

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

*Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису*

ПІДЛУСЬКИЙ Василь Пилипович

УДК 621.51. 004

ДИСЕРТАЦІЯ

ОПТИМАЛЬНЕ ПЛАНУВАННЯ ПРОЦЕСУ ОБСЛУГОВУВАННЯ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ В УМОВАХ НЕПОВНОГО ЇХ ЗАВАНТАЖЕННЯ

185 – Нафтогазова інженерія та технології

18 - Виробництво та технології

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



Підлуський В. П.

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

Івано-Франківськ
2026

АНОТАЦІЯ

Підлуський В.П. Оптимальне планування процесу обслуговування лінійної частини магістральних газопроводів в умовах неповного їх завантаження. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 185 – Нафтогазова інженерія та технології, галузь знань 18 - Виробництво та технології – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2026.

Довготривале використання магістральних мереж при неповному наповненні супроводжується постійним коригуванням обсягів енергоносія. Це зумовлює потребу у швидкому моделюванні сталих умов функціонування всієї інфраструктури. Щоб передбачити реакцію комунікацій на варіювання навантажень, критично важливо аналізувати поточні показники труб для визначення найкращого формату роботи. Виконання подібних розрахунків потребує поглибленої ревізії кожного компонента ГТС, що є тривалим процесом. Відповідно, постає гостра необхідність у розробці полегшених алгоритмів діагностики гідравліки та миттєвого передбачення сталих експлуатаційних параметрів.

Дослідження спрямоване на вдосконалення сервісу газотранспортної мережі шляхом виявлення механізмів внутрішніх потокових явищ. Це дозволить посилити стабільність постачання природного газу, спираючись на дані про зношеність та пропускну спроможність об'єктів.

Для реалізації цього задуму було вирішено такі пункти: уточнено логіку трансформації показників незмінних станів мережі під час коливань інтенсивності подачі газового середовища. Це слугує фундаментом для створення обчислювальних схем швидкого менеджменту процесів. Покращено підходи до тестування фізичної цілісності та гідравлічних властивостей магістралей, базуючись на масивах накопичених даних за весь період їхнього функціонування. Створено методику для планування

ефективного ремонту й профілактики вузлів системи за низького завантаження потужностей, що гарантує безперебійність газопостачання.

За результатами вивчення усталених процесів у інфраструктурі за різного ступеню завантаження обґрунтовано концепцію розрахункової схеми. Вона поєднує властивості лінійних ділянок та компресорних станцій, дозволяючи обчислювати ліміти подачі, ключові показники та рівень енергоспоживання при перекачуванні природного газу.

Досліджено закономірності впливу навколишнього середовища на рівень аварійності, яку має лінійна ділянка магістральних трубопроводів внаслідок розтріскування металу під напруженням від внутрішнього тиску. Наукова робота базується на обробці статистичних масивів щодо роботи систем «Братерство», «Союз», «Уренгой-Помари-Ужгород» та «Прогрес» від початку експлуатації до 2006 року. У переліку факторів, що визначають розвиток стрес-корозії, враховано вік об'єкта, величину електричного потенціалу захисту підземних мереж, метеорологічні умови, сезонний стан ґрунту, фізичні властивості сталі (зокрема її локальну твердість) та дію коерцитивної сили. На основі отриманих результатів виявлено стійкі зв'язки між цими параметрами та частотою пошкоджень труб через корозійні процеси.

Подано методику розробки спеціальних інтегральних коефіцієнтів, що дозволяють аналізувати стаціонарні умови, в яких перебуває природний газ під час транспортування. Будь-яке коливання показників на вході в систему неминуче спричиняє зміну вихідних даних. Ці величини пов'язані громіздким математичним апаратом, що вимагає значного часу для розрахунків та постійного оновлення відомостей про поточний стан об'єктів. За умов низького завантаження потужностей, коли робочі параметри часто варіюються, традиційне моделювання стає складним. Альтернативою виступає запропонована матриця коефіцієнтів впливу, яка відображає кореляцію вхідних і вихідних потоків для різних сталих режимів.

За результатами проведених досліджень, обґрунтовано підхід до вдосконалення функціонування газотранспортної мережі за умов часткового завантаження. Основним орієнтиром обрано досягнення найменшого споживання енергії для перекачування природного газу при одночасному забезпеченні найвищого ступеня безпеки подачі палива.

Висвітлено засади ідентифікації раптових втрат природного газу в магістралях та пошуку їхнього місця розташування в обставинах обмеженого потоку. Варто зазначити, що через непостійний прийом та видачу енергоносія в трубній системі виникають перехідні явища. Оскільки лінійна ділянка постійно зазнає збурень через зміну витрат, фіксація пошкоджень за миттєвими стрибками тиску стає практично неможливою.

Методики фіксації дефектів трубопроводу, які застосовують стаціонарні обчислювальні схеми, демонструють слабку точність, бо не враховують варіативність потоку. При цьому повні динамічні дослідження є надто ресурсномісткими, потребують колосального об'єму даних та тривалого часу, що перешкоджає швидкому реагуванню. Тому розумно використовувати інструменти, де динамічні рівняння представлені у спрощеному вигляді.

Надано оптимізовані методи, що не перевантажують обчислювальну техніку, проте забезпечують достатню для фахівців вірогідність. Сюди відноситься спосіб зменшення складності математичних описів законів руху та збереження маси через перехід до скінченних різниць. Також вивчено підхід, який аналізує темпи переміщення природного газу на основі вимірів у різних точках і періодах. Подібні інструменти коректно описують реальний природний газ у магістралях і придатні для миттєвого впровадження. Проведені дослідження довели, що отримані цифри відповідають галузевим стандартам.

Нині, зважаючи на мінливість прогнозів щодо споживання, коли спостерігається неповне завантаження газотранспортних мереж, питання стійкості та енергоощадності трубопроводів стає вкрай гострим. Скорочення

пауз між сервісними операціями (що означає частіше обслуговування) нерозривно пов'язане з фінансовими вкладеннями у відновлення. Безпека роботи технічних вузлів залежить від підходу до їхнього ремонту та відновлення. Головними ознаками капітального ремонту є його тривалість та періодичність, що оцінюються індексом якості (добротності), який корелює з кошторисом. Втім, подовження періоду між налагодженнями підвищує шанси на виникнення аварійних ситуацій.

Водночас ліквідація наслідків аварій потребує значних коштів, що викликає дефіцит ресурсу у споживачів. Отже, важливо розраховувати раціональний режим роботи, орієнтуючись на підтверджену здатність роботи обладнання. У цій праці пропонується моделювати ідеальний графік техобслуговування для досягнення мінімальних витрат на утримання. Це втілюється через регулярний нагляд із дотриманням критеріїв стійкості. Також розроблено механізм вибору інтервалів для реновацій та оновлення парку машин. Встановлено, що ефективне керування циклами заміни досягається через визначення кращих значень ресурсу експлуатації, часу роботи до стартового планового ремонту та показника якості. Як наслідок, гарантується справність техніки шляхом зниження операційних чеків без втрати надійності.

Ключові слова: газотранспортна система, неповне завантаження, показник адіабати, оптимізація, енергетичні параметри, магістральний трубопровід, обслуговування, падіння тиску, трубопровід, підземні сховища газу.

ABSTRACT

Pidluskyi V.P. Optimal planning of the maintenance process for the linear section of main gas pipelines under conditions of partial loading. – Qualifying scientific work as a manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in specialty 185 – Oil and Gas Engineering and Technology. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2026.

The long-term operation of main networks under conditions of partial filling is accompanied by continuous adjustments of energy carrier volumes. This necessitates rapid modeling of the steady-state operating conditions of the entire infrastructure. To predict the response of the communications to load variations, it is critical to analyze current pipe indicators to determine the optimal operational format. Performing such calculations requires an in-depth revision of each gas transmission system (GTS) component, which is a time-consuming process. Consequently, there is an acute need to develop lightweight algorithms for hydraulic diagnostics and the instantaneous prediction of steady-state operational parameters.

The research is aimed at improving the service of the gas transmission network by identifying the mechanisms of internal flow phenomena. This will enhance the stability of natural gas supply, relying on data regarding the wear and throughput capacity of the facilities.

To implement this concept, the following objectives were resolved:

The logic of transforming the indicators of steady network states during fluctuations in gas supply intensity was refined. This serves as a foundation for creating computational schemes for rapid process management.

Approaches to testing the physical integrity and hydraulic properties of main pipelines were improved, based on arrays of accumulated data over their entire operational period.

A methodology was developed for planning the effective repair and preventive maintenance of system nodes under low capacity utilization, guaranteeing uninterrupted gas supply.

Based on the study of steady-state processes within the infrastructure under varying degrees of loading, the concept of a computational scheme is substantiated. It integrates the properties of linear sections and compressor stations, allowing for

the calculation of supply limits, key indicators, and energy consumption levels during natural gas pumping.

The regularities of environmental impact on the accident rate of the linear section of main pipelines due to metal stress corrosion cracking caused by internal pressure were investigated. The scientific work is based on processing statistical arrays regarding the operation of the "Brotherhood", "Soyuz", "Urengoy-Pomary-Uzhhorod", and "Progress" systems from the start of their operation up to 2006. The list of factors determining the development of stress corrosion includes the age of the facility, the magnitude of the electrical protection potential of underground networks, meteorological conditions, seasonal soil states, physical properties of the steel (specifically its local hardness), and the effect of coercive force. Based on the obtained results, stable correlations between these parameters and the frequency of pipe damage due to corrosion processes were identified.

A methodology for developing special integral coefficients is presented, enabling the analysis of the stationary conditions in which natural gas resides during transportation. Any fluctuation in input parameters inevitably causes a change in output data. These values are linked by a cumbersome mathematical apparatus, requiring significant calculation time and continuous updating of information regarding the current state of the facilities. Under conditions of low capacity utilization, where operating parameters vary frequently, traditional modeling becomes complex. The proposed influence coefficient matrix, which reflects the correlation of input and output flows for various steady-state regimes, serves as an alternative.

Based on the research results, an approach to improving the functioning of the gas transmission network under partial loading conditions is substantiated. The primary benchmark is achieving the lowest energy consumption for natural gas pumping while simultaneously ensuring the highest degree of fuel supply safety.

The principles of identifying sudden natural gas losses in main pipelines and locating them under restricted flow conditions are highlighted. It is worth noting that transient phenomena arise in the pipe system due to the inconsistent intake and

output of the energy carrier. Since the linear section is constantly subjected to disturbances caused by flow rate variations, registering defects based on instantaneous pressure spikes becomes practically impossible.

Methods for registering pipeline defects that utilize stationary computational schemes demonstrate poor accuracy because they do not account for flow variability. At the same time, full dynamic studies are overly resource-intensive, requiring colossal data volumes and extended time, which hinders a rapid response. Therefore, it is prudent to use tools where dynamic equations are presented in a simplified form.

Optimized methods that do not overload computing equipment yet provide sufficient reliability for specialists are provided. This includes a method for reducing the complexity of the mathematical descriptions of the laws of motion and mass conservation through a transition to finite differences. An approach analyzing natural gas movement rates based on measurements at different points and periods was also studied. Such tools correctly describe real natural gas flow in main pipelines and are suitable for immediate implementation. Conducted studies have proven that the obtained figures comply with industry standards.

Currently, given the volatility of consumption forecasts, where partial loading of gas transmission networks is observed, the issue of pipeline stability and energy efficiency becomes extremely acute. Reducing the intervals between service operations (which means more frequent maintenance) is inextricably linked to financial investments in restoration. The operational safety of technical nodes depends on the approach to their repair and restoration. The main characteristics of a capital repair are its duration and frequency, evaluated by a quality index that correlates with the budget. However, extending the period between adjustments increases the chances of emergency situations occurring.

Simultaneously, eliminating the consequences of accidents requires significant funds, causing resource shortages for consumers. Therefore, it is important to calculate a rational operating mode, focusing on the confirmed operational capacity of the equipment. This work proposes modeling an ideal maintenance schedule to achieve minimum upkeep costs. This is implemented

through regular monitoring in compliance with stability criteria. A mechanism for selecting intervals for renovations and fleet upgrades has also been developed. It was established that effective management of replacement cycles is achieved by determining the optimal values of service life, operating time until the first planned repair, and the quality index. Consequently, equipment serviceability is guaranteed by reducing operational expenses without losing reliability.

Keywords: gas transmission system, partial loading, adiabatic index, optimization, energy parameters, main pipeline, maintenance, pressure drop, pipeline, underground gas storage facilities.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА
Наукові праці, в яких опубліковані основні результати дисертації

Статті у наукометричних базах:

1. Grudz V., Grudz Y., Pavlenko I., Liaposhchenko O., Ochowiak M., Pidluskiy V., Portechyn O., Iakymiv M., Włodarczak S., Krupińska A., Matuszak M., Czernek K., Ensuring the Reliability of Gas Supply Systems by Optimizing the Overhaul Planning. *Energies*, 16(2), <https://doi.org/10.3390/en16020986>. E-ISSN:1996-1073 **Індексується в міжнародній наукометричній базі Scopus.**
2. Грудз В. Я. Принципи оптимізації керування режимами роботи газотранспортних систем за умови їх неповного завантаження / В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, В. Р. Процюк, В. П. Підлуський, О. М. Портечин, Б. І. Гершун, Прикарпатський вісник Наукового товариства імені Шевченка. Число. 2022. № 17. С. 169-178. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Pvntsh_ch_2022_17_16. **Наукове фахове видання України.** [https://doi.org/10.31471/2304-7399-2022-17\(64\)-169-178](https://doi.org/10.31471/2304-7399-2022-17(64)-169-178)
3. Грудз В. Я., Грудз Я. В., Іванов О. В., Підлуський В. П., Туровський О. А., Сухарський Б. М., Діагностування аварійних витоків з лінійної частини газотранспортних систем в умовах їх неповного завантаження. *Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*, 2023, (54), 31–35. **Наукове фахове видання України.** [https://doi.org/10.31471/1993-9965-2023-1\(54\)-31-35](https://doi.org/10.31471/1993-9965-2023-1(54)-31-35). ISSN 1993-9965
4. Грудз В. Я., Стасюк Р. Б., Капушак Я. С., Підлуський В. П., Гамула С. Б., Сухарський Б. М., Influence of natural factors on the intensity of stress corrosion of pipe steels during the operation of gas pipes. *Oil and Gas Power Engineering*, **Наукове фахове видання України.** 2025, (44), 204–213. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2025-2\(44\)-204-213](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2025-2(44)-204-213), ISSN 1993-9868

Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації

1. Я. Грудз, Н. Терепенко, В. Підлуський. Підвищення надійності газопостачання на основі вдосконалення діяльності системи обслуговування. [Міжнародна науково-технічна конференція «Проблеми та перспективи транспортування та зберігання енергоносіїв»], (Івано-Франківськ – Яремче, 3-4 липня 2025 р.) / ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – С. 112–113. DOI: <https://doi.org/10.31471/pptzen2025>.

ЗМІСТ

ВСТУП	14
РОЗДІЛ 1 АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ПОРЯДКУ ОБСЛУГОВУВАННЯ ЛІНІЙНИХ ДІЛЯНОК МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ ЗА ДАНИМИ НАУКОВИХ ПРАЦЬ	19
1.1 Вітчизняна мережа транспортування вуглеводневих ресурсів як об’єкт багаторічного використання	19
1.2 Дослідження принципів побудови обслуговування лінійної частини газопроводів за часткового завантаження	25
1.3 Оцінка управління процесами функціонування магістралей за умов, коли спостерігається неповне завантаження системи.....	33
1.4 Аналіз діагностування нештатних ситуацій за умов неповного завантаження	38
1.5. Комплексна постановка задач дослідження.....	40
РОЗДІЛ 2 ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО ТА ГІДРАВЛІЧНОГО СТАНУ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ МЕРЕЖ В УМОВАХ ЇХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ.....	43
2.1 Прогнозування точності визначення об’єму газу за комерційних умов, що знаходиться в порожнині магістрального газопроводу	44
2.2 Математичні моделі та засади ідентифікації аварійних витоків за умов неповного завантаження магістралей	52
2.3 Аналіз впливу неусталеності технологічного процесу на гідравлічні показники системи	60
2.4 Висновки по розділу 2	63
РОЗДІЛ 3. ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ ГАЗОПРОВОДІВ В УМОВАХ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОГО ТА ПРИРОДНОГО НАВАНТАЖЕННЯ.....	64

3.1 Обґрунтування напрямів та постановка задач дослідження	65
3.2 Методика проведення досліджень	68
3.3 Результати дослідження та їх аналіз	73
3.4 Висновки по розділу 3	79
РОЗДІЛ 4. ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ГАЗОПОСТАЧАЛЬНИХ СИСТЕМ НА ОСНОВІ ОПТИМІЗАЦІЇ СТРАТЕГІЙ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ.....	81
4.1 Критерії надійності та оптимальної роботи ГТС.....	85
4.2 Науково-методичне обґрунтування та стратегія проведення досліджень	88
4.3 Розробка та практична реалізація математичної моделі процесу обслуговування.....	98
4.4 Методологічні принципи побудови системи управління технічним обслуговуванням	106
4.5 Висновки по розділу 4	112
ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ.....	113
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ	115

ВСТУП

Актуальність проблеми. Газотранспортна система України, будучи компонентом загальноєвропейської мережі, зараз переживає період реструктуризації та зміни цільового використання. Головною причиною є розширення мереж на материку, сумарна потужність яких значно перевищує видобуток і споживання, де фігурує природний газ. Це відкриває можливості змінювати вектори транспортування. Поряд із цим, зменшення обсягів видобутку провокує зростання вартості сировини, що спонукає до економії. Через це магістралі вже не можуть постійно працювати з максимальним дебітом, тому виникає неповне завантаження протягом року. Сучасні потреби суспільства вимагають адаптивності енергетичної інфраструктури, що визначає її функціонування з різною інтенсивністю.

Стабільне та вигідне постачання палива для населення вимагає грамотної організації сервісних циклів. Обслуговування містить великий перелік дій: від поліпшення режимів до збереження технічної придатності об'єктів. Це нереально виконати без чітких даних про стан ГТС, які дає технічна діагностика. Вона допомагає вчасно побачити кожен дефект. Фундаментальними вимогами до роботи галузі залишаються надійність та енергоефективність. Для їх реалізації слід виконувати прогностичні розрахунки. Саме тому це дослідження є вкрай важливим.

Сучасні виклики вітчизняного енергетичного сектору вимагають докорінного перегляду стратегій менеджменту магістралей. В обставинах, коли спостерігається неповне завантаження, питомі витрати на підтримку працездатності суттєво зростають, що негативно відображається на собівартості транспортування. Через це виникає гостра потреба розробити алгоритми, за якими лінійна ділянка буде проходити сервісні процедури з максимальною фінансовою ефективністю. Слід враховувати, що природний газ повинен постачатися безперебійно, незважаючи на жорстку економію ресурсів. Отже, дане дослідження пропонує нові підходи для балансування між грошовими вкладеннями та фізичною надійністю труб.

Стан інфраструктурних об'єктів, що працюють десятиліттями, характеризується неминучим накопиченням втоми матеріалів. Навіть якщо зафіксовано неповне завантаження, деструктивні процеси старіння та корозії продовжуються, а часом і посилюються через нестабільність тиску. Кожен вчасно не усунений дефект створює передумови для серйозної техногенної катастрофи. Тому процес планування відновлювальних операцій має спиратися на детальний моніторинг ризиків і реального зносу металоконструкцій. Подібна стратегія дозволяє спрямовувати фінансування на пріоритетні сегменти, де компресорна станція або запірна арматура потребують першочергового ремонту.

Класичні планово-попереджувальні графіки проведення профілактики часто стають малоефективними в нинішніх умовах. Оскільки мережа функціонує з перемінними навантаженнями, неповне завантаження формує особливий характер впливу на внутрішні стінки труб. Наукове дослідження орієнтоване на перехід від застарілих регламентів до гнучких систем інтелектуального сервісу. Це дозволяє заздалегідь розпізнати потенційний дефект та локалізувати його без тривалого виведення обладнання з ладу. Використання сучасних розрахункових моделей допоможе адаптувати експлуатаційні цикли до фактичних обсягів, у яких перекачується природний газ.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дана робота має науково-практичну спрямованість і включена до переліку стратегічних розробок НАК «Нафтогаз України». Це дослідження націлене на посилення надійності функціонування всієї магістральної інфраструктури. Наведені наукові напрямки повністю відповідають положенням чинної державної програми розвитку нафтогазової галузі до 2035 року.

Мета роботи полягає у покращенні обслуговування магістральних газопроводів шляхом визначення фундаментальних принципів протікання внутрішніх газодинамічних процесів. Це дозволяє підвищити стабільність

подачі природного газу, враховуючи актуальні дані про фізичний та гідравлічний стан об'єктів.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні завдання:

1. Уточнення механізмів варіювання показників усталених умов функціонування інфраструктури при зміні об'ємів перекачування, де транспортується природний газ. Це слугує базою для побудови цифрових моделей оперативного менеджменту.

2. Покращення інструментів оцінювання пропускної здатності та технічної придатності труб на основі накопичених масивів інформації про тривалу експлуатацію. Такий підхід допомагає ідентифікувати кожен критичний дефект.

3. Дослідження природи впливу навколишнього середовища на динаміку виникнення несправностей, які має лінійна ділянка трубопроводів. Аналізуються явища розтріскування металу під дією механічного навантаження та корозії.

4. Моделювання оптимальних планів технічного обслуговування компонентів газотранспортної мережі в умовах, коли фіксується неповне завантаження потужностей. Метою є підтримка високої надійності енергопостачання споживачів.

Об'єктом досліджень є показники експлуатації системи транспорту природного газу за умови неповного завантаження.

Предметом досліджень є оптимізація параметрів функціонування та технічного обслуговування систем магістрального транспорту газу, коли має місце неповне завантаження потужностей.

Методи дослідження. Під час виконання дослідження було застосовано комплексний аналіз функціонування магістральних мереж, а також теоретичні засади, що описують стаціонарний та нестаціонарний рух потоків у трубах. Задіяно методи цифрового моделювання та апробовані алгоритми переміщення стисливого газоподібного середовища. Крім того, використано

підходи до вдосконалення параметрів та планове обслуговування, інтегровані у відповідні прикладні програми. Здійснено статистичну інтерпретацію показників роботи технічних одиниць на базі розробки об'єднаної структурної моделі всієї інфраструктури газотранспортних об'єктів.

Наукова новизна отриманих результатів дисертаційної роботи:

- впроваджено апарат інтегральних коефіцієнтів з метою оперативного менеджменту технологічних процесів магістральних мереж при варіюванні інтенсивності перекачування палива;

- набули подальшого розвитку методики діагностування гідравлічного та технічного стану труб на основі обробки статистичних масивів щодо специфіки багаторічного функціонування ГТС;

- виявлено фундаментальні залежності впливу зовнішніх чинників на частоту аварійних випадків, зумовлених корозійним розтріскуванням металу, що дозволяє ідентифікувати кожен критичний дефект;

- обґрунтовано систему прогнозування раціональних заходів, через які здійснюється технічне обслуговування компонентів мережі в умовах, коли зафіксовано неповне завантаження.

Практичне значення отриманих результатів. За підсумками проведення дослідження явищ газової динаміки та гідравліки в магістральних газотранспортних мережах переміщення визначено граничні значення експлуатаційного тиску задля унеможливлення раптових навантажень на стінки в моменти коригування обсягів транспортування; також сформовано обчислювальний інструментарій для їхнього передбачення. Спираючись на підсумкові дані проведених досліджень, було розроблено галузеву методику «Енергоефективність газотранспортних систем в умовах неповного завантаження і оптимізація їх обслуговування».

Особистий внесок здобувача. Безпосередньо автором:

- виконано дослідження механізмів регулювання, що описують стаціонарні стани магістральних газопровідних мереж, коли фіксується

неповне завантаження, із застосуванням апарату інтегральних коефіцієнтів [5, 6];

- обґрунтовано модернізацію підходів до оцінювання гідравліки та ідентифікації втрат палива з магістралей, спираючись на масиви статистичних даних [1];

- виявлено фундаментальні зв'язки між зовнішніми чинниками та частотою виникнення аварій через корозійну деструкцію металу під навантаженням; такий аналіз дозволяє вчасно виявити кожен дефект;

- розроблено принципи прогнозування ефективності і надійності обслуговування об'єктів газотранспортних систем [4, 6, 7];

- здобувач здійснював безпосередню розробку та сприяв практичній імплементації відомчого нормативного документа (галузевої методики) у виробничий процес [1, 6, 7].

Апробація роботи. Основні результати дисертаційної роботи доповідалися і обговорювалися на міжнародній науково-технічній конференції «Проблеми та перспективи транспортування та зберігання енергоносіїв (м. Івано-Франківськ, 2025 р.). В повному обсязі результати досліджень доповідалися на науковому семінарі кафедри транспортування та зберігання енергоносіїв Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.

Публікації. За темою дисертаційної роботи опубліковано 7 друкованих праць, із них 1 – стаття у міжнародному наукометричному науковому журналі, що індексується в наукометричній базі даних Scopus, 1 – у міжнародних наукових журналах, що індексуються в світових наукометричних базах даних і системах; 4 – у наукових фахових виданнях, затверджених ДАК України, 1 – тези доповідей на міжнародних конференціях.

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається із вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, списку використаних джерел 134 найменувань та додатків. Обсяг основного тексту дисертації складає 131 сторінку друкованого тексту.

РОЗДІЛ 1 АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ПОРЯДКУ ОБСЛУГОВУВАННЯ ЛІНІЙНИХ ДІЛЯНОК МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ ЗА ДАНИМИ НАУКОВИХ ПРАЦЬ

1.1 Вітчизняна мережа транспортування вуглеводневих ресурсів як об'єкт багаторічного використання

Аналіз енергетичного поступу підтверджує, що природний газ та інші викопні ресурси залишатимуться фундаментальними складниками світового споживання. Географічна нерівномірність родовищ та осередків використання зумовлює розбудову нових і підтримку діючих логістичних шляхів. У цьому аспекті наша країна володіє виграшним розташуванням та потужною ресурсною базою. Сукупність історичних та економічних чинників сприяла тому, що газотранспортна система України перетворилася на одну з наймасштабніших у світі, маючи значний потенціал для накопичення вуглеводнів. У становлення та модернізацію даного комплексу вагомий внесок зробили численні вітчизняні вчені, наукові установи та професійні об'єднання. Зокрема, варто відзначити наукові здобутки таких фахівців, як Є. І. Крижанівський, В. Я. Грудз, Л. С. Шлапак, М. Д. Середюк, І. В. Ориняк та багатьох інших.

Сучасна газотранспортна система виступає ключовим інструментом забезпечення стабільного транзиту на енергетичні параметри шляху між державами-експортерами та європейськими споживачами. Пропускна здатність на вході сягає 290 млрд м³ на рік, тоді як вихідні параметри становлять 180 млрд м³ продукту. Потреби внутрішнього ринку задовольняються за рахунок імпортованого палива та власного видобутку. Експорт природного газу у західному напрямку може досягати 142,5 млрд м³. [3, 4].

Згідно з наведеними цифрами, пріоритетним завданням інфраструктури є безперебійне постачання енергоносія вітчизняним споживачам та надійне перекачування в країни Східної, Центральної та Західної Європи. Попри політичні виклики, обсяги споживання, де використовується природний газ, у

цих регіонах зростають, і до 2025 року вони можуть скласти близько 580–600 млрд м³. Це вимагає підтримки належної справності, де вчасно виявлений дефект ліквідується для гарантування енергетичної безпеки всього континенту.

Зараз мережа ДК «Укртрансгаз» (структурний підрозділ НАК «Нафтогаз України») налічує 34,8 тис. км трубопроводів різного призначення. Стабільний рух забезпечують численні інфраструктурні об'єкти, зокрема 72 компресорні станції, понад 1400 газорозподільних пунктів та 12 підземних сховищ. Структура компанії об'єднує 18 підрозділів, включаючи лінійні управління та спеціалізовані наукові інститути, що проводять тематичне дослідження галузі [5, 6].

Загальна схема діючих коридорів (рис. 1.1) демонструє основні вхідні точки на північному сході: Сохранівка, Писарівка, Серебрянка, Валуйки, Суджа, Мозир та Кобрин. Система перемичок дозволяє гнучко розподіляти потоки, підвищуючи живучість та маневреність мережі. Це зміцнює надійність внутрішніх поставок за категоріями: побутовий сектор (37,5%), генерація енергії (17,4%), металургія (12,8%), хімія (11,3%) та технічне обслуговування разом із власними потребами (10,4%). На заході контроль транзиту здійснюють станції в Ужгороді, Берегові, Дроздовичах, Орловці та Тековому. Фундаментальним чинником високої надійності ГТС, яку відзначають вітчизняні та іноземні партнери, виступають підземні сховища газу. За своїми масштабами вони займають третю позицію у світі, що відповідає майже 20 % від усіх потужностей Європи. Це дозволяє забезпечувати стабільний ритм енергетичних параметрів, у якому подається природний газ кінцевим користувачам незалежно від кліматичних умов.



Рисунок 1.1 – Конфігурація газотранспортної мережі України [1, 2]

Подібна стійкість гарантується здатністю акумулювати в ПСГ об'єми до 31,0 млрд м³ із добовою інтенсивністю вилучення на рівні 220 млн м³. Технічну підтримку процесу здійснюють 110 компресорних підрозділів та 702 перекачувальні машини загальною потужністю 5,4 тис. МВт. Найбільша концентрація активного ресурсу характерна для західного регіону, проте існують також східний, центральний та південний вузли сховищ. Об'єкти здебільшого розгорнуті на вичерпаних газоконденсатних родовищах, хоча використовуються і водоносні структури. Операційне обслуговування цих потужностей базується на роботі 1391 свердловини, 22 компресорних блоків та 1113 км шлейфових ліній.

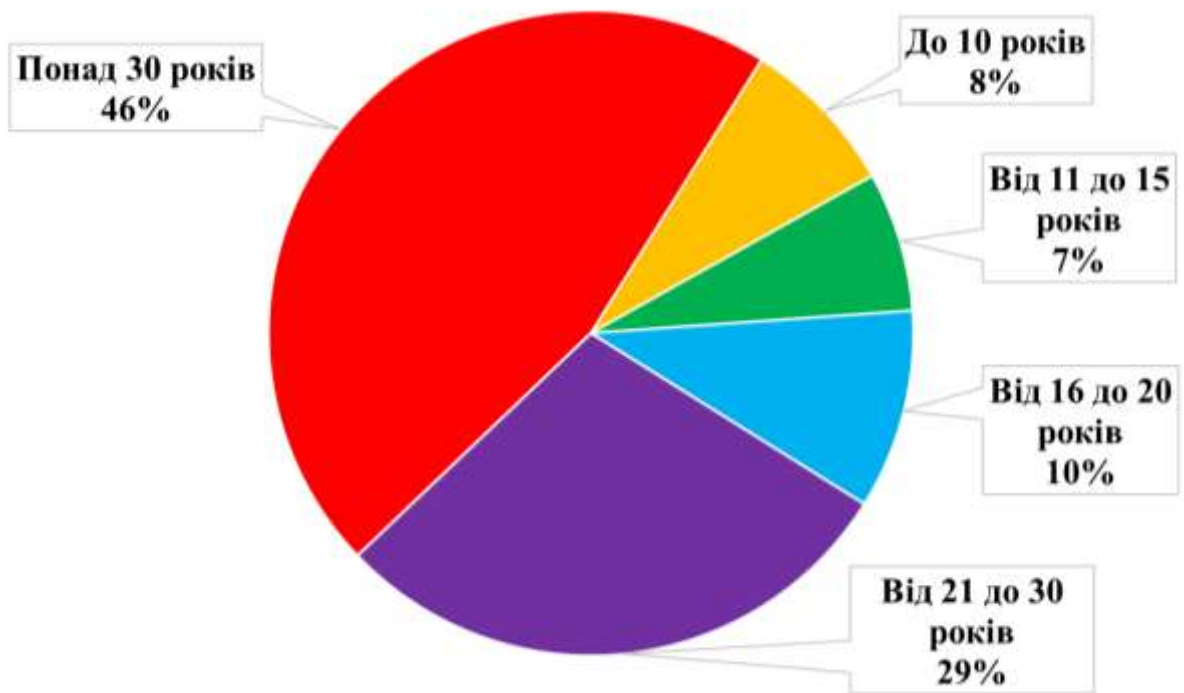


Рисунок 1.2 – Віковий склад ГТС України [3, 4]

Аналіз відомостей на рис. 1.2 свідчить, що значна частина діючих магістралей характеризується суттєвим терміном використання, що зумовлює безперервний нагляд за їхньою цілісністю. При цьому критично важливо забезпечувати сталу безаварійну роботу інфраструктури підземних сховищ газу їх енергетичних параметрів, оскільки це безпосередньо впливає на міжнародний імідж та політичну вагу країни. Необхідно гарантувати стійкість мережі, підтримуючи статус відповідального партнера, яким надійно транспортується природний газ до європейських споживачів.

Цілком зрозуміло, що складна інфраструктура ГТС розбудовувалася впродовж багатьох десятиліть, тому вона відрізняється суттєвою варіативністю структурних елементів. Зокрема, враховуючи термін експлуатації та діаметри застосовуваного трубного прокату, магістральні лінії доцільно розділити на кілька груп (рис. 1.2 та рис. 1.3) [3, 4].

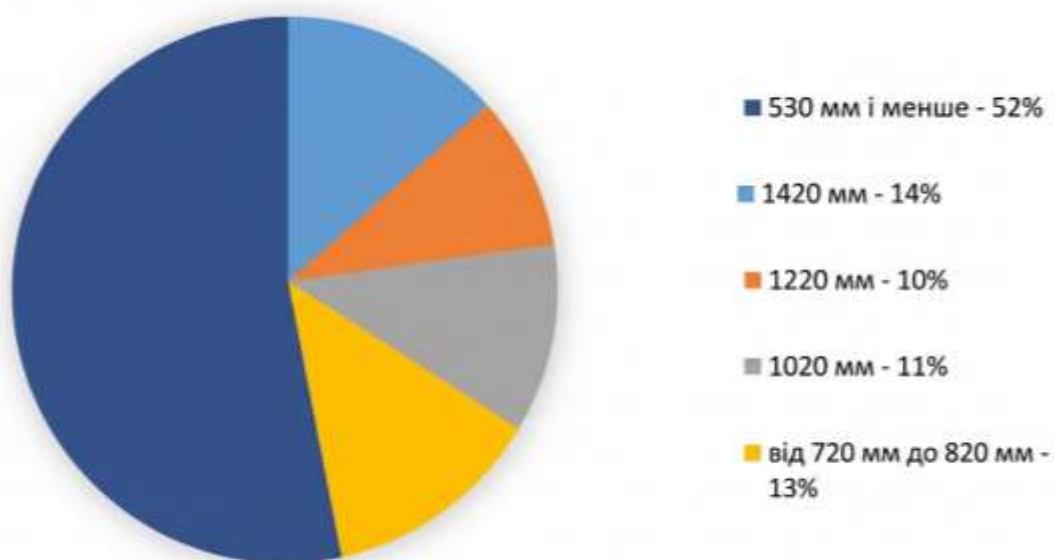


Рисунок 1.3 – Розподіл магістралей за розміром перетину труб [3, 4]

Різноманітність діаметрів (поперечних перерізів) трубопроводів, що формують магістральні мережі, свідчить про значну неоднорідність вітчизняної ГТС, що безпосередньо позначається на специфіці матеріалів, використаних для їхнього виготовлення. З огляду на це, у процесі оцінювання фактичної придатності об'єктів критично важливо впроваджувати інтегровані методики, які дозволяють підвищити вірогідність розрахунків та врахувати потенційні аномалії, спричинені внутрішньою структурою металу.

Здійснений аналіз стану інфраструктури підземних сховищ газу підтверджує, що сучасна газотранспортна мережа володіє масштабною та розгалуженою лінійною частиною, яка функціонує в тісній взаємодії з допоміжними інженерними об'єктами. Наявний фонд накопичувальних потужностей та підземні сховища створюють сприятливі умови для циклічного депонування ресурсів і нівелювання стрибків тиску в системі під час інтенсивного споживання. Це стимулює подальше зближення національних магістралей із транскордонними енергетичними коридорами Європи. Як наслідок, посилюється здатність вітчизняних комунікацій витримувати критичні навантаження та зовнішні збурення, що часто зумовлені геополітичною кон'юнктурою.

У нинішніх реаліях, зокрема під час воєнних загроз, спостерігається активація реверсних потоків для стабільного забезпечення енергоносіями промислових підприємств та житлового сектора. При цьому вартісна різниця закордонного палива диктує потребу у встановленні чітких алгоритмів розподілу між категоріями споживачів. Це може вимагати оперативного регулювання роботи окремих вузлів на міждержавному рівні, що посилює взаємну інтеграцію не лише у сфері менеджменту, а й на рівні технологічного моніторингу та діагностики. Відповідно, постає необхідність детального вивчення стану іноземних трубопровідних комплексів, характеристик їхнього обладнання та специфіки застосовуваних сплавів.

Однак подібні інтеграційні процеси висувують суворі вимоги до безпеки функціонування об'єктів, де тривала експлуатація поєднується з високим класом небезпеки. Слід брати до уваги суттєву амортизацію фондів, інвестиційні обмеження та складність логістики при виконанні відновлювальних операцій. Вітчизняна мережа вирізняється значною топологічною складністю та різноманіттям конструктивних рішень, реалізованих у різні часові проміжки. Чимало трас пролягають через зони зі складним ландшафтом: гірські масиви, водні перешкоди або території інтенсивного видобутку копалин. Усі ці чинники зумовлюють потребу в безперервному контролі справності, де кожен виявлений дефект має бути вчасно усунений. Тривалий термін роботи призводить до деградації ізоляції та поступового руйнування трубної сталі, що вимагає системної реновації.

Згідно з науковими джерелами [8–10], для розрахунку індикаторів стану споруди варто залучати апарат прогнозування, за допомогою якого визначаються оптимальні характеристики та закономірності їхнього варіювання. Результатом такого підходу стає формування переліку техніко-економічних орієнтирів на перспективу. Моделювання майбутніх станів дозволяє обрати найбільш раціональні сценарії роботи системи при збереженні високої надійності.

Системне дослідження життєвого циклу мережі базується на поєднанні ретроспективних даних, поточної діагностики та прогнозних моделей [3, 10–12]. На етапі ретроспекції вивчаються архівні відомості про роботу об'єкта, фіксуються типи пошкоджень та історія вимушених зупинок, що стає підґрунтям для створення динамічних моделей. Друга фаза (діагностування) передбачає фіксацію фактичних параметрів середовища, проведення інструментальних замірів та вибір методів обчислення. Заключний етап базується на синтезі даних про реальний стан металу та чинників впливу на його подальший розвиток. При цьому суворо дотримуються галузеві регламенти, за якими проводиться планове обслуговування в режимі реального часу.

На основі верифікованої інформації оцінюється придатність інфраструктури через аналіз відхилень та вартості сервісних операцій. Упередження аварійних ситуацій досягається шляхом коригування режимів або проведення ремонтів, коли лінійна ділянка досягає межі свого ресурсу. Такий контроль спирається на документально зафіксовані допуски та оцінку залишкової міцності вузлів. Подібні підходи дозволяють максимально повно задіяти потенціал мережі, де транспортується природний газ, забезпечуючи стабільну роботу навіть у випадках, коли спостерігається неповне завантаження потужностей.

1.2 Дослідження принципів побудови обслуговування лінійної частини газопроводів за часткового завантаження

Пропускна здатність сучасних магістралей є настільки високою, що будь-який дефект або аварійний вихід з ладу на лінійних ділянках спричиняє колосальні втрати палива. Це тягне за собою значні видатки на відновлювальні заходи та фінансові збитки через недопостачання енергоносія споживачам [7, 9]. Статистичні дані свідчать, що середньорічний обсяг втрат у моменти аварій сягає 240,1 млн м³, при цьому сумарна довжина замінених труб становить 5031

пог. м. Загальний час простою під час ліквідації наслідків руйнувань складає близько 3554 годин на рік. Протягом останнього періоду зафіксовано негативну динаміку збільшення частки відмов через механічні пошкодження (з 10,3% у середині 80-х до 27,5% наприкінці десятиліття). За таких обставин прогнозування та попередження аварійних ситуацій значно ускладнюється.

Окрім масштабних руйнувань підземних сховищ газу, до позапланових зупинок перекачування призводять численні несправності, де зафіксований дефект не може бути усунутий миттєво через обмежені потужності ремонтних бригад. Останнім часом зростання кількості виявлених тріщин та свищів є результатом активного впровадження методів раннього моніторингу. З іншого боку, таке дослідження стану металу потребує дорогої апаратури, що збільшує собівартість транспортування [48].

Суттєві збитки [18, 79] від недопостачання, де фігурує природний газ, пов'язані з порушенням виробничих циклів у споживачів, простоєм персоналу та необхідністю переходу на альтернативні види палива. Фінансові втрати зазвичай розглядають як лінійну залежність від тривалості простою [6]. При цьому питомий показник збитків залежить від галузі промисловості та становить у середньому 153 умовні одиниці на кожному 1000 м³ недоотриманого ресурсу.

Дієве та раціональне технічне обслуговування разом із вчасною реновацією виступають фундаментальними механізмами забезпечення експлуатаційної стійкості мережі. Головна мета такої структури — гарантування безперебійної роботи, в якій функціонує компресорна станція та лінійні сегменти, а також мінімізація втрат. Основні технологічні завдання сервісної системи включають [53]:

- регулярний моніторинг цілісності магістралей та допоміжних споруд;
- інтерпретацію результатів контролю та ухвалення рішень щодо проведення робіт;
- виконання комплексу превентивних та планових відновлювальних операцій;

- термінову ліквідацію аварійних ситуацій та пошкоджень;
- енергетичні параметри газотранспортної системи

Організація сервісу на магістралях являє собою багатогранну динамічну структуру, ефективність якої залежить від багатьох чинників. Вплив цих факторів часто має випадковий характер і важко піддається керуванню. Оцінювати якість менеджменту та розробляти стратегії вдосконалення необхідно з позицій системного аналізу, враховуючи структуру, кадровий склад та режими роботи.

Функціональні обов'язки підрозділів, які здійснюють регламентне обслуговування, закріплені в галузевих стандартах [52, 60, 61]. До переліку таких структур належать:

- лінійні експлуатаційні служби (ЛЕС) при виробничих управліннях;
- відділи з експлуатації магістральних трубопроводів;
- аварійно-відновлювальні поїзди та спеціалізовані загони;
- служби електрохімічного захисту та діагностичні лабораторії.

Внутрішня побудова ЛЕС може трансформуватися залежно від наявних матеріальних ресурсів та кліматичних умов регіону. Потужність та оснащення підрозділів суттєво відрізняються, що визначає їхні можливості під час проведення ремонтів. У випадках, коли лінійна ділянка проходить крізь важкодоступні зони (гори, болота), створюються опорні пункти. Їхня мета – підвищення оперативності реагування на виявлений дефект та локалізація аварійних витоків.

Сфера технічного сервісу перебуває в стані постійної трансформації. Спорудження нових коридорів, фізичне старіння металу та впровадження цифрових засобів нагляду вимагають нових організаційних форм. Особливо актуальним це стає в умовах, коли фіксується неповне завантаження потужностей, що змушує адаптувати графіки робіт до фактичних обсягів, у яких постачається природний газ.

Багаторічна практика функціонування вітчизняних магістралей дає змогу виокремити такі ключові організаційні моделі, в межах яких реалізується технічне обслуговування та ремонт об'єктів [59, 52]:

- традиційна;
- базова;
- комбінована;
- аварійно-централізована.

За традиційної схеми обслуговування проводиться безпосередньо силами локальних лінійних підрозділів (плановий моніторинг, превентивні заходи, аварійні роботи). Її застосування вважається доцільним у регіонах із розгалуженою логістичною інфраструктурою та мережею доріг. Специфіка роботи в степовій зоні зумовила виникнення базової форми, де лінійна ділянка закріплена за двома типами служб. У кожному управлінні функціонують диспетчерські структури для дрібних налагоджень та усунення невеликих несправностей. Водночас за окремими підрозділами закріплені потужні базові центри, що здійснюють складний ремонт на власних та суміжних територіях.

Комбінований підхід передбачає поєднання мобільних груп малої потужності з аварійно-відновлювальними поїздами (АВП). Подібна конфігурація забезпечує значну акумуляцію ресурсів у межах АВП, що дозволяє проводити масштабне обслуговування та капітальні роботи більш продуктивно. У східних регіонах Азії набула поширення аварійно-централізована форма. У цьому випадку спеціалізоване управління бере на себе повний цикл технічних та профілактичних операцій на магістралях.

Слід підкреслити, що на поточний момент відсутні науково підтвержені засади вибору тієї чи іншої моделі під конкретну мережу. Це актуалізує дане дослідження в частині формування методики побудови оптимальної структури та раціонального розміщення пунктів дислокації персоналу в регіоні, де пролягає лінійна ділянка. Кожна зі вказаних стратегій характеризується різним ступенем зосередження матеріальних активів. Централізація є магістральним вектором розвитку галузі, оскільки дозволяє

економно використовувати кадри та інструментарій, впроваджувати прогресивні технології. Зрештою, це забезпечує зниження операційних видатків та зменшення втрат, у яких фігурує природний газ, гарантуючи надійність навіть тоді, коли спостерігається неповне завантаження системи.

У працях провідних представників галузі, зокрема Е. М. Ясіна, К. Е. Ращепкіна, А. Ф. Комягіна, З. Т. Галіулліна та інших, вперше на науковий фундамент було поставлено питання розробки та вдосконалення централізованого формату, за яким проводиться обслуговування магістральних трубопроводних мереж [10, 78]. Певної уваги заслуговують розробки щодо консолідації систем аварійно-відновлювального сервісу для нафтових комунікацій, де розв'язуються аналогічні завдання стосовно перекачування нафтопродуктів. У сфері побудови ефективного менеджменту, де здійснюється регламентне обслуговування, простежуються два вектори розвитку [20, 24]: централізація та децентралізація. Основна мета полягає у виявленні раціонального співвідношення між цими підходами в межах цілісної структури. Коректність обраного балансу безпосередньо зумовлює рівень продуктивності, з якою працюють складні технічні комплекси [22]. Створення централізованої моделі формує передумови для впровадження прогресивних методів ТОiP та використання сучасної високопродуктивної техніки [22-26, 34]. Спираючись на математичний апарат, який надає теорія масового обслуговування, було економічно обґрунтовано доцільність подібної організації праці [50]. Проте залишається відкритим питання проектування раціональної топографічної схеми розташування підрозділів у загальній системі. Відповідне дослідження демонструє, що централізована форма в півтора раза перевершує традиційні розрізнені підходи, за умови залучення швидкісних засобів для транспортування персоналу під час виконання завдань [32].

На поточний момент реалізовано низку наукових розвідок щодо вибору точок дислокації ремонтних бригад та розмежування зон їхньої відповідальності [21, 52]. Фундаментом для таких розрахунків є індикатори

безвідмовності. Для опису надійності зазвичай застосовують середню інтенсивність відмов λ за одиницю часу, що визначається статистичним шляхом. Залежно від умов, цей показник варіюється від $0,2 \cdot 10^{-3}$ до $1,5 \cdot 10^{-3}$ 1/(км·рік) [50]. Наявні дані про кожен дефект дозволяють будувати епюри стійкості металу. На цій основі виділяються фрагменти з високим рівнем аварійності, де лінійна ділянка потребує оптимального розміщення опорних пунктів за критерієм мінімального часу на прибуття фахівців для ліквідації наслідків руйнувань. При цьому враховується конфігурація дорожньої інфраструктури через систему коефіцієнтів:

- показник збігу траси із під'їзними шляхами

$$K_c = \frac{\sum l_i}{L} \quad (1.1)$$

де L - загальна протяжність сегмента; l_i - довжина доріг на ділянках паралельного проходження.

- показник віддаленості від автошляхів:

$$K_n = \frac{\sum h_i}{n} \quad (1.2)$$

де h_i - дистанція від дороги до осі труби; n - кількість замірів;

- показник частоти перетинів із дорогами

$$K_n = \frac{N}{100 \text{ км}} \quad (1.3)$$

де N - число перехрещень траси з автодорогами.

Тривалість прибуття бригад розраховується як функція:

$$t_o = f(K_c, K_y, K_n) \quad (1.4)$$

Через ітераційне моделювання локацій базування технічних груп виявляється найефективніша конфігурація сервісного супроводу мережі магістралей. Альтернативна методика базується на обчисленні граничного радіусу реагування за умови дислокації ремонтних бригад уздовж траси (зокрема, на територіях, де розташована компресорна станція) [15]. Основним

параметром оцінювання виступають зведені питомі видатки, що охоплюють утримання спеціалізованих загонів та створення резервів для компенсації дефіциту ресурсу в абонентів. У підсумку сформульовано аналітичну залежність для встановлення раціональної дистанції, в межах якої проводиться обслуговування:

$$l^* = \sqrt{\frac{(3 + E \cdot k) \cdot V}{3_v \cdot \Delta q \cdot \lambda \cdot n \left[1 + X_* \sqrt{\frac{1 + c^2}{\lambda n L}} \right]}} \quad (1.5)$$

3 - річні видатки на експлуатацію;

E - нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень;

K - капітальні вкладення;

V - швидкість транспортування аварійно-відновлювального підрозділу;

3_v - питомі витрати на резервування;

λ - інтенсивність відмовлень (показник, за яким з'являється дефект на трасі);

n - число ниток трубопроводу;

L - загальна довжина, яку має лінійна ділянка мережі;

C - коефіцієнт варіації часу;

X_* - корінь рівняння $\Phi(x) = b$.

Сучасні вектори модернізації процесів, за якими здійснюється ремонтно-експлуатаційне обслуговування магістральних мереж, охоплюють три ключові позиції [17]:

- мінімізація відносних видатків на проведення відновлювальних заходів;

- скорочення обсягів, у яких природний газ потрапляє у навколишнє середовище;

- зменшення фінансових втрат та часу бездіяльності магістралі внаслідок збоїв (дефіцитний природний газ у кінцевого споживача).

$$\Phi(\bar{Z}_p + \bar{Y}_{\text{щн}} + \bar{Y}_{\text{щпот}}) \Rightarrow \min \quad (1.6)$$

Шляхи досягнення вказаних цілей вельми різноманітні. Вони охоплюють вдосконалення технологічних циклів, впровадження інноваційного обладнання та малої механізації, а також оптимізацію планування. Важливу роль відіграє доцільна централізація фахівців, раціональна дислокація лінійних служб та налагодження ефективної логістики постачання.

Наукове дослідження у цій галузі розглядає широке коло питань щодо модернізації технічного інструментарію підземних сховищ газу, методик ремонту та процесів, за якими здійснюється обслуговування. Велика увага приділяється менеджменту контролю та відновлення магістральних мереж [44].

Виокремлюються такі вектори розвитку інфраструктури:

- інтеграція в робочі процеси прогресивних засобів моніторингу стану, якими володіє лінійна ділянка [32];
- впровадження швидкісних способів реновації для мінімізації пауз (зокрема без припинення перекачування, де транспортується природний газ) [45];
- формування вузькопрофільних структур для нагляду (авіапатруль, дефектоскопія), що дозволяє оперативно розпізнати кожен дефект [46, 71, 74];
- створення потужних формувань для ліквідації масштабних аварій та виконання великих планових завдань.

Нині вибір технологій та організаційних схем часто ґрунтується на суб'єктивному досвіді керівників або спрощених розрахунках часових витрат [52] та праці [48]. Такий підхід не дає можливості об'єктивно оцінити ефективність рішень, враховуючи специфіку об'єкта та умови, за яких спостерігається неповне завантаження системи.

Фундаментальною ознакою системи є режим роботи персоналу. Він визначається обраною стратегією, за якою проводиться обслуговування, та регламентом контрольно-відновлювальних заходів (КВЗ) [9, 14]. В умовах

фізичного зносу труб та жорстких екологічних норм питання нагляду стає критичним. Проте галузеві інструкції мають загальний характер [45]. Терміни та обсяги перевірок часто встановлюються суб'єктивно, без належного наукового обґрунтування, спираючись лише на типові схеми.

Закордонне дослідження досвіду свідчить про концентрацію зусиль на створенні нових приладів контролю та механізмів для відновлювальних операцій [12, 24, 36]. Поза увагою залишаються питання продуктивності використання техніки, планування термінів профілактики з урахуванням нерівномірної надійності траси та ймовірного характеру поломок. Недостатньо вивчена організація територіальних систем сервісу для складних регіональних мереж.

Стратегічне обслуговування зазвичай описується через загальні методи теорії надійності та спрощені моделі руйнування [22, 27]. Проте ці схеми не враховують варіативність методів контролю, їхню вартість та роздільну здатність. Недостатньо розроблені питання планування КВЗ для точкових об'єктів (наприклад, де розташована компресорна станція), де потрібно поєднувати діагностику та наладку для виявлення прихованих несправностей. Важливим чинником залишається потужність і спеціалізація підрозділів, що залежать від оснащеності та характеру поточних запитів на ремонт.

1.3 Оцінка управління процесами функціонування магістралей за умов, коли спостерігається неповне завантаження системи

Обслуговування мереж під час їхньої роботи спрямоване на стабільне постачання палива споживачам у необхідних обсягах та з дотриманням якісних норм. Тому невід'ємним складником, який включає обслуговування, є менеджмент експлуатаційних станів. Ключовою категорією в цій галузі виступає режим, хоча наукове дослідження цього питання часто є фрагментарним. Деякі автори [108] намагаються конкретизувати це поняття, визначаючи його як системне, динамічне та багатовимірне. Для ефективного

застосування слід розробити не лише ієрархію класифікації, а й інструменти ідентифікації та оцінювання трансформацій у реальних умовах.

Стаціонарний режим функціонування визначається технічними характеристиками об'єктів, де знаходиться лінійна ділянка, справністю арматури, властивостями потоку на входах і виходах, а також станом агрегатів та параметрами довкілля.

Режим роботи детермінується поточним станом інженерних вузлів та кількісними показниками середовища, де перекачується природний газ.

Розрахунковий варіант описується характеристиками, що обчислені через спеціалізоване математичне дослідження та цифрові моделі.

Технологічний режим обмежується рамками, що гарантують якість та безвідмовність процесу транспортування.

Оптимальним вважається такий стан, де параметри забезпечують екстремальне значення обраного показника ефективності [92].

До переліку орієнтирів відносять мінімальні витрати на енергію, пікові обсяги подачі, найменшу сумарну потужність, яку демонструє компресорна станція, або найвищі рівні безпеки. На практиці зазвичай застосовують багатоцільовий підхід. Кожному чиннику надається певний пріоритет (ранг) та ваговий індекс, що формують цільову функцію. Параметри, якими характеризується оптимальний режим, мають забезпечувати її екстремум [31]. Процедура полягає у вираженні критеріїв через тиск, температуру та витрати, де рухається природний газ, з використанням рівнянь усталеного руху. Пошук глобального екстремуму через частинні похідні є складним, оскільки багато залежностей мають емпіричний характер, а похідні можуть не існувати. Крім того, функція часто не має єдиного піка, що обмежує застосування цього методу в галузі.

Найпопулярнішими є алгоритм повного перебору та механізм штрафних функцій [62, 64]. Перший передбачає обчислення для всіх допустимих варіантів, що вимагає надмірного часу. Другий базується на покроковій зміні параметрів. Якщо новий стан виявляється кращим, рух продовжується; у разі

погіршення — накладається «штраф» і напрямок змінюється. Оптимальним є комбінований підхід. У поєднанні з межами допустимих областей та енергоспоживання, це дозволяє прискорити пошук у десятки разів. Для цього використовується метод виявлення глобального максимуму цільової функції, що базується на диспетчерських даних та адаптації коефіцієнтів регресії. Ритм оновлення коефіцієнтів повинен гарантувати точність прогнозів для обраних індикаторів роботи.

Ще одним перспективним шляхом є інтеграція штрафних функцій із випадковим пошуком [80, 88]. Це дозволяє уникнути зациклення алгоритмів в «особливих точках», підвищуючи загальну надійність вибору. Такий інструментарій враховує технічні ліміти при розв'язанні задач нелінійного програмування. У межах цього підходу цільова функція подається у вигляді параболічного рівняння регресії, а обмеження стосуються умов, у яких працює компресорна станція на маршруті. Процес оптимізації за таких обставин зводиться до наступної послідовності дій:

- виконується пошук екстремуму функції $\max_{X \in \Omega_p}(F(\vec{X}))$ мети при

дотриманні обмежень наступного вигляду $F(\vec{X})$:

$$\begin{aligned} F_i(\vec{X}) &= 0; & i &= 1, 2, \dots, l, \\ \varphi_j(\vec{X}) &\leq 0; & j &= l+1, \dots, m+1, \dots, \end{aligned} \quad (1.7)$$

де Ω_p — область працездатності для досліджуваної функції $F(\vec{X})$;

$F(\vec{X})$ — цільова оптимізуюча функція (математична модель газотранспортної системи);

$F_i(\vec{X})$ — функція обмежень у формі рівностей;

$\varphi_j(\vec{X})$ — функція обмежень у формі нерівностей.

Зазначена процедура (1.7) реалізується за допомогою методу штрафних функцій, для чого конструюється штрафна функція наступного вигляду:

$$P(X, \tau) = -F(X_k) + \tau \left(\sum_{i=1}^e F_i(X_k)^2 + \sum_{j=l+1}^m \varphi^{\tau}(X_k)^2 \right),$$

де

$$\varphi^\tau(X_K) = \begin{cases} 0, & \text{якщо } \varphi_j(X_K) \leq 0 \\ \varphi_j(X_K), & \text{якщо } \varphi_j(X_K) > 0 \end{cases}; \tau - \text{параметр штрафу.}$$

Розглядається наступна оптимізаційна задача:

$$\max_{\tau \leq T} (\min_{X \in \Omega} (\rho(X, \tau))). \quad (1.8)$$

У багатьох фундаментальних дослідженнях [12, 54, 64] підтверджено, що за умови прямування параметра T до нескінченності розв'язок задачі (1.8) трансформується у розв'язок вихідної задачі (1.7).

За умов ринкових відносин обсяги споживання енергетичних ресурсів та показники транзиту палива підпорядковуються економічним критеріям оптимізації, зокрема рівню фінансових надходжень за виконану роботу. Така ситуація диктує необхідність впровадження принципово нової схеми нормування витрат паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР). Провідна ідея ринкової концепції полягає у створенні інтегрованої системи показників, де технологічна ефективність розглядається крізь призму економічних факторів.

Економічний та технологічний аспекти оцінювання ефективності. Економічний зміст проблеми підвищення результативності режимів, у яких функціонує лінійна ділянка, полягає у визначенні кореляції між витратами енергії N та обсягами газу Q з урахуванням критерію прибутковості:

$$\text{Пр} = f(\text{ОФ}, N), \quad (1.9)$$

де ОФ — витрати на обслуговування основних виробничих фондів (не залежать від завантаження системи);

N — керовані змінні витрати (енергетичні та інші), що є функцією від обсягу перекачування, тобто $N = f(Q)$.

Технологічна складова проблеми передбачає математичне формулювання, що складається з двох етапів:

- 1) Побудова цільової екстремальної функції $N = f(Q)$.
- 2) Визначення екстремуму цієї функції з урахуванням обмежень, які накладає загальна формула прибутковості.

На основі проведених розрахунків розроблено графічну модель залежності $\Delta P = f(Q)$ (рис. 1.4) для одного з лінійних сегментів магістралі «Союз». Результати дослідження дозволяють зробити наступні висновки:

1) *Нелінійність характеристик*: Залежність втрат енергії тиску газу ΔP від обсягів Q є нелінійною.

2) *Геометрія кривої*: Специфіка графіка виявляється в його ввігнутості донизу. Ця особливість є ключовою для ідентифікації точки енергоефективності.

Шляхом зіставлення обсягу надходжень, що пропорційний кількості транспортованого газу Q , із витратами енергії $\Delta P = f(Q)$, стає можливим визначити оптимальний режим роботи. За такого режиму рівень доходів перевищує енергетичні видатки, що описується нерівністю:

$$\text{Над} = \text{Ц} * Q > \Delta P = f(Q). \quad (1.10)$$

Стратегія вибору оптимальних параметрів, за якими функціонує лінійна ділянка, посідає чільне місце у розробці енергоощадних технологій магістрального транспортування палива. Водночас необхідно брати до уваги, що в мережах високого тиску втрати енергії тиску ΔP обумовлені не лише ступенем завантаженості системи, а й безпосередньо регульованими показниками (зокрема, робочим тиском), які демонструє компресорна станція. Енергозатрати в межах лінійних сегментів перебувають у тісній взаємодії з енергоспоживанням на КС, виступаючи вагомим, проте похідним чинником загальної ефективності ГТС.

Варто зауважити, що наявні методологічні підходи до вдосконалення режимів роботи можуть бути адаптовані до умов, коли зафіксовано неповне завантаження потужностей. Проте такий режим експлуатації супроводжується низкою специфічних особливостей та технологічних ускладнень.

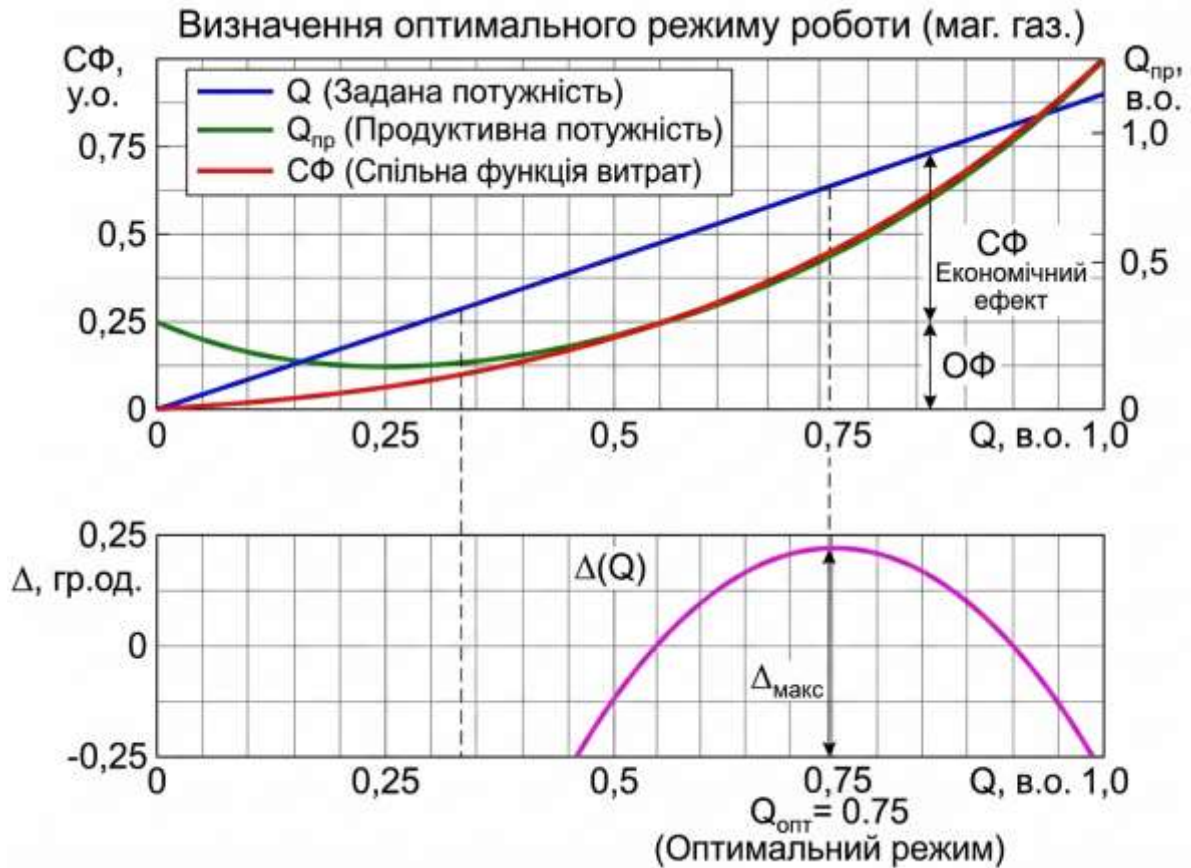


Рисунок 1.4 – Методика ідентифікації оптимального режиму роботи газопроводу

Першочергово це стосується варіативності допустимих станів: за обставин, коли спостерігається неповне завантаження, множина прийнятних технологічних рішень суттєво розширюється. Зазвичай на початкових етапах розрахунків оперують поняттями області допустимих значень та граничних енерговитрат. Однак в умовах недозавантаженості ці межі здатні відчутно трансформуватися в часі. Отже, виникає об'єктивна потреба аналізувати часову динаміку (тренд) коригування лімітів, що обмежують допустимі режими.

1.4 Аналіз діагностування нештатних ситуацій за умов неповного завантаження

Тривала експлуатація магістралей, коли спостерігається неповне завантаження, супроводжується частими змінами обсягів транспортування палива. Це зумовлює гостру потребу в оперативному прогнозуванні, що

описує стаціонарний режим роботи системи. Для адекватного моделювання поведінки мережі при зміні параметрів критично важливо оцінити технічний та гідравлічний стан труб. Оскільки повномасштабне дослідження всіх елементів потребує значних часових витрат, актуальним стає розроблення спрощених експрес-методів оцінювання. Це дозволяє оперативно коригувати стаціонарний стан системи та раціонально організувати планове обслуговування лінійної частини.

Технічний стан об'єктів зазвичай визначається через індикатори надійності, які корелюють із параметрами потоку та їхньою динамікою. Неповне завантаження часто провокує циклічні коливання тиску, що негативно впливає на втому металу. Такі частотні збурення прискорюють внутрішні корозійні процеси та сприяють виникненню явища, як корозія під напругою. Зрештою, це призводить до появи мікрodefektів, через які виникає невеликий аварійний виток газу.

Діагностування малих витоків останнім часом набуло пріоритетного значення. Це зумовлено як фізичним старінням металу, так і ризиками несанкціонованого відбору ресурсу. Для точного визначення координат пошкодження необхідна діагностична модель, що забезпечує високу достовірність. Окремим перспективним напрямком є аналіз нестаціонарних хвиль, що виникають у момент, коли з'являється дефект. Оскільки витрата газу через малий отвір є мізерною порівняно із загальним потоком, стандартне вимірювальне обладнання часто не фіксує зміну, що описує стаціонарний режим. Проте встановлено, що виникнення витoku в умовах нестаціонарного руху спричиняє фазовий зсув коливань, пропорційний відстані до місця аварії.

Використання детермінованих моделей ускладнюється відсутністю апріорних даних про розмір отвору та швидкість витікання. У таких випадках ефективним є статистичний підхід, що дозволяє оцінити ймовірність появи несправностей та їхні очікувані масштаби [47]. На основі аналізу досвіду експлуатації виділено п'ять домінуючих факторів:

- *дефекти матеріалів*: розвиток прихованих вад сталі або огріхи, допущені під час зварювання та монтажу конструкцій;
- *корозія*: поступова деструкція стінок під впливом агресивного середовища;
- *людський чинник*: помилкові дії персоналу під час того, як проводиться обслуговування або експлуатація;
- *зовнішні механічні впливи*: пошкодження сторонньою технікою (наприклад, під час землерийних робіт);
- *природні чинники*: зсуви ґрунту, ерозія після злив та інші геологічні явища.

Статистика останніх років свідчить про зміну пріоритетності причин. Якщо в 1970-х роках домінував прямий механічний вплив сторонніх осіб, то зараз основними чинниками стали корозія та дефекти металу. Ймовірність аварії через ці причини майже в 10 разів перевищує ризики від зовнішніх сил. Протягом останніх 15 років спостерігається тенденція до поступового зростання загальної кількості інцидентів, що підкреслює необхідність вдосконалення методів прогнозування обсягів втрат, де фігурує природний газ, на основі накопичених статистичних масивів [37].

1.5. Комплексна постановка задач дослідження

Огляд фахових наукових праць із проблематики раціонального планування процесів, за якими проводиться обслуговування магістральних мереж в умовах неповного завантаження, підтвердив, що, попри високу актуальність питання, низка практично значущих завдань перебуває на етапі фундаментальних досліджень.

Зокрема, це стосується оперативного управління режимами, що є критичним при інтенсивних змінах обсягів перекачування, а також прецизійного оцінювання акумульованої кількості палива в трубах. Від достовірності цих даних безпосередньо залежить алгоритмізація, що

оптимізує стаціонарний стан та загальне функціонування системи газопостачання.

Діагностування малих витоків останнім часом набуло пріоритетного значення. Це зумовлено як фізичним старінням металу, так і ризиками несанкціонованого відбору ресурсу. Для точного визначення координат пошкодження необхідна діагностична модель, що забезпечує високу достовірність. Окремим перспективним напрямком є аналіз нестационарних хвиль, що виникають у момент, коли з'являється дефект. Оскільки витрата газу через малий отвір є мізерною порівняно із загальним потоком, стандартне вимірювальне обладнання часто не фіксує зміну, що описує стаціонарний режим. Проте встановлено, що виникнення витoku в умовах нестационарного руху спричиняє фазовий зсув коливань, пропорційний відстані до місця аварії.

Тісно пов'язана з цим проблема діагностування технічного та гідравлічного стану магістралей не може бути вичерпно розв'язана лише через аналіз неусталених процесів (зокрема, при виникненні аварійних втрат ресурсу). Це зумовлено тим, що нестационарний рух, спровокований розгерметизацією, накладається на нестационарний характер зміни загального завантаження інфраструктури. Зазначені чинники вимагають внесення концептуальних коректив у регламентне обслуговування лінійної частини, задля гарантування надійності подачі енергоносія.

Мета роботи полягає у покращенні обслуговування магістральних газопроводів шляхом визначення фундаментальних принципів протікання внутрішніх газодинамічних процесів. Це дозволяє підвищити стабільність подачі природного газу, враховуючи актуальні дані про фізичний та гідравлічний стан об'єктів.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні завдання:

1. Уточнення механізмів варіювання показників усталених умов функціонування інфраструктури при зміні об'ємів перекачування, де

транспортується природний газ. Це слугує базою для побудови цифрових моделей оперативного менеджменту.

2. Покращення інструментів оцінювання пропускної здатності та технічної придатності труб на основі накопичених масивів інформації про тривалу експлуатацію. Такий підхід допомагає ідентифікувати кожен критичний дефект.

3. Дослідження природи впливу навколишнього середовища на динаміку виникнення несправностей, які має лінійна ділянка трубопроводів. Аналізуються явища розтріскування металу під дією механічного навантаження та корозії.

4. Моделювання оптимальних планів технічного обслуговування компонентів газотранспортної мережі в умовах, коли фіксується неповне завантаження потужностей. Метою є підтримка високої надійності енергопостачання споживачів.

РОЗДІЛ 2 ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО ТА ГІДРАВЛІЧНОГО СТАНУ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ МЕРЕЖ В УМОВАХ ЇХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ

За обставин неповного завантаження газотранспортної інфраструктури енергетичні параметри суттєве зниження поточних дебітів порівняно з проектною потужністю зумовлює розширення інтервалу варіювання робочих тисків. Граничними станами допустимих режимів слід вважати наступні:

1) *Максимальний*: характеризується гранично високим значенням тиску на вході, який має лінійна ділянка;

2) *Мінімальний*: визначається найнижчим допустимим тиском у кінцевій точці сегмента.

Будь-який інший стаціонарний режим за умови, коли спостерігається усталена течія палива в трубах, перебуває в межах зазначеного діапазону. Вихід за ці межі створює ризики руйнування металоконструкцій через надлишковий тиск або призводить до порушення стабільної роботи відцентрових нагнітачів, якими обладнана компресорна станція, внаслідок падіння тиску нижче критичної позначки. Процес формування депресії тиску при зміні продуктивності в кожен поточний момент є нестаціонарним (неусталеним) і супроводжується коливаннями параметрів із певною частотою та амплітудою.

З позицій енергоефективності та енергетичних параметрів технологічного процесу зростання маси газу в порожнині магістралі (технологічний газ) сприяє підвищенню робочих тисків. При фіксованій продуктивності це зумовлює зниження лінійних швидкостей потоку, що мінімізує енерговитрати на переміщення середовища. З іншого боку, накопичення великих обсягів газу в системі веде до збільшення видатків на формування цього запасу. Отже, існує оптимальне значення об'єму, за яким технологічний газ утримується в порожнині, що відповідає раціональним

показникам тиску. Це обґрунтовує необхідність безперервного контролю за величиною запасів ресурсу в системі.

Гідравлічний стан магістралі традиційно описується через коефіцієнт гідравлічної ефективності або фактичне значення коефіцієнта опору. За умов інтенсивної зміни витрат ці індикатори постійно трансформуються, що також впливає на похибку їхнього розрахунку.

Діагностування ситуацій, коли виникає аварійний виток газу, в умовах неповного завантаження стає більш пріоритетним завданням, ніж за проектних режимів. Це пояснюється тим, що за таких обставин втрата газу при транспортуванні та супутні газодинамічні втрати енергії мають критичний вплив на загальну економічну результативність, за якої проводиться обслуговування та експлуатація мережі.

2.1 Прогнозування точності визначення об'єму газу за комерційних умов, що знаходиться в порожнині магістрального газопроводу

Найбільш простим та водночас достовірним інструментом контролю об'ємного вмісту енергоносія в порожнині магістралі є метод вимірювання тиску та температури. Згідно з цим підходом, за умови відомого геометричного об'єму трубопроводу, маса газу в ньому розраховується на основі значень термодинамічних параметрів за допомогою рівняння стану.

Проте енергетичні параметри стану (тиск і температура) варіюються за довжиною, тому для розрахунку маси традиційно оперують їхніми середніми значеннями. Якщо для ідеалізованої моделі обчислення середніх показників не становить труднощів, то в реальних умовах виникає низка збурень:

1) Температурний розподіл, що часто відхиляється від теоретичної кривої через неоднорідність ґрунтів, їхні теплофізичні характеристики (вологість), наявність багатониткових повітряних переходів тощо.

2) Крива депресії тиску у польових умовах відходить від ідеальної параболічної форми, що вносить похибку в ідентифікацію середніх значень.

Дослідження підтверджують, що за умови, коли фіксується стаціонарний (усталений) режим, похибка визначення маси не перевищує 1%. Для масштабів вітчизняної ГТС у проектних режимах це становить понад 3 млн куб. м газу. Проте критичний вплив на точність має ігнорування факторів нестационарності. Похибка через неусталений рух газу в трубах може перевищувати 25% [24, 28]. Отже, за умов неповного завантаження системи, де зміна режимів відбувається часто, необхідно враховувати нестационарний (неусталений) характер потоку або впроваджувати компенсаційні поправки в обчислювальні алгоритми.

Оцінити вплив неусталеності на точність розрахунків однозначно складно, оскільки характер трансформації параметрів у просторі та часі залежить від першопричин збурень. Неусталений процес описується такими характеристиками:

- 1) Амплітуда коливань.
- 2) Частота коливань.
- 3) Загальна тривалість перехідного процесу.

Для кількісної оцінки цих явищ доцільно використовувати критерій нестационарності, що виступає мірою стабільності параметрів у часі. З фізичної точки зору, обсяг газу в магістралі безпосередньо впливає на динаміку процесу:

1) Затухання зі зростанням маси в порожнині збільшується густина середовища. Це впливає на швидкість звуку в газі та сприяє швидшому згасанню коливань внаслідок накладання (суперпозиції) хвиль у пружному середовищі.

2) Інерційність для водночас велика маса коливального середовища підвищує інерційність системи, сповільнюючи її реакцію на зміну зовнішніх чинників.

Таким чином, постає потреба в детальному дослідженні точності розрахунку обсягів газу за умов неусталеного та квазістаціонарного руху.

Метою цієї роботи є встановлення величини похибки, викликаного неусталеним характером потоку, та розробка рекомендацій щодо її нівелювання.

Для обчислення обсягів у трубах використовується інформація, отримана під час вирішення задачі розподілу потоків між паралельними нитками. Вихідні дані для кожної ділянки включають:

- Абсолютні значення тисків газу на початку P_{Hi} та в кінці P_{Bi+1} ділянки (ата);
- Абсолютні температури газу на початку T_{Hi} та в кінці T_{Bi+1} ділянки (К);
- Геометричні характеристики: внутрішній діаметр d_i (мм) та довжина L_i (км) сегмента;
- Об'єми обв'язки КС: геометричний об'єм комунікацій та обладнання на стороні низького (всмоктування) V_{Bi} і високого тиску (нагнітання) V_{Hi} (м³);
- Відносна густина газу Δ ;
- Середні значення тисків P_{cpi} та температур T_{cpi} , а також коефіцієнт стисливості Z_{cpi} , визначені за результатами вимірювань.

$$P_{cpi} = \frac{2}{3} \left(P_{Hi} + \frac{P_{Bi+1}^2}{P_{Hi} + P_{Bi+1}} \right) \quad (2.1)$$

$$T_{cpi} = T_{cp} + \frac{T_{Hi} - T_{Bi+1}}{\ln \frac{T_{Hi} - T_{cp}}{T_{Bi+1} - T_{cp}}} \quad (2.2)$$

$$Z_{cpi} = 1 - 5,5 * 10^5 \frac{P_{cpi} \Delta^{1,3}}{T_{cpi}^{3,3}} \quad (2.3)$$

Обсяг енергоносія в кожній із паралельних ниток магістралі на відрізках між суміжними вузлами (компресорна станція i та $i+1$) розраховується шляхом приведення до стандартних умов ($P_{ст} = 1$ ата, $T_{ст} = 293$ К) за наступною залежністю:

$$W_{ij} = \frac{\pi d_{ij}^2}{4} L_i \frac{P_{cpi}}{P_c} \frac{T_c}{T_{cpi}} \frac{1}{Z_{cpi}} \quad (2.4)$$

Сумарний об'єм газу в ЛЧ ГТС

$$W_{лч} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k W_{ij}.$$

Загальний показник заповнення, який має лінійна ділянка в межах усієї газотранспортної системи, визначається як сума об'ємів на всіх k сегментах.

Окремим етапом розрахунку є визначення кількості палива в технологічній обв'язці кожної компресорної станції. Цей об'єм диференціюється за рівнем тиску:

- На стороні низького тиску (всмоктування): обчислюється з урахуванням геометричного об'єму комунікацій та фактичних термодинамічних параметрів на вході.

$$W_{Bj} = V_{геомB} \frac{P_{Bi}}{P_c} \frac{T_c}{T_{Bi}} \frac{1}{Z_{Bi}}$$

- На стороні високого тиску (нагнітання): розраховується відповідно до параметрів виходу після стиснення.

$$W_{Hj} = V_{геомH} \frac{P_{Hi}}{P_c} \frac{T_c}{T_{Hi}} \frac{1}{Z_{Hi}}$$

- Сумарна кількість палива, що утримується в обв'язках усіх вузлів системи, становить інтегрований показник заповнення інфраструктурних об'єктів

$$W_{KC} = \sum_{j=1}^k (W_{Bj} + W_{Hj})$$

Описана методика, за якою визначається природний газ у порожнині труб, є класичною і демонструє високу точність, коли зафіксовано стаціонарний (усталений) режим експлуатації. Однак у ситуаціях, де виникає нестационарний (неусталений) рух потоків — що характерно для умов, коли спостерігається неповне завантаження — математична інтерпретація суттєво ускладнюється. Ігнорування динамічних коливань параметрів у часі може стати причиною критичної похибки в обчисленнях, що негативно впливає на подальше обслуговування та оперативне управління мережею.

Як зазначається у фаховій літературі [26, 34], динаміка нестационарних коливань тиску в межах магістрального трубопроводу описується наступним диференціальним рівнянням:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2}, \quad (2.5)$$

де: $P(x,t)$ – тиск як функція лінійної координати x і часу t ; $2a$ – коефіцієнт лінеаризації [34]; c – швидкість розповсюдження звуку в газі.

Варто зауважити, що пульсації тиску в потоці палива можуть суттєво різнитися за своїми частотними та амплітудними показниками залежно від природи фактора, що їх спровокував. Відповідно до загальноприйнятої класифікації, такі коливання поділяють на три основні групи:

1) Високочастотні: перебувають у межах 0,4 – 4,0 Гц. Зазвичай вони виникають внаслідок різких, стрибкоподібних змін параметрів (тиску або витрати) у конкретному перерізі труби. Амплітуда таких збурень здатна сягати 1 МПа. Хвиля розповсюджується вздовж магістралі зі швидкістю звуку, при цьому з віддаленням спостерігається зниження її частоти та розсіювання енергії. У формуванні цього процесу ключову роль відіграють інерційні складники та сили гідравлічного опору. З позицій безпечної експлуатації ГТС саме цей тип коливань є найбільш критичним через свою непередбачуваність.

2) Середньочастотні: охоплюють діапазон 0,5 – 10 Гц. Вони спричиняють плавні трансформації характеристик потоку в часі. Такі хвилі мають значно менший декремент затухання під час руху вздовж трубопроводу.

3) Низькочастотні: зумовлені переважно добовими коливаннями споживання газу (діапазон 10^{-5} – 0,5 Гц). Їхня амплітуда безпосередньо залежить від масштабу зовнішнього збурення і в певних випадках (наприклад, під час первинного заповнення лінійної ділянки) може бути значною. Основним фактором впливу для цього та середньочастотного діапазонів є сили гідравлічного тертя.

Оскільки кількісні показники частоти та амплітуди виступають базовими характеристиками неусталеного руху, має існувати чітка кореляція між цими параметрами та інтегральним критерієм нестационарності [36].

Подібна постановка наукової задачі потребує знаходження розв'язку рівняння (2.5) з урахуванням специфічних початкових та граничних умов. Слід вважати, що до моменту виникнення нестационарності, спричиненої зміною витрати, лінійна ділянка функціонувала у стабільному технологічному режимі. У такому стані розподіл тисків за довжиною підпорядковується класичному параболічному закону депресії:

$$P(x,0) = \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2)x/L} \quad (2.6)$$

де $P(x,0)$ - тиск на відстані x від початку газопроводу довжиною L ;

P_H, P_K - тиски на початку і в кінці газопроводу відповідно.

При заданому рівні тисків забезпечується певна масова продуктивність. В умовах неповного завантаження системи цей показник може бути оперативно змінений у будь-який момент (збільшений або зменшений) на величину ΔQ . Припустимо сценарій, за якого з моменту $t = 0$ подача газу на вході залишається незмінною, тоді як інтенсивність відбору в кінцевій точці траси змінюється на величину ΔQ . За таких обставин граничні умови для знаходження розв'язку рівняння (2.5) набудуть наступного вигляду:

$$Q(0,t) = Q_0; \quad Q(L,t) = Q_1; \quad (2.7)$$

де $Q_1 = Q_0 + \Delta Q$.

Знаходження аналітичного розв'язку диференціального рівняння (2.5), що відповідає заданим початковим (2.6) та граничним (2.7) умовам, реалізується шляхом застосування методу відокремлення змінних, відомого у математичній фізиці як метод Фур'є:

$$P(x,t) = \frac{\lambda \rho w}{2dF^2} x \left(Q_0 - \frac{Q_0 - Q_L}{2L} x \right) + \frac{2}{L} \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \int_0^L \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2)x/L} \cos \frac{\pi n x}{L} dx - \frac{\lambda w}{\pi n F} [Q_0(1 - (-1)^n) - \right. \\ \left. - \frac{1}{2\pi n} (Q_0 - Q_L)(-1)^n] \right\} \exp\left(-\frac{\lambda w}{4d} t\right) \sin\left[\frac{\lambda w}{4d} t \sqrt{\left(\frac{4\pi n c d}{\lambda w}\right)^2 - 1}\right] \cos \frac{\pi n x}{L} \quad (2.8)$$

Сформована математична модель дозволяє провести аналітичне оцінювання розмаху коливань тиску вздовж магістралі та в часовій динаміці у випадку виникнення збурень, спричинених раптовою (стрибкоподібною) зміною витрати газу на вході або виході лінійної ділянки (рис. 2.1).

При цьому на рисунку 2.1 введено такі позначення:

Лінія 1 — початковий розподіл тиску ($t = 0$ с) при зміні витрати на 10 %;

Лінія 2 — розподіл тиску через $t = 1000$ с після зміні витрати на 10 %;

Лінія 3 — початковий розподіл тиску ($t = 0$ с) при зміні витрати на 25 %;

Лінія 4 — розподіл тиску через $t = 1000$ с після зміні витрати на 25 %.

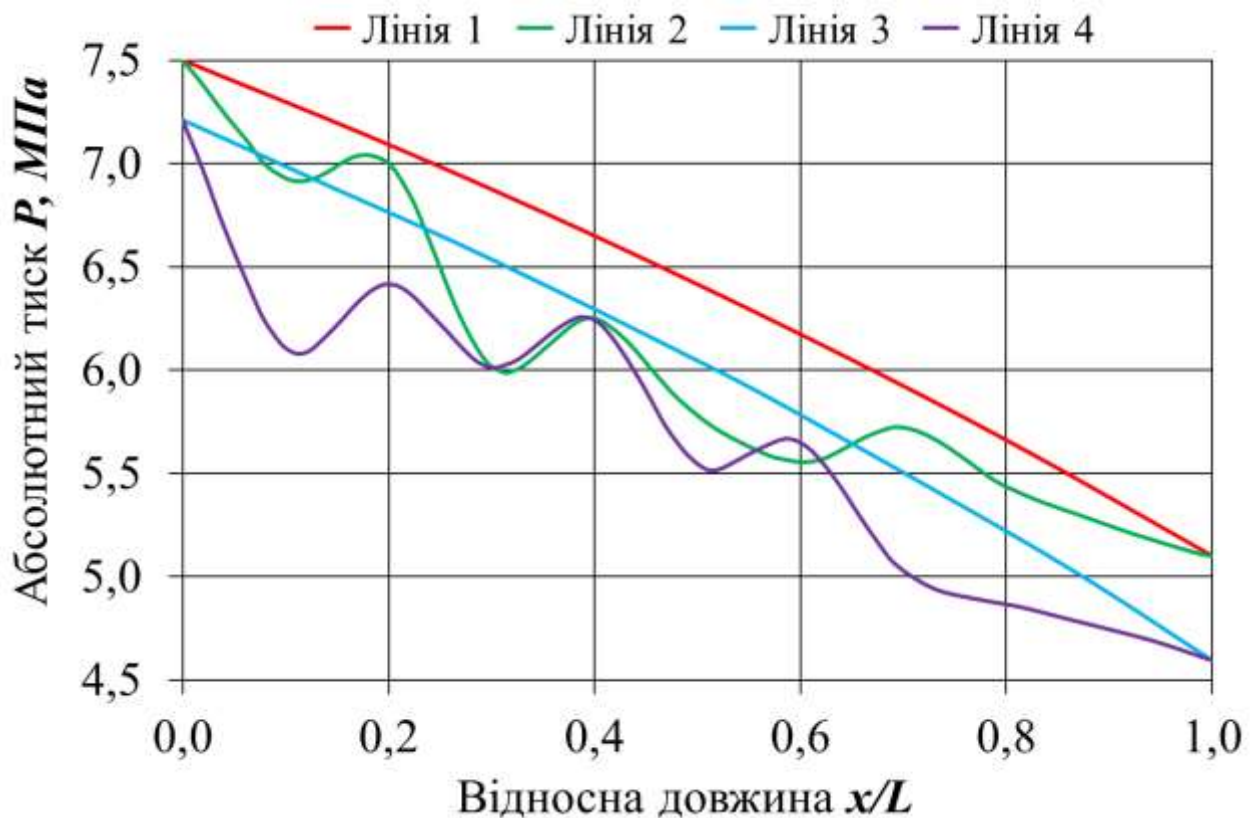


Рисунок 2.1 – Динаміка зміни абсолютного тиску вздовж траси газопроводу при неусталеному процесі

Інтегральний показник середнього тиску на лінійній ділянці в кожен окремий момент неусталеного процесу визначається на основі наступної аналітичної залежності:

$$P_{cp}^* = \frac{1}{L} \int_0^L P(x, t) dx \quad (2.9)$$

Відповідно до представлених графічних матеріалів (рис. 2.1), величина середнього тиску, розрахована за моделлю неусталеного руху (2.9), є чисельно меншою за аналогічний показник, отриманий за класичною стаціонарною формулою (2.1). Це зумовлює той факт, що математичне відношення $k(t) = P_{cp}^* / P_{cpi}$ залишається меншим за одиницю.

У міру стабілізації параметрів у часі перехідний процес, спровокований раптовим коливанням витрати, поступово згасає. Система асимптотично наближається до нового стаціонарного стану, за якого вказане співвідношення параметрів $k(\infty)$ вирівнюється і стає рівним одиниці.

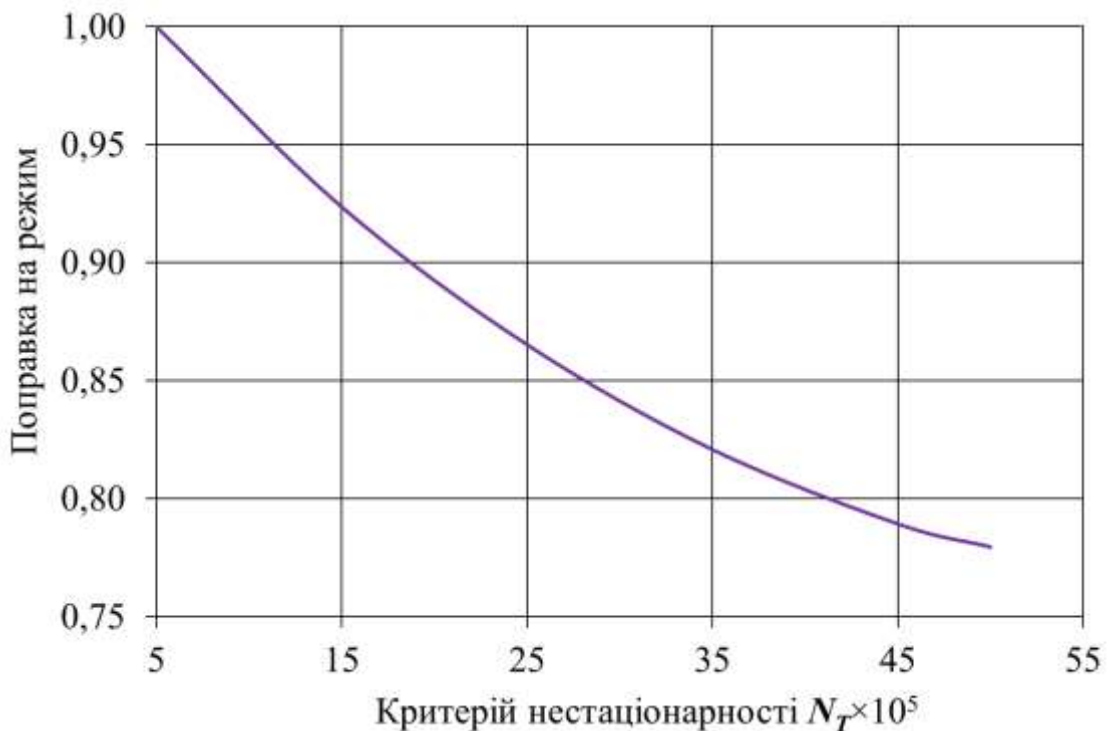


Рисунок 2.2 – Вплив нестационарності режиму на величину середнього тиску в газопроводі

2.2 Математичні моделі та засади ідентифікації аварійних витоків за умов неповного завантаження магістралей

Сучасні підходи до виявлення ситуацій, коли виникає виток палива, зазвичай базуються на використанні усталених (стаціонарних) залежностей або методів математичної статистики. Коли проведення прямих експериментів на діючій мережі є неможливим, фахівці залучають диспетчерські дані, що відображають поточний стан, у якому перебуває лінійна ділянка. Розрахункові алгоритми при цьому оперують усередненими показниками витрати, тиску та температури, проте саме динаміка цих змін суттєво впливає на прецизійність визначення коефіцієнта гідравлічного опору.

Ряд наукових розвідок [1-3] пропонує обчислювати цей коефіцієнт для кожного годинного інтервалу з подальшим вибудовуванням довірчого інтервалу. Проте такий підхід має суттєві недоліки:

1) Чутливість до дискретності: крок відліку (частота зняття показів) критично впливає на підсумкову похибку.

2) Ефект усереднення: обробка параметрів на коротких часових відрізках часто дає результати, точність яких не перевищує похибку самих вимірювальних приладів.

3) Часовий лаг: при розрахунках перехідних станів слід враховувати, що час повної стабілізації потоку може становити від 6 до 8 годин на кожні 100 км траси.

За умов, коли зафіксовано неповне завантаження системи, що супроводжується частими змінами інтенсивності потоку, використання класичних стаціонарних моделей призводить до значних відхилень від реальних показників. Для підвищення достовірності діагностики необхідно впроваджувати методики, що спираються на математичний апарат неусталеного (нестационарного) руху.

Відомі на сьогодні складні моделі [4-7] часто виявляються непридатними для швидкого прогнозування, оскільки потребують великої кількості

додаткових вхідних даних та значних обчислювальних потужностей. Як альтернативу пропонується застосовувати спрощені методи, зокрема:

1) Метод зниження порядку диференціальних рівнянь: дозволяє прискорити обчислення без критичної втрати точності.

2) Метод врахування динаміки швидкості: фокусується на трансформації кінетичних параметрів потоку.

Для опису протяжних магістралей, де співвідношення тисків на вході та виході (P_1/P_2) не перевищує 2, справедливими залишаються базові рівняння неусталеного руху [8-10]. Такий підхід дозволяє вчасно виявити пошкодження, забезпечити належне обслуговування та мінімізувати обсяги, у яких втрачається природний газ. При цьому важливо координувати роботу лінійних сегментів із режимами, які демонструє компресорна станція, для підтримки гідравлічної стійкості всієї системи.

$$\begin{cases} -\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{c^2}{F} \frac{\partial M}{\partial x}, \\ -\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{k}{F} M \end{cases}, \quad (2.10)$$

де $M = \rho w F$ – масова продуктивність газопроводу;

w - усереднена по живому перерізу швидкість газу в трубі;

ρ - абсолютна густина;

F - площа поперечного перерізу внутрішньої порожнини труби.

Система (2.10) зводиться до єдиного рівняння

$$\frac{\partial p}{\partial t} = -k \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = 0, \quad (2.11)$$

де $k = c^2 / (2a)$

$2a = \lambda w_{cp} / (2d)$ - коефіцієнт, що лінеаризує рівняння;

$$w_{cp} = \frac{2}{3} \cdot (w_1 + 2w_0),$$

w_1 і w_0 - середня швидкість газу в початковому і кінцевому перерізах газопроводу.

Величину швидкості w можна визначають із залежності:

$$w = \frac{1}{\tau \rho F} \int_0^{\tau} M(t) dt \quad (2.12)$$

Для ідентифікації величини коефіцієнта гідравлічного тертя застосовується підхід, що базується на зниженні порядку похідних для залежних змінних. Це дозволяє привести математичний опис процесу у відповідність до порядку величин, які фіксуються вимірювальними приладами [2, 3].

Основною перевагою такої методики є відсутність потреби в диференціюванні безпосередньо вимірюваних параметрів. Це критично важливо для практики, оскільки при дискретних та неточних вимірах процедура диференціювання стає джерелом значних обчислювальних похибок.

Алгоритм реалізації методу (згідно з [6]):

1) Формулюється система рівнянь у частинних похідних, що описує конкретний технологічний процес. У цих рівняннях виділяються сталі параметри, які підлягають ідентифікації (наприклад, для рівняння руху газу таким параметром виступає коефіцієнт лінеаризації — a).

2) Обидві частини вихідного рівняння множаться на діагональну матричну функцію $\Phi(x)$ m -го порядку. Вибір структури цієї функції залежить від виду самих диференціальних рівнянь та характеру наявних масивів вимірювальних даних.

3) Вказується область визначення процесу (просторово-часові межі), після чого складається відповідний інтеграл.

Перехід від диференціальних до інтегральних форм дозволяє суттєво підвищити стійкість розрахунків до шумів та похибок, які завжди супроводжують процес вимірювання тиску та витрати в реальних умовах експлуатації магістралей. Для цього складається інтеграл такого виду:

$$\int_s (\Phi R) dx = 0, \quad (2.13)$$

де

$$R = f\left(p, \frac{\partial p}{\partial x}, \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}, \frac{\partial^3 p}{\partial x^3}, \dots, \frac{\partial^n p}{\partial x^n}, x, c\right) = 0.$$

Обчислення інтеграла (2.13) здійснюється шляхом інтегрування частинами, де невідомі коефіцієнти підлягають ідентифікації. У результаті формуються два типи математичних виразів:

Інтеграли, що містять залежні змінні у тому вигляді, в якому вони фіксуються під час фізичних замірів.

Неінтегральні складники, які визначаються на межах просторової та часової областей (зважені крайові умови).

Наступним кроком матриця функцій $\Phi(x, t)$ обирається таким чином, щоб усі неінтегральні члени на межах досліджуваної області дорівнювали нулю. Це критично важливо для практики, оскільки пряме обчислення цих значень при недостатньо точних вимірах крайових умов є надзвичайно складним і призводить до похибок. Зазвичай функції $\Phi(x, t)$ мають вигляд періодичних залежностей, де один із множників корелює з найвищим порядком диференціювання тиску p по координаті x , а інший — за часом t .

Після математичних перетворень визначаються результати вимірів інтегральної частини, що залишилася. Це дає змогу сформулювати систему алгебраїчних рівнянь відносно стаціонарних параметрів (у нашому випадку — коефіцієнта k).

Для мінімізації впливу інструментальних похибок та похибок усереднення шукані параметри доцільно визначати за допомогою методу найменших квадратів. Дискретні масиви даних, що характеризують поточний стан, у якому перебуває лінійна ділянка, рекомендується представляти у формі аналітичних функцій (наприклад, поліноміальних залежностей). Такий підхід дозволяє отримати достовірне дослідження гідравлічних характеристик навіть тоді, коли спостерігається неповне завантаження системи.

Вихідне рівняння необхідно помножити на вагову функцію для подальшого інтегрування

$$\Phi(x) = (\sin(ax))^{\mu} (\sin(\beta t))^{\eta}, \quad (2.14)$$

де $a = \frac{n\pi}{l}$, $n = 1, 2, 3, \dots, N$, $\Delta x = \frac{N}{l}$, $m = 1, 2, 3, \dots, M$, $\Delta t = \frac{T}{M}$,

T -діапазон вимірів в часі.

Для нашого випадку числові значення коефіцієнтів $\mu = 2$ та $\eta = 1$, тому отримаємо маємо:

$$\Phi(x) = (\sin(az))^2 \sin(\beta z) \quad (2.15)$$

У результаті застосування процедури множення на функцію $\Phi(x, t)$ та подальшого інтегрування за частинами, підсумковий математичний опис набуває форми, що складається з елементів двох основних категорій.

До першої категорії належать інтегральні складники, що оперують безпосередньо вимірюваними величинами (залежними змінними). Вони зберігають ту форму подання, яка фіксується датчиками та реєструвальною апаратурою безпосередньо в ході експериментальних спостережень на об'єкті.

Друга категорія представлена неінтегральними (позаінтегральними) виразами, значення яких визначається на границях досліджуваної просторово-часової області (межі зміни координат x та t).

Варто підкреслити, що за умови раціонального вибору структури вагової функції $\Phi(x, t)$, усі позаінтегральні члени на межах автоматично перетворюються на нуль. Це є стратегічно важливим кроком, оскільки дозволяє повністю виключити з розрахункової схеми крайові умови, точне визначення яких при дискретних замірах часто є утрудненим або супроводжується значними похибками. Таким чином, для досліджуваного диференціального рівняння формується спрощена та стійка обчислювальна форма

$$\frac{\partial P(x,t)}{\partial t} - k \frac{\partial^2 P(x,t)}{\partial x^2} = 0$$

отримуємо такий вираз:

$$\begin{aligned}
 & -\beta \int_0^L (\sin(ax))^2 dx \int_0^T p(x,t) \cos(\beta t) dt - \\
 & -2a^2 k \int_0^T \sin(\beta t) \partial t \int_0^L p(x,t) \cos(2ax) dx = 0.
 \end{aligned}
 \tag{2.16}$$

Для ідентифікації параметра k теоретично достатньо мати один масив значень функції тиску $P(x, t)$ при фіксованих коефіцієнтах α та β . Проте на практиці підсумки чисельного інтегрування супроводжуються певними похибками через інструментальні помилки замірів та особливості самого обчислювального алгоритму.

З метою підвищення достовірності, за якою проводиться дослідження, розглядається кілька комбінацій значень α та β . Отримані результати для величини k підлягають статистичному усередненню за допомогою методу найменших квадратів. Це дозволяє нівелювати випадкові відхилення та встановити фінальне значення параметра [14, 16]:

$$\lambda = \frac{2c^2 D}{kw_{cp}}.$$

У межах магістральних газотранспортних мереж контрольно-вимірювальна апаратура, що здійснює фіксацію технологічних параметрів, зазвичай розміщується з інтервалом 30–40 км уздовж маршруту. Таким чином, для стандартних сегментів, де розташована лінійна ділянка між двома сусідніми вузлами (КС), кількість точок просторової дискретизації становить $N = 4-5$. Водночас для часового параметра t жорстких обмежень не передбачено, що забезпечує гнучкість у знятті показників.

Надалі показник гідравлічного опору λ можна уточнити, інтегрувавши в розрахункову схему варіативність швидкості газового потоку за довжиною трубопроводу у вигляді:

$$\frac{1}{w} = \phi + \phi_2 x + \phi_3 x^2.$$

За таких умов обмеження щодо величини перепаду тисків у системі відсутні, що дозволяє застосовувати математичний апарат у ширшому

діапазоні експлуатаційних станів. Відповідно, вихідне диференціальне рівняння, що описує динаміку процесу з урахуванням вищезазначених уточнень, набуває наступного вигляду:

$$\frac{\partial P(x,t)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} (f + f_2 x + f_3 x^2) \frac{\partial^2 P(x,t)}{\partial x^2}, \quad (2.17)$$

де

$$f + f_2 x + f_3 x^2 = (\phi + \phi_2 x + \phi_3 x^2) \frac{2d}{\lambda}.$$

Залежність для обчислення змінних f_1, f_2, f_3 має такий вигляд

$$\int_0^L \sin^2 \alpha x \, dx \int_0^T \beta \cos \beta t p(x,t) dt - \int_0^T \sin \beta t dt \left[\frac{\partial^2}{\partial x^2} (f_1 \sin^2 \alpha x + f_2 x \sin^2 \alpha x + f_3 x^2 \sin^2 \alpha x) - \frac{\partial}{\partial x} (f_2 \sin^2 \alpha x + 2f_3 x \sin^2 \alpha x) p(x,t) \right] dx = 0 \quad (2.18)$$

Основним недоліком запропонованого методу є вимога щодо наявності даних про витрати газу щонайменше у трьох точках траси. Це необхідно для коректної ідентифікації коефіцієнтів ϕ_1, ϕ_2, ϕ_3 апроксимуючого многочлена, що в реальних умовах експлуатації магістралей не завжди є технічно можливим.

За відомих величин ϕ_1, ϕ_2, ϕ_3 та знайдених за допомогою методу найменших квадратів значень f_1, f_2, f_3 , ми отримуємо кінцевий результат

$$\lambda = \frac{f + f_2 x + f_3 x^2}{(\phi + \phi_2 x + \phi_3 x^2) 2d}$$

Хоча аналітичний розв'язок (8) є досить складним та громіздким для обчислень, він забезпечує суттєве уточнення: для стандартних експлуатаційних задач — у межах 3%, а для режимів із високим перепадом тисків — до 8–10%.

Для верифікації та порівняння розглянутих підходів було залучено диспетчерські дані ділянки газопроводу з наступними параметрами:

- Довжина ділянки $l = 28,6$ км;
- Внутрішній діаметр $d = 0,15$ м;
- Середня температура $T_{cp} = 282$ К.

Число контрольних точок по трасі N варіювалося від 3 до 5. Загальна кількість часових відліків склала 120 одиниць. На основі спектрального аналізу та теореми Котельникова [15] було обрано крок відліку 10 хвилин. Загальний період моніторингу T склав порядку 20 годин. Розраховані значення фактичного коефіцієнта гідравлічного опору λ представлені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Порівняння точності методів визначення фактичного коефіцієнта гідравлічного опору

Метод визначення коефіцієнта тертя λ	Значення фактичного коефіцієнта тертя λ	Похибка відносно експериментально визначених значень, %
Усереднення за методом найменших квадратів	0,0224±0,0007	31,9
Середньоінтегральне усереднення параметрів	0,0232±0,0007	36,7
Метод зниження порядку диференціальних рівнянь	0,0184±0,0005	9,5
Розрахунок з урахуванням зміни швидкості за довжиною	0,0182 ±0,0005	7,2

Аналіз отриманих даних свідчить, що часовий діапазон спостережень суттєво впливає на кінцеву достовірність результатів. Зокрема, встановлено, що при використанні лише 3 відліків похибка обчислення може сягати 30% (для значень лямбда при $n = 12$). Зі збільшенням кількості відліків до 6, рівень похибки помітно знижується — до 10%.

Доведено, що в умовах нестационарності, яка є характерною для експлуатації газотранспортних систем із неповним завантаженням, застосування традиційних стаціонарних математичних моделей призводить до значних розбіжностей, що досягають 30%. Для підвищення точності діагностування стану лінійної частини запропоновано впроваджувати методики, що базуються на моделях неусталеного руху газу. Такий підхід дозволяє коректно врахувати динаміку зміни параметрів та мінімізувати похибку при визначенні фактичного коефіцієнта гідравлічного опору.

2.3 Аналіз впливу неусталеності технологічного процесу на гідравлічні показники системи

Ідентифікація коефіцієнта гідравлічної ефективності або фактичного значення коефіцієнта опору має відбуватися за умови стаціонарної течії. Проте реальна експлуатація, особливо в умовах перемінних навантажень, характеризується неусталеністю (нестаціонарністю), що провокує виникнення похибок. Величина цих відхилень безпосередньо корелює зі ступенем динамічності технологічного процесу. З фізичного погляду це явище пояснюється неоднорідністю поширення пружних та гідродинамічних збурень у газовому середовищі: Гідродинамічні збурення: зміна масової швидкості газу в часі та просторі поширюється з лінійною швидкістю руху потоку, яка в магістральних трубопроводах зазвичай становить 5–10 м/с. Пружні збурення поширюються зі швидкістю звуку, що значно перевищує швидкість потоку. У газовому середовищі вона становить близько 500 м/с і розраховується за формулою

$$c = \sqrt{kRT}$$

де k - показник адіабати;

R - газова стала;

T - абсолютна температура середовища.

Суттєва розбіжність між швидкостями розповсюдження цих хвиль призводить до розбалансування параметрів нестаціонарного процесу. Як наслідок, використання стаціонарних математичних моделей для діагностування систем, що працюють із неповним завантаженням, спричиняє значні похибки в розрахунках.

Для мінімізації негативного впливу неусталеності та підвищення точності діагностики технічного стану необхідно застосовувати методи, що базуються на моделях нестаціонарного руху

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\lambda \rho w^2}{2d};$$

$$-\frac{\partial p}{\partial t} = c^2 \frac{\partial(\rho w)}{\partial x}, \quad (2.11)$$

де $p = p(x, t)$ – у даній моделі тиск газу розглядається як функція лінійної координати та часу;

w - лінійна швидкість потоку;

ρ - густина газоподібного середовища.

Шляхом множення рівняння руху на густину газу та врахування рівняння стану (зв'язку тиску, густини та температури $p / \rho = zRT$), отримаємо аналітичний вираз, який після диференціювання за лінійною координатою набуває вигляду, що дозволяє виділити градієнт тиску

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

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

звідки

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

Підставляючи отриману залежність у рівняння нерозривності та враховуючи термічне рівняння стану газу, одержуємо кінцеву диференціальну модель неусталеного руху:

$$\frac{\partial p^2}{\partial t} = -k \frac{\partial^2 p^2}{\partial x^2} = 0, \quad (2.12)$$

де $k = \frac{c^2}{2a}$; $2a = \frac{\lambda w_{cp}}{2d}$ - коефіцієнт лінеаризації;

При цьому лінійна швидкість газу w приймається як середньоінтегральна величина за довжиною та усереднена за часом. Показники w_1 та w_2 відповідають усередненим швидкостям на вхідному та вихідному перерізах ділянки відповідно.

$$w_{cp} = \frac{2}{3}(w_1 + 2w_0)$$

Величину середньої швидкості можна визначити з високою точністю за формулою:

$$w = \frac{1}{\tau \rho F} \int_0^{\tau} M(t) dt \quad (2.13)$$

Практична реалізація рівняння (2.12) потребує чіткого задання початкових і граничних умов. В умовах неповного завантаження газотранспортної системи ці параметри часто трансформуються і в загальному випадку можуть бути представлені як невизначені функції.

Якщо за певний інтервал часу τ тиск у початковій точці змінився від $P(0)$ до $P(t)$, то динаміка процесу описується відповідним приростом.

$$\frac{\partial p^2}{\partial t} \approx \frac{p^2(0,t) - p^2(0,t + \tau)}{\tau}.$$

Для проміжної точки на відстані l від початку ділянки довжиною L , на основі диференціальної моделі (2.12) отримуємо наступну залежність:

$$\frac{\partial^2 p^2}{\partial x^2} \approx \frac{\frac{p^2(0,0) - p^2(l,0)}{l} - \frac{p^2(l,0) - p^2(L,0)}{L-l}}{L}$$

Тоді на основі (2.12) одержимо

$$\lambda_0 = \frac{2dc^2\tau}{w_{cp}L} \frac{\frac{p^2(0,0) - p^2(l,0)}{l} - \frac{p^2(l,0) - p^2(L,0)}{L-l}}{p^2(0,t) - p^2(0,t + \tau)} \quad (2.14)$$

Якщо розглядати стан системи, прив'язаний до кінцевого моменту обраного часового інтервалу, то рівняння (2.14) набуває остаточного вигляду для розрахунків:

$$\lambda_{\tau} = \frac{2dc^2\tau}{w_{cp}L} \frac{\frac{p^2(0,\tau) - p^2(l,\tau)}{l} - \frac{p^2(l,\tau) - p^2(L,\tau)}{L-l}}{p^2(0,t) - p^2(0,t + \tau)} \quad (2.15)$$

Встановлено, що часовий діапазон вибірки даних має вирішальний вплив на достовірність кінцевих результатів. При використанні мінімальної кількості відліків (3 одиниці) похибка розрахунку фактичного коефіцієнта гідравлічного опору лямбда може сягати 30%. Збільшення масиву даних до 6

відліків дозволяє знизити рівень помилки до 10%, що є прийнятним для оперативної діагностики технічного стану лінійної частини.

2.4 Висновки по розділу 2

1. Встановлено, що за умов нестационарного (неусталеного) режиму роботи газопроводу величина середнього тиску є нижчою за аналогічний показник, розрахований за стаціонарною моделлю. Це призводить до систематичного заниження оцінки обсягу технологічного газу в порожнині трубопроводу. Визначено, що відношення середніх тисків у нестационарному та стаціонарному станах на початкових етапах перехідного процесу є меншим за одиницю. З плином часу перехідний процес, спровокований стрибкоподібною зміною витрати, стабілізується, а вказане співвідношення асимптотично наближається до одиниці при переході системи у новий стаціонарний стан.

2. Обґрунтовано та запропоновано комплекс методів для діагностування гідравлічного та технічного стану лінійної частини магістральних газопроводів. Запропоновані підходи відрізняються високою оперативністю та простотою реалізації в порівнянні з класичними детермінованими моделями. Основу цих методів складають математичні моделі неусталеного руху газу, адаптовані для використання в умовах частоті зміни режимів завантаження системи.

3. Доведено, що залучення та обробка статистичної інформації щодо поточного технічного стану трубопровідної інфраструктури дозволяє суттєво підвищити точність прогнозних розрахунків. Інтеграція статистичних даних у діагностичні алгоритми забезпечує зниження похибки при визначенні ключових параметрів стану системи (тиску, витрати та запасів газу) на величину до 10%.

РОЗДІЛ 3. ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ ГАЗОПРОВІДІВ В УМОВАХ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОГО ТА ПРИРОДНОГО НАВАНТАЖЕННЯ

Газотранспортна система (ГТС) України є масштабною та багатокомпонентною енергетичною структурою, що характеризується значною протяжністю, високою потужністю та неоднорідністю технічного стану об'єктів. Природне старіння металоконструкцій, накопичення значної кількості дефектів на лінійній частині та зростання аварійності суттєво ускладнюють процеси експлуатації та призводять до збільшення операційних витрат на підтримку працездатності мережі.

За таких умов критично важливим завданням постає забезпечення надійності ГТС для гарантування безперебійного енергопостачання, мінімізації втрат газу та запобігання техногенним катастрофам, що мають руйнівні екологічні та економічні наслідки.

На основі аналізу досвіду експлуатації магістральних трубопроводів встановлено три основні домінуючі механізми руйнування:

- 1) Корозійний знос (загальна та локальна корозія).
- 2) Втома металу (малоциклові руйнування внаслідок пульсацій тиску).
- 3) Стрес-корозія (корозійне розтріскування під напругою — КРН).

Інші деструктивні чинники, такі як старіння металу та зниження його пластичності, виступають каталізаторами основних процесів руйнування. Найбільшу загрозу на сучасному етапі становить стрес-корозія, частка якої в загальній структурі руйнувань магістральних газопроводів зросла з 30% (станом на 2000 р.) до понад 50% у теперішній час.

3.1 Обґрунтування напрямів та постановка задач дослідження

Фундаментальне значення у вивченні корозійно-водневої деградації трубних сталей мають праці Є.І. Крижанівського [1-3], де детально розкрито механізми корозійно-механічного руйнування, параметри тріщиностійкості та явища водневої крихкості. Значний внесок у розробку наукових засад прогнозування залишкового ресурсу дефектних труб за умов статичного та циклічного навантаження в агресивних середовищах зробили В.А. Осадчук, Ю.В. Банахевич та А.В. Драгілев [3-5].

Теоретичні напрацювання інших авторів [5-7] дозволяють ідентифікувати причини стрес-корозії в об'язці підземних сховищ газу, проте вони потребують додаткових емпіричних підтверджень щодо впливу комплексу природних факторів на інтенсивність розтріскування.

Корозійна втома визначається як процес поступового руйнування металу під сукупною дією періодичних динамічних навантажень (змінних напружень) та корозійно-активного середовища. Корозійне розтріскування під напругою є результатом взаємодії трьох взаємопов'язаних процесів:

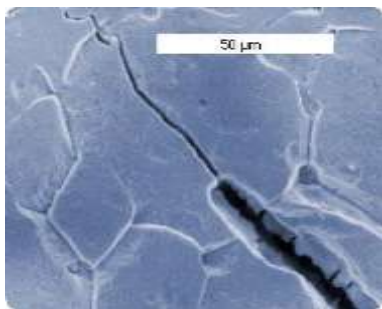
- Електрохімічних (власне корозія);
- Деформаційних (механічні напруження);
- Сорбційних (адсорбція та абсорбція речовин металом).

Розвиток тріщин КРН проходить через три ключові стадії (рис. 3.1):

1) Інкубаційна стадія: зародження дрібних поверхневих поздовжніх дефектів (так званих «колоній тріщин»). Провідну роль тут відіграє механіко-хімічний ефект. Під дією динамічних навантажень відбувається деформація кристалічної решітки, що супроводжується наводнюванням металу іонами водню (H^+). Останні, отримуючи електрон (зокрема внаслідок роботи систем електрохімічного захисту — ЕХЗ), трансформуються в молекулярний водень (H_2). Оскільки об'єм молекул водню значно більший за іони, це створює локальні внутрішні напруження, які сприяють виникненню мікротріщин.

2) Субкритична стадія: фаза активного росту тріщин. До анодного розтріскування додається ефект гідролізу електроліту в порожнині тріщини, що призводить до його підкислення. Це підсилює сорбційні процеси, викликаючи інтенсивне наводнювання та розширення пружнопластичної зони поблизу вершини тріщини.

3) Завершальна стадія: критичне зростання дефекту, що завершується механічним доломом (руйнуванням) стінки труби під впливом деформуючих процесів.



а) інкубаційний період



б) сорбційний



в) завершальний

Рисунок 3.1 – Ключові стадії розвитку тріщин КРН

Магістральні трубопроводи, як і будь-які інші капітальні інженерні споруди, протягом усього життєвого циклу перебувають під постійним впливом комплексу зовнішніх факторів. Попри розробку та впровадження матеріалів із високою питомою міцністю, їхня експлуатаційна ефективність значною мірою лімітується схильністю до корозійної втоми. Навколишнє середовище є визначальним чинником у процесах втомного руйнування високоміцних конструкційних сплавів (сталі, алюмінієвих та титанових систем). Опірність матеріалу корозійно-втомному пошкодженню оцінюється через його границю витривалості в умовах конкретного робочого середовища, при заданих температурних режимах і параметрах навантаження, та суттєво залежить від наявності домішок у структурі основного металу.

Характер кривої втоми (крива Велера, рис. 3.2 [33]) у корозійно-активному середовищі має принципову відмінність від результатів

випробувань на повітрі. Якщо за нормальних умов крива втоми виходить на горизонтальну ділянку, що свідчить про наявність фізичної границі витривалості, то в умовах корозії вона безперервно знижується зі зростанням кількості циклів навантаження.

Таким чином, для металів у корозійному середовищі характерна відсутність істинної границі витривалості. У зв'язку з цим для розрахунків використовується поняття умовної границі витривалості, яка визначається для заздалегідь заданої бази випробувань (певної кількості циклів).

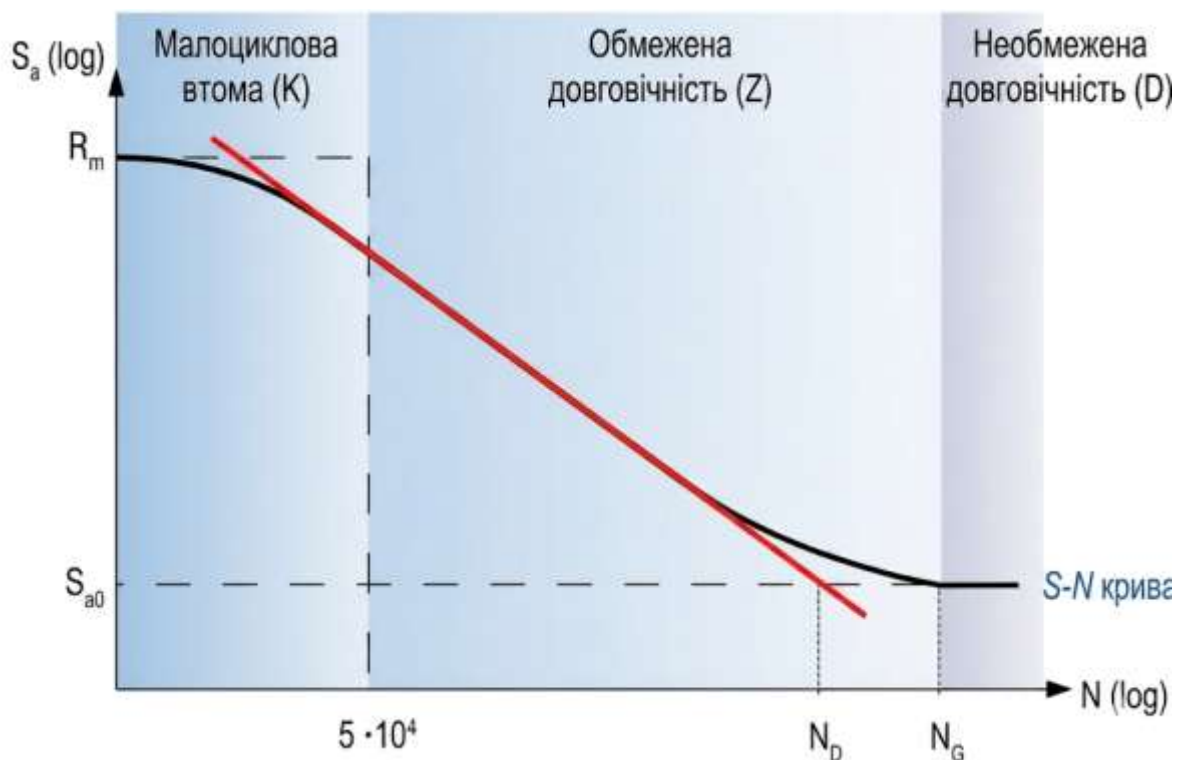


Рисунок 3.2 – Крива Велера [33]

Для конструкційних сталей при базі випробувань $2 \cdot 10^7$ циклів спостерігається суттєве зниження границі витривалості залежно від агресивності середовища: в умовах атмосферної корозії цей показник падає на 20%, у прісній воді — удвічі, а в морській воді — учетверо порівняно з результатами випробувань на сухому повітрі. Неіржавні сталі характеризуються вищою корозійно-втомною міцністю, проте загальна тенденція вказує на те, що чим вищою є номінальна міцність сталі, тим

інтенсивніше знижується її границя витривалості в агресивному середовищі. Наприклад, для високої міцності сталі у 1000 МПа фактична границя витривалості в корозійному середовищі може виявитися такою ж, як і для сталі з границею міцності лише 400 МПа [2].

Тривале перебування металу в корозійному середовищі призводить до деградації його характеристик, внаслідок чого конструкція втрачає здатність витримувати розрахункові напруження. Процес корозійної втоми супроводжується зародженням та розвитком міжкристалітних та транскристалітних тріщин, які руйнують цілісність металу зсередини. Найбільш активний ріст дефектів відбувається безпосередньо в моменти навантаження металоконструкції. Внаслідок дії циклічних або термічних напружень на поверхні металу руйнується захисна оксидна плівка, що забезпечує вільний доступ корозійного середовища до оголених ділянок металу. Через систему поверхневих тріщин агресивний електроліт проникає вглиб структури, що значно прискорює процес загального руйнування.

Метою даного дослідження є встановлення фундаментальних закономірностей впливу природних чинників на інтенсивність перебігу корозійного розтріскування під напруженням (КРН) трубних сталей у реальних умовах експлуатації магістральних газопроводів.

3.2 Методика проведення досліджень

Рівень безпеки лінійної частини магістральних газопроводів визначається показниками міцності та динамікою їхньої зміни протягом тривалого терміну експлуатації. Ці показники залежать від сукупності технічних та природних чинників. Через складність та багатофакторність процесів, достовірне прогнозування технічного стану лише аналітичними методами є практично неможливим. У таких випадках найбільш обґрунтованим є застосування стохастичних моделей, що базуються на теорії ймовірностей та математичній

статистиці. Вихідною інформацією для таких моделей слугує ретроспективний аналіз історії експлуатації конкретного об'єкта.

Як свідчить досвід [5-8], зміна технічного стану газопроводу в часі оцінюється через інтенсивність аварійних відмов. Якщо за період експлуатації T було зафіксовано n відмов, то їх середня інтенсивність (лямбда) визначається за залежністю:

$$\lambda(t) = n/T \quad (3.1)$$

Протягом усього життєвого циклу лінійна частина магістрального газопроводу проходить три характерні етапи, які описуються за допомогою розподілу Вейбулла [6]

$$f(t, \lambda, k) = \frac{k}{\lambda} e^{-\left(\frac{t}{\lambda}\right)^k}, \quad (3.2)$$

де $k > 0$ – визначає форму графіку, а $\lambda > 0$ шкалу розподілу.

Відповідно до цієї моделі виділяють такі періоди:

1) Період припрацювання: вирізняється підвищеною інтенсивністю відмов, що зумовлені прихованими дефектами будівництва, монтажу або невідповідністю матеріалів конструкторській документації. Ці відмови розподіляються за законом Вейбулла і поступово усуваються в процесі введення об'єкта в роботу.

2) Період нормальної експлуатації: характеризується стабільною та мінімальною інтенсивністю відмов. У цей час переважають раптові відмови, які мають випадковий характер і найчастіше описуються експоненціальним законом розподілу.

3) Період старіння: супроводжується різким зростанням інтенсивності відмов унаслідок вичерпання ресурсу, корозійної деградації та накопичення втомних пошкоджень. Розподіл відмов на цьому етапі зазвичай підпорядковується нормальному закону.

Дане дослідження базується на масиві статистичних даних про технічний стан, режими роботи та аварійні ситуації (зокрема ті, що спричинені стрес-корозією — КРН) на таких ключових газопроводах: «Братерство» (ДУД-

2), «Союз», «Уренгой—Помари—Ужгород» (УПУ) та «Прогрес». Аналізований період охоплює час від моменту введення об'єктів в експлуатацію до 2006 року.

Зокрема, на основі експлуатаційної статистики газопроводу «Братерство» (ділянка Долина—Россош) за 1975–1990 рр. побудовано графічну залежність імовірності виникнення відмов від напрацювання (на основі формули 3.2), яку представлено на рисунку 3.3.

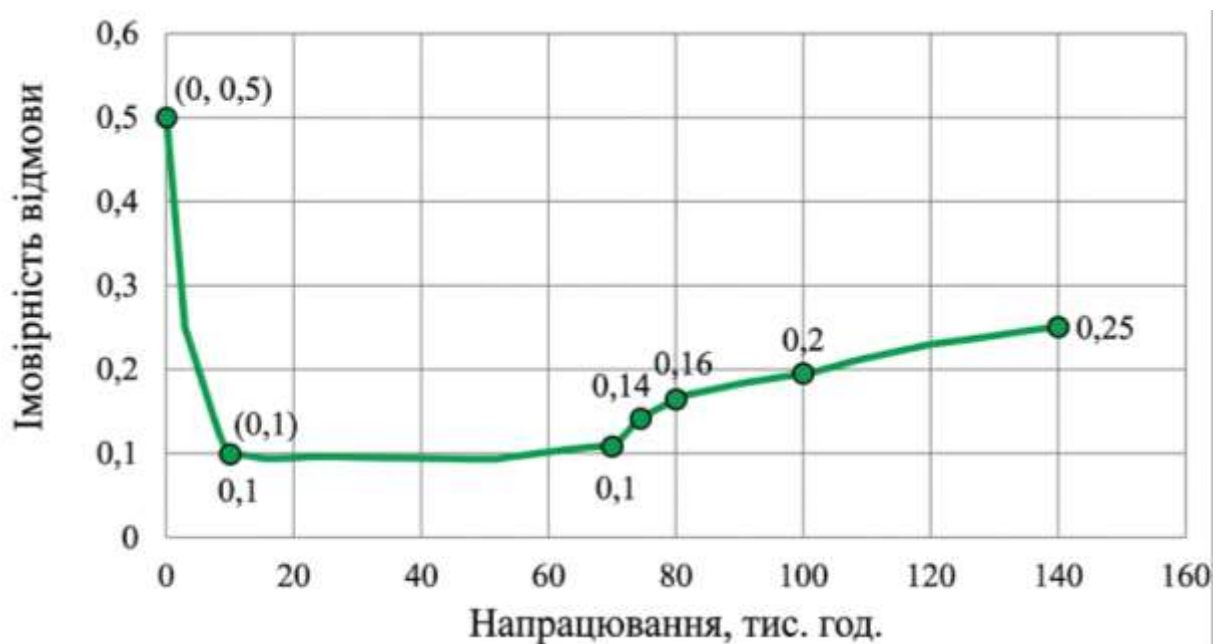


Рисунок 3.3 – Графік імовірності аварійних відмов на лінійній частині магістрального газопроводу «Братерство»

Магістральні газопроводи (МГ) України на сучасному етапі є об'єктами тривалої експлуатації. Більшість із них перебуває на стадії «старіння», що згідно з теорією надійності характеризується прогресуючим зростанням інтенсивності відмов. Останні підпорядковуються нормальному закону розподілу, що свідчить про поступове вичерпання ресурсу та накопичення деградаційних змін у металі.

Для комплексного оцінювання стану металу (рис. 3.4) в лабораторних умовах було проведено низку досліджень:

- 1) Аналіз хімічного складу сталей та навколишніх ґрунтів.

- 2) Приладова дефектоскопія та металографічний аналіз взірців.
- 3) Визначення фізико-механічних характеристик: твердості, мікротвердості, а також параметрів міцності та пластичності при випробуваннях на розтяг та ударний вигин.
- 4) Дослідження акустичних та магнітних властивостей металу [7-9].



Рисунок 3.4 – Взірці металу трубних сталей для випробувань

Важливим чинником, що визначає динаміку корозійного розтріскування під напруженням (КРН), є тривалість перебування об'єкта в експлуатації. На рисунку 3.5 представлено статистичні залежності частоти аварійних відмов (зокрема через КРН) від терміну служби для магістралей західного регіону.

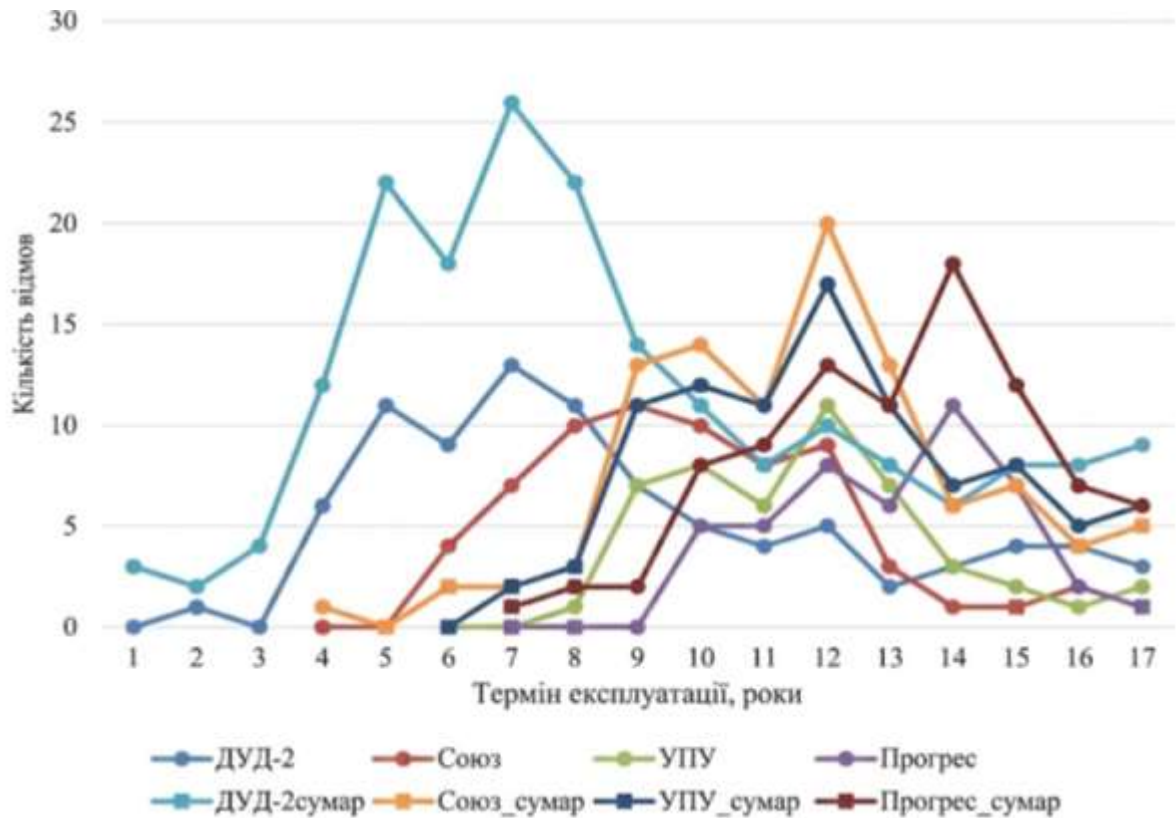


Рисунок 3.5 – Статистичні залежності частоти виникнення аварійних відмов (зокрема через КРН) від тривалості експлуатації магістральних газопроводів

На наведеному рисунку 3.5 представлено результати ретроспективного аналізу безаварійної роботи лінійної частини досліджуваних газопроводів. Графічні залежності чітко ілюструють динаміку накопичення пошкоджень у часі, де можна виділити кілька ключових закономірностей:

1) Латентний період: Протягом перших 15–18 років експлуатації кількість відмов через корозійне розтріскування під напруженням (КРН) залишається мінімальною. Це свідчить про високий початковий запас пластичності сталі та цілісність захисного ізоляційного покриття.

2) Точка перелому: Після 20-річного терміну експлуатації спостерігається стрімке зростання інтенсивності відмов. Це пояснюється розвитком процесів деградації металу, поступовим відшаруванням ізоляції та тривалим впливом потенціалів електрохімічного захисту, що сприяє наводнюванню стінки труби.

3) Порівняльна характеристика: Найбільш інтенсивне зростання аварійності зафіксовано на газопроводах «Союз» та «Братерство», що пов'язано з тривалішим терміном їх знаходження в експлуатації та специфікою складу газу (зокрема наявністю агресивних домішок на певних етапах роботи).

Ці дані підтверджують необхідність переходу від регламентного обслуговування до стратегії технічного стану, що базується на прогнозуванні залишкового ресурсу на основі фактичного напрацювання об'єктів.

3.3 Результати дослідження та їх аналіз

Комплексний аналіз отриманих даних дозволив розділити весь життєвий цикл досліджуваних газопроводів на три основні часові діапазони:

1) Початковий період (3–5 років): Характеризується мінімальною (близькою до нульової) інтенсивністю відмов через КРН. Це зумовлено низьким рівнем початкової крихкості сталі. Для газопроводу «Союз» цей етап був коротшим через агресивність оренбурзького газу, що містить сірководень.

2) Період активного накопичення пошкоджень (24–28 років): Відзначається стабільним зростанням інтенсивності відмов. У пікові періоди частота аварій через КРН сягала 10–12 випадків на рік, що безпосередньо пов'язано з втомою металу та його значним наводнюванням.

Якби процес стрес-корозійного руйнування (рис. 3.6) детермінувався виключно механічними напруженнями, які зазвичай розподіляються рівномірно за товщиною стінки труби, то процеси окрихчення та розтріскування мали б ідентичну інтенсивність по всьому перерізу металу. Однак той факт, що деструкція ініціюється та розвивається переважно із зовнішньої поверхні, дозволяє стверджувати про наявність додаткового ініціюючого процесу на межі «метал–середовище», наслідком якого і є КРН.

Явище окрихчення металу вказує (рис. 3.7) на дифузію певних часток (атомів чи молекул) із зовнішнього середовища в кристалічну решітку сталі,

що призводить до блокування дислокацій (відомо, що саме рухливість дислокацій забезпечує пластичні властивості металів). Проникнення молекул вуглецю, азоту чи кисню в структуру металу за температур експлуатації магістральних газопроводів є фізично неможливим. Високу проникаючу здатність мають лише елементарні частки, такі як протони, проте вони не можуть бути наслідком лише загального радіаційного фону, оскільки стрес-корозія має локальний характер. Отже, джерело таких часток слід шукати безпосередньо на зовнішній контактній поверхні підземних ділянок трубопроводів. Таким джерелом є система електрохімічного захисту (ЕХЗ).



Рисунок 3.6 – Характер долому стінки труби при стрес-корозійному руйнуванні



Рисунок 3.7 – Взірець охрупчення сталі після випробування на розтяг

Підземні магістралі захищені комбінованим способом: ізоляційним покриттям та активною ЕХЗ. Остання підтримує на трубі негативний електричний потенціал (від -1 до -3 В відносно ґрунту) для уповільнення анодного розчинення металу. Проте статистичні дані свідчать про критичну особливість: при низьких значеннях потенціалу стається лише 2,6% аварій, тоді як понад 30% руйнувань припадає на інтервал потенціалу 1,5 – 1,7 В. Це підтверджує гіпотезу про існування специфічного «небезпечного» вікна електропотенціалу, в межах якого інтенсивність наводнювання металу та ризик виникнення КРН є максимальними.

Статистика аварійності (рис. 3.8) демонструє чітку сезонну циклічність із піками у квітні, червні та вересні. Квітневі та червневі аварії корелюють із процесами відтавання, активним рухом ґрунтів та їх максимальною вологістю. Вересневий пік зумовлений температурним фактором: у цей період температура залягання газопроводу є найвищою, що спричиняє зниження поздовжніх напружень та відповідне зростання еквівалентних напружень

(згідно з четвертою теорією міцності), що створює сприятливі умови для долому тріщин.

Особливе значення має стан зволоження ґрунту (рис. 3.8). Найбільша кількість аварій через КРН (23,7%) зафіксована на ділянках із перемінним рівнем ґрунтових вод. Якщо врахувати випадки, де вода в траншеї безпосередньо не спостерігалася, але відбувалося періодичне зволоження, частка небезпечних ділянок зростає до 71,1%. Це доводить, що циклічна поява вологи на поверхні труби є потужним активатором стрес-корозії.

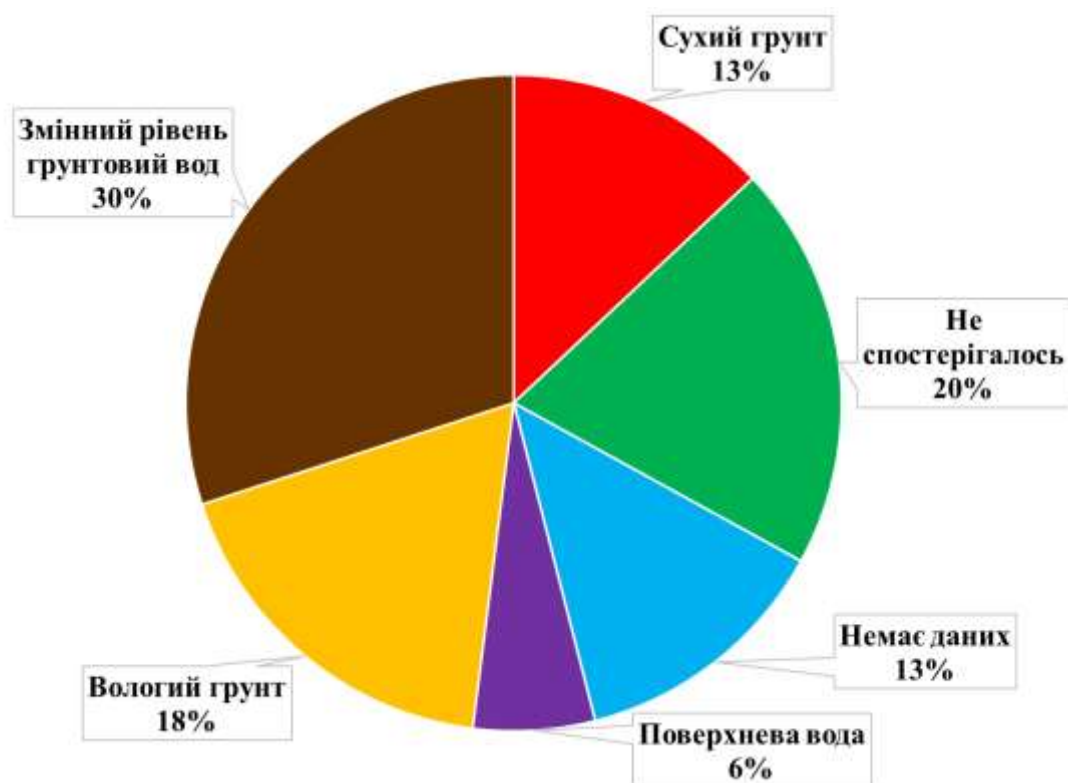


Рисунок 3.8 – Розподіл аварій КРН по вологості ґрунту

У зонах локалізації тріщин корозійного розтріскування під напруженням (КРН) зафіксовано наявність ділянок із суттєвою неоднорідністю показників твердості — як підвищених, так і знижених значень. Пікові показники твердості, як правило, зосереджені в безпосередній близькості до вістря тріщини і можуть перевищувати середньостатистичні величини на 37%. Натомість у зонах без видимих дефектів аналогічне відхилення не перевищує

8%. Слід зазначити, що інтегральні середні значення твердості в обох типах досліджуваних перерізів залишаються на приблизно однаковому рівні, що ускладнює діагностику за усередненими показниками.

Статистична обробка даних підтверджує вищу стабільність параметрів твердості на бездефектних ділянках порівняно з зонами ураження КРН. Аналіз розкиду (варіативності) значень у вогнищах корозії вказує на одночасний перебіг двох процесів (рис. 3.9):

- зниження твердості в найменш міцних структурних фазах внаслідок накопичення мікродфектів та деградації структури;
- локальне зміцнення фаз за рахунок деформаційного старіння або синергетичного впливу обох ефектів.

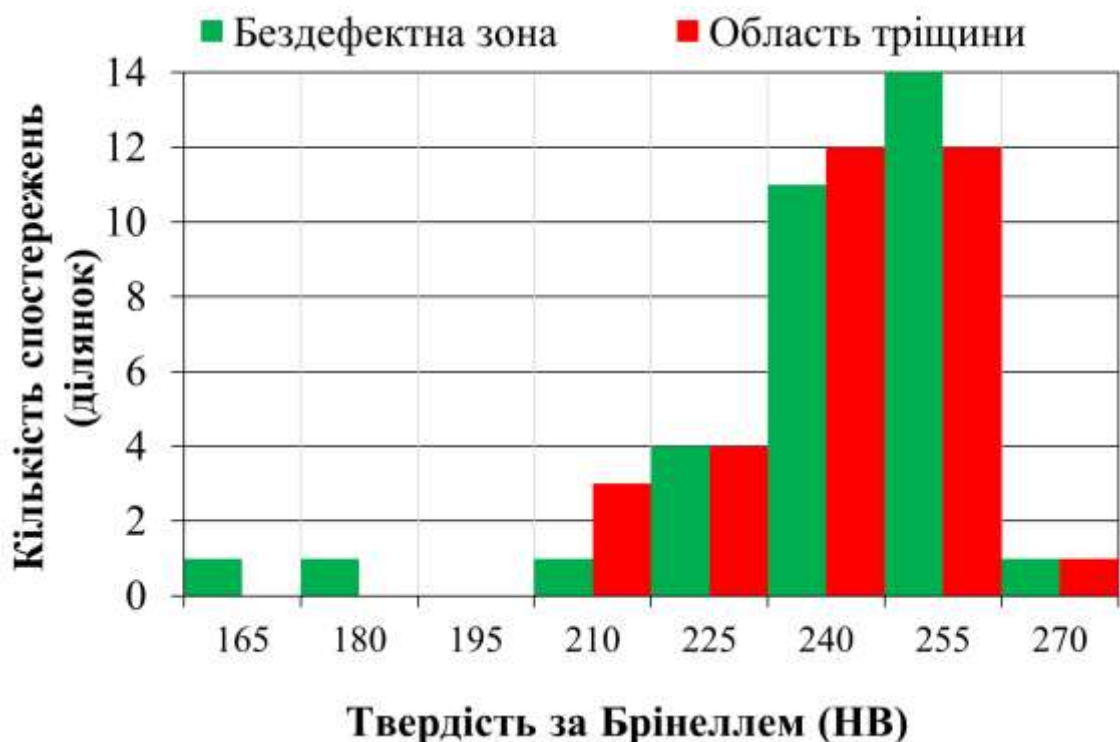


Рисунок 3.9 – Статистичний аналіз розподілу твердості в зонах локалізації тріщин та бездефектних ділянках

Оскільки тріщини КРН у більшості випадків мають чітку поздовжню орієнтацію (вздовж осі труби), це дає підстави стверджувати про наявність вираженої локальної неоднорідності механічних характеристик металу в

кільцевому напрямку. Дана гіпотеза підтверджується результатами механічних випробувань взірців.

Для детального вивчення цієї неоднорідності було застосовано магнітний метод контролю за параметром коерцитивної сили. Головною перевагою цього підходу є можливість дослідження властивостей металу в конкретно заданому векторі. Напрямок прикладеного магнітного потоку під час вимірювання чітко відповідає тому напрямку, в якому проводиться оцінювання експлуатаційних властивостей та ступеня деградації металу труби.

Ключовою перевагою визначення коерцитивної сили є можливість диференційованого вивчення властивостей металу в конкретно заданому векторі. Напрямок намагнічування (магнітного потоку) при цьому чітко відповідає напрямку, в якому проводиться оцінювання експлуатаційних характеристик та ступеня деградації трубної сталі.

Експериментальні дослідження проводилися на взірцях металу, відібраних безпосередньо з фрагментів аварійно зруйнованих труб. Для замірів використовувався спеціалізований прилад КРМ-ДК-2М, що характеризується наступними метрологічними параметрами:

- діапазон вимірювань: 1–20 А/см;
- основна похибка: не більше 5%.

Показник анізотропії розраховувався як різниця середніх значень коерцитивної сили, виміряних вздовж та поперек поздовжньої осі трубопроводу. У результаті порівняльного аналізу встановлено:

- 1) Поздовжні значення коерцитивної сили в зоні пошкодження та в основному металі практично не мають суттєвих розбіжностей.
- 2) Поперечні значення, навпаки, демонструють значну диференціацію залежно від стану металу.

Для неушкодженого металу характерні від'ємні значення анізотропії на зовнішній та внутрішній поверхнях стінки, а відношення цих показників залишається меншим за одиницю. Натомість вздовж кромки руйнування

спостерігається інша картина: анізотропія набуває додатних значень на обох поверхнях труби, а вказане відношення перевищує одиницю.

У безпосередній зоні руйнування анізотропія параметру досягає свого максимуму — 0,8 А/см, при відношенні показників на зовнішній та внутрішній поверхнях до 1,2. Зазначені величини було прийнято як експериментально обґрунтований діагностичний критерій схильності трубної сталі до корозійного розтріскування під напруженням (КРН).

Третій етап розвитку КРН у магістральних газопроводах настає після 30–34 років їх безперервної експлуатації. Ця стадія характеризується помітним зниженням інтенсивності аварійних відмов із причини стрес-корозії до рівня 2–3 випадки на рік, що надалі набуває сталого характеру.

Така динаміка пояснюється досягненням стану динамічної рівноваги в системі взаємодії «метал – навколишнє середовище». На цьому етапі процеси трансформації механічних властивостей сталі, які безпосередньо впливають на її міцність, фактично стабілізуються. Варто підкреслити, що вказана тенденція до затухання аварійності стосується виключно чинника КРН і не поширюється на відмови, спричинені іншими деструктивними факторами.

3.4 Висновки по розділу 3

1. На основі комплексного аналізу статистичної інформації щодо експлуатації магістральних газопроводів («Братерство», «Союз», «УПУ», «Прогрес») та результатів лабораторних досліджень встановлено фундаментальні закономірності впливу природних чинників на інтенсивність деградаційних процесів. Доведено, що сезонна циклічність аварійності безпосередньо корелює зі зміною вологості та температури ґрунту, які виступають каталізаторами корозійного розтріскування сталі під напруженням (КРН), особливо на ділянках із перемінним рівнем ґрунтових вод.

2. Визначено, що визначальними факторами, які зумовлюють ризик виникнення аварійних відмов через КРН, є тривалість експлуатації об'єкта та параметри роботи системи електрохімічного захисту (ЕХЗ). Встановлено існування критичного інтервалу електричного потенціалу (від -1,5 до -1,7 В), у межах якого спостерігається найбільш інтенсивне наводнювання металу, що призводить до його окрихчення, блокування рухливості дислокацій та наступного руйнування стінки труби.

3. Експериментально обґрунтовано новий діагностичний критерій оцінювання технічного стану лінійної частини за допомогою магнітного методу. Встановлено, що анізотропія коерцитивної сили (різниця значень у поздовжньому та поперечному напрямках) є індикатором деградації металу. Перевищення відношення анізотропії на зовнішній і внутрішній поверхнях труби значення 1,2 свідчить про критичне накопичення втомних пошкоджень та схильність ділянки до стрес-корозійного розтріскування.

4. Виявлено, що після 30–34 років експлуатації інтенсивність відмов через КРН стабілізується на низькому рівні (2–3 випадки на рік). Це пояснюється досягненням динамічної рівноваги в системі «метал–середовище», за якої процеси трансформації механічних властивостей сталі сповільнюються, що дозволяє оптимізувати стратегію подальшого технічного обслуговування таких ділянок.

РОЗДІЛ 4. ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ГАЗОПОСТАЧАЛЬНИХ СИСТЕМ НА ОСНОВІ ОПТИМІЗАЦІЇ СТРАТЕГІЙ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ

На компресорних станціях (КС) магістральних газопроводів функціонують дві основні організаційні форми обслуговування газоперекачувального обладнання: централізована та децентралізована.

Централізована система передбачає обслуговування групи КС у межах певного територіального району виїзними спеціалізованими бригадами, які виконують ремонтні роботи безпосередньо на об'єктах.

Децентралізована система базується на наявності власного ремонтного персоналу на кожній КС, укомплектованого необхідним фондом запасних частин, інструментів та приладів (ЗІП).

Традиційно періодичність капітальних ремонтів обладнання визначається нормативними термінами служби основних вузлів. Проте для підвищення експлуатаційної надійності газотранспортної системи (ГТС) необхідне впровадження оптимального планування, яке дозволяє науково обґрунтувати інтенсивність поставок нових агрегатів, регламентувати міжремонтні терміни та ефективно розподіляти ресурси ремонтно-обслуговуючих баз.

Система планово-попереджувальних ремонтів (ППР). Газоперекачувальні агрегати (ГПА) належать до енергоємних систем, ефективність (ККД) яких природним чином знижується в процесі експлуатації. Підтримання їх у працездатному стані та відновлення паспортних характеристик здійснюється в межах системи планово-попереджувальних ремонтів (ППР).

Сутність системи ППР полягає у проведенні профілактичних заходів за заздалегідь складеним графіком, що дозволяє попередити прогресуючий знос та запобігти виникненню аварійних ситуацій.

Основними функціями системи ППР є:

- формування структури ремонтних циклів відповідно до умов експлуатації;
- визначення оптимальної тривалості міжремонтних періодів;
- класифікація складності ремонту обладнання для розрахунку потреби в трудовитратах;
- планування термінів простоїв агрегатів.

Відповідно до обсягів робіт та глибини втручання в конструкцію агрегату, виділяють такі види технічного сервісу:

1) Технічний огляд – щоденний комплекс робіт на працюючому обладнанні для моніторингу його стану, виявлення дефектів та уточнення обсягів майбутніх планових ремонтів.

2) Поточний ремонт – мінімальний за обсягом комплекс робіт, що виконується експлуатаційними службами. Передбачає заміну швидкозношуваних деталей та відновлення окремих складових для забезпечення надійної роботи до наступного етапу ППР.

3) Середній ремонт – виконується ремонтними службами та передбачає часткове розбирання агрегату. Метою є усунення виявлених несправностей та забезпечення нормальної експлуатації до капітального ремонту.

4) Капітальний ремонт – найбільш масштабний комплекс робіт, що проводиться при досягненні граничного зносу основних вузлів. Включає повне розбирання машини, заміну або відновлення всіх ключових деталей з метою повернення ГПА до початкових паспортних характеристик. Фінансування цих робіт здійснюється за рахунок амортизаційних відрахувань.

Окремо виділяють планові ремонти (передбачені нормативами) та непланові, необхідність у яких виникає раптово внаслідок відмов або аварій. Оптимізація системи ППР спрямована саме на мінімізацію частки непланових ремонтів у загальному обсязі обслуговування.

Тривалість простою компресорної установки в ремонті визначається як часовий інтервал з моменту припинення її участі в технологічному процесі перекачування газу (виведення з режиму згідно з регламентом) до моменту

відновлення повноцінного функціонування в системі. Загальний час перебування обладнання в ремонті структурно поділяється на три ключові етапи:

Підготовчий етап охоплює розвантаження та відключення установки, скидання тиску, охолодження, знеструмлення привода та допоміжних систем, продування контурів, а також оформлення дозвільної документації на здачу об'єкта в ремонт.

Основний етап (власне ремонт) – виконання запланованого комплексу відновлювальних робіт.

Заключний етап – проведення пусконаладжувальних операцій та введення установки в експлуатацію.

Для обґрунтування обсягів сервісних робіт необхідно чітко диференціювати ознаки технічного стану обладнання. Відповідно до існуючої практики експлуатації складних технічних систем, доцільно виділяти наступні класи технічного стану [10–13]:

- Клас А1 — сукупність ознак, відхилення яких від нормативних значень не спричиняє критичних наслідків. Контроль здійснюється періодично без порушення готовності обладнання;

- Клас А2 — ознаки, відхилення яких супроводжується важкими наслідками для системи. Потребують безперервного моніторингу;

- Клас А3 — параметри, перевірка яких технічно неможлива без зупинки агрегату та виведення його з робочого стану;

- Клас А4 — сукупність індикаторів, наявність яких є прямим сигналом до негайного проведення профілактичних або ремонтних робіт.

Ефективність системи планово-попереджувальних ремонтів (ППР) оцінюється через структуру та тривалість ремонтного циклу, а також тривалість міжремонтних періодів.

Тривалість ремонтного циклу — інтервал між двома послідовними капітальними ремонтами.

Тривалість міжремонтного періоду — час безперервної роботи між черговими плановими заходами (поточним або середнім ремонтом).

Ці показники визначаються конструктивними особливостями агрегату та фактичним терміном служби вузлів, що швидко зношуються. Економічна доцільність ремонту характеризується його оптимальною вартістю, яка є випадковою величиною і залежить від характеру несправностей та кваліфікації персоналу. Трудомісткість процесу оцінюється через середню сумарну кількість людино-годин, витрачених на всі види обслуговування за конкретний експлуатаційний період.

Аналіз літературних джерел [10–12] свідчить, що критичним елементом відновлення працездатності машин є своєчасність прийняття рішення про їх переведення до сфери обслуговування. В експлуатаційній практиці виникає конфлікт інтересів:

1) Запізнілий ремонт підвищує ризик аварійних відмов, що веде до значних матеріальних витрат на ліквідацію наслідків.

2) Передчасний ремонт не дозволяє повноцінно використати закладений ресурс деталей, що спричиняє додаткові необґрунтовані витрати.

Отже, визначення моменту виведення ГПА з роботи є класичною оптимізаційною задачею, принципи реалізації якої в сучасній технічній літературі висвітлені недостатньо. Планування обслуговування має ґрунтуватися на результатах безперервного контролю параметрів працюючого обладнання [14-16], що дозволяє мінімізувати кількість зупинок шляхом точкової заміни вузлів.

Для підвищення надійності системи газопостачання та зниження операційних витрат необхідно розробити методика прогнозування кількості ремонтних впливів на основі реального технічного стану агрегатів, а не лише заводських гарантійних характеристик. Такий підхід дозволить перейти від регламентованого обслуговування до раціонального управління ресурсом, враховуючи фактичні умови експлуатації та закономірності деградації машин.

4.1 Критерії надійності та оптимальної роботи ГТС

Розробка математичної моделі газотранспортної системи (ГТС) є фундаментальним етапом для реалізації алгоритмів управління за моделлю. Вибір конкретного критерію оптимізації залежить від технічної можливості отримання оперативної інформації про параметри поточного режиму.

Оптимізація експлуатаційних режимів за критерієм мінімальних енерговитрат на транспортування газу зводиться до визначення граничної області енергоспоживання для кожної компресорної станції (КС).

Якщо розглядати критерій мінімізації сумарних експлуатаційних витрат, то їх структуру можна представити як суму фіксованих та змінних складових:

$$E = E_0 + E_p, \quad (4.1)$$

де E_0 – умовно-постійні витрати, що не залежать від режиму роботи (заробітна плата з відрахуваннями, амортизаційні відрахування, витрати на утримання будівель та споруд);

E_p – змінні витрати, що безпосередньо залежать від обраного технологічного режиму ГТС

$$E_p = E_{пг} + E_m, \quad (4.2)$$

де $E_{пг}$ - витрати на паливний газ; E_m - витрати на експлуатаційні матеріали.

Економічна складова паливного газу розраховується на основі його споживання та вартості на конкретних вузлах:

$$E_{пг} = q_{пг} \cdot C_{пгі}, \quad (4.3)$$

де $q_{пг}$ – витрата паливного газу як функція параметрів перекачування;

$C_{пгі}$ – вартість паливного газу на i -й компресорній станції. Варто зауважити, що величина $C_{пгі}$ зазвичай зростає зі збільшенням віддаленості КС від джерела ресурсу.

Фактична витрата паливного газу є пропорційною потужності, що витрачається на стиснення та переміщення газового потоку:

$$q_{\text{шт}} = K \cdot N, \quad (4.4)$$

де K – питома витрата паливного газу на одиницю потужності (коефіцієнт, що є паспортною характеристикою для конкретного типу газоперекачувальних агрегатів).

Сумарна потужність, необхідна для роботи компресорної станції, визначається виходячи з умов політропного стиснення газу, що дозволяє врахувати реальні термодинамічні процеси в нагнітачах:

$$N = \frac{n}{(n-1) \cdot \eta} \cdot Q_{\text{в}} \cdot P_{\text{в}} \cdot \left(e^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right) = 11.5 \cdot \frac{n}{n-1} \cdot Q \cdot T_{\text{в}} \cdot \left[\left(\frac{P_{\text{п}}}{P_{\text{в}}} \right) - 1 \right] \cdot 10^{-3}, \quad (4.5)$$

де n – показник політропи процесу компримування газу

$$n = \frac{1}{\left((1 - \ln(\varepsilon)) / \ln(T_{\text{п}} / T_{\text{в}}) \right)}$$

$T_{\text{п}}$, $T_{\text{в}}$ - температура газу на виході та вході компресорної станції (КС) відповідно;

ε - ступінь підвищення тиску на КС;

Q - об'ємна витрата газу за умов всмоктування.

На основі цих параметрів визначається витрата паливного газу для конкретного режиму, що дозволяє розрахувати відповідні фінансові витрати. Методика оцінки витрат на матеріали. Витрати на експлуатаційні матеріали також є функцією режимних параметрів газопроводу. Оскільки отримати цю залежність у чистому аналітичному вигляді вкрай складно, було застосовано регресивний метод. Він ґрунтується на кореляційному аналізі статистичних даних щодо витрат на матеріали та показників фактичних режимів роботи газопроводу «Братерство». При формуванні критерію оптимальності варто враховувати, що постійні витрати ($\$E_0\$$) не впливають на вибір раціонального режиму, оскільки порівняння варіантів проводиться за різницею експлуатаційних витрат між поточним i та наступним $(i+1)$ режимами.

Розрахункова схема вибору оптимального технологічного режиму за єдиним критерієм (мінімум витрат) включає наступні етапи:

1) Формування області допустимих значень. Для всіх потенційно можливих режимів роботи ГТС визначаються параметри кожної працюючої КС (тиск, температура, продуктивність, потужність).

2) Часова дискретизація. Передбачається, що протягом заданих проміжків часу система працює стабільно на кожному з режимів.

3) Розрахунок напрацювання. Визначається кількість мотогодин для кожного газоперекачувального агрегату (ГПА) та розраховується сумарна робота N .

4) Економічна оцінка: Для кожного варіанта розраховуються витрати на паливний газ та допоміжні матеріали.

5) Мінімізація: Оптимальним визнається режим, що забезпечує мінімум сумарних експлуатаційних витрат.

Головним недоліком описаного підходу є його переважно статистичний характер. Ряд критичних показників, що суттєво залежать від динаміки режиму, приймаються як усереднені величини.

У формулі (4.5) величина ККД відображає здебільшого ефективність нагнітача. При цьому ККД газотурбінної установки та лінійної ділянки, які є змінними функціями режиму, часто ігноруються.

Вважається, що ці параметри враховуються коефіцієнтом питомої витрати палива K у формулі (4.4), проте нехтування залежністю цього коефіцієнта від конкретного режиму вносить похибку в кінцеві результати.

Для більш точного моделювання необхідно враховувати, що загальний ККД газотранспортної системи може бути визначений через параметри роботи за наступною функціональною залежністю:

$$\eta = \frac{Q_{cm}}{q_{ng}} \cdot \frac{P_{cm}}{P_{cp}} \cdot \frac{T_{cp}}{T_{cm}} \cdot z_{cp} \cdot \frac{(P_n - P_k)}{Q_P^H} \quad (4.6)$$

Математична залежність (4.6) охоплює ключові параметри експлуатаційного режиму газотранспортної системи, а саме: початковий (P_n),

кінцевий (P_k) та середній (P_{cp}) тиски, середню температуру потоку (T_{cp}), а також продуктивність системи, приведена до стандартних умов (Q_{cm}). Окрім термодинамічних показників, у формулу включено витрату паливного газу на компресорній станції (q_{ng}) та його енергетичну характеристику (Q_P^H). Врахування коефіцієнта корисної дії (ККД) як одного з основних параметрів при побудові регресійної моделі цільової функції дозволяє знайти екстремум задачі з чітким орієнтиром на енергоефективність процесу транспортування газу.

Аналіз даних диспетчерських служб та ієрархії цілей управління свідчить, що для задач оперативного керування, окрім енергозбереження, доцільно використовувати критерій максимізації обсягів газопостачання. Це особливо актуально в періоди пікових навантажень на систему.

У подальших розрахунках як вихідний моделюючий параметр використовується значення загального коефіцієнта корисної дії газотранспортної системи [52]. На початковому етапі вибір даного критерію оптимізації розглядається на прикладі елементарної ланки ГТС, що складається з однієї компресорної станції та прилеглої до неї лінійної ділянки. Для складніших розгалужених систем із великою кількістю структурних елементів принцип оптимізації за критерієм максимуму ККД залишається аналогічним, що забезпечує універсальність запропонованого підходу.

4.2 Науково-методичне обґрунтування та стратегія проведення досліджень

Метою даного етапу роботи є розробка та наукове обґрунтування перспективних стратегій технічного обслуговування систем газопостачання. В основу дослідження покладено закономірності процесів старіння та деградації обладнання, що дозволяє знайти шляхи суттєвого скорочення аварійних інцидентів на об'єктах ГТС.

Для досягнення поставленої мети було визначено наступне коло наукових завдань:

1) Аналіз часових параметрів надійності – встановлення закономірностей зміни щільності розподілу для доремонтних, міжремонтних та повних напрацювань протягом усього розрахункового життєвого циклу агрегатів.

2) Математичне моделювання процесу шляхом побудови цільової функції, що враховує прогнозовану кількість ремонтних впливів на одиницю часу та динаміку зміни чисельності елементів у системі. Сюди також відноситься визначення функції розподілу тривалості роботи до першого капітального ремонту та формування функції вартості сервісних процесів.

3) Оптимізація управління – створення комплексної методики оптимізації періодичності технічного обслуговування, яка дозволяє визначити найбільш раціональні значення технологічних параметрів процесу.

Визначення оптимального обсягу ремонтних робіт у заданому часовому інтервалі (від T_1 до T_2 років), а також оцінка очікуваної кількості агрегатів у системі при її поповненні новими виробами з інтенсивністю $v(t)$, виступає ключовим інструментом підвищення експлуатаційної надійності.

Під оптимальною періодичністю замін у даній роботі розуміється система контролю із заданим рівнем надійності, яка забезпечує підтримку належного технічного стану в межах ресурсних показників при мінімальних фінансових витратах і без зниження коефіцієнта готовності машин.

Планування кількості регламентних заходів для кожного окремого агрегату базується на аналізі фактичного напрацювання з моменту останнього сервісного втручання або від початку введення в експлуатацію.

Практичний досвід експлуатації потужних газотурбінних установок підтверджує доцільність переходу до моделі обслуговування за фактичним станом. Для коректної оцінки необхідно враховувати ретроспективні дані про стан кожного вузла компресорної станції, починаючи з базового моменту T_0 .

На рис. 4.1 представлена модель динаміки зміни технічного стану обладнання залежно від тривалості його експлуатації (у роках).

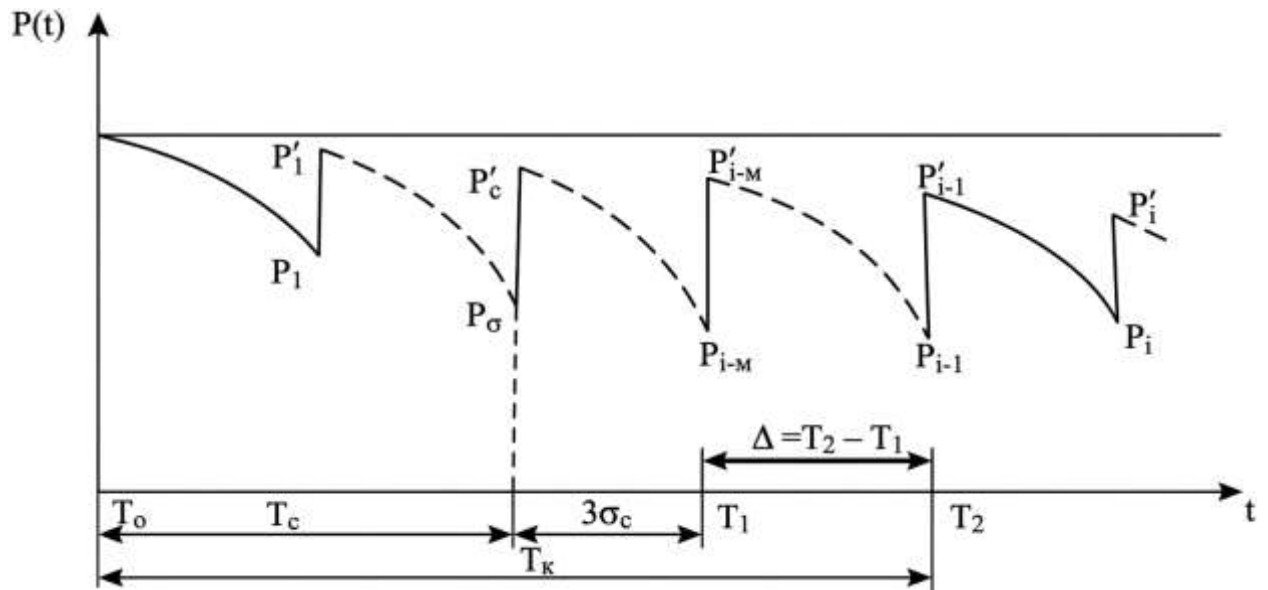


Рисунок 4.1 – Модель нормування динаміки зміни технічного стану агрегатів залежно від тривалості їх експлуатації

Представлена модель дозволяє формалізувати процес деградації технічного стану обладнання та встановити взаємозв'язок між часовими інтервалами експлуатації та необхідністю проведення ремонтних робіт. У межах даної моделі використовуються наступні розрахункові параметри:

T_c – повний (нормативний) термін служби елементів або газоперекачувальних агрегатів у цілому;

σ – середньоквадратичне відхилення, що характеризує розсіювання часових показників надійності та ймовірність виходу параметрів технічного стану за межі допуску;

$(\Delta = T_2 - T_1)$ – визначений часовий інтервал, у межах якого проводиться розрахунок необхідної кількості планових ремонтних впливів;

T_k – розрахунковий період експлуатації (виражений у роках), що приймається як база для перспективного планування.

Застосування такої моделі нормування є необхідним для переходу до стратегії обслуговування за фактичним станом. Вона дозволяє врахувати не лише календарний вік агрегату, а й інтенсивність зміни його технічних характеристик, що мінімізує ризики передчасного виведення обладнання з ладу або необґрунтованих витрат на надлишкові ремонти.

Характеристики технічного стану обладнання, такі як доремонтні (T_d), міжремонтні (T_m) та повні (T_c) терміни служби, описуються відповідними закономірностями щільності розподілу ймовірностей. Показники розподілу доремонтного $f(t)$, міжремонтного $g(t)$ та повного термінів служби $f_c(t)$ є динамічними характеристиками, що змінюються залежно від моменту надходження виробу в експлуатаційну систему. У процесі відновлення вузлів та елементів розподіли доремонтних $f(t)$ і міжремонтних $g(t)$ термінів служби, як правило, відрізняються один від одного ($f(t) \neq g(t)$). Це зумовлено зміною фізико-механічних властивостей металу та накопиченням втомних пошкоджень після першого капітального ремонту.

Для забезпечення необхідної точності прогнозних розрахунків тривалість попереднього планованого періоду δ повинна задовольняти умові $\delta \geq T_1 - T_0$. Для отримання достовірних результатів, особливо для першого року планового періоду (T_1), необхідно оперувати інформацією про графіки постачання виробів та розподіл їхніх термінів служби у попередньому часовому інтервалі тривалістю δ , а також для кожного моменту періоду $\Delta = T_2 - T_1$. Слід зазначити, що агрегати з ранніми термінами введення в експлуатацію до моменту T_1 будуть повністю списані за ресурсом, тому вони не чинять суттєвого впливу на розрахункове число ремонтів. У випадках, коли необхідно визначити обсяг робіт на момент T_2 (завершення останнього року аналізованого планового періоду T_k), обов'язковим є використання наступного масиву вихідних даних:

1) Щорічні обсяги постачання елементів, представлені у вигляді функції часу $v(t)$ (для $0 \leq t \leq T_k$) або у формі таблиці поставок за роками.

2) Тип теоретичного розподілу термінів служби та середні значення річних напрацювань агрегатів.

3) Динаміка параметрів щільності розподілу доремонтних $f(t)$, міжремонтних $g(t)$ та повних напрацювань протягом усього розрахункового періоду T_k .

Враховуючи поступове вдосконалення технологій виробництва та підвищення якості запасних частин, параметри розподілів можуть змінюватися дискретно. У зв'язку з цим доцільно розділити загальний період T_k на m інтервалів, у межах кожного з яких параметри всіх розподілів приймаються як умовно постійні величини. Очікувана кількість ремонтів агрегату в одиницю часу в момент t для загального процесу відновлення ($f(t) \neq g(t)$) визначається через функцію щільності відновлення $h(t)$, яка є розв'язком інтегрального рівняння відновлення:

$$h(t) = f(t) + \int_0^t g(t-\tau)h(\tau)d\tau \quad (4.1)$$

Очікувана кількість елементів у системі в довільний момент часу t описується функцією наявності, яка враховує початковий парк обладнання та інтенсивність його оновлення:

$$N(t) = n_0 Q_c(t) + \int_0^t v(t-\tau) Q_c(\tau) d\tau ,$$

де n_0 – кількість елементів у початковий момент часу в системі;

$Q_c = 1 - F_c(t)$ – функція довговічності (надійності) елемента.

Процес вибуття обладнання описується функцією списання, яка визначає очікувану кількість виробів, що відмовили або вичерпали свій ресурс за час t :

$$N_c(t) = n_0 F_c(t) + \int_0^t v(t-\tau) F_c(\tau) d\tau ,$$

де $F_c(t)$ – часова функція розподілу терміну служби елемента до моменту його списання.

Для планування діяльності ремонтних підрозділів ключовим показником є середня кількість ремонтів агрегатів компресорної станції (КС) у момент t , що розраховується за формулою:

$$N_c(t) = n_0 F_c(t) + \int_0^t v(t-\tau) F_c(\tau) d\tau. \quad (4.2)$$

Необхідна кількість ремонтних впливів для підтримання працездатності агрегатів суттєво залежить від оптимальних значень таких характеристик:

- повного терміну служби (T_c);
- доремонтного терміну служби (T_d);
- міжремонтного терміну служби (T_m);
- коефіцієнта варіації цих параметрів (v).

З огляду на це, наукова задача повинна формуватися як загальне оптимізаційне завдання, у ході вирішення якого одночасно визначаються як необхідне число ремонтів, так і раціональні значення T_c , T_d , T_m та v . Співвідношення між терміном служби, функцією наявності $N(t)$, інтенсивністю списання та інтенсивністю поповнення $v(t)$ дозволяє моделювати стан ГТС на перспективу:

$$N(t) = A_0 + \int_0^t [v(\tau) - v_c(\tau)] d\tau, \quad v_c(t) = f[N(t), T_c].$$

Зокрема, для підтримання заданого рівня експлуатації кількість агрегатів до моменту T_1 має досягти цільового показника A_1 , за умови $A_1 > A_0$.

У процесі управління технічним обслуговуванням газового обладнання виділяють два основні стратегічні підходи:

1) Стратегія інтенсивного оновлення. Необхідна кількість працездатних агрегатів досягається шляхом частого поповнення системи новими виробами за умови встановлення меншого розрахункового терміну служби. Цей шлях дозволяє мінімізувати кількість капітальних ремонтів та знизити поточні експлуатаційні витрати, проте потребує значних капітальних інвестицій у придбання нового обладнання.

2) Стратегія максимального ресурсного використання. Термін служби агрегатів максимально подовжується при обмеженому постачанні нових елементів. Це дозволяє скоротити капітальні вкладення у закупівлю техніки, проте неминуче призводить до зростання витрат на технічне обслуговування та ремонт через погіршення технічних характеристик та старіння елементів.

Вибір між цими варіантами є класичною задачею техніко-економічної оптимізації, де цільовою функцією виступає мінімізація сумарних витрат протягом усього життєвого циклу об'єкта (рис. 4.2).

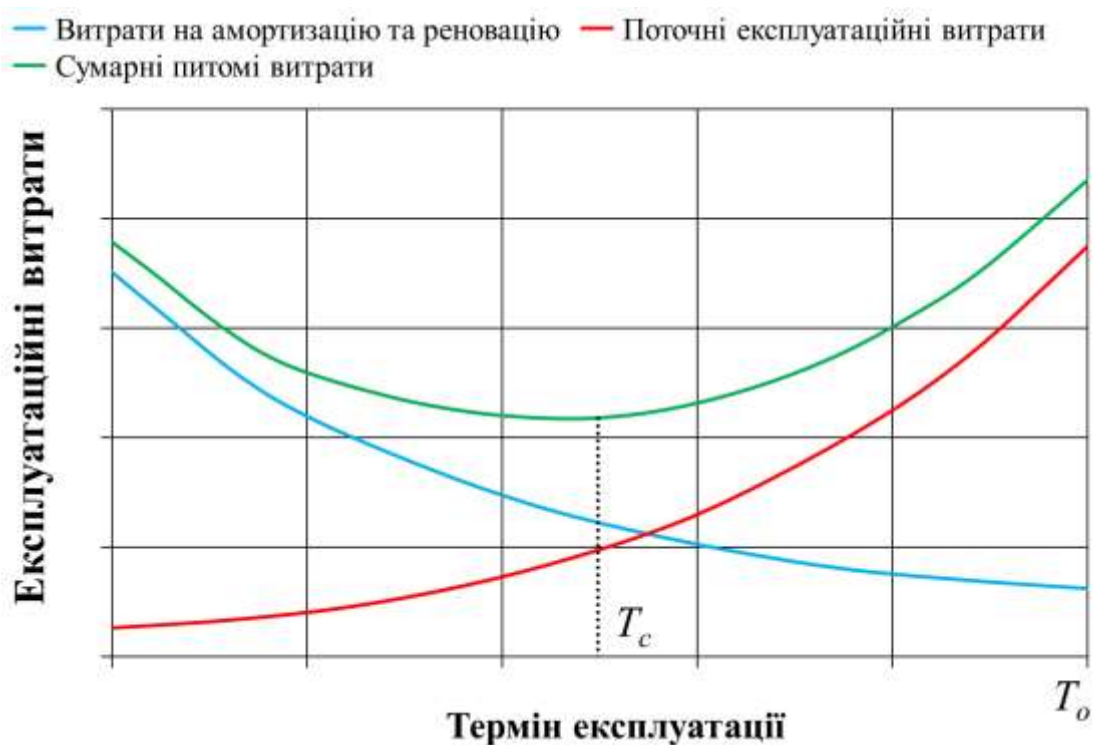


Рисунок 4.2 – Графічна інтерпретація функції сумарних експлуатаційних витрат залежно від тривалості життєвого циклу обладнання

На графіку представлено залежність витрат від часових параметрів експлуатації, де:

T_0 – часовий інтервал, що охоплює етапи монтажу, пусконаладження та період початкового напрацювання агрегату;

T_c – оптимальний (економічно обґрунтований) термін служби, який відповідає точці мінімуму сумарних витрат;

φ – цільова функція сумарних експлуатаційних затрат, що враховує капітальні вкладення на оновлення парку та поточні витрати на підтримання працездатності.

Характер зміни витрат на технічний сервіс та утримання парку газоперекачувального обладнання залежно від тривалості його експлуатації представлено на рис. 4.3. Центральним завданням даного аналізу є визначення точки T_c , що відповідає мінімуму цільової функції сумарної вартості технічного обслуговування. Саме цей показник характеризує економічно обґрунтований (оптимальний) термін служби агрегату.

Динаміка витрат у часі визначається сукупною дією декількох факторів:

1) Витрати на реновацію: кошти на придбання нових виробів та вузлів мають тенденцію до прогресивного зростання, що зумовлено необхідністю оновлення основних фондів для підтримання заданої потужності КС.

2) Питомі витрати на обслуговування: у міру збільшення кількості нових машин у системі спостерігається тенденція до стабілізації або зниження питомих витрат на технічний сервіс у розрахунку на одиницю обладнання. Такий характер кривої пояснюється ефектом розподілу сумарних експлуатаційних затрат на зростаючу кількість нових виробів, що вводяться в експлуатацію з моменту T_o .

Окрему увагу слід приділити характеру зміни витрат на утримання конкретної одиниці обладнання залежно від її експлуатаційного віку (рис. 4.3). Графік демонструє дискретний (ступінчастий) характер зміни витрат:

1) Стрибкоподібні зміни безпосередньо пов'язані з проведенням планових поточних, середніх та капітальних ремонтів, які потребують одноразових значних фінансових та матеріальних вкладень.

2) Плавна (неперервна) зміна витрат у міжремонтні періоди зумовлена проведенням щоденного технічного догляду, регламентних оглядів та усуненням поточних дрібних несправностей, що виникають у процесі нормальної експлуатації ГПА.

Така модель дозволяє не лише констатувати поточний стан витрат, а й прогнозувати моменти настання критичного зносу, коли витрати на підтримання працездатності старого агрегату починають перевищувати витрати на його повну заміну.

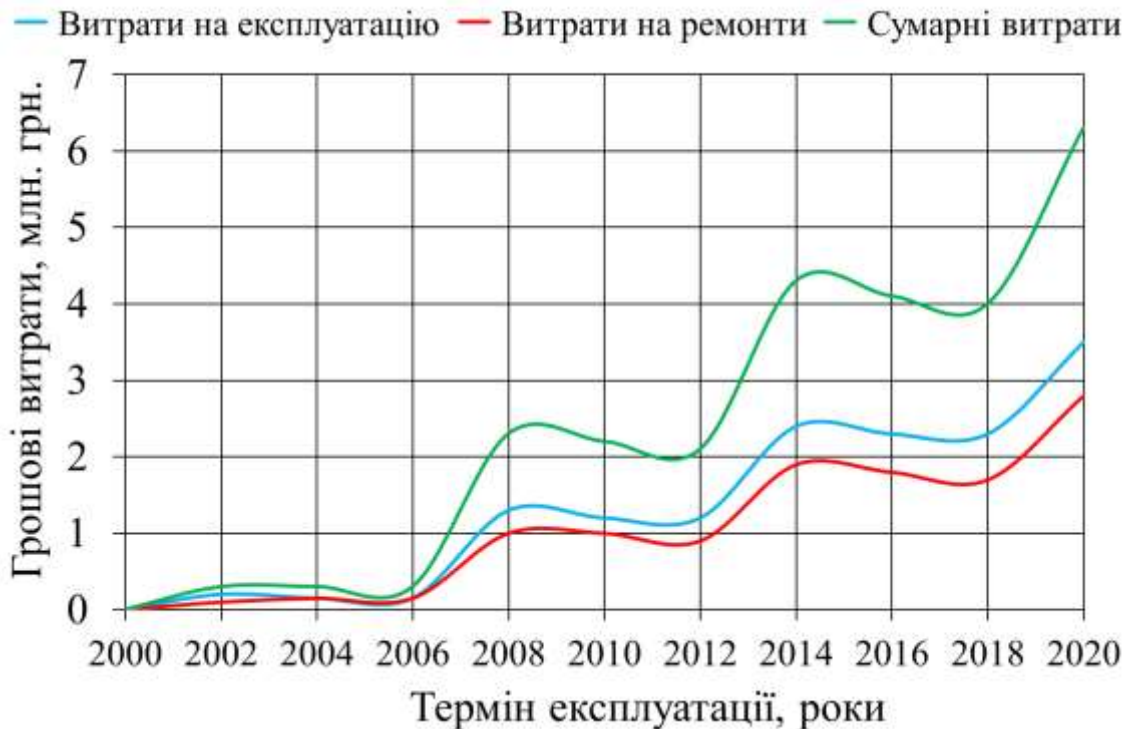


Рис. 4.3. Залежність витрат на утримання газоперекачувального агрегату від тривалості його експлуатації

У загальному випадку задача оптимізації періодичності ремонтних робіт спрямована на мінімізацію сумарних витрат, що включають кошти на придбання нових елементів, проведення ремонтів та поточну експлуатацію діючого обладнання. Для реалізації цієї процедури, при заданій ймовірності того, що кількість одиниць у ремонтній базі досягне планового значення $N(t)$, необхідно забезпечити мінімум як поточних експлуатаційних затрат, так і сумарних витрат на відновлення техніки.

Для аналізу інтенсивності потрапляння машин у ремонт розглянемо ключові характеристики їхньої надійності. Введемо наступні позначення:

- $f_a(t)$ — щільність розподілу тривалості безвідмовної роботи нового елемента;

- $g_{\sigma}(t)$ — щільність розподілу тривалості роботи елемента, що пройшов хоча б один ремонт;
- $T_{\Delta\sigma}$ та $T_{m\sigma}$ — математичне очікування напрацювання до першого та між наступними ремонтами відповідно.

Функції $f_{\sigma}(t)$ та $g_{\sigma}(t)$ описують рівень безвідмовності машин до та після проведення першого ремонту, фактично визначаючи ступінь технічної надійності обладнання протягом усього життєвого циклу.

У ситуації, коли система планово-попереджувальних ремонтів (ППР) не застосовується, у машині протікає природний процес старіння, а інтенсивність її виведення в ремонт у будь-який момент часу визначається виключно функціями надійності $f_{\sigma}(t)$ та $g_{\sigma}(t)$.

При впровадженні системи ППР враховується ймовірність потрапляння обладнання в ремонт не лише через раптову відмову, а й за фактом закінчення встановленого напрацювання або терміну експлуатації (профілактичний ремонт). Щільність таких розподілів позначимо як $f_n(t)$ та $g_n(t)$, а математичне очікування термінів проведення профілактики — як $T_{\Delta n}$ та T_{mn} . Слід зауважити, що вигляд розподілів $f_n(t)$ та $g_n(t)$ залишається незмінним навіть при корекції нормативних значень термінів проведення ремонтів.

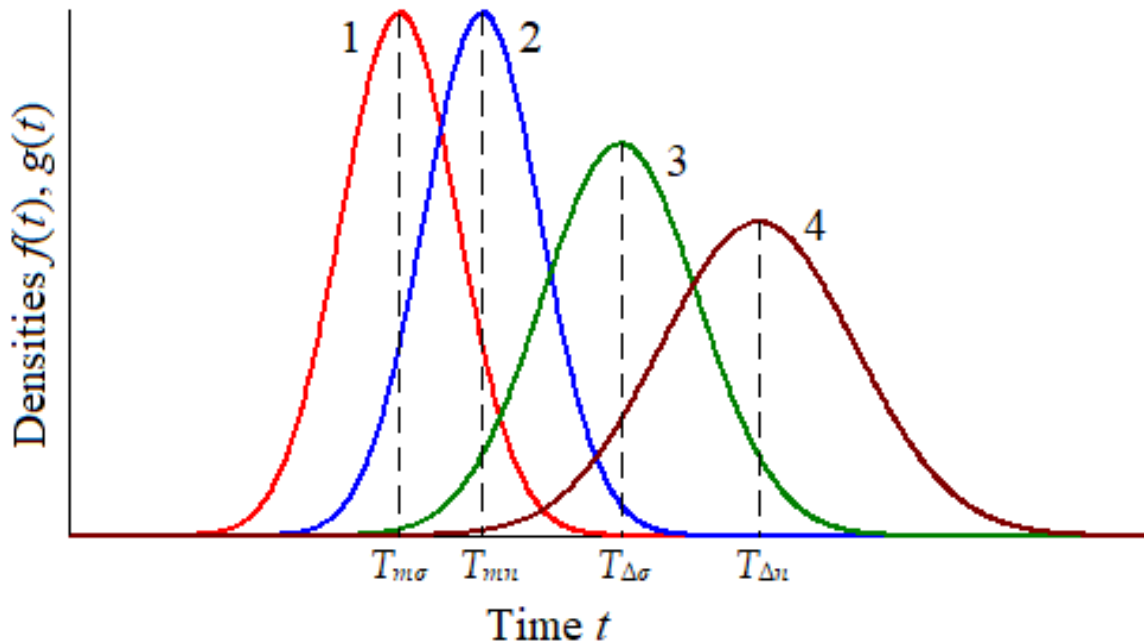
Таким чином, фактична тривалість роботи машини до ремонту та у міжремонтні періоди формується під сукупним впливом двох факторів: показників безвідмовності та встановлених термінів ППР. Ця взаємодія описується парами розподілів $f_{\sigma}(t)$, $f_n(t)$ та $g_{\sigma}(t)$, $g_n(t)$, що схематично представлено на рисунку 4.4.

На основі аналізу взаємного розташування кривих розподілу для будь-якого моменту експлуатації можна розрахувати сумарну щільність імовірності виведення машини в ремонт. Цей показник розглядається як складна подія, що охоплює три можливі сценарії розвитку подій:

1) Аварійна відмова: технічна несправність агрегату стається раніше, ніж настає термін запланованого профілактичного огляду.

2) Планова профілактика: встановлений час проведення регламентних робіт настає раніше, ніж виникає відмова обладнання.

3) Синхронність подій: момент планово-попереджувального ремонту (ППР) фактично збігається в часі з виникненням технічної відмови.



$$1 - g_{\sigma}(t), 2 - g_{\pi}(t), 3 - f_{\sigma}(t), 4 - f_{\pi}(t)$$

Рисунок 4.4 – Графічна інтерпретація взаємодії розподілів безвідмовності та профілактичного обслуговування [70]

Такий підхід дозволяє математично описати інтенсивність ремонтних циклів, враховуючи як випадковий характер поломок, так і жорстко регламентовані терміни технічного сервісу. Це дає змогу оптимізувати графік обслуговування таким чином, щоб мінімізувати ризики раптових зупинок компресорних агрегатів при максимальному використанні їхнього міжремонтного ресурсу.

4.3 Розробка та практична реалізація математичної моделі процесу обслуговування

Для побудови ефективної стратегії управління технічним станом необхідно формалізувати функціональну залежність інтенсивності ремонтних впливів від ключових параметрів експлуатації агрегату. Основними шуканими

характеристиками у даній моделі виступають термін проведення першої профілактики ($T_{\Delta n}$) та тривалість міжремонтного періоду (T_{mn}).

При цьому вважається, що теоретичні розподіли безвідмовності обладнання (функції ймовірності відмови) є заздалегідь відомими та визначеними на основі статистичного аналізу попередніх періодів експлуатації [15].

Математичний вираз, що описує інтенсивність ремонтів як функцію від параметрів профілактичного обслуговування, набуває наступного вигляду:

$$H(t) = \varphi(t, T_c, T_{mn}, T_{\Delta n}, v(t)). \quad (4.3)$$

Для розрахунку функції інтенсивності ремонтних впливів $H(t)$ необхідно здійснити попереднє формування щільностей розподілу тривалості роботи обладнання до першого ремонту $f(t)$ та в міжремонтні періоди $g(t)$. Згідно з методикою [1], цей процес базується на використанні математичних виразів (1) та (2) і враховує наступні вихідні дані:

- функціональні залежності розподілу безвідмовної роботи $F_o(t)$ та $G_o(t)$, а також відповідні функції розподілу термінів проведення планово-попереджувальних ремонтів (ППР) — $F_n(t)$ та $G_n(t)$;

- задані значення коефіцієнтів варіації часових інтервалів обслуговування $V_{\Delta n}$ та V_{mn}

$$V_{\Delta n} = V_{mn} = \frac{\sigma_{\Delta n}}{T_{\Delta n}} = \frac{\sigma_{mn}}{T_{mn}} \quad (4.4)$$

- невідомі змінні математичного очікування термінів проведення профілактики $T_{\Delta n}$ та T_{mn} , які підлягають визначенню в ході вирішення оптимізаційної задачі.

Такий підхід дозволяє синтезувати імовірнісну модель, яка комплексно відображає життєвий цикл агрегату, враховуючи як випадковий характер виникнення технічних відмов, так і детерміновані нормативні обмеження на терміни експлуатації між сервісними заходами.

Порядок формування функцій $f(t)$ та $g(t)$ базується на ітераційному підході, який полягає у послідовному задаванні ряду дискретних значень

математичного очікування тривалості експлуатації агрегату до моменту проведення першого планово-попереджувального ремонту (ППР): $T_{\Delta n1}; T_{\Delta n2}; \dots; T_{\Delta ni}; \dots; T_{\Delta nk}$.

Кожному конкретному значенню $T_{\Delta nk}$ відповідає єдине визначене значення середнього терміну служби агрегату в міжремонтний період — $T_{\Delta ni}$. При такій постановці задачі надійність експлуатації в доремонтному періоді розглядається як базова величина, що зумовлює показники надійності в наступних профілактичних циклах.

У ситуації, коли показники безвідмовності $f_{\sigma}(t)$ та $g_{\sigma}(t)$ змінюються за нормальним законом розподілу з ідентичними коефіцієнтами варіації, математичне співвідношення між $T_{\Delta n}$ та T_{mn} набуває спрощеного вигляду. Ця залежність фактично стає комплексною характеристикою "ступеня ремонту", що відображає якість відновлення ресурсних показників обладнання.

Виходячи з виразу (4.4), можна отримати наступну розрахункову залежність:

$$\frac{T_{mni}}{T_{\Delta ni}} = \frac{T_{m\sigma}}{T_{\Delta\sigma}} = q, \quad (4.5)$$

де $q = 0 \dots 0,95$ - коефіцієнт, що відображає якість ремонту.

Наприклад, якщо плановий час між оглядами $T_{mn} = 5400$ год, час безвідмовної роботи 9000 год, коефіцієнт якості:

$$\frac{T_{mn}}{T_{\Delta n}} = \frac{5400}{9000} = 0,6.$$

За умови відомих законів розподілу безвідмовності $f_{\sigma}(t)$ та $g_{\sigma}(t)$, а також коефіцієнта варіації V , стає можливим побудувати пару функцій розподілу термінів проведення планово-попереджувальних ремонтів (ППР): $F_{ni}(t)$ та $G_{ni}(t)$ для кожного i -го випадку.

Знаючи всі функції $F_{\sigma}(t)$, $G_{\sigma}(t)$ та $F_{ni}(t)$, та $G_{ni}(t)$ можна отримати відповідні функції розподілу щодо тривалості роботи агрегату до першого ремонту $F(t)$ та між ремонтами наступним чином [13]:

$$F(t) = [1 - F_{\sigma}(t)]F_n(t) + [1 - F_n(t)]F_{\sigma}(t) + F_{\sigma}(t)F_n(t)$$

або

$$F(t) = F_1(t) + F_2(t) + F_3(t),$$

де $F_1(t) = [1 - F_\sigma(t)]F_n(t)$ – ймовірність того, що до моменту часу t технічна відмова не відбудеться, і машина потребуватиме лише планового (регламентного) ремонту;

$F_2(t) = [1 - F_n(t)]F_\sigma(t)$ – ймовірність того, що до моменту t відбудеться раптова відмова, що робить проведення ППР у цей момент недоцільним;

$F_3(t) = F_\sigma(t)F_n(t)$ – ймовірність того, що в момент часу t виникнення відмови збігається з нормативним терміном проведення планових робіт.

Щільність такого розподілу:

$$f(t) = [1 - F_\sigma(t)]f_n(t) + [1 - F_n(t)]f_\sigma(t) \quad (4.6)$$

при цьому функція $g(t)$ визначається аналогічно:

$$g(t) = [1 - G_\sigma(t)]g_n(t) + [1 - G_n(t)]g_\sigma(t) \quad (4.7)$$

Для розрахунку сумарної інтенсивності ремонтів $H(t)$ отримані значення щільностей підставляються у базове рівняння відновлення для кожного варіанта значень $T_{\Delta ni}$ та $T_{\Delta mi}$. Важливо підкреслити, що інтенсивність ремонтів є прямою функцією терміну служби T_c та інтенсивності поповнення парку $\nu(t)$. Ці чинники є визначальними для загальної вартості експлуатації агрегатів.

Функція вартості технічного сервісу змінюється в часі залежно від стратегії обслуговування. У загальному вигляді сумарні витрати D можна представити як функцію трьох складових [1]:

$$D = \Phi(C_s, C_p, C_t),$$

де C_s – витрати на повну заміну елементів та вузлів (капітальні вкладення);

C_p – прямі витрати на виконання ремонтних робіт;

C_t – поточні експлуатаційні витрати протягом міжремонтного циклу.

Одним із ключових параметрів моделі є коефіцієнт якості ремонту q , який може набувати ряду дискретних значень (q_1, q_2, \dots, q_j) . Якість виконання відновлювальних робіт безпосередньо впливає як на майбутню інтенсивність

відмов, так і на вартість самого ремонту. Залежність вартості капітального ремонту від його якості описується функцією:

$$S_{pj} = S_p(q_j),$$

де $j=1, 2, \dots, m$.

Сумарні наведені витрати на ремонт за весь розрахунковий період планування обчислюються для різних комбінацій значень $T_{\Delta n}$ та q . При цьому кожен розрахунковий варіант враховує коефіцієнт народногосподарської ефективності для приведення майбутніх витрат до поточного моменту часу.

Сумарні витрати на ремонт агрегатів, що були введені в експлуатацію протягом планового періоду, визначаються з урахуванням фактора часу. Для приведення майбутніх витрат до поточного моменту використовується коефіцієнт народногосподарської ефективності E . Розрахункова формула наведених витрат базується на дисконтуванні потоків засобів, що спрямовуються на відновлення технічного ресурсу

$$C_{pj}(T_c, v) = \int_{T_0}^{T_1} H_{ij}(t) S_{pj} e^{-\delta t} dt,$$

де $\delta = \ln(1 + E) \approx 0,11$;

E – коефіцієнт народногосподарської ефективності.

Таким чином, сумарні наведені витрати на ремонт за весь період планування Δ обчислюються для різних комбінацій значень невідомих параметрів: терміну проведення першої профілактики ($T_{\Delta n}$) та якості ремонту (q). Слід підкреслити, що кожен розрахунковий варіант є функцією математичного очікування повного терміну служби (T_c) та інтенсивності поповнення парку ($v(t)$).

Викладений метод прогнозування кількості та вартості ремонтних робіт є справедливим для умов, коли теоретичний розподіл тривалості роботи нових виробів $F(t)$ залишається незмінним протягом усього інтервалу планування. Це потребує проведення індивідуальної оптимізації стратегії заміни для кожної сукупності обладнання, що має ідентичні показники безвідмовності.

Аналіз структури витрат показує складну залежність між поточними експлуатаційними затратами та характеристиками технічного обслуговування:

1) Зниження поточних витрат на утримання часто досягається шляхом скорочення міжремонтних періодів (ППР).

2) Скорочення термінів між плановими ремонтами неминуче веде до зростання витрат на капітальні ремонти. У свою чергу, це стимулює підвищення вимог до якості відновлювальних робіт (q) та збільшення загальної кількості сервісних операцій.

3) Інтенсивність поточних експлуатаційних витрат $St(t)$ одночасно залежить від:

- фактичної кількості працюючих агрегатів у системі — $N(t)$;
- динаміки надходження нового обладнання — $v(t)$;
- встановлених нормативів терміну служби до моменту списання — T_c .

Оптимальною вважається така стратегія, при якій сума наведених капітальних вкладень та поточних витрат на обслуговування є мінімальною при дотриманні необхідного рівня надійності системи газопостачання.

Функція інтенсивності витрат у даній моделі виступає як базовий індикатор для прийняття рішень про доцільність подальшої експлуатації або необхідність повної заміни одиниці техніки

$$S(T) = f [N(t), v(t), T_c, T_{\Delta n}, T_{mn}, q] .$$

Для кожної окремої групи агрегатів компресорної станції (КС) сумарні експлуатаційні витрати до певного моменту часу t визначаються наступною функціональною залежністю [32]:

$$C_{Tj}^I(t, T_c, v) = \int_0^t S_{Tij}(\tau) v(\tau) e^{-\delta\tau} dt, \quad (4.8)$$

$$S_{Tij}(t) = c(\alpha_1 \cdot t + 2\alpha_2 t^2 + 3\alpha_3 t^3) .$$

де $c, \alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ — коефіцієнти.

Структура даного виразу (8) відображає три типи витрат:

- перший член (c) — одноразові (фіксовані) витрати, пов'язані з введенням в експлуатацію;

- другий член ($\alpha_1 \cdot t$) – лінійні витрати, пропорційні часу використання (витрати на паливо-мастильні матеріали, оплата праці персоналу тощо);

- третій член ($2\alpha_2 t^2 + 3\alpha_3 t^3$) – прогресуючі витрати, зумовлені старінням техніки та збільшенням частоти дрібних ремонтів.

За весь період планування сумарні наведені поточні експлуатаційні витрати на елементи КС, що були введені в систему після базового моменту T_0 , розраховуються шляхом інтегрування інтенсивності поставок та відповідних функцій витрат:

$$C_{ij} = \int_{T_0}^{T_1} C_{Tj}^l(t, T_c, v) dt$$

Витрати на заміну обладнання у разі його відмови або списання за ресурсом визначаються як різниця між капітальними вкладеннями в нову техніку та залишковою вартістю списаних одиниць:

$$C_s = C_n - C_0 \quad (4.9)$$

де C_n – вартість нових виробів, якими поповнюється фонд КС у плановому проміжку Δ

$$C_n = \int_{T_1}^{T_2} v(t) S_n(t) dt \quad (4.10)$$

$S_n(t)$ – вартість одиниці нового виробу;

C_0 – сумарна залишкова вартість вилучених із системи агрегатів.

Кожен виріб може мати залишкову вартість, що залежить як від вартості нового виробу $S_n(t)$, так і від середньої тривалості роботи до списання T_c [25]. За відповідний період ($T_2 - T_1$) отримаємо

$$C_0 = \int_{T_1}^{T_2} v_c [N(t), T_c] S_0 [T_c, S_n(t)] dt. \quad (4.11)$$

Для виконання конкретного розрахунку витрат на заміну та реновацію обладнання необхідно попередньо формалізувати всі функціональні залежності, що складають загальний вираз вартості заміни:

$v(t)$ — інтенсивність поповнення системи новими елементами (функція постачання);

$S_n(t)$ — вартість нового виробу або окремого вузла на момент часу t ;

$S_0(t)$ — залишкова вартість елемента на момент його виведення з експлуатації;

$v_c(t)$ — інтенсивність списання (демонтажу) елементів залежно від їхнього технічного стану та напрацювання.

На початковий момент планового періоду T_0 обсяги річного постачання технічних виробів, що підлягають аналізу, вважаються відомою величиною. У межах розрахункового періоду прогнозована інтенсивність поповнення парку зазвичай описується лінійним законом зростання:

$$v(t) = a + bt.$$

де a — інтенсивність постачання у базовий момент часу T_0 ;

b — параметр, що характеризує темп приросту обсягів постачання нових виробів протягом планового періоду.

Використання лінійної апроксимації дозволяє з достатньою для інженерних розрахунків точністю моделювати процеси розширення або оновлення основних фондів компресорних станцій. Знаючи параметри a та b , можна визначити сумарну кількість нових елементів, які надійдуть у систему за будь-який проміжок часу в межах розрахункового інтервалу.

Вартість нового виробу становить

$$S_n(t) = S_{n0} e^{-\gamma t},$$

де S_{n0} — вартість виробу у момент часу T_0 ;

γ — коефіцієнт, що враховує старіння елементів.

На основі визначених функцій інтенсивності поповнення $v(t)$ та вартості одиниці обладнання $S_n(t)$ стає можливим за допомогою виразу (4.10) розрахувати загальні витрати на придбання нових елементів. Цей розрахунок безпосередньо базується на значеннях коефіцієнтів функцій постачання a та b , що дозволяє моделювати різні сценарії оновлення парку агрегатів залежно від обраної стратегії управління.

Оскільки залишкова вартість виробу S_0 безпосередньо залежить від тривалості його фактичної експлуатації (терміну служби до моменту

виведення з системи), вона може бути представлена у загальному математичному вигляді наступним чином:

$$S_0(t) = (d_1 e^{-\lambda t} + d_2) S_n(t),$$

де λ , d_1 , d_2 – параметри залишкового ресурсу елементів [34].

Інтенсивність списання становить:

$$v_c(t) = n_0 f_c(t) + \int_0^t v(t-\tau) f_c(\tau) d\tau$$

Використання функцій інтенсивності списання $v_c(t)$ та індивідуальної залишкової вартості $S_0(t)$ дозволяє за допомогою виразу (4.11) розрахувати сумарну залишкову вартість усіх одиниць обладнання, що були вилучені з експлуатації протягом розрахункового періоду планування. На основі отриманого результату визначається підсумкова вартість заміни C_s згідно з розрахунковою схемою (4.9).

4.4 Методологічні принципи побудови системи управління технічним обслуговуванням

Для формування ефективної стратегії експлуатації необхідно інтегрувати всі раніше розглянуті економічні та технічні чинники у єдину цільову функцію. Математична модель сумарних наведених витрат дозволяє встановити залежність кожної складової від невідомих параметрів управління періодичністю ремонтних впливів та термінів заміни обладнання.

Функцію сумарних наведених витрат φ можна представити як суму дисконтованих капітальних та експлуатаційних затрат, що залежать від обраної стратегії:

$$\varphi = C_s(v, T_c) + C_{pij}(v, T_c) + C_T(v, T_c) \rightarrow \min.$$

Для кожної фіксованої комбінації параметрів — середньої тривалості періоду до першого планового ремонту (T_{An}) та коефіцієнта якості ремонту (q) — пошук мінімуму цільової функції здійснюється шляхом раціонального

підбору значень інтенсивності постачання (v) та середнього нормативного терміну служби (T_c).

При реалізації цієї процедури обов'язковим є дотримання граничної умови: у заданий момент часу T_1 функція наявності обладнання в системі $N(T_1)$ повинна прийняти встановлене цільове значення A_1 .

Спираючись на зазначену умову, а також на математичні залежності, що пов'язують функцію наявності з обсягами постачання нових виробів та інтенсивністю їх вибуття (списання), стає можливим аналітично виразити параметри інтенсивності постачання через вихідні дані: початкову кількість агрегатів (A_0), необхідний парк обладнання на кінець періоду (A_1) та розрахунковий термін служби (T_c):

$$v = v(A_0, A_1, T_c, t).$$

Таким чином, задача оптимізації управління періодичністю ремонтних впливів та термінів заміни обладнання зводиться до пошуку екстремумів цільової функції та визначення оптимальних значень наступних параметрів:

- T_c — середнього терміну служби агрегату до моменту реновації;
- $T_{\Delta n}$ — середньої тривалості експлуатації до моменту проведення першого планово-попереджувального ремонту;
- q — коефіцієнта якості проведеного ремонту.

Оскільки характеристики надійності газоперекачувальних агрегатів та їхній вплив на інтенсивність виходу в ремонт мають імовірнісну природу, їх оцінка повинна базуватися виключно на засадах теорії ймовірностей. Вирішальними чинниками, що описують процеси фізичного старіння та подальшого відновлення елементів системи, є щільності розподілу тривалості безвідмовної роботи як для нових елементів, так і для тих, що пройшли процедуру капітального відновлення.

Побудова та практичне застосування математичних моделей, що інтегрують щільності розподілу безвідмовності та профілактики, дозволяє реалізувати перехід від регламентного до прогресивного принципу обслуговування обладнання за його реальним технічним станом.

Ключовим параметром такої системи є інтенсивність ремонтів, яка розглядається як динамічна функція від терміну служби T_c та інтенсивності постачання нових компонентів $\nu(t)$. Процес експлуатації, що прогнозується на основі виявлених закономірностей, вважається оптимальним лише за умови досягнення глобального мінімуму функції мети (сумарних наведених витрат).

Використання закономірностей щільності розподілу тривалості роботи машин до та між ремонтами дозволило сформувати функцію інтенсивності ремонтів, яка є фундаментом для науково обґрунтованої оптимізації всього процесу технічного обслуговування на компресорних станціях.

Оптимізація періодичності ремонтних впливів дозволяє досягти комплексного скорочення витрат на технічний сервіс, поточну експлуатацію та капітальні вкладення в оновлення парку обладнання. Для реалізації цієї стратегії із заданою ймовірністю того, що кількість одиниць у ремонтній базі відповідатиме плановому показнику, проводиться процедура мінімізації сукупних витрат.

Ключовим фактором у цій моделі виступає коефіцієнт якості ремонту q_j , який безпосередньо впливає як на циклічність ремонтних робіт, так і на їхню підсумкову вартість. Оскільки кожне значення показника якості жорстко корелює з конкретною технологією відновлення, кількість його можливих значень є обмеженою та дискретною.

Процес знаходження оптимального управління періодичністю ремонту та заміни виконується у наступній послідовності:

- обирається одне із значень коефіцієнта якості ремонту (наприклад, q_1);
- здійснюється ітераційний перебір можливих значень напрацювання до першого планового ремонту ($T_{\Delta n}$);
- для кожної комбінації ($q_j, T_{\Delta n}$) розраховується термін служби (T_c), при якому цільова функція витрат φ приймає мінімальне значення;
- разначений цикл операцій повторюється для кожного наступного значення q_j .

Набір значень $(T_c, T_{\Delta n}, q)$, при яких функція витрат досягає абсолютного мінімуму серед усіх отриманих локальних мінімумів, визначає оптимальне управління. Відповідні характеристики позначаються як оптимальні параметри управління періодичністю ремонту та заміни: T_c^* , $T_{\Delta n}^*$ та q^* .

Ось опрацьований текст для вашої роботи. Він стилізований згідно з вимогами до наукових текстів і підготовлений так, щоб при копіюванні у Word ви могли швидко налаштувати форматування.

Зважаючи на високий ступінь нелінійності цільової функції мети та її складну залежність від низки взаємопов'язаних параметрів, знаходження глобального мінімуму в аналітичній формі є математично ускладненим. Для розв'язання задачі оптимізації технічного обслуговування у даній роботі пропонується застосування методу конкуруючих варіантів.

Для ілюстрації практичних можливостей запропонованої методики нижче наведено приклад розрахунку динаміки ремонтів та заміни агрегатів компресорних станцій (КС).

Постановка задачі: необхідно визначити оптимальну кількість ремонтних впливів та графік постачання нового обладнання в інтервалі планування з 01.01.2000 по 01.01.2020. Основною умовою є забезпечення чисельності парку агрегатів на рівні 250 одиниць до кінця вказаного періоду.

Розрахунок базується на вихідних даних, що систематизовані в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані для проведення оптимізаційних розрахунків процесу ремонту та заміни

Показники	1	2	3	4	5	6	7	8	9
T_c , роки	18,0	20,0	22,0	18,0	20,0	22,0	18,0	20,0	22,0
T_m , роки	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
$v(t)$, млрд. грн.	95,1	83,7	74,7	630	594	569	1164	1105	1064
C , млрд. грн.	5,82	4,78	3,96	39,7	37,4	35,8	73,3	69,6	67,1
C_p , млрд. грн.	38,7	37,5	36,4	256	241,6	231	473	449	432,5

Показники	1	2	3	4	5	6	7	8	9
C_T , млрд. грн.	50,5	41,5	34,3	334,3	315	302,2	617,7	586,4	564,4
N , шт.	376	337	307	569	449	365	763	560	423
N_c , шт.	124	86	55	335	216	133	547	347	211
H , тис.	1,16	1,09	1,03	3,09	2,87	2,71	5,02	4,65	4,38

Результати розрахунків оптимізації обслуговування зведено у таблицю 4.2.

На основі отриманих розрахункових даних, наведених у таблиці 4.2, можна зробити наступні висновки щодо стратегії управління парком ГПА:

1. Динаміка розвитку парку та стратегія поповнення
Плановий період тривалістю 20 років передбачає розширення парку агрегатів на 30% (зі 192 до 250 одиниць). Враховуючи існуючий середній термін служби (20 років), система входить у фазу активної реновації, де інтенсивність поставок нового обладнання має не лише забезпечувати приріст потужності, а й компенсувати вибуття морально застарілих агрегатів.

2. Аналіз надійності та якості відновлення
Параметр якості ремонту ($q = 0,6$) вказує на те, що після проведення капітального відновлення ресурс агрегату не відновлюється до рівня нового виробу. Це підтверджується порівнянням показників безвідмовності:

- середнє напрацювання до першого ремонту становить 2,0 роки;
- післяремонтне напрацювання скорочується до 1,5 років.

Скорочення безвідмовності на 25% після ремонту свідчить про накопичення втомних пошкоджень у базових вузлах, що потребує більш частого проведення регламентних робіт у міжремонтних циклах.

3. Співвідношення планових та фактичних напрацювань
Встановлений доремонтний плановий термін ($T_{\Delta ni} = 2,5$ роки) перевищує середнє значення безвідмовності ($\$=T_{\Delta oi} = 2,0\$=$ роки). Це вказує на те, що значна частина агрегатів буде потрапляти в ремонт через раптові відмови, а не за плановим графіком. Така ситуація свідчить про високу інтенсивність експлуатації та

необхідність перегляду стратегії ППР у бік скорочення міжремонтних інтервалів для запобігання аварійним зупинкам.

4. Економічна доцільність та моральне старіння. Високе значення параметра морального старіння ($\nu = 0,32$) та параметр приведення витрат ($\delta = 0,11$) вказують на інтенсивну втрату вартості обладнання з часом. При вартості ремонту у 82 000 грн, що становить приблизно 15% від ціни нового агрегату (560 000 грн), стратегія підтримання працездатності через ремонти є економічно виправданою, проте лише до межі критичного зносу, після якого витрати на поточну експлуатацію (28 800 грн на старті з подальшим прогресуючим зростанням) почнуть нівелювати вигоду від використання старого парку.

Таблиця 4.2 – Параметри та результати розрахунків оптимізації системи обслуговування компресорних агрегатів

Найменування параметра	Позначення	Од. вим.	Значення
Тривалість планового періоду	Δ	років	20
Початкова кількість агрегатів у парку	A_0	шт.	192
Число агрегатів на кінець проміжку планування	A_1	шт.	250
Існуючий середній термін служби	T_0	років	20
Початкова вартість нового агрегату	$S_{н0}$	грн	560000
Початкове значення поточних експлуатаційних витрат	z	грн	28800
Вартість ремонту агрегату	S_p	грн	82000
Коефіцієнт якості ремонту	q	-	0,6
Середнє значення безвідмовності до ремонту	$T_{\Delta\sigma i}$	років	2
Середнє значення доремонтного планового терміну	$T_{\Delta n i}$	років	2,5
Середнє значення безвідмовності після ремонту	$T_{m\sigma i}$	років	1,5
Середній плановий міжремонтний термін	$T_{m n i}$	років	1,5

Параметр морального старіння	v	-	0,32
Коефіцієнт варіації термінів служби	V	-	0,2
Параметри залишкової вартості	d_1/d_2	-	0,73 / 0,077

Отже, запропонована методика дозволяє чітко ідентифікувати «вузьке місце» – невідповідність між плановими термінами ППР та фактичною надійністю відновлених агрегатів, що є підґрунтям для коригування графіків обслуговування в бік їх ущільнення

4.5 Висновки по розділу 4

1. На основі комплексних теоретичних та статистичних досліджень тренду показників надійності трубопровідних газотранспортних систем розроблено цілісну методику оптимального планування капітальних ремонтів. В основу методики покладено критерії мінімізації енерговитрат на транспортування газу та забезпечення максимального рівня надійності газозабезпечення споживачів.

2. Встановлено, що розроблені теоретичні основи та методичні рекомендації щодо стратегічного планування капітальних ремонтів є найбільш ефективними для систем, динаміка технологічного стану яких описується нормальним законом розподілу. Це дозволяє з високою точністю прогнозувати моменти настання граничних станів та обґрунтовувати періодичність обслуговування.

3. Визначено, що у випадках, коли процес зміни показників технічного стану системи характеризується законами розподілу, відмінними від нормального, практичне застосування запропонованого принципу оптимізації потребує додаткових досліджень. Зокрема, необхідна адаптація функцій щільності розподілу відмов та профілактичних заходів на базі представленої методики для конкретних умов експлуатації об'єкта.

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі на основі результатів проведених досліджень вирішено важливу науково-технічну задачу щодо раціонального керування режимами та принципами обслуговування газотранспортних систем (ГТС) в умовах їх неповного завантаження. Це дозволяє забезпечити задані обсяги газопостачання при мінімізації питомих енерговитрат та підтриманні необхідного рівня надійності. Основні результати та висновки полягають у наступному:

1. Розроблено математичне забезпечення для оперативного керування експлуатацією ГТС в умовах стаціонарних режимів при неповному завантаженні. Побудовані моделі характеризуються високою швидкістю обчислювальної реалізації та достатньою для інженерних розрахунків точністю, що дозволяє ефективно адаптувати параметри системи до змінних умов ринку транспортування газу.

2. Доведено, що використання традиційних аналітичних математичних моделей для діагностування технічного та гідравлічного стану ГТС в умовах нестаціонарних режимів (характерних для неповного завантаження) призводить до значних похибок, які можуть сягати 30%. Для підвищення точності діагностики запропоновано застосування стохастичних моделей прогнозування обсягів витоків продукту. Це дозволяє приймати більш обґрунтовані рішення щодо локалізації втрат та оцінки реального стану лінійної частини трубопроводів.

3. Сформульовано принцип оптимізації технологічних режимів роботи ГТС за критерієм мінімуму енерговитрат. Вирішено задачу керування, що базується на мінімізації сумарних витрат паливно-енергетичних ресурсів (паливного та технологічного газу). Визначено структуру та зміст критерію оптимальності, а також наведено відповідний математичний апарат для його практичного впровадження на компресорних станціях.

4. На основі теоретичних та статистичних досліджень тренду показників надійності розроблено комплексну систему оптимального планування капітальних ремонтів. В основу системи покладено мультикритеріальний підхід, що поєднує мінімізацію енерговитрат на транспортування газу з максимізацією надійності газозабезпечення. Встановлені закономірності та запропоновані алгоритми стали підґрунтям для створення відповідної галузевої методики.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Баканов М.І. Теорія економічного аналізу / М.І. Баканов, А.Д. Шеремет. – 1993. – 288 с.
2. Бразилович Є.Ю. Деякі математичні питання теорії обслуговування складних систем / Є.Ю. Бразилович, І.А. Каштанов. – 1971. – 519 с.
3. Будзуляк Б.В. Методологія підвищення ефективності експлуатації системи трубопровідного транспорту газу на стадії розвитку та реконструкції. – 2003. – 170 с.
4. Бусленко М.П. Моделювання складних систем. – 1978. – 399 с.
5. Бусленко М.П. Автоматизація імітаційного моделювання складних систем. – 1977. – 536 с.
6. Бутузов О.І. Узагальнені змінні теорії переносу / О.І. Бутузов, В.М. Мінаковський. – 1970. – 100 с.
7. Варіаційний контроль технічного стану газоперекачувальних агрегатів / Ю.М. Васильєв, М.Є. Бесклетний, Є.О. Ігуменцев та ін. – 1987. – 197 с.
8. Вассерман О.А. Теплофізичні властивості повітря та його компонентів / О.А. Вассерман, Я.З. Казачинський, В.А. Рабінович. – 1966. – 375 с.
9. Вентцель О.С. Теорія ймовірностей. – 1969. – 572 с.
10. Вольський Е.Л. Надійність та оптимальне резервування газових промислів і магістральних газопроводів / Е.Л. Вольський, А.І. Гарляускас, С.В. Герчиков. – 1970. – 280 с.
11. Гарляускас А.І. Математичне моделювання оперативного та перспективного планування систем транспорту газу. – 1975. – 160 с.
12. Говдяк Р.М. Енергетична безпека нафтогазових об'єктів / Р.М. Говдяк, Я.М. Семчук, Л.Б. Чабанович та ін. – 2007. – 554 с.
13. Гончарук М.І. Аналіз причин втрат природного газу / М. І. Гончарук // Нафтова і газова промисловість. — 2003. — № 1. — С. 51-53.
14. Грудз В.Я., Грудз В.Я. (молодший). Удосконалення методу діагностування витоків з газопроводу на основі дослідження процесу

розповсюдження збурень // Прикарпатський вісник НТШ. Число. – 2017. – № 1(37). – С. 217.

15. Grudz V., Grudz Y., Pavlenko I., Liaposhchenko O., Ochowiak M., Pidluskiy V., Portechyn O., Iakymiv M., Włodarczak S., Krupińska A., Matuszak M. Czernek K, Ensuring the Reliability of Gas Supply Systems by Optimizing the Overhaul Planning. *Energies*, 2023, 16(2), <https://doi.org/10.3390/en16020986>. E-ISSN:1996-1073

16. Грудз В. Я. Принципи оптимізації керування режимами роботи газотранспортних систем за умови їх неповного завантаження, В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, В. Р. Процюк, В. П. Підлуський, О. М. Портечин, Б. І. Гершун. Прикарпатський вісник Наукового товариства імені Шевченка. Число. 2022. № 17. С. 169-178. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Pvntsh_ch_2022_17_16. [https://doi.org/10.31471/2304-7399-2022-17\(64\)-169-178](https://doi.org/10.31471/2304-7399-2022-17(64)-169-178)

17. Грудз В. Я., Грудз Я. В., Іванов О. В., Підлуський В. П., Туровський О., Сухарський Б. М., (). Діагностування аварійних витоків з лінійної частини газотранспортних систем в умовах їх неповного завантаження. *Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*, 2023 (54), 31–35. [https://doi.org/10.31471/1993-9965-2023-1\(54\)-31-35](https://doi.org/10.31471/1993-9965-2023-1(54)-31-35). ISSN 1993-9965

18. Грудз В. Я., Стасюк Р. Б., Капушак Я. С., Підлуський В. П., Гамула С. Б., Сухарський Б. М. Influence of natural factors on the intensity of stress corrosion of pipe steels during the operation of gas pipes. *Oil and Gas Power Engineering*, 2025, (44), 204–213. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2025-2\(44\)-204-213](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2025-2(44)-204-213), ISSN 1993-9868

19. Грудз В.Я., Грудз В.Я. (молодший). Детерміновані методи оптимізації експлуатаційних режимів газотранспортних систем // Прикарпатський вісник НТШ. Число. – 2017. – № 2(38). – С. 236–246.

20. Грудз В.Я. Технічна діагностика трубопроводних систем / В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Костів та ін. – 2012. – 512 с.

21. Грудз В.Я. Оптимізація обслуговування газопомпувальних агрегатів компресорних станцій ПСГ / В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Костів та ін. // Науковий вісник ІФНТУНГ. Спецвипуск 2(8). – 2004.
22. Грудз В.Я. Ефективність використання енергоресурсів у процесі трубопровідного транспорту газу / В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, А.В. Дацюк // Нафтогазова енергетика. – 2008. – № 1.
23. Грудз В.Я. Статистична оцінка енерговитрат на транспорт газу магістральними газопроводами / В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, А.В. Дацюк // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 2.
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. – 2012. – № 2. – С. 34-36.
25. Грудз Я.В. Енергоефективність газотранспортних систем. – 2012. – 186 с.
26. Грудз Я.В. Енергетичний баланс трубопровідного транспорту газу // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – № 3(40).
27. Грудз Я.В. Оцінка впливу нестационарності газового потоку на енергоефективність транспорту газу // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2012. – № 3. – С. 137–143.
28. Грудз В.Я. Математична модель магістрального газопроводу як єдиної енергосистеми / В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, Л.Т. Гораль та ін. // Матеріали Міжнар. наук.-техн. конф. «Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи». – 2009. – С. 34-35.
29. Грудз В.Я., Середюк М.Д. Оптимізація режимів роботи газонафтотранспортних систем України в умовах їх неповного завантаження. Тези доповіді в комітеті з енергозбереження Верховної Ради. – 2015.
30. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Костів В.В. Аналітичні дослідження витоків газу з газопроводу // Матеріали Міжнар. наук.-техн. конф. «Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу». – 2012. – С. 66-67.

31. Грудз Я.В. Вплив нестационарності газового потоку на енерговитрати при транспортуванні // Матеріали Міжнар. наук.-техн. конф. «Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу». – 2012. – С. 66-67.
32. Grudz, V.Ya., Kostiv, Ya.V., Protsiuk, V.R., Tymkiv, D.F. (2016). Mathematical modeling of complex gas transmission systems in the UGS complex. Scientific Journal “Science Rise”, № 4 (21), p. 44–49.
33. Грудз В.Я., Тимків Д.Ф., Яковлєв Є.І. Обслуговування газотранспортних систем. – 1991. – 160 с.
34. Грудз В.Я., Тимків Д.Ф., Михалків В.Б. та ін. Обслуговування і ремонт газопроводів. – 2009. – 710 с.
35. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Процюк В.Р. та ін. Принципи оптимізації керування режимами роботи газотранспортних систем за умови їх неповного завантаження. – 2017.
36. Грудз В.Я., Грудз Я.В. та ін. Оцінка точності визначення запасів газу в трубах за умов неповного завантаження газотранспортної системи. – 2018.
37. Грудз В.Я., Грудз Я.В. та ін. Діагностування аварійних витоків з лінійної частини газотранспортних систем в умовах їх неповного завантаження. – 2019.
38. Грудз В., Грудз Я., Павленко І. та ін. Забезпечення надійності систем газопостачання шляхом оптимізації планування капітальних ремонтів. – 2020.
39. Гухман О.А. Вступ до теорії подібності. – 1973. – 332 с.
40. Дисперсійна ідентифікація / За ред. Н.С. Райбмана. – 1981. – 658 с.
41. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – 1996. – 620 с.
42. Дорошенко Я.В. Спорудження магістральних трубопроводів: підручник. – 2010. – 563 с.

43. Еспозіто М., Лазої М. та ін. Інновації етапу технічного обслуговування та капітального ремонту через цифровізацію // *Aerospace*. – 2019. – 6(5), 53. <https://doi.org/10.3390/aerospace6050053>
44. Ескандарі Д., Чарханд Х. та ін. Розробка напівкількісного підходу для ризик-орієнтованої інспекції на нафтохімічному заводі // *Maced J Med Sci*. – 2020. – 8(E), 425-433. <https://doi.org/10.3889/oamjms.2020.4391>
45. Енергетична безпека держави: високоефективні технології видобування, постачання і використання природного газу / Є.І. Крижанівський, М.І. Гончарук, В.Я. Грудз та ін. – 2006. – 283 с.
46. Жидкова М.О. Перехідні процеси в магістральних газопроводах. – 1979. – 255 с.
47. Жидкова М.О. Трубопровідний транспорт газу. – 1973. – 142 с.
48. Загоруйченко В.А. Рівняння стану та термодинамічні властивості газових сумішей водню, азоту та метану // *Теплофізичні властивості газів*. – 1970. – С. 95-97.
49. Капцов І.І., Гончаров В.М., Гончар В.М. Відновлювальні роботи на МГ: шляхи підвищення ефективності // *Газова промисловість*. – 1990. – № 4. – С. 28-30.
50. Кабралес С., Валенсія С. та ін. Стохастичний аналіз витрат і вигод для оцінки нової інфраструктури з метою підвищення надійності постачання природного газу // *Energy*. – 2022. – 246, 123421. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123421>
51. Клюк Б.О. Газонафтопроводи: оптимізація їх спорудження, експлуатації та захист природи. – 2000. – 180 с.
52. Керування режимами газотранспортних систем / В.Я. Грудз, М.Т. Лінчевський, В.Б. Михалків та ін. – 1996. – 140 с.
53. Ковалко М.П. Методи та засоби підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного газу. – 2001. – 288 с.
54. Крижанівський Є.І., Грудз В.Я., Грудз В.Я. (мол.), Терещенко Р.В. Прогнозування стаціонарних режимів роботи систем газопостачання

методом інтегральних коефіцієнтів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2018. – № 1(60). – С. 12–16.

55. Крижанівський Є.І., Грудз В.Я., Грудз В.Я. (мол.), Терещенко Р.В. Оптимізація режимів компресорних станцій за умови їх неповного завантаження // Нафтогазова енергетика. – 2017. – № 1(27). – С. 65-69.
56. Кривошеїн Б.Л. Теплофізичні розрахунки газопроводів. – 1982. – 168 с.
57. Лабінов С.Д., Болотін М.Ю., Дорочинська Г.С. Узагальнене представлення термодинамічних властивостей багатоконпонентних сумішей вуглеводнів у двофазному стані // Теплофізичні властивості вуглеводнів. – 1973. – Вип. 1. – С. 59–66.
58. Мазур І.І., Іванцов О.М. Безпека трубопровідних систем. – 2004. – 1104 с.
59. Методика оптимізації режимів складних газотранспортних систем (на основі регресійної ідентифікації) / В.Б. Михалків, Є.І. Яковлєв, Б.І. Ксенз та ін. – 1983. – 94 с.
60. Методика розрахунку складних газотранспортних систем із пересіченим профілем траси / Є.І. Яковлєв, О.С. Казак, В.Б. Михалків та ін. – 1984. – 112 с.
61. 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. // НАК «Нафтогаз України». – 2003.
62. Мозгалевський А.В., Гаспаров Д.В. Технічна діагностика. – 1975. – 495 с.
63. Планування експерименту при пошуку оптимальних умов / Ю.П. Адлер, Є.В. Марков, Ю.В. Грановський та ін. – 1971. – 186 с.
64. Режими газотранспортних систем / Є.І. Яковлєв, О.С. Казак, В.Б. Михалків та ін. – 1992. – 170 с.
65. Растригін Л.А., Маджаров М.Є. Вступ до ідентифікації об'єктів управління. – 1977. – 216 с.
66. Руднік А.А. Методика узагальненого оцінювання та підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 6. – С. 36–38.

67. Резай Е. Нова модель оптимізації інтервалів періодичних оглядів з урахуванням взаємодії відмов: Приклад ротора турбіни // *Case Studies in Engineering Failure Analysis*. – 2017. – 9, 148-156.
<https://doi.org/10.1016/j.csefa.2015.10.001>
68. Роуз Х. Механіка рідини. – 1967. – 410 с.
69. Роуч П. Обчислювальна гідродинаміка. – 1980. – 287 с.
70. Середюк М.Д., Якимів Й.В., Лісафін В.П. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів. – 2001. – 517 с.
71. Ставровський Є.Р., Сухарев М.Г., Карасевич М.М. Методи розрахунку надійності магістральних газопроводів. – 1982. – 92 с.
72. Стенніков В., Барахтенко Є. та ін. Сучасний стан досліджень з енергетичного менеджменту та планування розширення об'єднаних енергетичних систем // *Energy Reports*. – 2022. – 8, 10025-10036.
<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.07.172>
73. Теплотехнічні розрахунки процесів транспорту та регазифікації природних газів / В.А. Загоруйченко, Р.М. Бікчентай, О.А. Вассерман та ін. – 1980. – 320 с.
74. Трубопровідний транспорт газу / М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків та ін. – 2002. – 600 с.
75. Щербаков С.Г. Проблеми трубопровідного транспорту нафти і газу. – 1982. – 206 с.
76. Якимів М.М. Аналітичні дослідження характеру розподілу рідинних відкладень по довжині газопроводу // *Нафтогазова галузь України*. – 2015. – № 2. – С. 25–28.
77. Grudz, V.Ya., Grudz, V.Ya. (junior), Zapukhlyak, V.B., Kyzymyshyn, Ya.V. (2018). Non-stationary processes in the gas transmission systems at compressor stations shut-down. *Journal of Hydrocarbon Power Engineering*, № 1(5), p. 22-28.
78. Zapukhlyak, V., Poberezhny, L., Maruschak, P., Grudz, V. Jr., Stasiuk, R., Brezinová, J., Guzanová, A. (2019). Mathematical modeling of unsteady gas

- transmission system operating conditions under insufficient loading. *Energies*, Volume 12, Issue 7, p. 1–14. <https://doi.org/10.3390/en12071234>
79. Li, N., Wang, X., Li, C., Zhang, Z., Zhang, W. (2020). The overhaul technical innovation project optimization method of power grid based on Life Cycle Asset Management. *Energy Reports*, 6(9), 1249-1254. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.11.047>
80. Dong, X., Axinte, D., Palmer, D., Cobos, S., Raffles, M., Rabani, A., Kell, J. (2017). Development of a slender continuum robotic system for on-wing inspection/reparations of gas turbine engines. *Robotics and Computer-Integrated Manufacturing*, 44, 218-229. <https://doi.org/10.1016/j.rcim.2016.09.004>
81. Huynh, K.T. (2020). Modeling past-dependent partial repairs for condition-based maintenance of continuously deteriorating systems. *European Journal of Operational Research*, 280(1), 152-163. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2019.07.007>
82. Chin, H. H., Varbanov, P. S., Klemeš, J. J., Benjamin, M. F. D., Tan, R. R. (2020). Asset maintenance optimization approaches in chemical and process industries - A review. *Chem Eng Res Des*, 164, 162-194. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2020.09.034>
83. Ismail, A., Truong, H. L., Kastner, W. (2019). Manufacturing process data analysis pipelines: a requirements analysis and survey. *J Big Data*, 6, 1. <https://doi.org/10.1186/s40537-018-0162-3>
84. Eakin, B., Ellington, R. (1959). Application of the BWR equation to hydrocarbon-carbon dioxide mixtures. *Thermodyn. Transp. Prop. Gas and Liquids, Sympos. Lafayette*, p. 195–204.
85. Ellington, R. (1959). Thermodynamic properties of methane – nitrogen mixtures. *Sympos. Lafayette*, p. 102–109.
86. Filipchuk, V., Grudz, V., Marushchenko, V., Myndiuk, V., Savchuk, M. (2018). Development of cleaning methods complex of industrial gas pipelines

- based on the analysis of their hydraulic efficiency. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 2/8 (92), p. 1729-3774.
87. Gonzalez, M., Lee, A. (1968). Graphical viscosity correlation for hydrocarbons. *A. I. Ch. E. J.*, Vol. 14, p. 242-244.
 88. Jensen, R., Kurata, F. (1969). Density of liquefied natural gas. *J. Petrol. Technol.*, Vol. 21, p. 683-691.
 89. Kao, R. (1970). Thermodynamic properties of LNG. *Cryogenics Ind. Gases*, Vol. 5, № 5, p. 24–31.
 90. New concept single signature vibration monitoring through the lifetimes of an engine. *Aircraft Engineering*, 1979, 51, 3, p. 21-22.
 91. McCarty, R. (1977). A comparison of mathematical models for the prediction of LNG densities. *Nat. Bur. Stand., USA, Internal Report 77-867*, p. 60.
 92. Paulo, M. Coelho, Carlos, Pinho. (2007). Considerations About Equations for Steady State Flow in Natural Gas Pipelines. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, Vol. XXIX, No. 3, pp. 262–272.
 93. Reamer, H., Sade, B., Lacey, W. (1950). Volumetric and phase behavior of the methane-propane system. *Ind. Eng. Chem.*, Vol. 42, p. 534–539.
 94. Roth, Heinz. (1977). Schwingungsmessungen an Turbinenschaufeln mit optischen Methoden. *Brown Boveri Mitt.*, 64, № 1, p. 64–67.
 95. Shanaa, M., Canfield, R. (1968). Liquid density and excess volume of light hydrocarbon mixtures at -165°C . *Transact. Faraday Soc.*, Vol. 64, p. 2281–2286.
 96. Tans, A. (1960). Viscosity of gaseous methane. *Brit. Chem. Eng.*, Vol. 5, p. 358.
 97. Molenda, J. (1974). *Gaz ziemny*. Katowice: Slask. – 470 p.
 98. Energy Charter Secretariat. (2006). *Gas Transit Tariffs in selected Energy Charter Treaty Countries*. www.encharter.org, January 2006. – 86 p.
 99. Francis, K. Gip. (2003). New operation strategies in heavy cycle pipeline will increase profit margin. *Oil & Gas Journal*, № 10, p. 60-64.

100. El-Emam, N., Kamel, A.H., Shafei, M., Batrawy, A.E. (2003). New equation calculates friction factor for turbulent flow of non-newtonian fluids. Oil & Gas Journal, № 22, p. 74-82.
101. Fun, Chen, Jinjun, Zhang, Fan, Zhang. (2003). New approach developed for estimating pour points of crude oil blend. Oil & Gas Journal, № 11, p. 60-64.

ДОДАТОК А СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Статті, в яких опублікуванні основні результати дисертації

1. Grudz, V., Grudz, Y., Pavlenko, I., Liaposhchenko, O., Ochowiak, M., Pidluskiy, V., Portechyn, O., Iakymiv, M., Włodarczak, S., Krupińska, A., Matuszak, M., & Czernek, K. (2023). Ensuring the Reliability of Gas Supply Systems by Optimizing the Overhaul Planning. *Energies*, 16(2), 986. <https://doi.org/10.3390/en16020986>. E-ISSN:1996-1073 **Індексується в міжнародній наукометричній базі Scopus.** Особистий внесок – розробив процедуру оптимізації періодичності ремонтів і заміни обладнання компресорних станцій, застосувавши імовірнісний підхід для оцінки процесу старіння техніки. Сформував методику оптимального планування капітальних ремонтів на основі цільової функції залежності експлуатаційних витрат від міжремонтного періоду, щоб забезпечити необхідний технічний стан обладнання при мінімальних витратах без зниження надійності газотранспортної системи. Брав участь у підготовці статті до публікації.

2. Грудз В. Я. Принципи оптимізації керування режимами роботи газотранспортних систем за умови їх неповного завантаження / В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, В. Р. Процюк, В. П. Підлуський, О. М. Портечин, Б. І. Гершун. Прикарпатський вісник Наукового товариства імені Шевченка. Число. 2022. № 17. С. 169-178. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Pvntsh_ch_2022_17_16. [https://doi.org/10.31471/2304-7399-2022-17\(64\)-169-178](https://doi.org/10.31471/2304-7399-2022-17(64)-169-178) **Наукове фахове видання України.** Особистий внесок – дослідив закономірності протікання технологічних процесів у газотранспортних системах за умов їх неповного завантаження та розробив систему інтегральних коефіцієнтів впливу для зв'язку вхідних і вихідних параметрів. Сформував принципи оптимізації оперативного керування експлуатаційними режимами, щоб забезпечити мінімальні енерговитрати на транспортування газу при збереженні максимального рівня надійності газопостачання. Брав участь у підготовці статті до публікації.

3. Грудз, В. Я., Грудз, Я. В., Іванов, О. В., Підлуський, В. П., Туровський, О. А., & Сухарський, Б. М. (2023). Діагностування аварійних витоків з лінійної частини газотранспортних систем в умовах їх неповного завантаження. *Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*, (1(54)), 31–35. **Наукове фахове видання України.** [https://doi.org/10.31471/1993-9965-2023-1\(54\)-31-35](https://doi.org/10.31471/1993-9965-2023-1(54)-31-35). ISSN 1993-9965

4. Грудз, В. Я., Стасюк, Р. Б., Капушак, Я. С., Підлуський, В. П., Гамула, С. Б., & Сухарський, Б. М. (2025). Influence of natural factors on the intensity of stress corrosion of pipe steels during the operation of gas pipes. *Oil and Gas Power Engineering*, (2(44)), 204–213. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2025-2\(44\)-204-213](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2025-2(44)-204-213), ISSN 1993-9868 **Наукове фахове видання України.**

Особистий внесок – виконав аналіз впливу природних та техногенних факторів (зокрема терміну експлуатації, величини електричного потенціалу системи катодного захисту, сезонних коливань температури та вологості ґрунту) на інтенсивність аварійних відмов магістральних газопроводів, спричинених стрес-корозійним розтріскуванням. Сформував комплекс превентивних заходів для зниження ризику аварій, оптимізації режимів експлуатації та підвищення рівня екологічної і техногенної безпеки транспортування природного газу. Брав участь у підготовці статті до публікації.

МЕТОДИКУ РОЗРОБИЛИ

Від Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу:

Науковий керівник

Доктор технічних наук, професор

Грудз В. Я.

Доктор технічних наук, професор

Грудз Я. В.

Доктор технічних наук, професор

Запухляк В. Б.

Доктор технічних наук, професор

Середюк М.Д.

Докторант

Кандидат технічних наук, доцент

Дзюбик А. Р.

Кандидат технічних наук, доцент

Стасюк Р. Б.

Аспірант

Підлуський В.П.

Від НАК «Нафтогаз України»:

Генеральний директор

АТ УКРТРАНСГАЗ

Малютін Р. Ю.

Начальник технічного департаменту

АТ УКРТРАНСГАЗ

Новіков К. В.

Начальник БМУ-4 БМФ

«Укргазпромбкд», к.т.н.

Боднар В. М.