

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

*Кваліфікаційна наукова праця  
на правах рукопису*

МАЛЮТІН Роман Юрійович

УДК 621.51. 004

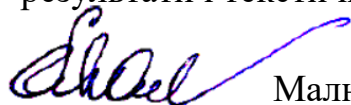
**ДИСЕРТАЦІЯ**

**ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІ ТЕХНОЛОГІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ПІДВИЩЕННЯ  
НАДІЙНОСТІ ГАЗОПОСТАЧАННЯ НА ОСНОВІ ВДОСКОНАЛЕННЯ  
ОБСЛУГОВУВАННЯ**

**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.



Малютін Р.Ю.

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

Івано-Франківськ  
2026

## АНОТАЦІЯ

*Малютін Р.Ю.* Енергоефективні технології експлуатації та підвищення надійності газопостачання на основі вдосконалення процесу обслуговування— 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.

Тривала експлуатація транзитної газотранспортної системи в умовах неповного завантаження передбачає часті зміни обсягів транспортування газу, що викликає необхідність в оперативному прогнозуванні стаціонарних режимів роботи системи. Для прогнозування енергоефективності системи транспорту газу в умовах зміни режимів експлуатації важливо оцінити стан трубопроводів з метою вибору оптимального енергозберігаючого режиму експлуатації. Така задача вимагає проведення детального обстеження елементів газотранспортної системи для оцінки надійності газопостачання і прогнозування обслуговування системи для підтримання її на належному рівні. Тому актуальним питанням є створення методик оцінки технічного стану газотранспортної системи і оперативного прогнозування принципів і заходів підтримання його процесдатним.

Метою дисертаційної роботи є встановлення закономірностей енергоефективної експлуатації газотранспортної системи в комплексі з підземним сховищем газу і розробка заходів забезпечення надійності газопостачання.

Запропоновано методи створення математичних моделей технологічних процесів транспортування газу системами магістральних газопроводів, приводяться характеристики принципів моделювання стаціонарних технологічних процесів.

Проведені дослідження стосуються структури гідравлічних втрат енергії при транспортуванні нафти чи газу магістральними трубопроводами. Опираючись на загальні закони руху неперервного середовища в трубах,

загальні енергетичні втрати доцільно розділити на гідравлічні втрати на вязкісне тертя, гравітаційні енерговтрати, інерційні втрати енергії та кориолісові енерговтрати, пов'язані з нерівномірністю розподілу швидкостей рухомого середовища по перерізу потоку.

Загальновідома математична модель процесу руху неперервного середовища складається з рівняння імпульсу потоку рідини, рівняння нерозривності та рівняння енергії. Перше з перелічених рівнянь виражає принцип д'Аламбера до системи сил, що діють на потік рідини; друге представляє закон збереження маси в рідинному потоці, третє – закон дисипації енергії. Опираючись на рівняння імпульсу, отримано залежності для оцінки величини кожного з видів енергетичних втрат в потоці рідини.

Для знаходження числового значення кожного виду енергетичних втрат використано інформацію про режими роботи системи магістральних газопроводів на західних ділянках траси за довготривалий період. В результаті структуризовано в процентному співвідношенні вказані види енергетичних втрат з мінімальним і максимальним значеннями.

Проведені дослідження дозволили встановити частку витрат енергії на забезпечення заданої пропускної здатності нафтопроводу в порівнянні з енергетичними дисипативним втратами при транспорті нафти. Показано, що енергозатрати на підтримання напружено-деформованого стану трубопроводу незначні, і їх скоротити практично неможливо. Найбільш вагомими є дисипативні та інерційні втрати енергії, скорочення яких дозволить підвищити енергоефективність трубопровідного транспорту.

Розглядається експлуатаційна надійність газотранспортної системи з точки зору забезпечення споживачів енергоносіями в заданих обсягах. Метою дослідження являється встановлення закономірностей тренду технічного стану газотранспортних систем і на їх основі розробки принципу розрахунку часу безаварійної експлуатації і термінів проведення технічного обслуговування для забезпечення заданого рівня надійності.

Отримана математична модель визначення надійності газотранспортної

системи на основі найпростішого потоку відмов лінійної частини і систем контролю, показано і розглянуто на практичному прикладі методику як розрахунку термінів проведення технічних досліджень для забезпечення заданої надійності газопостачання. На основі проведених досліджень у виробничих умовах встановлено закономірності впливу зовнішніх факторів, зокрема барометричного тиску, температури і вологості атмосферного повітря, а також відносної густини паливного газу на потужність і економічність газоперекачувальних агрегатів, що дозволить забезпечити ефективну роботу компресорної станції як елемента газотранспортної системи. Показано на підставі статистичних досліджень, що вплив природних факторів залежить відмов проходження траси газопроводу.

На основі фактичної інформації про передісторію експлуатації газопроводу Братерство створено стохастичну модель дослідження залежності інтенсивності аварійних відмов лінійної частини від терміну експлуатації, в основу якої покладено розподіл Вейбулла. Поліноміальна апроксимація встановленої залежності в період старіння лінійної частини газопроводу дозволяє прогнозувати інтенсивність аварійних відмов газопроводу на майбутній термін функціонування, що дає змогу встановити економічні та екологічні збитки в майбутньому на площах території охоронних зон. Однак застосування апроксимуючих функцій має поряд із перевагами серйозний недолік, оскільки прогнозування стану об'єкта з застосуванням відповідних формул ускладнює процес прогнозування. Тому після вибору і обчислення коефіцієнтів будь-якого апроксимуючого виразу його слід перетворити у визначену функцію, для якої розробляється апарат прогнозування. Це єдиний шлях використання широкого класу апроксимуючих виразів за відносно негроміздкого математичного забезпечення прогнозування.

З іншого боку, скорочення території охоронних зон дозволить використати їх площі в народному господарстві, що принесе в майбутньому певний прибуток держави. Таким чином сформульовано оптимізаційну

задачу визначення раціональних розмірів охоронної зони при забезпеченні надійної експлуатації газопроводу.

Наведено метод побудови функції мети на основі створеної стохастичної моделі та алгоритм її реалізації в конкретних умовах експлуатації газопроводу. Підкреслюється, що при необхідності скорочення площі охоронної зони в конкретному випадку необхідно провести детальні обстеження технічного стану газопроводу і прийняти міри для забезпечення показників надійності його експлуатації на належному рівні.

Запропоновано на основі результатів досліджень принцип оптимізації території охоронних зон газотранспортної системи в умовах тривалого експлуатаційного періоду за критерієм мінімальних витрат на транспорт газу при максимальному рівні надійності газопостачання.

**Ключові слова:** газотранспортна система (ГТС), тривала експлуатація, підземне газосховище (ПГС), енергоефективність, надійність, перехідні процеси, газодинамічні моделі, моніторинг стану, обслуговування, охоронні зони, інтенсивність відмов, надійність функціонування, економічні та екологічні збитки, функція мети, оптимізація.

## ANNOTATION

Malyutin R.Yu. Energy-efficient technologies of operation and increasing the reliability of gas supply based on improving service – Qualification scientific work in the form of a manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in specialty 185 – Oil and Gas Engineering and Technologies, branch of knowledge 18 - Production and Technologies - Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2026.

Long-term operation of the transit gas transportation system under conditions of partial load involves frequent changes in gas transportation volumes, which necessitates prompt forecasting of stationary operating modes of the system. To forecast the energy efficiency of the gas transportation system under conditions of changing operating modes, it is important to assess the condition of the pipelines in order to select the optimal energy-saving operating mode. Such a task requires a detailed inspection of the elements of the gas transportation system to assess the reliability of gas supply and forecast system maintenance to maintain it at the proper level. Therefore, the current issue is the creation of methods for assessing the technical condition of the gas transportation system and the operational forecasting of principles and measures to maintain its processability.

The purpose of the dissertation is to establish the regularities of energy-efficient operation of the gas transportation system in combination with underground gas storage and develop measures to ensure the reliability of gas supply.

Methods for creating mathematical models of technological processes of gas transportation by main gas pipeline systems are proposed, and the characteristics of the principles of modeling stationary technological processes are given.

The conducted studies concern the structure of hydraulic energy losses during the transportation of oil or gas by main pipelines. Based on the general laws of motion of a continuous medium in pipes, it is advisable to divide total energy

losses into hydraulic losses due to viscous friction, gravitational energy losses, inertial energy losses and Coriolis energy losses associated with the uneven distribution of the velocities of the moving medium across the flow cross section.

The well-known mathematical model of the process of motion of a continuous medium consists of the momentum equation of the fluid flow, the continuity equation and the energy equation. The first of the listed equations expresses the d'Alembert principle for the system of forces acting on the fluid flow; the second represents the law of conservation of mass in the fluid flow, the third – the law of energy dissipation. Based on the momentum equation, dependencies were obtained for estimating the magnitude of each type of energy loss in the fluid flow.

To find the numerical value of each type of energy loss, information on the operating modes of the gas pipeline system on the western sections of the route for a long period was used. As a result, the specified types of energy losses were structured in percentage terms with minimum and maximum values.

The conducted studies allowed us to establish the share of energy costs for ensuring a given throughput capacity of the oil pipeline in comparison with energy dissipative losses during oil transportation. It is shown that the energy costs for maintaining the stressed-deformed state of the pipeline are insignificant, and it is practically impossible to reduce them. The most significant are dissipative and inertial energy losses, the reduction of which will allow to increase the energy efficiency of pipeline transport.

The operational reliability of the gas transportation system is considered from the point of view of providing consumers with energy carriers in specified volumes. The purpose of the study is to establish the trends in the technical condition of gas transportation systems and, on their basis, to develop a principle for calculating the time of trouble-free operation and the terms of technical maintenance to ensure a given level of reliability.

A mathematical model for determining the reliability of a gas transportation system based on the simplest failure flow of the linear part and control systems is

obtained, and a practical example is shown and considered as a method for calculating the terms of technical research to ensure a given reliability of gas supply. Based on the studies conducted in production conditions, the patterns of influence of external factors, in particular barometric pressure, temperature and humidity of atmospheric air, as well as the relative density of fuel gas on the power and efficiency of gas pumping units, which will ensure the effective operation of the compressor station as an element of the gas transportation system, have been established. It is shown on the basis of statistical studies that the influence of natural factors depends on the failures of the gas pipeline route.

Based on actual information about the history of the operation of the Braterstvo gas pipeline, a stochastic model was created to study the dependence of the intensity of emergency failures of the linear part on the service life, which is based on the Weibull distribution. Polynomial approximation of the established dependence during the aging period of the linear part of the gas pipeline allows to predict the intensity of emergency failures of the gas pipeline for the future period of operation, which makes it possible to establish economic and environmental losses in the future on the areas of the territory of the protection zones. However, the use of approximating functions has, along with its advantages, a serious drawback, since predicting the state of the object using the appropriate formulas complicates the forecasting process. Therefore, after selecting and calculating the coefficients of any approximating expression, it should be transformed into a specific function for which the forecasting apparatus is developed. This is the only way to use a wide class of approximating expressions with a relatively uncomplicated mathematical support for forecasting.

On the other hand, reducing the territory of the protection zones will allow to use their areas in the national economy, which will bring a certain profit to the state in the future. Thus, the optimization problem of determining the rational size of the protection zone while ensuring reliable operation of the gas pipeline is formulated.

The method of constructing the objective function based on the created stochastic model and the algorithm for its implementation in specific conditions of gas pipeline operation are presented. It is emphasized that if it is necessary to reduce the area of the protection zone in a specific case, it is necessary to conduct detailed inspections of the technical condition of the gas pipeline and take measures to ensure the reliability indicators of its operation at the proper level.

Based on the research results, the principle of optimizing the territory of the protection zones of the gas transportation system in conditions of a long operational period is proposed according to the criterion of minimum costs for gas transportation with the maximum level of gas supply reliability.

**Keywords:** gas transportation system, underground gas storage facilities, energy efficiency, reliability, technical condition, maintenance, protection zones, failure rate, reliability of operation, economic and environmental losses, objective function, optimization.

## **СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА**

### **Наукові праці, в яких опубліковані основні результати дисертації**

*Статті у наукометричних базах:*

1. В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.Т. Болонний, Р.Ю. Малютін, В.І. Садлівський Дослідження енерговитрат при транспортуванні нафти магістральними нафтопроводами.// Прикарпатський вісник НТШ. Число. №19(73) -2024 – С.175-187. [https://doi.org/10.31471/2304-7399-2024-19\(73\)-175-187](https://doi.org/10.31471/2304-7399-2024-19(73)-175-187) **Наукове фахове видання України.**

2. O. Ivanov, Ya. Grudz, R. Maliutin, V. Sadlivskyi, O. Turovskyi, I. Datsko, 2024. Increasing the reliability of gas supply on the basis of improving the activity of the service system. Procedia Structural Integrity 58 (2024), 745-749. <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2024.04.106> **Індексується в міжнародній наукометричній базі Scopus.**

3. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Стасюк Р.Б., Дзюбик А.Р., Малютін Р.Ю. До питання про можливість скорочення охоронних зон лінійної частини газотранспортних систем//Нафтогазова енергетика. – 2025 - №1(43). – С. 117 – 125 [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2025-1\(43\)-117-125](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2025-1(43)-117-125) **Наукове фахове видання України.**

4. Грудз В.Я, Малютін Р.Ю. Підвищення надійності газопостачання на основі вдосконалення технічного обслуговування//Прикарпатський вісник НТШ. Число. №21(79) -2025 – С.372-378 [https://doi.org/10.31471/2304-7399-2025-21\(79\)-372-378](https://doi.org/10.31471/2304-7399-2025-21(79)-372-378) **Наукове фахове видання України.**

### **Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації**

1. Володимир Грудз, Роман Малютін, Вдосконалення технічного обслуговування для підвищення надійності газопостачання. [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>.

## З М І С Т

ВСТУП.....	12
1. АНАЛІЗ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ТА НАДІЙНОСТІ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ НА БАЗІ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ.....	
1.1 Газотранспортна трансукраїнська система і її Характеристики.....	16
1.2 Аналіз енергоефективності газотранспортних систем.....	21
1.3 Аналіз експлуатаційного обслуговування магістральних газопроводів.....	25
1.4. Конкретизація задач дослідження.....	35
2. ДОСЛІДЖЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ НЕРІВНОМІРНОСТІ ГАЗОСПОЖИВАННЯ.....	
2.1 Сезонна нерівномірність газоспоживання і її характеристики.....	39
2.2 Дослідження енергоефективності газотранспортної системи в комплексі з ПСГ.....	43
2.3 Порівняльний аналіз енергоефективності трубопровідного транспорту нафти і газу.....	52
Висновки по розділу 2.....	66
3. РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ГАЗОПОСТАЧАННЯ НА ОСНОВІ ВДОСКОНАЛЕННЯ ПРОЦЕСУ ОБСЛУГОВУВАННЯ .....	
3.1 Аналітичні дослідження взаємозв'язку надійності газопостачання і заходів обслуговування.....	68
3.2 Підвищення надійності газопостачання на основі вдосконалення технічно-ремонтної діяльності.....	73
3.3 Безпечна експлуатація газопроводів в період старіння.....	80

Висновки по розділу 3.....	89
4. ПРОГНОЗУВАННЯ РАЦІОНАЛЬНИХ ЗАХОДІВ ОБСЛУГОВУВАННЯ ОБ'ЄКТІВ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ ЇХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ.....	90
4.1 Математична модель контрольо-відновлювальних заходів на об'єктах магістральних газопроводів.....	90
4.2 Часткові випадки використання розробленої моделі для оптимізації обслуговування надземного балкового переходу.....	98
4.3 Узагальнена методика використання балково-оболонкової моделі в трубопровідній галузі.....	102
Висновки по розділу 4.....	106
ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ.....	107
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	109

## ВСТУП

**Актуальність проблеми** Система транспортування газу України, яка являється частиною трансєвропейського комплексу газопостачання, знаходиться на даний момент на етапі реформування, реорганізації, основною причиною такого стану являється значне розширення євразійської газотранспортної системи. Пропускна здатність газопроводів системи суттєво перевищує об'єми видобутку і споживання газу як енергоносія в Європі. Це обумовлює можливість зміни напрямків газопотоків. Зниження обсягів видобування газу обумовлює зростання попиту і ціни на енергоносії, і, як наслідок, вимагає економного споживання та витрачання газу. Тому на даному етапі газотранспортні системи не мають можливості функціонування з повним навантаженням протягом тривалого проміжку часу. Життєво важливі інтереси людства вимагають гнучкості в експлуатації газотранспортної системи. Це вимагає нового підходу до режимів її експлуатації з змінним впродовж року завантаженням. У вказаних умовах основними стратегіями енергоефективної експлуатації комплексу газозабезпечення повинні бути надійність та енергоощадність у витратах газу як пального, дотримання яких неможливе без розв'язання комплексу науково-технічних задач прогнозного і оптимізаційного характеру. Виходячи зі сказаного актуальність проблеми і задач дослідження не викликає сумнівів.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційна робота має науково-прикладний характер і відноситься до комплексу планів тематики НАК "Нафтогаз України", направлених на підвищення експлуатаційної надійності газотранспортного комплексу (включаючи ПСГ) і виокремлених Національною програмою "Нафта і газ України до 2035 року".

**Мета роботи** полягає у встановленні закономірностей енергоефективної експлуатації газотранспортної системи в комплексі з

підземним сховищем газу і розробці заходів забезпечення надійності газопостачання.

Досягнення поставленої мети вимагає вирішення наступних завдань:

1. Встановлення закономірностей енергоефективності експлуатації газотранспортних систем в комплексі з підземним сховищем газу в умовах сезонної нерівномірності газоспоживання

2. Розробка заходів підвищення надійності газопостачання на основі вдосконалення процесу обслуговування.

3. Прогнозування раціональних заходів обслуговування об'єктів газотранспортних систем в умовах сезонної нерівномірності їх завантаження

**Об'єктом досліджень** є експлуатація системи транспортування природного газу за умови сезонної нерівномірності завантаження .

**Предметом досліджень** є оптимізація енергоефективності режимів роботи і технічного обслуговування газотранспортних систем за умови сезонної нерівномірності завантаження.

**Методи дослідження.** При виконанні дисертаційної роботи використовується системний аналіз режимів експлуатації газотранспортного комплексу, теорія стаціонарних і нестаціонарних процесів в газопроводах, методи математичного моделювання та сучасні математичні моделі руху середовища в трубах, теорія оптимізації процесів і обслуговування, їх розв'язання у програмному забезпеченні, обробка статистичних даних режимів роботи газотранспортних об'єктів на базі побудови комплексної моделі системи.

**Наукова новизна** отриманих результатів виявляється в тому, що вперше;

- Поставлено і реалізовано задачу про вплив об'єму активного газу в підземних сховищах, які входять в комплекс газотранспортної системи, на енергоефективність транспортування газу;

- Доведено, що оптимальним об'ємом активного газу в сховищі є об'єм , що забезпечує вирівнювання сезонної нерівномірності газоспоживання;
- Дано оцінку тренду показників надійності експлуатації газотранспортних систем тривалої експлуатації, на основі якої розроблено методику прогнозування обсягів технічного обслуговування об'єктів для підтримання працездатності технічного стану;
- На основі отриманих закономірностей розроблено принципи і методи оптимізації процесу обслуговування газотранспортних систем, що експлуатуються за умов сезонної нерівномірності завантаження;
- Запропоновано методи розрахунку прогнозних параметрів забезпечення надійності газопостачання в конкретних умовах.

**Практичне значення отриманих результатів.** В результаті дослідження гідрогазодинамічних процесів в системах транспортування газу допустимі робочі тиски з точки зору запобігання короткочасним перевантаженням труб при стрибкоподібній зміні обсягів перекачування та при відключенні компресорних станцій, запропоновано розрахункові формули для їх прогнозу.

На основі результатів досліджень розроблено галузеві методики «Працездатність зварних з'єднань тривало експлуатованих трубопровідних систем та зосереджених об'єктів»(2025 р.) та «Енергоефективність газотранспортних систем в умовах неповного завантаження і оптимізація їх обслуговування».

**Особистий внесок здобувача.** Безпосередньо автором:

- проведено дослідження закономірностей енергоефективності експлуатації газотранспортних систем в комплексі з підземним сховищем газу в умовах сезонної нерівномірності газоспоживання [2, 3];
- запропоновано удосконалення принципів оптимізації процесу обслуговування газотранспортних систем, що експлуатуються за умов сезонної нерівномірності завантаження [1];

- розроблено прогнозування раціональних заходів обслуговування об'єктів газотранспортних систем в умовах їх нерівномірного завантаження [2,4];
- автор безпосередньо брав участь у створенні і впровадженні галузевих методик у виробництво [1,3,4].

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

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

**Структура та обсяг дисертації.** Дисертація складається із вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, списку використаних джерел 109 найменувань та додатків. Обсяг основного тексту дисертації складає 120 сторінок друкованого тексту.

## РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ТА НАДІЙНОСТІ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ НА БАЗІ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

### 1.1 Газотранспортна трансукраїнська система і її характеристики

Газотранспортна система України є однією з найпотужніших у світі за обсягом транспортування та збору газу. Ця система є буфером між газовидобувними регіонами Західного Сибіру, Центральної Азії, а також Сходу і Півдня України та західного споживачами нашої держави і промислово розвиненої Європи. Тобто ГТС інтегрована в загальноєвропейську газову мережу. Її пропускна спроможність на вході складає 290 млрд м<sup>3</sup>, на виході – 180 млрд. м<sup>3</sup> газу на рік (до країн Європи – 142 млрд. м<sup>3</sup>) [41].

На сьогодні газотранспортна система ПАП "Укртрансгаз" Національної акціонерної компанії "Нафтогаз України" включає 38,6 тис.км газопроводів різного призначення та продуктивності, 72 компресорні станції (КС), 1449 газорозподільних станцій (ГРС), 12 підземних сховищ газу (ПСГ) та об'єкти інфраструктури, які забезпечують функціонування системи [41].

Транспортування газу по системі газопроводів та його закачування в ПСГ забезпечують 110 компресорних цехів, де встановлено 702 газоперекачувальних агрегати загальною потужністю 5,4 тис.МВт. Надійність транзитних поставок газу і газопостачання внутрішнім споживачам забезпечується комплексом підземних сховищ газу загальною ємністю 31,0 млрд. куб м.

На вході в ГТС України вона здатна прийняти до 288 млрд.куб.м природного газу на рік, а на виході передати 178 млрд.куб.м, в т.ч. 142,5 млрд.куб.м до країн Західної та Центральної Європи [42]. Принципова схема газопроводів газотранспортної системи України наведена на рисунку 1.1.

Основна функція ГТС – надійне забезпечення газом внутрішніх споживачів України та безперебійна поставка транзитного природного газу через нашу територію європейським споживачам газу.

Енергетична політика європейських країн спрямована на диверсифікацію джерел постачання природного газу, що в поєднанні зі зростанням потреб газу в країнах Західної, Центральної та Східної Європи потребує збільшення потреб його постачання. За прогнозами очікується збільшення споживання газу в Західній Європі до 2025 р. на 27%, відповідно споживання газу складе 550-575 млрд. м<sup>3</sup> та 580-600 млрд. м<sup>3</sup>. Це зумовлює збільшення потоків газу з Росії та Середньої Азії [41].



Рисунок 1.1 – Загальна схема газопроводів ГТС України

Магістральні газопроводи являються головною складовою частиною паливно-енергетичного комплексу України. Основу транзитної трансукраїнської системи складає система газопроводів «Союз», «Уренгой-Помари-Ужгород» і «Прогрес» діаметром 1420 мм і загальною протяжністю по території України понад 1500 км. При максимальному завантаженні

розрахункова пропускна здатність складає 337 млн. м<sup>3</sup> на добу або 123 млрд. м<sup>3</sup> на рік. Фактично максимальний обсяг транспортування газу до країн ЄС в 2005 році склав 121,5 млрд. м<sup>3</sup> за рік. Обсяги транзиту газу за період 2000-2015 рр. подано на рисунку 1.2.

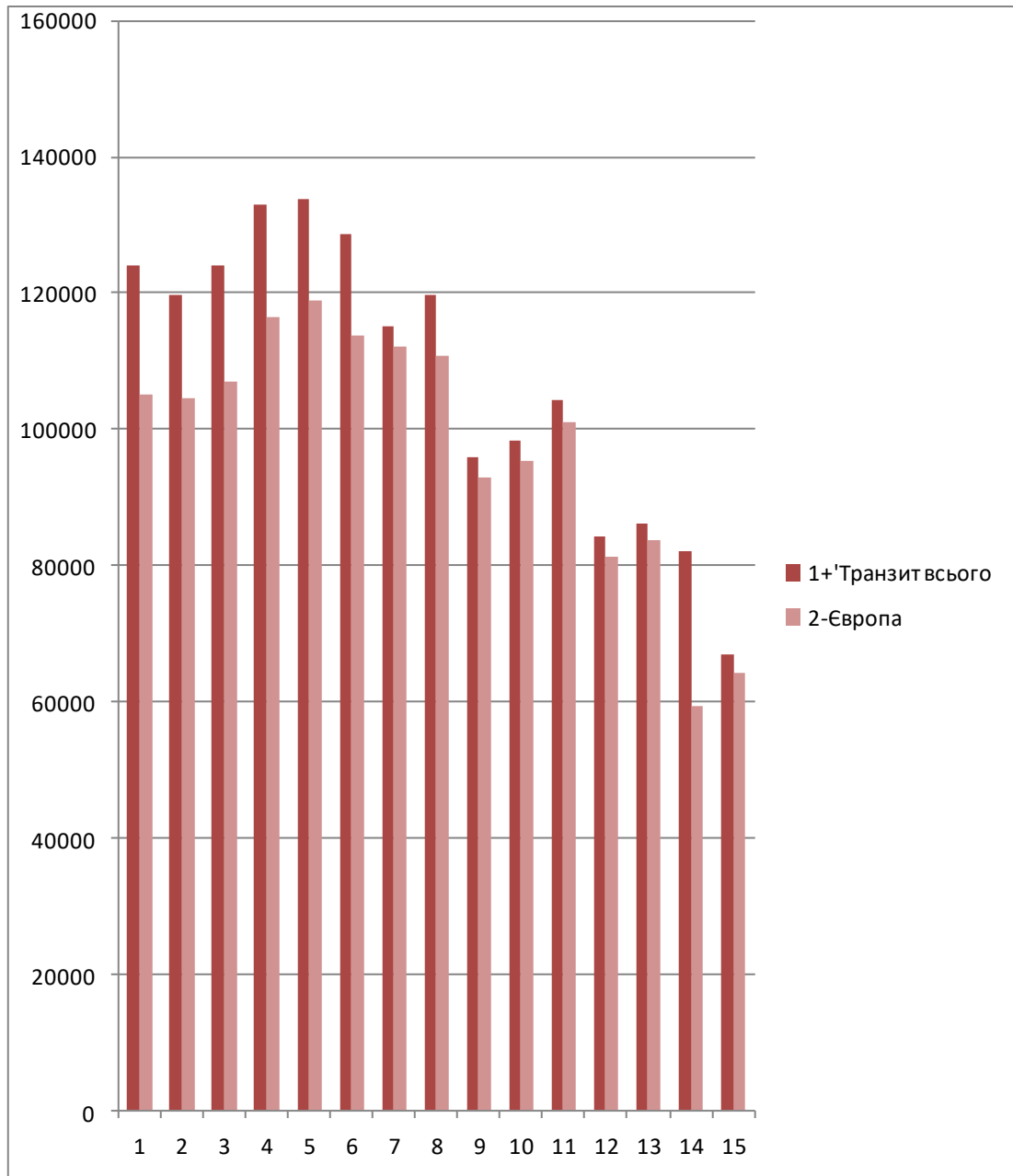


Рисунок 1.2 – Річні обсяги транспортування газу

На біжучий момент часу ГТС України знаходиться в працездатному технічному стані. Коефіцієнт гідравлічної ефективності лінійних ділянок газопроводів лежить в межах 95% - 98%, газоперекачувальні агрегати і

обладнання компресорних станцій в справному стані, в зв'язку з чим може бути досягнена проектна пропускна здатність при екстремальному використанні всіх потужностей системи. В такому випадку забезпечуються параметри максимального технологічного режиму і використовується наявна потужність обладнання системи. Однак, в зв'язку з обмеженням газопостачання продуктивність систему знизилась до 100 – 120 млн. м<sup>3</sup> за добу, що складе 36 - 55 млрд. м<sup>3</sup> за рік. В таких умовах появляється множина допустимих режимів експлуатації системи, і в залежності від вибору найбільш раціонального з них можна мінімізувати енерговитрати на транспортування газу, тобто економити певний обсяг енергоносіїв [5].

Рекордних показників в обсягах транспортування газу було досягнуто в 2017 році – 93,5 млрд. м<sup>3</sup> за рік. Однак, в подальшому обсяги транзиту знизились [42]. В подальшому спостерігається зменшення обсягів транзиту газу газотранспортною системою України. Це пов'язано із зменшенням поставок сибірського газу і зниженням видобутку власного газу.

Магістральний газопровід як єдина енергосистема характеризується витратами енергії на привід газоперекачувальних агрегатів і великими обсягами транспортування середовища, яке в свою чергу є енергоносієм. Нарощування довжини магістрального газопроводу вимагає зростання кількості компресорних станцій, що призводить до збільшення витрати енергії на транспортування або зниження пропускної здатності, тобто зменшення подачі енергоносія споживачу, що приведе до зростання питомих енергозатрат на транспорт. Тому зі збільшенням довжини магістрального газопроводу енергетична вартість перекачаного газу умовно зменшується. Цей ефект може бути оцінений шляхом математичного моделювання газопроводу з урахуванням енергоємності компресорних станцій і енерговтрат в лінійних ділянках [5,43].

Розрахункова відносна витрата паливного газу на компресорних станціях (по відношенню до об'єму перекачування) складає 6,2 % для номінального технологічного режиму. За даними Укртрансгаз при

максимальних обсягах перекачування ця величина склала 6,6%, а при теперішніх режимах складає 3%. Зниження пояснюється зменшенням числа газоперекачувальних агрегатів на КС. Однак, витрата паливного газу 3 – 3,5 млн. м<sup>3</sup> за добу є значною і складає 1 – 1.3 млрд. м<sup>3</sup> за рік [5].

Велика витрата паливного газу пов'язана насамперед з відносно низьким коефіцієнтом корисної дії газоперекачувальних агрегатів як теплових двигунів. Тому один з шляхів зменшення витрати паливного газу полягає у виключенні з режиму роботи окремих ГПА на КС і зупинці компресорних станцій. В залежності від кількості зупинених КС і їх порядкового номера в системі пропускна здатність буде різною [47].

Актуальним аспектом економії енергоносіїв при транспортуванні газу є зменшення гідравлічних втрат енергії в газовому потоці [35]. Як відомо, збільшення лінійної швидкості газового потоку призводить до зростання втрат енергії на транспортування газу. При сталій масовій витраті газу (стаціонарний режим роботи газопроводу) лінійна швидкість газу тим більша, чим менший тиск в газопроводі. Тому з точки зору мінімізації енерговитрат при транспортуванні газу необхідно витримати такий режим з множини допустимих, при якому тиски газу в кожній точці газопроводу найбільші. Такий режим виконується при максимальному тиску на виході КС (в даному випадку 7,6 МПа). Розрахунки показують, що при пониженні тиску на виході КС на 0,1 МПа гідравлічні втрати енергії на відстані 100 км зростають на 2%. Отже, робота ГТС при високих тисках призведе до економії енергії як мінімум на 2%, що при включеній потужності порядку 800 МВт складе 16 МВт [33].

Підтримання високого тиску в газопроводах ГТС вимагає збільшення кількості технологічного газу в трубопроводах, тобто такого газу, який постійно знаходиться в порожнині газопроводів для забезпечення тиску, необхідного для нормальної роботи ГПА і який до сих пір не має юридичного статусу. При об'ємі порожнини газопроводів системи 6,75 млн. м<sup>3</sup> об'єм технологічного газу складає понад 430 млн. м<sup>3</sup>. Зниження

початкового тиску на 0,1 МПа рівноцінне відбору газу з порожнини газопроводів системи в об'ємі 4,2 млн. м<sup>3</sup>. Таким чином, акумулюючи здатність газопроводу при його експлуатації з високими тисками може служити джерелом газопостачання населення в пікові моменти [34].

Зниження енерговитратності на транспортування газу може бути досягнене за рахунок раціонального використання підземних сховищ газу (ПСГ), які можна використовувати як шляхові споживачі чи джерела поступлення газу в систему. Основні ємності ПСГ розташовані на західних ділянках ГТС, що сприяє надійному забезпеченню газом споживачів Західної Європи. Однак, для газозабезпечення споживачів України (особливо центральних і східних регіонів) доцільно використати ємності ПСГ в цих регіонах. Це скоротить, а, можливо, виключить необхідність реверсних перекачувань газу в зимовий період. Однак при виборі обсягів закачування газу в кожне ПСГ необхідно враховувати весь комплекс техніко-економічних показників зберігання газу та прогноз газоспоживання конкретного регіону, що вимагає наукового підходу до експлуатації ПСГ і узгодженої їх роботи в загальній системі транспортування газу [36,84].

## **1.2 Аналіз енергоефективності і надійності газотранспортних систем**

Загальні енерговитрати на трубопровідний транспорт газу можна розділити на корисне використання енергії та енергетичні втрати [35]. До корисного використання енергії слід віднести енергозатрати, направлені для забезпечення пропускної здатності газопроводу за умов стаціонарного руху газу. Це твердження базується на класичному призначенні газопроводу. До енергетичних втрат при транспортуванні газу необхідно віднести інші види енергозатрат.

Треба зауважити, що енергія газу в потоці складається з потенційної, кінетичної та внутрішньої. При русі газу спостерігається перетворення

енергії з одного виду в інший та дисипаційні процеси. З точки зору гідрогазодинаміки при русі газу в трубах мають місце гідравлічні втрати енергії, суть яких зводиться до перетворення потенційної енергії в кінетичну і далі у внутрішню, яка розсіюється через стінки трубопроводу в довкілля.

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

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

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

$$\frac{\partial T}{\partial t} = -W \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{1}{T\rho \frac{\partial c_p}{\partial T} + \rho c_p} \left( \rho \frac{\partial W}{\partial x} \left( c_p T + \rho T \frac{\partial c_p}{\partial \rho} \right) + \xi \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial T}{\partial t} \left( \frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \frac{\partial \xi}{\partial P} \frac{\partial T}{\partial x} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\pi D \alpha_1}{c_c \rho_c F_c} (T_c - T) - \frac{gW}{c_p} \frac{dh}{dx} \frac{\partial T_c}{\partial t} \right) = \quad (1.1)$$

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

Тут, окрім зазначених раніше позначень, прийнято:  $c_p$ ,  $c_c$  – ізобарна теплоємність газу та теплоємного матеріалу труб;  $T_{\text{нав}}$ ,  $T_c$  – температура навколишнього середовища і стінки трубопроводу;  $\alpha_1, \alpha_2$  – коефіцієнти теплопередачі від газу до стінки і від стінки в навколишнє середовище;  $D$ ,  $d$  – зовнішній і внутрішній діаметри труби;  $\xi, \xi_c$  – коефіцієнти теплопровідності газу і стінки труби;  $F$ ,  $F_c$  – площі перерізу трубопроводу і стінки;  $\chi = \frac{\xi}{\rho c_p}$ ;

$h$  – геодезична позначка точок траси газопроводу.

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

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

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

Проведені дослідження показали, що частина витрат енергії для забезпечення пропускної здатності газопроводу незначна в порівнянні з енергетичними втратами при транспорті газу. Енергозатрати на підтримання напружено-деформованого стану трубопроводу несуттєві, їх скоротити практично неможливо. Найбільш вагомими є дисипативні та інерційні втрати енергії, скорочення яких дозволить підвищити енергоефективність трубопровідного транспорту газу.

Для оцінки рівня енерговитрат при транспортуванні газу в [26] запропоновано використати поняття коефіцієнта корисної дії газотранспортної системи, з ряду послідовно з'єднаних ланок: компресорних станцій та лінійних ділянок, які в сою чергу поділяються на елементи. До елементів компресорних станцій відносяться газоперекачувальні агрегати та інше технологічне обладнання, до елементів лінійних ділянок – секції паралельних ниток газопроводу. Величина енергоефективності ГПА (як

двигуна так і компресора) оцінюється відповідними значеннями ККД. Загальний ККД газотурбінної установки визначається відношенням ефективної потужності на вихідному валу до енергоємності паливного газу

$$\eta_{ГТУ} = \frac{T_e}{q_{нз} Q_p^H} \quad (1.2)$$

де  $q_{нз}$  - витрата паливного газу з нижчою теплотворною здатністю  $Q_p^H$ .

Відцентровий нагнітач, в якому відбувається процес компримування газу, характеризується з енергетичної точки зору політропічним ККД. Процес компримування газу в порожнині відцентрового нагнітача визначається сумою двох ефектів: процесу політропічного стиску газу та процесу його переміщення. Кожен з процесів характеризується певною термодинамічною роботою. Якщо політропічна робота чистого стиску газу складає  $L_c$ , а робота переміщення газу  $L_p$ , то політропічний ККД нагнітача є відношення [57]

$$\eta_{ВН} = \frac{L_c}{L_c + L_p} \quad (1.3)$$

Загальний ККД компресорної станції визначається як добуток

$$\eta_{КС} = \eta_{ГТУ} \eta_{ВН}. \quad (1.4)$$

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

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

### **1.3 Аналіз експлуатаційного обслуговування магістральних газопроводів**

Потужність сучасних газопроводів така, що відмовлення й ушкодження на ЛЧ МГ приводять до значних утрат газу, витратам на проведення ремонтно-відновлювальних робіт, великим збиткам від недопоставки газу споживачам [7]. Так, середньорічні втрати газу при аваріях складають 240.1 млн.м<sup>3</sup> при загальному обсязі заміни труб у 5031 пог. м. Сумарний річний час простою газопроводів у ході ліквідації аварій складає 3554 години. В останні роки намітилася тривожна тенденція росту питомої ваги аварій по причинах механічних ушкоджень у ході експлуатації (з 10.3% у 1984 р. до 27.5% від загальної кількості аварій у 1987 р.). При такому ж положенні справ прогнозування і запобігання можливих аварій стає дуже важко.

Крім аварій на лінійній частині газопроводів, до непередбачених зупинок перекачування газу приводять також численні несправності, дефекти й ушкодження, багато хто з яких не можуть бути відразу ліквідовані в силу недостатньої потужності експлуатаційних підрозділів.

В останні роки спостерігається ріст кількості несправностей (свищів, тріщин і ін. дефектів) є наслідком широкого впровадження в практику експлуатації МГ засобів і методів раннього виявлення вогнищ розвитку відмовлень. З іншого боку, це вимагає використання дорогої техніки й апаратури, веде до додаткових витрат у підвищенню собівартості транспортування газу [49].

Значний збиток [48, 53,54] від недопоставки газу споживачу в зв'язку з порушенням технологічних процесів, простоїв робочої сили, недовипуском продукції і необхідністю заміни газу (на час АВР) альтернативним паливом. Збиток від недоподачі газу звичайно вважають лінійною функцією від часу простою газопроводу [6,16]. Причому питомий збиток, кожного споживача залежить від типу виробництва (галузі промисловості) і складає в середньому 153 руб на 1000 м<sup>3</sup> недопоставленого газу.

Ефективна і діюча система технічного обслуговування і ремонту (ТОіР) є одним з основних методів забезпечення експлуатаційної надійності магістральних газопроводів. Ціль створення і функціонування такої системи - забезпечення безперебійної й ефективної роботи газотранспортних магістралей, зниження народногосподарських витрат і втрат газу в ході транспортування. Основні виробничі задачі системи ТОіР ЛЧ МГ [53]:

- систематичний контроль за станом лінійної частини і її об'єктів;
- обробка результатів контролю і прийняття рішень про виконання тих чи інших робіт;
- проведення комплексу профілактичних, планових і інших відновлювальних робіт;
- невідкладне відновлення ЛЧ, ліквідація аварій і ушкоджень.

Система ТОіР ЛЧ МГ являє собою складну динамічну систему, ефективність якої визначається різними факторами, що впливають на успішність виконання кожної з перерахованих задач. Характер цього впливу дуже складний, по багатьом аспектам носить випадковий характер і некерований. Оцінювати ефективність і виробляти рішення по удосконалюванню настільки складної системи необхідно з позицій системного підходу на основі комплексного розгляду всіх питань, що стосуються задач, структури, складу, стратегій і режиму функціонування, організаційно-технологічного забезпечення системи ТОіР ЛЧ МГ.

Склад, структура, виробничі задачі, що ставляться перед підрозділами, що здійснюють експлуатаційне обслуговування ЛЧ МГ, визначені в діючих галузевих нормативних документах [97-101]. До цих підрозділів відносяться:

- лінійні експлуатаційні служби (ЛЕС) при лінійних виробничих управліннях МГ (ЛВУ МГ);
- виробничі відділи по експлуатації газопроводів (ВВЕГ);
- аварійно-відбудовні потяги (АВП) при газотранспортних об'єднаннях;
- спеціалізовані служби (групи) (електрохіміст, теплоелектротехнічні лабораторії й ін.);

Структура ЛЕС може варіюватися в залежності від конкретних умов експлуатації (наявності матеріально-технічних, людських ресурсів, природно-кліматичних умов і ін.). Істотно розрізняються між собою потужність, комплектація, оснащення служб і підрозділів, що також визначає неоднакові можливості РЕП у ході ТОіР.

У залежності від особливих умов експлуатації (гори, болота, водяні перешкоди, значна розгалуженість і довжина ділянки, що обслуговується,) до складу ЛЕС включається так званий аварійний опорний пункт (АОП). Ціль створення АОП - підвищення оперативності й ефективності технічного обслуговування, виявлення і локалізації аварій на лінійній частині.

Система ТОіР ЛЧ МГ знаходиться в постійному розвитку. Будівництво нових газотранспортних систем, "старіння" газопроводів, впровадження сучасних засобів контролю за станом лінійної частини, створення нових могутніх транспортних вузлів у складі системи газопостачання - усе це вимагає розробки нових форм організації системи ТОіР, що забезпечують більш ефективне обслуговування ЛЧ МГ з урахуванням специфіки експлуатації.

Досвід експлуатації лінійної частини МГ країни дозволяє виявити наступні основні організаційні форми системи ТОіР [14-16]:

- традиційна;
- базова;

- комбінована ,
- аварійно-централізована,

Традиційна форма має на увазі обслуговування ділянок газопроводів силами лінійно-експлуатаційних служб при ЛПУ МГ (плановий огляд, профілактика, ППР, аварійний ремонт), і доцільна для районів України із розвитою інфраструктурою і мережею доріг. Особливості експлуатації газопроводів в умовах степів призвели до створення базової форми організації ТЕ, що заснована на обслуговуванні ЛЧ МГ двома типами ЛЕС. У рамках кожного ЛВУ створені ДЕС для проведення планових оглядів і ліквідації невеликих ушкоджень і несправностей. За окремими ЛВУ закріплені великі базові ремонтно-відновлювальні служби (БРВС), оснащені могутньою технікою для проведення складних аварійно-відновлювальних робіт на ділянках своїх і сусідніх ЛВУ.

Комбінована форма організації ТОіР передбачає поряд зі створенням малопотужних ЛЕС (для проведення робіт з обслуговування й аварійно-відбудовного ремонту) формування аварійно-відбудовних потягів (АВП), призначених для виконання великих планових робіт. Дана схема забезпечує значну концентрацію ресурсів у рамках АВП і сприяє більш ефективному використанню машин і механізмів.

У районах Західного Сибіру (Росія) одержала поширення аварійно-централізована форма організації ремонтно-експлуатаційного обслуговування, при якій частини АВП поєднуються управлінням ремонтно-профілактичних робіт, покликаним виконувати всі роботи по обслуговуванню і ремонту лінійної частини магістральних газопроводів.

Необхідно відзначити, що на сьогоднішній день не маєтся науково-обґрунтованих принципів доцільності використання будь-якої організаційної форми системи ТОіР ЛЧ МГ з врахуванням специфіки експлуатації конкретної газотранспортної системи. Це обумовлює необхідність розробки методики формування оптимальної організаційної структури системи

ремонтно-експлуатаційного обслуговування і раціональної схеми розміщення РЕП у регіоні обслуговування складної мережі МГ.

Кожна з перерахованих форм організації системи обслуговування МГ характеризується визначеним рівнем концентрації матеріально-технічних і інших ресурсів. Однією з основних тенденцій, що склалися в галузі, є централізація обслуговування газотранспортних магістралей, котра створює умови для більш ефективного й ощадливого використання матеріально-технічних і трудових ресурсів, впровадження нової високопродуктивної техніки і передових методів проведення ремонтно-відновлювальних робіт, що, в остаточному підсумку, дозволяє домогтися скорочення експлуатаційних витрат і втрат у результаті виникнення несправностей і аварій на лінійній частині магістральних газопроводів, підвищити оперативність і продуктивність ремонтних підрозділів, забезпечити надійну і безперебійну роботу газотранспортну систему.

В працях вчених галузі Е.І. Яковлева, К.Е. Ращепкіна, А.Ф. Комягіна, З.Т. Галиулліна й ін. уперше на наукову основу були поставлені питання розробки й вдосконалювання централізованого обслуговування і ремонту магістральних трубопроводів [3, 14, 15, 52, 76].

Заслужують на увагу розробки по централізації системи аварійно-відбудовного обслуговування магістральних і промислових нафтопроводів, що вирішують подібні задачі стосовно до транспорту нафти.

В області організації ефективного обслуговування ТОіР присутні дві тенденції [ 26], що мають право на існування: централізація і децентралізація. Завдання полягає у виборі оптимального співвідношення між ними в рамках єдиної системи ТОіР. Адекватність одержуваних при реалізації подібної задачі рішень визначає рівень ефективності експлуатаційного обслуговування трубопровідних систем [46].

Створення централізованої системи обслуговування магістральних трубопроводів забезпечує умови для впровадження і використання сучасних високопродуктивних методів ТОіР, прогресивної техніки [27, 52]. На основі

математичних методів теорії масового обслуговування економічно обґрунтована ефективність централізованих форм організації лінійних експлуатаційно-ремонтних служб [60]. Однак, не розглянуте питання формування раціональної структурної схеми розміщення виробничих підрозділів у системі ТОіР.

Дослідження показують, що централізована система обслуговування в 1.5 рази ефективніше традиційної децентралізованої при використанні сучасних швидкохідних засобів транспортування РЕП у ході роботи [80].

На сьогоднішній день проведений ряд досліджень по розробці схеми розміщення пунктів базування РЕП і визначенню ділянок обслуговування на ЛЧ [24, 71]. Основою для рішення подібних задач є показники безвідмовності досліджуваної системи. Звичайно для характеристики надійності використовується показник середньої інтенсивності аварій (відмовлень) за одиницю часу  $\lambda$ , обумовлений статистично. В залежності від умов експлуатації середня інтенсивність відмовлень ЛЧ МГ коливається від  $0.2 \cdot 10^{-3}$  1/км рік до  $1.5 \cdot 10^{-3}$  1/км рік [17,63]. Статистика по відмовленнях дозволяє побудувати, так звану, епюру надійності. Далі вибираються ділянки з підвищеною аварійністю і ставиться задача оптимального розміщення пунктів базування РЕП (АВП) за критерієм мінімального часу на доставку техніки і людей на трасу для проведення АВР (задача "комівояжера"). При цьому враховується структура дорожньої мережі шляхом використання спеціальних коефіцієнтів:

- коефіцієнта збігу траси трубопроводу з під'їзними коліями:

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

де  $L$  - довжина ділянки трубопроводу;  $l_i$  - довжина автодоріг на ділянках рівнобіжного проходження траси.

- коефіцієнта удалености траси від автодоріг:

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

де  $h_i$  - віддалення автодороги від траси;  $n$  - число ділянок.

- коефіцієнта перетинань траси трубопроводу з автомобільними дорогами:

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

де  $N$  - число перетинань автодорогами траси трубопроводу.

Час доставки визначається як функція:

$$t_a = f(K_c, K_v, K_n) \quad (1.4)$$

Шляхом прорахунку варіантів розміщення пунктів розміщення АВП визначається найкраща схема обслуговування системи трубопроводів.

Інший підхід складається у визначенні оптимального плеча обслуговування газопроводу за умови базування АВП безпосередньо на трасі (наприклад, на промплощадці КС) [70]. Як критерій розрахунку  $l_{opt}^*$  прийняті сумарні питомі витрати, включаючи витрати на АВБ і на резервування при недопоставці газу споживачу. З результату отримане наступний вираз для оптимального плеча обслуговування:

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

де  $3$  - річні експлуатаційні витрати;  $E$  - нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень;  $K$  - капітальні вкладення;  $V$  - швидкість транспортування АВП;  $3_v$  - питомі витрати по резервуванню;  $\lambda$  - інтенсивність відмовлень;  $n$  - число ниток;  $L$  - загальна довжина МГ;  $C$  - коефіцієнт варіації часу;  $X_*$  - корінь рівняння  $\Phi(x) = \beta$ .

Існуючі шляхи вдосконалювання ремонтно-експлуатаційного обслуговування газотранспортних систем мають три основних напрямки [15, 56]:

- зниження питомих витрат на відбудовні роботи в ході ТОіР;
- зменшення витрат газу в атмосферу;
- зниження збитку і тривалості простою газопроводу в результаті аварії (недовідпускання газу).

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

Методи досягнення цих цілей дуже різні і поєднують у собі задачі вдосконалювання технології виконання робіт, впровадження нової техніки і засобів малої механізації, оптимізації планування й організації робіт з ТОіР, доцільній централізації і спеціалізації РЕП, раціональному розміщенню лінійних служб і підрозділів, організації ефективної системи матеріально-технічного постачання.

Наукові розробки в цій області поєднують широке коло питань вдосконалення технічних засобів для виробництва ТОіР на об'єктах ЛЧ, технології і нових методів ремонту й обслуговування лінійної частини, оптимальної організації і керування процесом контролю і відновлення МГ [42, 65, 83].

Можна відзначити наступні тенденції розвитку системи ТОіР ЛЧ МГ:

- розвиток і широке впровадження в практику експлуатації газотранспортних систем нових ефективних методів і технічних засобів контролю стану ЛЧ [18, 84, 85];
- розвиток високопродуктивних методів ремонту МГ із метою скорочення часу простою МГ (у тому числі без зупинки перекачування газу) [26, 31, 55];
- створення спеціалізованих служб і підрозділів по контролі стану ЛЧ. МГ (у тому числі повітряне патрулювання і дефектоскопія) з метою своєчасного виявлення й оперативної ліквідації аварій і ушкоджень [43, 65, 81];

- створення могутніх спеціалізованих підрозділів по усуненню великих аварій і виконанню планових робіт великого обсягу (АВП, базові ЛЕС і ін.).

Вибір раціональної технології й вдосконалення організації робіт при ТОіР ЛЧ МГ, у даний час здійснюється або на основі особистого досвіду окремих керівників, або шляхом найпростіших детермінованих розрахунків на мережних моделях за критерієм мінімуму тривалості робіт [61], трудозатрат [52]. Подібний підхід не дозволяє робити адекватну оцінку ефективності тих чи інших організаційно-технологічних рішень з врахуванням специфіки конкретної системи ТОіР, її структури, стратегій і режиму контрольно-відновлювальних заходів, стану і рівня безвідмовності ЛЧ, випадкового характеру появи і розвитку ушкоджень і відмовлень на МГ.

Однієї з найважливіших характеристик системи ТОіР ЛЧ МГ є режим функціонування РЕП у ході обслуговування. Режим функціонування визначається насамперед стратегією обслуговування, прийнятою в даній системі, і графіком (періодичністю) контрольно-відновлювальних заходів (КВЗ) [16, 19].

В даний момент, у зв'язку з "старінням" багатьох газопроводів системи газопостачання, підвищеними вимогами по безпеці і екологічності магістрального транспорту газу, особливо гостро стоїть питання забезпечення діючого й ефективного контролю стану лінійної частини в ході експлуатації. Діючі нормативні документи не містять конкретних рекомендацій з плануванню КВЗ на ЛЧ МГ і носять дуже загальний характер [53]. Причому, терміни проведення оглядів, їхня періодичність і обсяги повинні встановлюватися в рамках кожного підрозділу виходячи з конкретних умов (характер місцевості, наявність населених пунктів, технічний стан МГ і ін.). Приймаються такі рішення, як правило, без наукового опрацювання, на основі традиційних схем і інструкцій.

Широке поширення одержало вертолітне патрулювання траси газопроводів з використанням лазерного устаткування по виявленню витоків газу (типу "Огляд", "Локатор-М") автомобільне обстеження з

газоаналізаторами (типу "Шукач-1"), що характеризуються великою вартістю й експлуатаційними витратами. Так середня вартість однієї години роботи контрольної ланки, оснащеної "Локатором" складає 768 у.о., з яких на аренду вертольота іде в середньому 530 у.о. [70].

Аналіз закордонного досвіду експлуатаційного обслуговування МГ і наукових розробок у цій області показує, що велика частина досліджень присвячена питанням удосконалювання старих і створення нових методів і технічних засобів контролю стану ЛЧ, перспективних технологій і механізмів для проведення ремонтно-відновлювальних робіт [ 77, 84, 86,90 ].

Не розглядаються питання ефективності використання тих чи інших технічних засобів у ході технічного обслуговування і ремонту, планування термінів профілактики і контролю лінійної частини та її елементів з врахуванням нерівномірного розподілу показників надійності по довжині траси, випадкового характеру появи відмовлень і ушкоджень. Не вирішені задачі організації територіально-виробничої системи ТОіР складної регіональної мережі МГ з урахуванням конфігурації ЛЧ. Питання вибору раціональних стратегій ТОіР ЛЧ МГ розглядаються на основі загальних підходів і методів теорії надійності складних систем, пропонується спрощена модель руйнування ізолюваного газопроводу і методика оцінки кількісних показників безвідмовності [16, 29, 47]. Однак, у запропонованих моделях не враховується можливість використання різних методів і засобів контролю стану МГ, що характеризуються визначеною вартістю і дозволеною здатністю. Не розглядаються питання стратегічного планування КВЗ на окремих елементах (зосереджених об'єктах) ЛЧ МГ, що вимагають сполученого виконання контрольних, профілактичних (чи регулювальних) робіт з метою виявлення схованих відмовлень [56, 73]. Має істотний вплив на ефективність контрольних-відновлювальних заходів структура, потужність і спеціалізація ремонтно-експлуатаційних підрозділів. Вказані параметри багато в чім визначають прийняту технологію та оснащеність бригад і

підрозділів, характер робіт у потоці, вимоги на ремонтно-відновлюванеробленогоофілактичне обслуговування.

#### **1.4 Конкретизація задач дослідження**

На основі проробленого аналізу літератури джерел літератури з питань оптимізації методів експлуатації систем транспорту газу в умовах сезонної нерівномірності завантаження встановлено, що проблема вибору раціональних енергозберігаючих технологій та режимів роботи і експлуатації в таких випадках є актуальною і потребує негайного вирішення, оскільки експлуатаційні затрати в часі постійно збільшуються

Наявність підземного сховища газу в газотранспортній системі згладжує сезонну нерівномірність газоспоживання, однак при цьому зростають енергозатрати на зберігання газу. Отже, при загальному зниженні енерговитрат газотранспортної системи виникають локальні задачі оптимізації енергорежимів роботи системи.

Технічний стан газопроводів прийнято оцінювати показниками надійності, які залежать від параметрів режиму роботи і особливо від їх коливання в часі. Тому сезонне неповне завантаження газотранспортної системи призводить до зниження надійності внаслідок коливань тиску. Це обумовлює можливість пришвидшення процесів внутрішньої корозії, виникнення стрес-корозії, що в кінцевому результаті призведе до зниження надійності газозабезпечення споживачів.

В умовах сезонної нерівномірності навантаження транспортної системи як критерії оптимальності режимів роботи слід вважати мінімум енергозатрат на транспорт газу і максимум експлуатаційної надійності газопроводу. Беручи до уваги перший з цих критеріїв, можна здійснити вибір принципу оптимізації режимів з визначеної множини допустимих. Другим критерієм встановлюються оптимальні засади технічного обслуговування газопроводів та обладнання газотранспортного комплексу. Для практичної реалізації

вказаних принципів слід виокремити стратегічні напрямки і методи вибору раціональних режимів і обслуговування системи транспорту газу.

Виходячи з окреслених завдань, що ставляться до практичної експлуатації газотранспортного комплексу і опираючись на результати аналізу науково-технічної літератури в даному напрямку, можна виокремити мету і наступні задачі досліджень:

Мета роботи полягає у встановленні закономірностей енергоефективної експлуатації газотранспортної системи в комплексі з підземним сховищем газу і розробці заходів забезпечення надійності газопостачання.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні завдання:

4. Встановлення закономірностей енергоефективності експлуатації газотранспортних систем в комплексі з підземним сховищем газу в умовах сезонної нерівномірності газоспоживання
5. Розробка заходів підвищення надійності газопостачання на основі вдосконалення процесу обслуговування.
6. Прогнозування раціональних заходів обслуговування об'єктів газотранспортних систем в умовах сезонної нерівномірності їх завантаження

## РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ НЕРІВНОМІРНОСТІ ГАЗОСПОЖИВАННЯ

Магістральний газопровід як єдина енергосистема характеризується не тільки витратами енергії на привід газоперекачувальних агрегатів, але й великими обсягами транспортування середовища, яке в свою чергу є енергоносієм. Нарощування довжини магістрального газопроводу вимагає зростання кількості компресорних станцій, що призводить до збільшення витрати енергії на транспортування або зниження пропускної здатності, тобто зменшення подачі енергоносія споживачу, що приведе до зростання питомих енергозатрат на транспорт. Тому зі збільшенням довжини магістрального газопроводу енергетична вартість перекачуваного газу умовно зменшується. Цей ефект може бути оцінений шляхом реалізації математичної модулі газопроводу створеної з урахуванням енергоемності компресорних станцій і енерговтрат в лінійних ділянках [56, 73].

В умовах неповного завантаження газотранспортної системи суттєве зниження продуктивності в порівнянні з пропускною здатністю призводить до розширення діапазону зміни максимального і мінімального тисків. Граничними варіантами допустимих режимів слід вважати наступні: максимальний, що характеризується максимальним значенням тиску на початку лінійної ділянки, і мінімальний, що характеризується мінімальними значенням тиску в кінці лінійної ділянки. Множина всіх решта допустимих режимів знаходиться в діапазоні між вказаними граничними [6,17].

Отже, при неповному завантаженні складної газотранспортної системи можливі варіації тисків газу в газопроводах при заданій постійній продуктивності. Діапазон можливих змін тиску обмежується зверху лінією депресії при максимальному початковому тиску і знизу – лінією депресії при мінімальному кінцевому тиску. Порухення вказаного діапазону може призвести до руйнування трубопроводу за рахунок перевищення

допустимого тиску або до відмови нормальної експлуатації відцентрових нагнітачів на КС за рахунок пониження тиску нижче від мінімально допустимого. Процес формування депресії тиску в кожний поточний момент при зміні величини продуктивності є нестационарним і характеризується коливанням тисків з певною частотою і амплітудою. Суперпозиція тисків при верхній граничній лінії депресії може призвести до перевищення початкового тиску, а при нижній граничній лінії депресії – до пониження тиску нижче за допустимий [26, 33].

Методи аналізу роботи елементів газопостачання можна розділити на теоретичні (математичні), експериментальні і експериментально-теоретичні. Теоретичний аналіз може бути аналітичним або чисельним, таким, що проводиться за допомогою сучасних комп'ютерних систем.

У першому випадку ми отримуємо результати у вигляді формул, що дозволяють досить просто і наочно простежити залежність вихідних координат від початкових даних, структури системи і її параметрів. Проте іноді зв'язки настільки складні і які важко простежуються, що для кожного випадку треба проводити розрахунок з урахуванням нелінійності, інерційності, змінності в часі параметрів. Аналітичні рівняння отримують шляхом теоретичного аналізу процесів тепло- і масопереносу, фізико-хімічних перетворень і т. д.

Найбільші труднощі виникають при нестационарних режимах експлуатації ГПА, оскільки їх робота на непроектованих режимах призводить до неповного згоряння пального, що в свою чергу викликає забруднення атмосфери.

Узагальнюючи викладене, можна зробити висновок про необхідність прогнозування енергозберігаючих технологій і процесів в складних газотранспортних системах, що включають підземні сховища газу.

## **2.1 Сезонна нерівномірність газоспоживання і її характеристики**

Експлуатація транзитної газотранспортної системи в умовах сезонної нерівномірності газоспоживання передбачає зміни обсягів транспортування газу на протязі року, що викликає необхідність в прогнозуванні енергоефективних стаціонарних режимів роботи системи. Для прогнозування поведінки системи транспорту газу в умовах сезонної зміни режимів експлуатації важливо оцінити характеристики процесу газоспоживання на протязі року. Така задача вимагає проведення детального обстеження енергоефективності газотранспортної системи, що передбачає системне дослідження на протязі значного періоду часу. Тому актуальним питанням є створення спрощених методик оцінки енергоефективності газотранспортної системи і оперативного прогнозування стаціонарних режимів її експлуатації.

Вирівнювання сезонної нерівномірності газоспоживання вимагає використання об'єктів зберігання газу в період зниження обсягів газоспоживання, в якості яких використовуються підземні сховища газу (ПСГ). Під'єднання ПСГ до газотранспортної системи як її енергоємкого елемента призведе до зростання енерговитрат на транспортування газу в цілому, однак експлуатація ГТС без ПСГ викликає необхідність використання додаткових потужностей в період максимального газоспоживання і виключення їх з процесу експлуатації в період спаду споживання газу, що викликає додаткові перевитрати енергії і збільшує екстенсивність використання потужностей.

Характер використання ємностей підземного сховища газу на протязі року відзначається періодичністю, представлений на рисунку 2.1.

### 5 Заповнюваність ПСГ Європи, станом на початок місяця, %



Рисунок 2.1 – Заповненість ПСГ Європи впродовж року на протязі 2020-2021 років в % від максимум

Оскільки ступінь заповнення сховищ обернена до величини газоспоживання, то приведені характеристики наповненості ПСГ впродовж року дозволяють побудувати залежності величини споживання газу, тобто характер нерівномірності газоспоживання

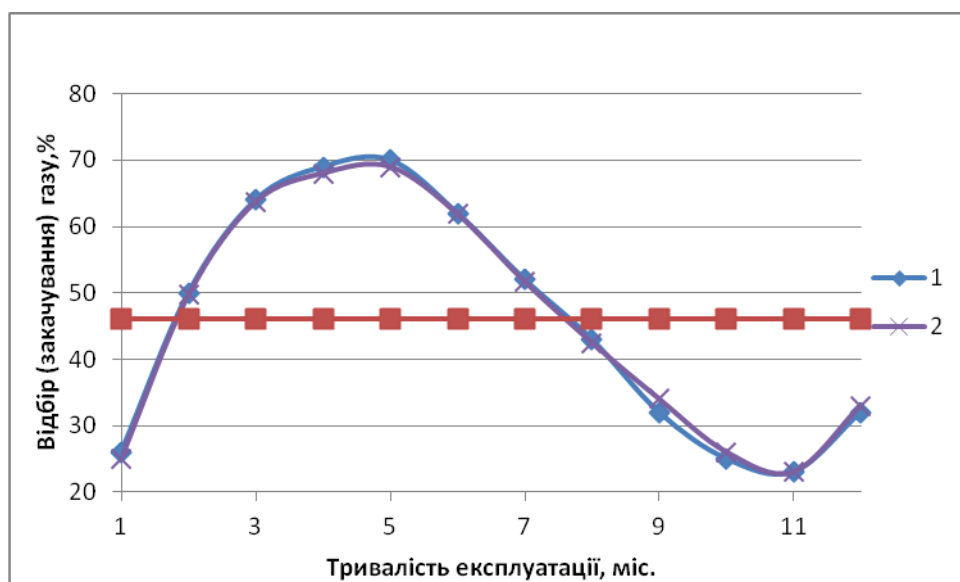


Рисунок 2.2 Характер відбору (закачування) газу (1) і його синусоїдальна апроксимація (2)

На рисунку 2.2 представлено характер роботи підземних сховищ газу протягом 2021 року у вигляді кривої газоспоживання по місяцях та її апроксимація синусоїдою

$$Q(t) = Q_{cp} + A \sin\left(\frac{\pi}{6}(t + \varphi)\right), \quad (2.1)$$

де :  $Q_{cp}$  - середньорічний обсяг газоспоживання;

$A$  – амплітудне значення функції газоспоживання;

$\varphi$  - фазове зміщення.

Як відомо [35], відношення максимального обсягу газоспоживання до його середньої величини за певний період характеризується коефіцієнтом нерівномірності газоспоживання

$$k_n = \frac{Q_{max}}{Q_{cp}} \quad (2.2)$$

Виходячи з (2.1) і (2.2), одержимо

$$k_n = \frac{Q_{cp} + A}{Q_{cp}} = 1 + \frac{A}{Q_{cp}}.$$

Звідки

$$A = (k_n - 1)Q_{cp} \quad (2.3)$$

Тоді (2.1) представиться у вигляді

$$Q(t) = Q_{cp} (1 + (k_n - 1) \sin\left(\frac{\pi}{6}(t + \varphi)\right)) \quad (2.4)$$

Якщо змістити вісь ординат на кут  $\varphi$ , то на основі (2.4) можна визначити обсяг активного газу в сховищі, необхідний для вирівнювання річної нерівномірності газоспоживання

$$P_H^2 = P_K^2 + \frac{\lambda \Delta z TL}{c^2 D^5} (Q_{cp} - Q_3)^2 \quad (2.5)$$

Очевидно, що об'єм активного газу, визначений за (2.5), дозволить вирівняти сезонну нерівномірність газоспоживання, яка характеризується значенням коефіцієнта нерівномірності газоспоживання на даний поточний період часу. Однак, як показує досвід експлуатації складних газотранспортних систем в комплексі з ПСГ, сезонна нерівномірність газоспоживання може суттєво змінюватися на протязі періоду тривалістю декілька років. Тому виникає проблема в створенні ПСГ на тривалий період, пов'язана з вибором об'єму активного газу. При цьому слід враховувати не тільки міру вирівнювання сезонної нерівномірності газоспоживання, але й зміну енерговитрат по газотранспортній системі, включаючи комплекс газозберігання.

Відомо [35], що наявність ПСГ в системі транспортування газу призведе до зниження загального коефіцієнта корисної дії (ККД) газотранспортного комплексу, оскільки передбачається додаткова витрата енергії на процеси закачування і відбору газу зі сховища. Однак, завдання оптимізації енерговитрат повинно полягати в мінімізації сумарних енерговитрат на забезпечення споживачів газом. Зокрема, важливим питанням оптимального планування системи транспортування газу є питання про вплив обсягу активного газу в сховищі на загальні енерговитрати в процесі газозабезпечення споживачів.

## **2.2 Дослідження енергоефективності газотранспортної системи в комплексі з ПСГ**

З метою встановлення закономірностей впливу об'єму активного газу в ПСГ на загальну енергоефективність системи газопостачання розглянуто спрощену схему газотранспортного комплексу з включенням сховища після

останньої лінійної компресорної станції магістрального газопроводу (КС), оскільки в [35] показано, що в такому випадку розміщення ПСГ на трасі енерговитрати на транспортування газу мінімальні. Вважатимемо, що дана КС, як і всі інші, працює з середньорічною продуктивністю  $Q_{cp}$  при сталому тиску на вході  $P_B$  і тиску на виході  $P_H$ , і подає газ споживачам по кінцевій ділянці газопроводу довжиною  $L$  і діаметром  $D$ . Паралельно до КС під'єднано систему газопроводів і шлейфів для подачі газу в ПСГ еквівалентним діаметром  $d_e$  і довжиною  $l$ , яка містить також дотискувальну компресорну станцію (ДКС) і закінчується укрупненою свердловиною для закачування газу в пласт діаметром  $d_y$  і глибиною  $H$ . При середній продуктивності КС і кінцевому тиску  $P_K$  початковий тиск (на виході КС) складатиме [35]

$$P_H^2 = P_K^2 + \frac{\lambda \Delta z T L}{c^2 D^5} (Q_{cp} - Q_3)^2, \quad (2.6)$$

де  $Q_3$  - витрата газу для закачування в ПСГ на кожен момент часу.

Для системи подачі газу в продуктивний горизонт ПСГ матимемо залежність тиску на виході КС від параметрів системи закачування газу і пластового тиску в сховищі.

Система закачування газу в пласт є складною трубопровідною системою з паралельним і послідовним з'єднанням трубопроводів. Для кожної з ланок цієї системи, включаючи продуктивний горизонт можна записати рівняння:

– для продуктивного горизонту:

$$P_H^2 = P_{nl}^2 e^{2s} + aQ_3 + bQ_3^2 + c_c Q_3^2 \quad (2.7)$$

де  $a, b$  – коефіцієнт фільтраційного опору.

– для стовбура укрупненої свердловини:

$$P_G^2 = P_B^2 e^{2s} + \frac{Q_3^2}{\theta^2} \quad (2.8)$$

– для підвідного еквівалентного газопроводу

$$P_H^2 = P_r^2 + CQ_3^2 \quad (2.9)$$

де  $P_r$  – тиск на гирлі укрупненої свердловини;

$$s = 0,031415 \frac{\Delta H}{zT}$$

$$\theta = 0,0133\lambda \frac{(zT)^2}{d_y^5} (e^{2s} - 1)$$

$$C = \frac{\lambda \Delta z T l}{c d_e^5}$$

Рівняння (2.7)-(2.9) складають систему, з якої, виключивши проміжні значення тисків, отримаємо:

$$P_H^2 = (P_{nl}^2 + aQ_3 + bQ_3^2)e^{2s} + (\theta e^{2s} + C)Q_3^2 \quad (2.10)$$

Позначимо

$$c_c = \theta e^{2s} + C$$

За аналогією з простим газопроводом будемо вважати коефіцієнт формули (2.10) коефіцієнтом газодинамічного опору системи збору газу, тоді отримаємо формулу, в якій коефіцієнт  $c_c$  залежить від гідравлічного опору кожного з елементів системи і свердловини, шлейфа-колектора [63, 64].

$$P_H^2 = P_{nl}^2 e^{2s} + aQ_3 + bQ_3^2 + c_c Q_3^2 \quad (2.11)$$

Залежності (2.6) і (2.11) дозволяють визначити тиск на виході КС впродовж періоду закачування газу з темпом щомісячного закачування  $Q_3$ , який визначається залежністю (2.4). Очевидно, що визначені таким чином тиски на виході КС повинні бути (з технологічної точки зору) рівними. Якщо ця рівність не спостерігається, то тиск на виході КС приймається більшим з двох визначених числових значень. При цьому, якщо більшим виявився тиск, знайдений за (2.11), то це призведе до підвищення тиску в кінці магістрального газопроводу; в протилежному випадку - до збільшення репресії на пласт. В обидвох випадках матиме місце перевитрата енергії на

транспортування і зберігання газу, що призведе до пониження загального ККД системи транспорту газу.

Як відомо [ 2,3 ], для оцінки енергоефективності технічної системи, в якій відбувається перетворення енергії і виконання роботи, загальноприйнято користуватися поняттям коефіцієнта корисної дії (ККД) системи, який визначається відношенням корисно виконаної роботи до загальних витрат енергії.

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

$$\eta = \eta_1 \eta_2 \dots \eta_n = \prod_1^n \eta_i$$

Виходячи з класичного визначення коефіцієнта корисної дії, для розрахунку його величини в умовах газотранспортної системи та газової мережі як її елементу необхідно встановити величину корисної роботи і загальну витрату енергії. Корисною може вважатися робота виконана для переміщення заданої кількості газу на певну віддаль при зумовлених величинах тисків і температур.

Якщо транспортовану кількість газу віднести до одиниці часу, то корисна робота розглядатиметься як витрата потужності, яка для потоку середовища в трубах виражається залежністю [3]:

$$N_k = Q \cdot \rho \cdot g \cdot H, \quad (2. 12)$$

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

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

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

$$\Delta P = \rho \cdot g \cdot H = P_n - P_k, \quad (2.13)$$

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

$$Q = \frac{M}{\rho_{cp}} = \frac{Q_{cm} \cdot \rho_{cm}}{P_{cp}} \cdot z_{cp} \cdot R \cdot T_{cp} = Q_{cm} \cdot \frac{P_{cm}}{P_{cp}} \cdot \frac{T_{cp}}{T_{cm}} \cdot z_{cp}, \quad (2.14)$$

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

Використавши (2.13) і (2.14) одержимо для корисної роботи, віднесеної до одиниці часу

$$N_k = Q_{cm} \cdot \frac{P_{cm}}{P_{cp}} \cdot \frac{T_{cp}}{T_{cm}} \cdot z_{cp} \cdot (P_n - P_k). \quad (2.15)$$

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

$$\eta = \frac{N_k}{N_k + N_{\text{втр}}} = \frac{\lambda_m}{\lambda_\phi} \quad (2.16)$$

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

Енергетичні втрати при транспортуванні і підземному зберіганні газу компенсуються за рахунок потужності КС і в кінцевому рахунку витратою паливного газу. Потужність газоперекачувальних агрегатів (ГПА) на КС і ДКС може бути знайдена з умови ізотермічного стиску [3]:

$$N_\Sigma = Q_{\text{ВКС}} P_{\text{ВКС}} \ln \frac{P_{\text{НКС}}}{P_{\text{ВКС}}} + Q_{\text{ВЗДКС}} P_{\text{ВДКС}} \ln \frac{P_{\text{НДКС}}}{P_{\text{ВДКС}}} \quad (2.17)$$

де  $Q_{\text{ВКС}}, Q_{\text{ВЗДКС}}$  об'ємні продуктивності КС і ДКС за умов входу (тисках  $P_{\text{ВКС}}$ , і температурах  $T_{\text{ВКС}}, T_{\text{ВДКС}}$ ).

Після приведення продуктивності станцій до стандартних умов отримаємо

$$N_\Sigma = Q_{\text{КС}} \alpha_1 \ln \frac{P_{\text{НКС}}}{P_{\text{ВКС}}} + Q_3 \alpha_2 \ln \frac{P_{\text{НДКС}}}{P_{\text{ВДКС}}}. \quad (2.18)$$

$$\alpha_1 = \frac{P_{\text{см}} T_{\text{ВКС}} Z_{\text{ВКС}}}{T_{\text{см}}}$$

$$\alpha_2 = \frac{P_{\text{см}} T_{\text{ВДКС}} Z_{\text{ВДКС}}}{T_{\text{см}}}$$

$$N_\Sigma = \ln \left[ \left( \frac{P_{\text{НКС}}}{P_{\text{ВКС}}} \right)^{Q_{\text{КС}} \alpha_1} \left( \frac{P_{\text{НДКС}}}{P_{\text{ВДКС}}} \right)^{Q_3 \alpha_2} \right] \quad (2.19)$$

Як зазначалося вище, завдяки наявності ПСГ в системі газопостачання стандартна продуктивність КС не змінюватиметься впродовж року. Продуктивність закачування газу в сховище визначається залежністю (2.6). Збільшення обсягу закачаного газу призводить до зростання пластового тиску, і, як наслідок, зростання тиску на виході КС, який за певний час досягне максималбно допустимого значення в магістральному газопроводі, що свідчитиме про початок періоду компресорного закачування газу, який

триватиме до кінця процесу закачування. В процесі компресорного закачування газу працюватиме ДКС, тому енерговитрати на транспортування з урахуванням зберігання газу зростуть. Їх можна визначити на основі (2.19), знаючи термін компресорного періоду закачування.

З метою аналізу впливу характеристик ПСГ на енергоефективність системи транспортування газу розглянуто гіпотетичний газопровід з параметрами, зазначеними вище, з включенням ПСГ з мінімальним пластовим тиском 40 бар і максимальним 120 бар. Розрахунки, проведені за запропонованою методикою, у вигляді графіків приведено на рисунку 2.3.

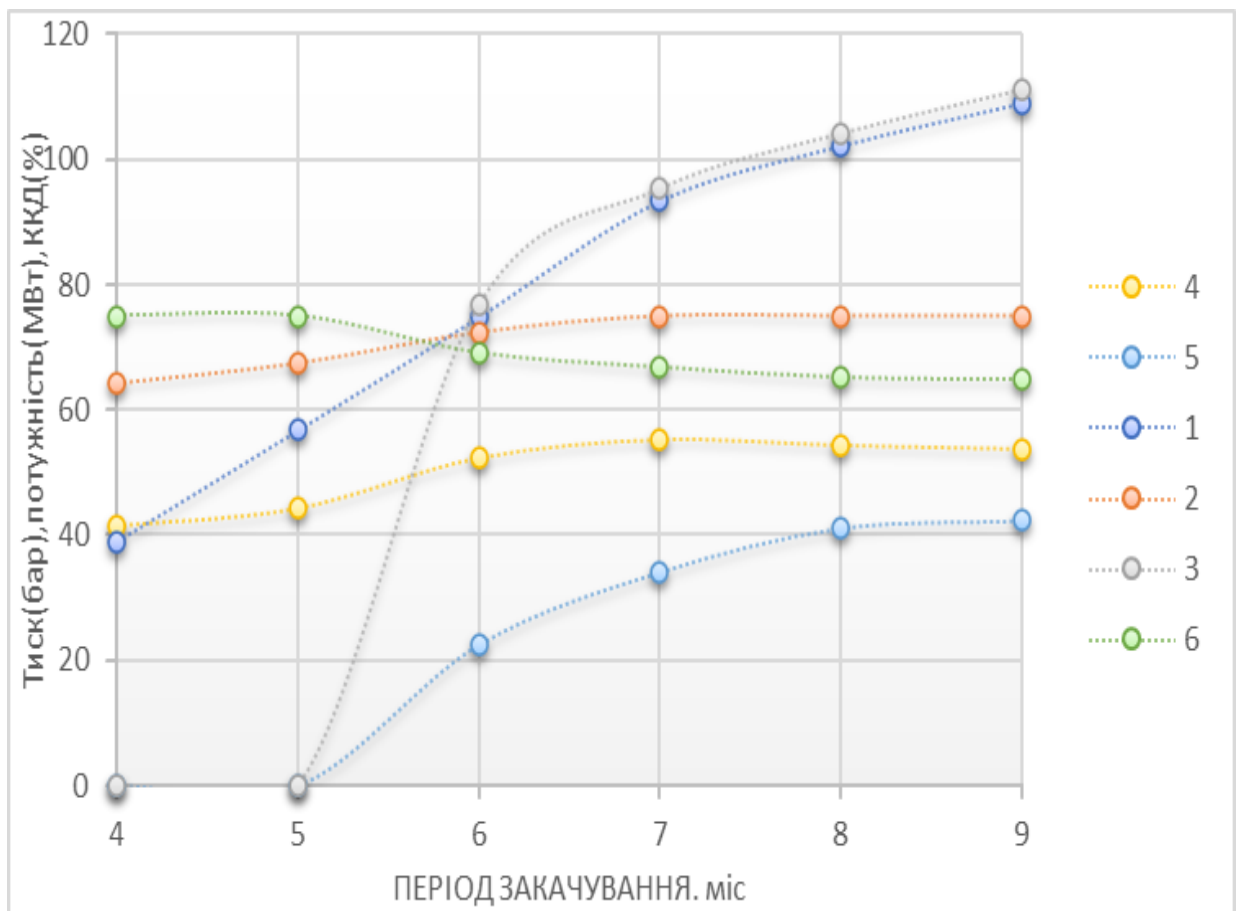


Рисунок 2.3 – Енергетична характеристика системи в період процесу закачування газу

- 1 – зміна пластового тиску(бар); 2 – зміна тиску на виході КС (бар);
- 3 - зміна тиску на виході ДКС (бар); 4 – зміна потужності КС (МВт);
- 5 - зміна потужності ДКС (МВт); 6 – зміна ККД (%).

Аналіз результатів розрахунку показує, що в період компресорного закачування газу енергоефективність газотранспортної системи знижується, про що свідчить падіння ККД. Такий висновок пояснюється зростанням енергозатрат на закачування газу в сховище ГПА, встановленими на ДКС. Збільшення об'єму активного газу призведе до зростання витрати газу  $Q_3$ , що в свою чергу вплине до зростання потужності ДКС в період закачування. З іншого боку зростання  $Q_3$  призведе до зменшення витрати газу полінійній ділянці газопроводу  $(Q_{cp} - Q_3)^2$ , що викличе зменшення тиску на виході КС, і, як наслідок, зменшення її потужності. Отже, з одного боку збільшення об'єму активного газу викличе зростання енерговитрат на компресорне закачування газу в сховищу, з іншого – зниження потужності лінійної КС магістрального газопроводу. В зв'язку з сказаним залежність енерговитрат на транспортування газу з урахуванням його зберігання в ПСГ від об'єму активного газу повинна мати мінімум, який характеризується максимальним ККД газотранспортної системи.

За розробленою методикою проведено розрахунки ККД системи транспортування газу в комплексі з ПСГ при різних значеннях величини відносного об'єму активного газу. При цьому номінальним об'ємом активного газу вважався об'єм, визначений на основі (2.4) за відомим коефіцієнтом сезонної нерівномірності газоспоживання. Результати розрахунків у вигляді графіків приведено на рисунку 2.4. Їх аналіз дозволяє зробити наступні висновки стосовно енергоефективності газотранспортної системи, яка включає ПСГ.

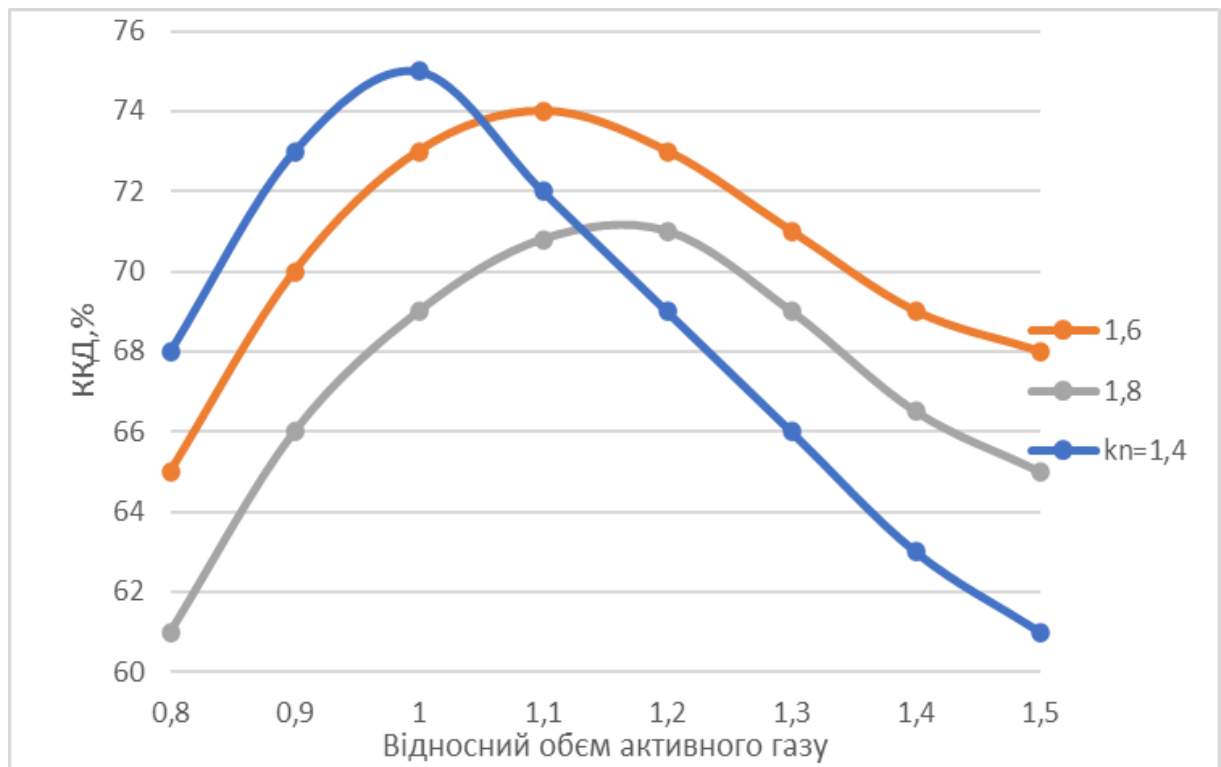


Рисунок 2.4 – Залежність ККД системи газопостачання від відносного об'єму активного газу

Залежність ККД системи транспортування газу в комплексі з ПСГ від його обсягу активного газу характеризується максимумом, який відповідає об'єму активного газу в сховищі з точки зору вирівнювання сезонної нерівномірності газоспоживання, тобто від величини коефіцієнта сезонної нерівномірності газоспоживання  $k_n$ . Відхилення вказаної залежності в меншу сторону значення відносного об'єму активного газу призведе до зростання потужності лінійної КС магістрального газопроводу при зменшенні потужності ДКС, при збільшенні об'єму активного газу зростають енергозатрати ДКС в період компресорного закачування газу при зниженні енергозатрат на перекачування газу по магістралі.

### 2.3 Порівняльний аналіз енергоефективності трубопровідного транспорту нафти і газу

Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів вимагає колосальних затрат енергії, яка передається потокові перекачуваного продукту в насосних агрегатах і в подальшому витрачається на подолання сил опору рухові рідини трубопроводами, забезпечуючи задану продуктивність. Очевидно, що не вся енергія, підведена до потоку рідини, витрачається строго на забезпечення заданих обсягів перекачування її трубопроводами, оскільки, як і у будь-якій технічній системі, мають місце енергетичні втрати. Тому викликає зацікавлення питання про визначення кількості корисно використаної енергії і величину енергетичних втрат [5,7].

Ряд науковців присвятили роботи з дослідження енерговитрат в системах транспортування нафти і газу. Тут, в першу чергу, слід відмітити праці Б.П. Поршаківа і його школи [1,2] в галузі газотурбінних двигунів газоперекачувальних агрегатів. Загальні енерговитрати представлялися через ККД її елементів. Однак, для перекачувальної станції або для газонафтотранспортної системи в цілому поняття коефіцієнта корисної дії не використовувалося. Це затруднює оцінку корисного використання енергії на транспортування нафти і газу з одного боку і не дає змоги пошуку шляхів скорочення енерговитрат з іншого.

В працях Грудза В.Я. і його школи [3-7] введено поняття ККД газотранспортної системи, яке визначається відношенням корисно виконаної роботи агрегатами для забезпечення заданого обсягу перекачування продукту до загальної підведеної енергії. В цьому аспекті виникають ряд питань про енерговитрати в системі, їх класифікацію і відносну величину. Ці важливі питання використання енергії розглядаються в даній роботі.

Вперше спроба оцінити структуру втрат енергії в потоці неперервного середовища приведена в працях Чарного І.А. [8] і стосувалася класифікації втрат енергії при русі газу в трубах. В подальшому Жидковою М.О. в [9,10]

зроблено спробу оцінити величину енерговтрат при нестационарному русі газу. Однак, найбільш повно структура втрат енергії в газовому потоці оцінена в [7].

Просторова модель процесу руху середовища в трубопроводі, представлена в [11], важко реалізується та для експериментальних досліджень малоперспективна внаслідок необхідності забезпечити подібність за значною кількістю критеріїв [12]. Тому ряд досліджень [10,11,12,13] дозволили прийти до висновку про можливість та доцільність одномірного моделювання руху середовища в трубопроводі. При цьому рух у трубі розглядається з постійними по перерізу труби швидкістю, температурою, тиском і густиною середовища. Зміна цих параметрів може здійснюватися тільки в одному напрямку – вздовж осі трубопроводу. Зазвичай, приймають швидкість руху потоку такою, що дорівнює середньомасовій, а температуру визначають як середньокалориметричну в даному перерізі [17].

Тоді математична модель одномірного руху газу в трубопроводі з урахуванням теплообміну може бути представлена у вигляді системи рівнянь [13]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \rho}{\partial x} + \alpha W \frac{\partial(\rho W)}{\partial x} + \rho g \frac{dh}{dx} + \frac{\partial(\rho W)}{\partial t} + \frac{\lambda \rho W^2}{2d} &= 0, \\ \frac{\partial(\rho W)}{\partial x} + \frac{\partial \rho}{\partial t} &= 0, \end{aligned} \quad (2.20)$$

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

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

в навколишнє середовище;  $D, d$  – зовнішній і внутрішній діаметри труби;  $\xi, \xi_c$  – коефіцієнти теплопровідності газу і стінки труби;  $F, F_c$  – площа перерізу трубопроводу і стінки;  $h$  – геодезична позначка траси газопроводу.

Перше рівняння системи (1), що звичайно називають рівнянням руху, побудовано на основі принципу Д’Аламбера шляхом суперпозиції сил, що діють на елемент суцільного рухомого середовища, на осі трубопроводу.

Перший член рівняння - градієнт тиску - виражає дію сил тиску на потік середовища, що рухається. Другий член враховує вплив на потік Коріолісової сили, викликані нерівномірністю розподілу швидкостей по перерізу труби. Враховуючи одномірність потоку та припущення рівномірності розподілу параметрів по перерізу труби, цим членом нехтують [11]. Третій член рівняння характеризує вплив гравітаційних сил на потік нафти, що рухається по похилій ділянці. Четвертий член рівняння виражає вплив сил інерції на потік середовища. П’ятий член рівняння – це вплив сил тертя на потік неперервного середовища.

Без урахування впливу на потік середовища Коріолісової сили рівняння руху може бути представлено у виді:

$$\frac{\partial P}{\partial x} + \rho g \frac{dh}{dx} + \frac{\partial(\rho W)}{\partial t} + \frac{\lambda \rho W^2}{2d} = 0. \quad (221)$$

Рівняння руху в формі (2.20) складне в реалізації, тому дослідники [12,13] із метою вирішення інженерних задач спрощують його шляхом відкидання деяких членів, що несуттєво впливають на процес. Однак досліджені структури різних видів гідравлічних утрат, що входять у (2.20) у вигляді окремих доданків, у літературі відсутні.

З метою визначення структури гідравлічних втрат під час руху реального середовища в нафтопроводі проведено аналіз технологічних режимів роботи системи нафтопроводів “Дружба”, на гірських ділянках експлуатації, зокрема на ділянках Куровичі - Жулино, Жулино – Сколе та Сколе –держжордон за період 2004 – 2011 рр. Всього розглянуто понад 3 тис. реальних режимів роботи вказаної системи нафтопроводів, які розділено

на 20 груп, кожна з груп об'єднувалася за характером технологічного режиму. З використанням параметрів технологічних режимів експлуатації нафтопроводів для кожної групи визначалися вказані види гідравлічних втрат, які входять у структуру рівняння (2.20). Необхідно зазначити, що з чотирьох складових сил у (2.20) три (крім першої) визначаються зовсім незалежно від даних щодо особливостей і властивостей розподілу тиску. Проте, якщо з чотирьох складових три визначені, то остання знаходиться однозначно. Отже, рівняння (2.20) визначає взаємозв'язок поля швидкостей і поля тиску. Кожна із складових моделі (2.20) знаходиться за усередненими в часі показниками.

Осереднене значення градієнта тиску визначалося з виразу:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial x}\right)_{\text{сер}} = \frac{P_{iO} - P_{iL}}{L}, \quad P_{iO} = \frac{1}{T} \int_0^T P(O,t) dt, \quad P_{iL} = \frac{1}{T} \int_0^T P(L,t) dt, \quad (2.22)$$

де  $T$  – проміжок часу, протягом якого здійснювалася реєстрація тисків.

Гравітаційні гідравлічні втрати визначалися з формули

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

де  $\rho_{\text{сер}}$  – густина нафти;  $i_{\text{сер}}$  – середній геометричний ухил газопроводу

$$i_{\text{сер}} = f/L^2;$$

$f$  – площа, обмежена профілем траси трубопроводу та горизонтальною лінією, що проходить через його початок;  $L$  – довжина ділянки.

Осереднена величина інерційних гідравлічних втрат визначалася з залежності

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

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

На основі виконаних розрахунків середня усереднена величина гідравлічних втрат на трасі визначалася як наступна різниця:

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

Частка кожного з видів гідравлічних втрат у загальній структурі визначилась стосовно середньої величини градієнта тиску.

Аналіз результатів розрахунків показує [17], що найбільшу питому вагу в загальній структурі гідравлічних втрат мають гідравлічні втрати на тертя. Середня величина цих втрат складає 82,74 %. Дисперсія цього виду втрат навколо середнього складає 11,12 %, а коефіцієнт варіації (10,8 %) найменший у загальній структурі гідравлічних втрат.

Гідравлічні втрати, пов'язані з впливом сил гравітації в загальній структурі втрат, займають найменшу частку (в середньому 7,84 %). У залежності від режиму експлуатації і характеру профілю траси питома величина цього виду втрат коливається в межах від 5,81 до 9,64 %, при цьому дисперсія навколо середнього мінімальна (1,8%), а коефіцієнт варіації складає 12,5 %. Очевидно, що ці втрати зумовлені як профілем траси трубопроводу, так і параметрами режиму [17].

Найнестабільнішими в загальній структурі втрат є гідравлічні інерційні втрати. В середньому їхня величина складає 21,75 % у загальній структурі втрат. У залежності від режиму роботи системи питома величина інерційних втрат коливається в межах від 2,19% до 41,29 % із дисперсією навколо середнього 19,54% і найбільшим коефіцієнтом варіації 64,7 %. Це свідчить про непередбачуваність величини інерційних втрат [17].

Проведений аналіз гідравлічних втрат показує, що на стабільність роботи нафтопроводу мають вирішальний вплив інерційні втрати, які є наслідком не стаціонарності експлуатаційних режимів нафтопроводу. Тому проведено кореляційний аналіз залежності інерційних втрат енергій від міри

не стаціонарності режиму, яка характеризувалася критерієм нестаціонарності [ 11 ]

$$N_t = \frac{\delta Q d}{\lambda w \tau},$$

де:  $\delta Q$  - відносна зміна витрати нафти в нестаціонарному процесі за час  $\tau$ ;  $d$  - внутрішній діаметр нафтопроводу;  $\lambda$  - коефіцієнт гідравлічного опору;  $w$  - усереднена в часі нестаціонарного процесу середня швидкість нафти в нафтопроводі.

Для кожної з 20 груп, що об'єднують технологічні режими системи нафтопроводів «Дружба» визначалося значення критерію не стаціонарності і всі види гідравлічних втрат енергії. В результаті побудовано графічні залежності, які приведено на рисунку 2.5.

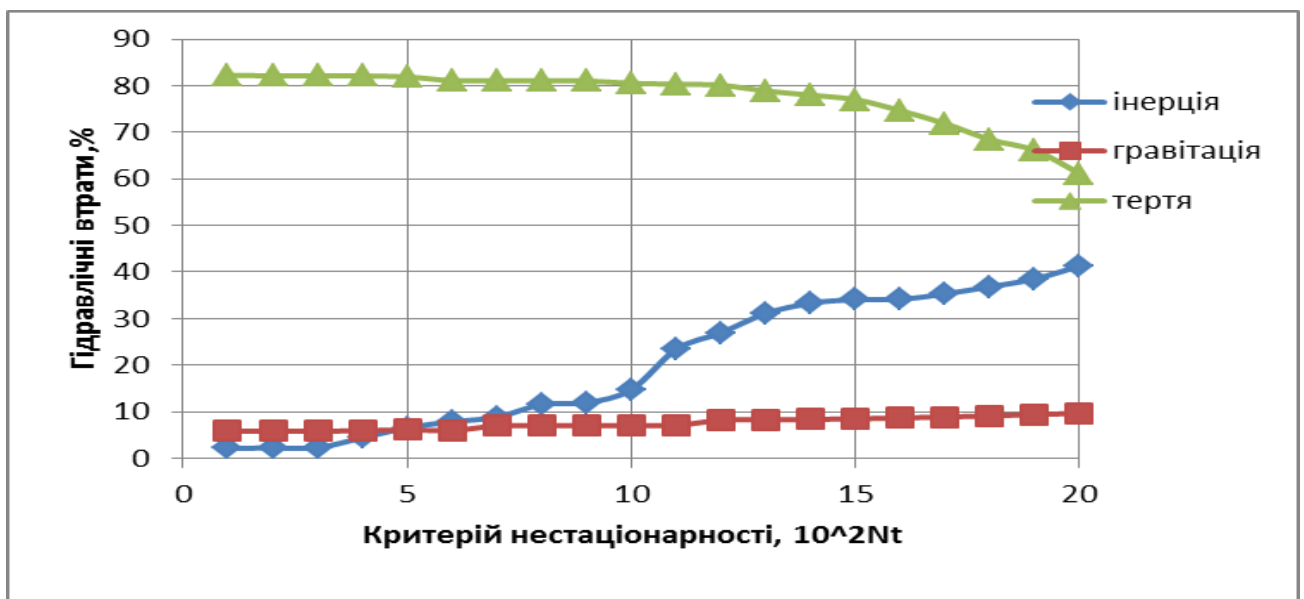


Рисунок 2.5 – Залежність гідравлічних втрат від критерію нестаціонарності технологічного процесу

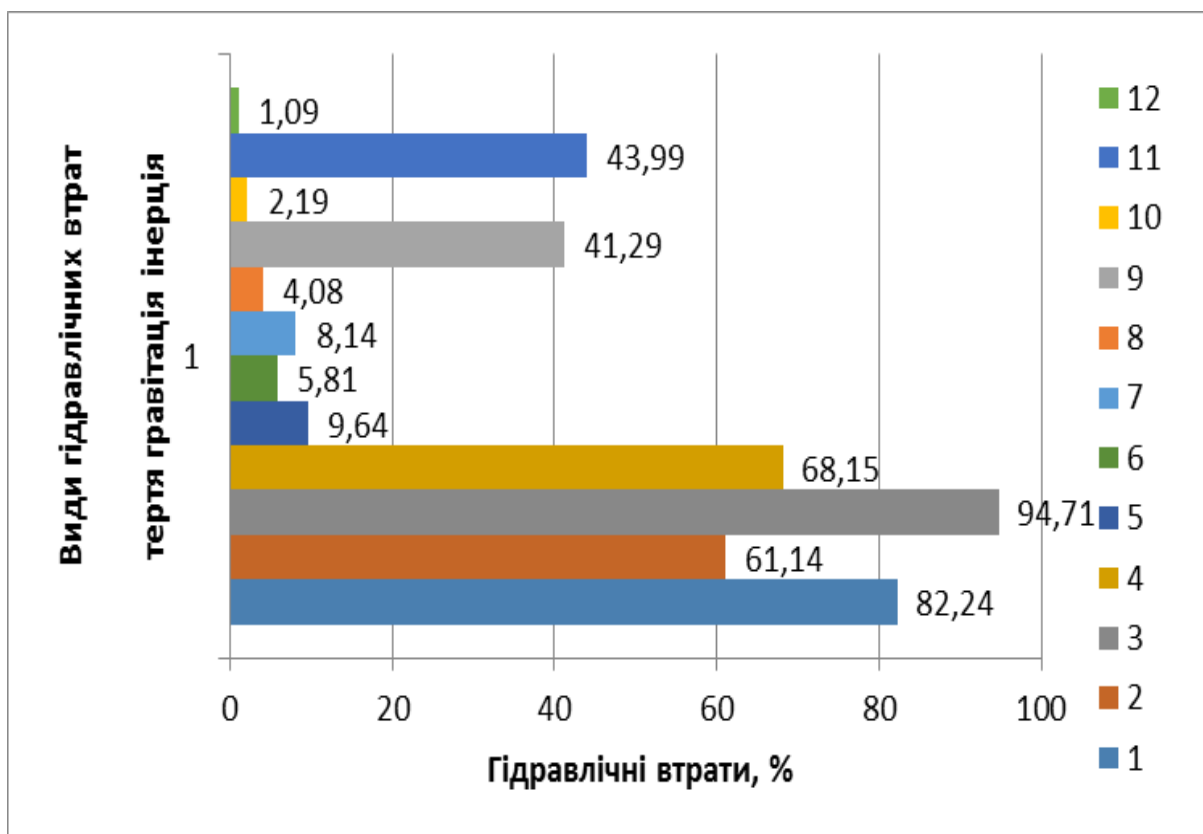
Проведений аналіз не передбачає поділ витрат енергії на корисні (тобто такі, що забезпечують виконання виробничої функції нафтопроводу – досягнення заданої пропускної здатності) та енергетичні втрати при транспортуванні і їх структуру. Тому на основі

даних про режими роботи системи нафтопроводів «Дружба» проведено дослідження з метою встановлення балансу енерговитрат при транспортуванні нафти.

Загальні енерговитрати на трубопровідний транспорт нафти розділено на корисне використання енергії та енергетичні втрати. До корисного використання енергії слід віднести енергозатрати, спрямовані на забезпечення заданої продуктивності нафтопроводу в умовах стаціонарного руху газу. Таке твердження базується на основному призначенні нафтопроводу. До енергетичних втрат при транспортуванні слід віднести всі інші види енергозатрат.

В роботах [7,11,14] наведено результати досліджень з встановлення структури енергетичних втрат в потоці газового середовища. Цікавим являється порівняння структури енергетичних втрат в газопроводах і нафтопроводах, для цього результати досліджень приведені у вигляді діаграми на рисунку 2.6.

Найбільш непередбачуваними як для газопроводів, так і для нафтопроводів являються інерційні втрати енергії [17], про що свідчить широкий діапазон їх зміни (2,19 – 41,29% для нафтопроводів і 1,09 – 43,99% для газопроводів). Вказаний вид гідравлічних втрат викликаний нестаціонарними процесами при транспортуванні продукту. В газопроводах нестаціонарність спостерігається практично неперервно, тривалість таких процесів значна. В нафтопроводах нестаціонарні процеси характеризуються значно коротшою тривалістю, оскільки швидкість розповсюдження збурень в потоці рідини значно перевищує швидкість розповсюдження збурень в газовому потоці, тобто прискорення нафтового потоку в нестаціонарному процесі значно перевищує прискорення потоку газу [17].



1,2,3,4 –гідравлічні втрати на тертя (1,2 в нафтопроводах max та min)  
(3,4 в газопровадах max та min)

5,6,7,8 –гравітаційні втрати (5,6 в нафтопроводах max та min)  
(7,8 в газопровадах max та min)

9,10,11,12 –інерційні втрати (9,10 в нафтопроводах max та min)  
(11,12 в газопровадах max та min)

Рисунок 2.6 – Діаграма різних видів гідравлічних втрат в нафтогазопровадах

Крім того, густина рідини значно більша за густину газу при робочих умовах, тому сили інерції, що виникають в нестационарному процесі потоку нафти значно перевищують сили інерції в газовому потоці. Однак, значно менша тривалість нестационарного процесу в нафтопроводі в порівнянні з газопроводом призводить до практично однакових енергетичних втрат в нафтопроводах і газопровадах [14].

Гравітаційні втрати енергії пов'язані з рухом продукту по нахилиних ділянках траси трубопроводу, причому для нафтопроводів вони залежать від перепаду геодезичних позначок початку і кінця траси, а для газопроводів має вплив характер профілю. Величина гравітаційних втрат пропорційна густині перекачуваного продукту, тому в нафтопроводах вони більші, ніж в газопроводах [11].

Гідравлічні втрати на тертя пропорційні витраті продукту по трубопроводу, тому робота сил тертя вважається корисно виконаною роботою для забезпечення заданої продуктивності нафто- чи газопроводу, тобто для використання трубопроводу за прямим призначенням [11].

Слід зауважити, що енергія потоку нафти складається з потенціальної, кінетичної та теплової. При русі нафти відбуваються перетворення енергії з одного виду в інший та виникають дисипаційні процеси. З точки зору гідродинаміки при русі нафти в трубах мають місце гідравлічні втрати енергії, суть яких зводиться до перетворення потенціальної енергії в кінетичну і далі у теплову, яка через стінки трубопроводу розсіюється в довкілля [17].

Зміна механічної енергії газу в потоці нафти може бути виражена залежністю

$$dE = d(pQ) \quad , \quad (2.23)$$

де  $E$  – механічна енергія потоку при тиску  $p$  і витраті  $Q$ .

Розглядаючи корисне використання енергії, відмітимо, що при цьому рух нафти повинен проходити в стаціонарному режимі, тому  $Q = const$  і  $dQ = 0$ . Тому

$$dE = dpQ \quad . \quad (2.24)$$

Диференціал тиску за умов одномірного стаціонарного руху середовища

$$dp = \frac{\partial p}{\partial x} dx \quad . \quad (2.25)$$

Використаємо диференціальне рівняння руху неперепвного середовища в формі

$$\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial(\rho W)}{\partial t} + \rho g \frac{dh}{dx} + \lambda \frac{\rho W^2}{2d} = 0 \quad . \quad (2.26)$$

Корисними енерговитратами при транспортуванні нафти слід вважати витрати енергії на роботу сил рідинного тертя для забезпечення заданої продуктивності нафтопроводу [6,17].. Тому для стаціонарного руху нафти в рівнинному трубопроводі з (6) отримаємо

$$\frac{\partial p}{\partial x} + \lambda \frac{\rho W^2}{2d} = 0 \quad ; \quad (2.27)$$

Тепер на основі (2.24), (2.25) та (2.27) отримаємо вираз для корисних енергозатрат

$$E_{\text{кор}} = \int_0^L Q \frac{\partial p}{\partial x} dx = \int_0^L \lambda Q \frac{\rho W^2}{2d} dx = \frac{8\lambda L M^3}{\pi^2 \rho^2 d^5} \quad . \quad (2.28)$$

де  $F, L$  – площа нормальшого перерізу і довжина ділянки нафтопроводу;  $M$  – масова витрата нафти.

До енергетичних втрат при транспортуванні нафти з точки зору фізичних уявлень про процес слід віднести втрати механічної енергії, пов'язані з роботою сил тертя і перетворенням у теплову енергію з наступним розсіюванням в довкілля, енергетичні втрати, пов'язані з дією сил інерції в потоці, та затрати енергії на підтримання напруженого стану трубопроводу [6,17].

Для визначення першого виду енерговтрат використаємо рівняння енергії газового потоку системи (2.20). Останні два члени рівняння

характеризують теплообмін між газом та навколишнім середовищем, причому останній член характеризує тепловіддачу від нафти до стінки трубопроводу, а передостанній – від стінки в довкілля.

Зауважимо, що рівняння енергії характеризує неізотермічний нестационарний процес у найбільш загальному вигляді. Надзвичайна складність рівняння не дозволяє отримати точний розв'язок для обчислення величини дисипації енергії газового потоку. Однак, наближена оцінка втрат внутрішньої енергії газу у вигляді теплопередачі від нафти в довкілля можлива шляхом об'єднання двох останніх членів та використання поняття повного коефіцієнта теплопередачі від нафти до навколишнього середовища на основі закону теплопередачі Ньютона. Тому дисипативні втрати енергії можна наближено оцінити залежністю [17].

$$E_{\text{дис}} = \pi k D L (T_{\text{cp}} - T_{\text{дов}}) \quad , \quad (2.29)$$

де  $D, L$  - діаметр і довжина нафтопроводу;  $T_{\text{cp}}, T_{\text{дов}}$  - середня температура нафти в нафтопроводі та температура довкілля;  $k$  – повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в довкілля [14]

$$\frac{1}{k} = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\xi_c} + \frac{1}{\alpha_2} \quad ,$$

З іншого боку, виходячи з рівняння балансу тепла, зміна теплової енергії потоку нафти на ділянці нафтопроводу визначається різницею початкової  $T_H$  та кінцевої  $T_K$  температур [17].

$$\Delta E_{\text{ен}} = M c_p (T_H - T_K) \quad . \quad (2.30)$$

Використовуючи (2.28), (2.30) можна визначити з певним наближенням дисипативні втрати енергії при транспортуванні нафти.

При транспортуванні нафти магістральним трубопроводом внаслідок високого тиску в порожнині труб метал стінки постійно знаходиться в

напруженому стані, на що витрачається певна частина енергії потоку. Напружений стан трубопроводу можна вважати плоским [14,15], що характеризується кільцевими  $\sigma_K$  та повздожніми  $\sigma_N$  напруженнями, які визначаються величиною внутрішнього тиску

$$\sigma_K = \frac{pd}{2\delta}; \quad \sigma_N = 0,25 \frac{pd}{\delta} \quad (2.31)$$

Питома потенціальна енергія формозміни в умовах напружено-деформованого стану стінок трубопроводу в загальному вигляді трьохвимірної моделі може бути визначена з залежності[17].

$$u_\phi = \frac{1+\mu}{3E} [\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^2 - (\varpi_1\sigma_2 + \sigma_2\sigma_3 + \sigma_1\sigma_3)] , \quad (2.32)$$

де  $\mu$  - коефіцієнт Пуасона;  $E$  – модуль Юнга.

Для плоского напруженого стану матимемо

$$u_\phi = \frac{1+\mu}{3E} [\sigma_K^2 + \sigma_N^2 - \varpi_K \sigma_N] .$$

Повна витрата енергії на підтримання напружено-деформованого стану трубопроводу[6,17].

$$U = \int_V u_\phi dV u_\phi , \quad (2.33)$$

де  $V$  – загальний об'єм металу стінок трубопроводу товщиною  $\delta$  .

$$V = \pi D \delta L .$$

Користуючись (2.32) і (2.33), можна визначити витрату енергії, що витрачається на підтримання напружено-деформованого стану трубопроводу.

Слід також зауважити, що в загальному випадку можуть мати місце втрати енергії, пов'язані з дією сил інерції в потоці  $\Delta E_{IH}$  (для умов нестационарного руху середовища). Питомі інерційні втрати енергії наближено можна оцінити на основі рівняння руху в вигляді [17].

$$\left( \frac{\partial(\rho W)}{\partial t} \right)_{cp} = \frac{1}{FT} \int_0^T |M_{t=0} - M_{t=T}| dt, \quad (2.34)$$

де  $T$  – тривалість нестационарного процесу.

Отже енергетичний баланс для потоку нафти в трубопроводі може бути представлений у вигляді суми

$$E = E_{кор} + \Delta E_{вт} + U + \Delta E_{IH} \quad .$$

При виключенні з цього балансу інерційних втрат, які характерні для нестационарних процесів в газопроводі, то можна чисельно оцінити в процентному співвідношенні максимально можливу частку корисних затрат енергії при транспортуванні нафти.

Розрахунки проведено для гіпотетичного нафтопроводу довжиною 100 км і діаметром 720x10 мм. В розрахунках було прийнято початковий тиск 6,4 МПа, кінцевий 0,5 МПа, початкову температуру 300К, температуру ґрунту 280К, транспортована нафта з розрахунковою масовою витратою 625,7 кг/с має вязкісно-температурну характеристику  $\nu = 12,7 \exp(-0,0326T)$ . За таких умов розрахункові витрати корисної енергії склали 3,149 МВт, дисипативні втрати енергії 7,026 МВт, витрати енергії на підтримання напружено-деформованого стану трубопроводу 0,228 МВт. Загальні витрати енергії як сума вказаних становлять 8,989 МВт. Таким чином, максимальне значення корисних витрат енергії в даному випадку складає 30,27%, дисипативні втрати складають 67,54%, а затрати на підтримання напружено-деформованого стану трубопроводу – 2,19%. За даними [14] аналогічні значення відностих втрат енергії при транспортуванні газу газопроводами складають відповідно 27,76%, 69,63% і 2,61%. Як показують розрахунки,

відносні значення видів енергетичних втрат рівноцінні для газо- і нафтопроводів [14,17].

## **Висновки по розділу 2**

1. На основі аналітичних досліджень експлуатації газотранспортних систем в умовах сезонної нерівномірності газоспоживання встановлено закономірності впливу обсягів активного газу в підземному газосховищі на енергоефективність газотранспортного комплексу.

2. Результати проведених досліджень дозволили встановити оптимальну з точки зору енерговитратності величину активного газу в сховищі, яка відповідає об'єму, необхідному для вирівнювання сезонної нерівномірності газоспоживання.

3. На основі аналітичних моделей виконано порівняльний аналіз енергоефективності трубопровідного транспорту нафти і газу, показано відносні значення величин енерговитрат на транспортування потоків середовища.

### **РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ГАЗОПОСТАЧАННЯ НА ОСНОВІ ВДОСКОНАЛЕННЯ ПРОЦЕСУ ОБСЛУГОВУВАННЯ**

Магістральні газонафтопроводи представляють об'єкти підвищеної небезпеки по відношенню їх впливу на довкілля як з екологічної, так і з економічної точки зору. Тому при їх експлуатації особливу увагу приділяється встановленню закономірностей процесу старіння лінійної частини магістральних газопроводів в період їх тривалої експлуатації, оцінки показників надійності і прогнозування інтенсивності аварійних відмов на майбутній термін їх функціонування, на основі отриманої інформації оцінки можливості скорочення території охоронних зон лінійної частини та заходів безпеки подальшої роботи [16].

Технічний стан газопроводів прийнято оцінювати показниками надійності, які залежать від параметрів режиму роботи і особливо від їх коливання в часі. Тому неповне завантаження газотранспортної системи призводить до зниження надійності внаслідок частотних коливань тиску. Це обумовлює можливість пришвидшення процесів внутрішньої корозії, виникнення стрес-корозії, що в кінцевому результаті призведе до появи малих аварійних витоків газу.

Отримана математична модель визначення надійності газотранспортної системи на основі найпростішого потоку відмов лінійної частини і систем контролю, показано і розглянуто на практичному прикладі методику як розрахунку термінів проведення технічних досліджень для забезпечення заданої надійності газопостачання. На основі проведених досліджень у виробничих умовах встановлено закономірності впливу зовнішніх факторів, зокрема атмосферного тиску, температури і вологості повітря, а також відносної густини паливного газу на потужність і економічність газоперекачувальних агрегатів, що дозволить забезпечити енергоефективну роботу компресорної станції як елемента газотранспортної системи. Показано на підставі статистичних досліджень, що вплив природних

факторів залежить відмов проходження траси газопроводу.

### **3.1 Аналітичні дослідження взаємозв'язку надійності газопостачання і заходів обслуговування**

Характер зміни технічного стану газопроводу в процесі експлуатації, як і всякого технічного об'єкта, оцінюється інтенсивністю аварійних відмов [15]. Якщо за період часу експлуатації  $T$  відбулося  $n$  аварійних відмов, то їх інтенсивність за цей період складає

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

Для визначення надійності необхідно розробити математичну модель, яка враховуватиме особливості конструктивних об'єктів системи і особливості її експлуатації. З метою розробки математичної моделі оцінки надійності газотранспортної системи слід використовувати опис потоку подій, розроблений в основі теорії ймовірностей [16]. Подією вважається відмова об'єкта, яка настає в результаті відмови елемента системи (підсистеми, вузла) системи газопостачання [15].

Технологічні об'єкти магістрального газопроводу від початку до кінця експлуатації проходить три найбільш характерні періоди, які відображає розподіл 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.

Період припрацювання характеризується значеннями  $k < 1$  і відповідно високою інтенсивністю відмов, період нормальної експлуатації характеризується значенням  $k = 1$  і постійною інтенсивністю відмов, період старіння характеризується значеннями  $k > 1$  різким збільшенням інтенсивності відмов, що підпорядковані нормальному закону

розподілу, ймовірність яких буде розподілена за експоненціальним законом [15-17]:

$$p_n(\Delta\tau) = \frac{(\lambda \Delta\tau)^n}{n!} e^{-\lambda \Delta\tau}, \quad (3.3)$$

де  $\Delta\tau$  - відрізок часу (напрацювання системи), для якого характерні  $n$  відмов;  $p_n(\Delta\tau)$  - ймовірність настання  $n$  відмов на відрізок часу  $\Delta\tau$ .

Метою дослідження являється встановлення закономірностей тренду технічного стану газотранспортних систем і на їх основі розробки принципу розрахунку часу безаварійної експлуатації і термінів проведення технічного обслуговування для забезпечення заданого рівня надійності

Щоб оцінити значення імовірності відмов, необхідно порівнювати його з допустимим значенням надійності  $p_d$ , при цьому повинна виконуватися умова [15]:

$$p_d \leq p_n(\Delta\tau) < 1 \quad (3.4)$$

В процесі експлуатації газотранспортної системи рівень надійності поступово падає і на протязі часу  $\tau_p$  досягає значення  $p_d$ , після чого необхідне проведення технічного обслуговування з метою запобігання співвідношення  $p_n < p_d$ . Для знаходження тривалості експлуатації до чергового технічного обслуговування на основі (3.3) одержано формулу

$$\tau_p = \frac{1}{\lambda_1} \ln \left[ \frac{1}{p_d} \right] \quad (3.5)$$

Якщо в процесі проведення технічного обслуговування об'єкт газотранспортної системи виключається з експлуатації на час  $\tau_{TO}$ , то для коефіцієнта готовності  $k_r$  отримаємо

$$k_r = \frac{\tau_p}{\tau_p + \tau_{TO}} 100 \% \quad (3.6)$$

З метою збільшення значення коефіцієнта готовності  $k_r$  доцільно проводити в процесі обслуговування технічні дослідження, замінивши ними технічний огляд, . при цьому визначаються параметри експлуатації об'єктів газотранспортної системи на основі інформації, отриманої за допомогою контрольовано-виміральної системи, що скорочує тривалість діагностичних робіт, тобто формально тривалість процесу технічного дослідження  $\tau_{ТД}$  менша за тривалість технічного огляду  $\tau_{ТО} < \tau_{ТО}$ , що призводить до зростання коефіцієнта готовності  $k_r$  [15]

$$k_r = \frac{\tau_p}{\tau_p + \tau_{ТД}} 100 \% \quad (3.7)$$

Принципова схема процесу обслуговування зображена на рисунку 3.1

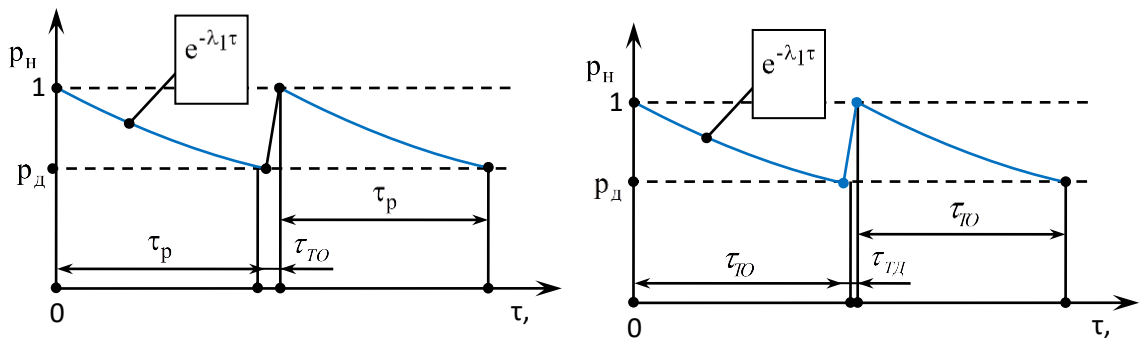


Рисунок 3.1 – Принципова схема процесу обслуговування

Ряд елементів газотранспортної системи неможливо відновити без зупинки експлуатації. При цьому технічне обслуговування, що проходить на непрацюючому об'єкті, може здійснюватися за схемою трьох видів:1) запланована заміна систем, вузлів і деталей, мають найбільші динамічні навантаження;2) дослідження параметрів систем, вузлів і деталей (з можливістю їх заміни), можливе тільки на непрацюючому об'єкті;3)

дослідження систем, вузлів і деталей (з можливістю їх заміни), відхилення параметрів яких виявлено в процесі технічного обстеження [15].

Перші два види технічного обслуговування проводяться через відомий запланований час напрацювання об'єкта, третій вид проводиться при виявленні відхилень параметрів роботи об'єкта від допустимих. Виявлення відхилень параметрів роботи об'єкта газотранспортної системи є попередженням відмови, яка може статися в системі або вузлі в результаті відхилення досліджуваного параметра. Так як відмова може бути реальною (що сталася) і попереджуваною (в результаті проведення обстеження), то можна розділити інтенсивність відмов на два види: 1) інтенсивність відмов, що сталися на об'єкті  $\lambda_{11}$ ; 2) інтенсивність відмов, попереджена в результаті дослідження  $\lambda_{12}$  [15].

Попереджувана відмова має підтвердитися після додаткових досліджень системи або вузла, параметр якого відхилився від норми. Якщо можливість відмови не підтверджується, то необхідно вдосконалювати методи діагностування. Величини  $\lambda_{11}$  і  $\lambda_{12}$  досліджуються окремо і далі досліджується їх сумарний результат  $\lambda_1 = \lambda_{11} + \lambda_{12}$  [15].

Схематична ілюстрація технічного обслуговування першого і другого виду зображені графічними залежностями на рисунку 3.2.

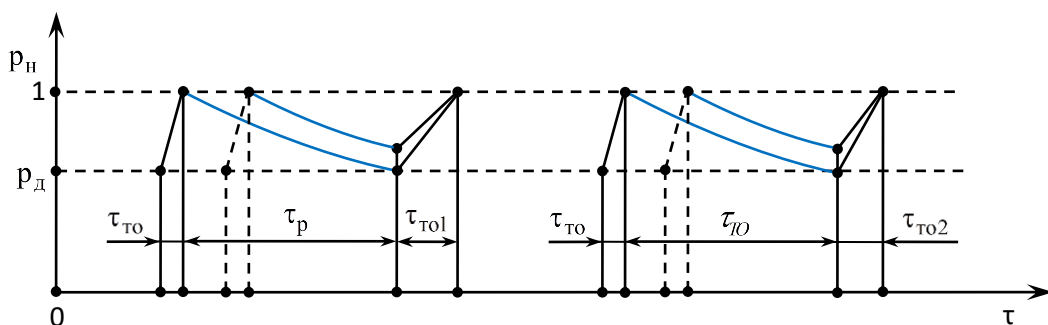


Рисунок 3.2 - Технічне обслуговування на непрацюючому об'єкті

Зауважимо, що система контрольно-вимірвальних приладів характеризується також певною надійністю, яка повинна бути вищою за

надійність газотранспортної системи в цілому для забезпечення ефективного контролю за параметрами її експлуатації. Нехай інтенсивність відмов системи контролю складає  $\lambda_2$ , причому  $\lambda_2 < \lambda_1$ . Тоді загальна надійність газотранспортної системи оцінюватиметься як  $e^{-\lambda_1\tau}e^{-\lambda_2\tau} = e^{-(\lambda_1+\lambda_2)\tau}$ , що дозволить визначити тривалість безаварійної роботи системи

$$\tau_{p1} = \frac{1}{\lambda_1 + \lambda_2} \ln \left[ \frac{1}{p_d} \right] \quad (3.8)$$

Для наступного проміжку тривалості безаварійної роботи отримаємо

$$\tau_{p2} = \frac{1}{\lambda_1 + \lambda_2} \left( \ln \left[ \frac{1}{p_d} \right] - \lambda_2 \tau_{p1} \right) \quad (3.9)$$

Узагальнюючи, для  $i$ -того періоду матимемо

$$\tau_{pi} = \frac{1}{\lambda_1 + \lambda_2} \left( \ln \left[ \frac{1}{p_d} \right] - \lambda_2 \sum_1^{i-1} \tau_{pi} \right) \quad (3.10)$$

Загальну схему процесу забезпечення надійної експлуатації газотранспортної системи з урахуванням потоків відмов показано на рисунку 3.3

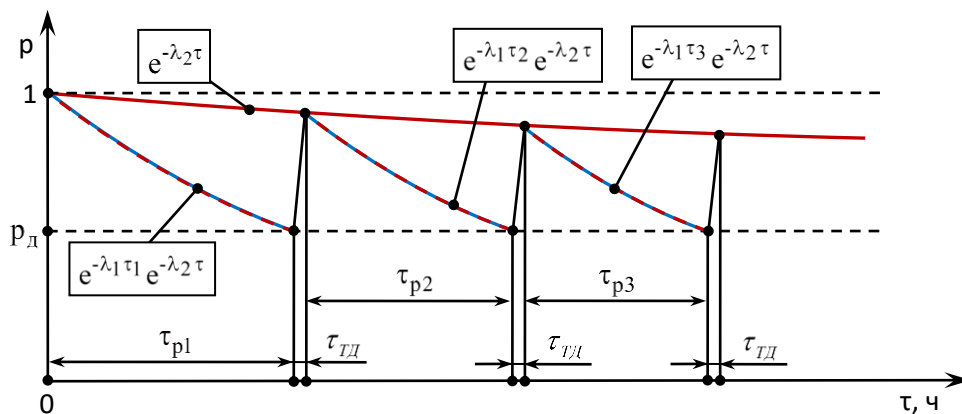


Рисунок 3.3 Тривалість безаварійної експлуатації системи

Враховуючи, що  $p_n \geq p_d$ , приходимо до висновку, що  $\tau_{p1} > \tau_{p2} > \tau_{p3} \dots > \tau_{pi}$ , тобто з плином часу експлуатації міжремонтний період скорочується для забезпечення експлуатаційної надійності на заданому рівні.

Отримана математична модель визначення надійності об'єктів

газотранспортної системи на основі найпростішого потоку відмов, показано принцип розрахунку часу безаварійної експлуатації і термінів проведення технічного обслуговування для забезпечення заданого рівня надійності [15].

### **3.2 Підвищення надійності газопостачання на основі вдосконалення технічно-ремонтної діяльності**

На сучасному етапі експлуатації газотранспортної системи України особливе значення надається скороченням недопоставок газу споживачам, тобто надійному і безперервному їх газозабезпеченню. З іншого боку зростають втрати газу, пов'язані з технологічними затратами на транспортування, зокрема, викликані порушенням герметичності газових магістралей і частими змінами режимів роботи газотранспортної мережі [16,20].

Як відомо [16], втрати від недопоставок газу споживачам значно перевищують втрати, пов'язані з технологічними затратами на його транспортування. Тому задача вибору оптимального співвідношення між витратами на обслуговування газотранспортної мережі і надійністю газопостачання перекачування газу зараз особливо актуальна.

Для забезпечення максимізації навантаження газотранспортної системи при відомих технологічних обмеженнях і гарантії безперервності в газопостачання в заданих обсягах слід вирішити наступні завдання:

- прогноз навантаження протягом певного проміжку часу (добы, тижня і т. д.);
- виділення набору елементів газотранспортної системи, що перебувають в експлуатації;
- пошук раціонального розподілу загального навантаження елементами газотранспортної мережі, яке мінімізує сумарну вартість перекачування.

Ці три проблеми тісно пов'язані між собою. У зв'язку з цим зазначені проблеми об'єднуються під загальною назвою планування перекачування газу.

Вирішення поставлених задач неможливе без удосконалювання організації і керування процесом експлуатаційного обслуговування при наступних умовах [16]:

- при відомому розміщенні і твердому закріпленні за ремонтно-експлуатаційних підрозділів визначених ділянок газопроводів;
- при фіксованій стратегії і режимі контрольовано-відновлювальних заходів;
- при відомій сумарній потужності ремонтно-експлуатаційного підрозділу, рівній його механоозброєності й укомплектованості;
- при наявності даних про стан системи в цілому та вплив зовнішніх випадкових факторів.

Мета дослідження полягає в оптимізації керування процесом обслуговування газотранспортної системи для забезпечення споживачів енергоносіями за умов використання існуючих засобів при мінімальних витратах і в найкоротші терміни.

Під процесом функціонування  $K$ -го ремонтно-експлуатаційного підрозділу у системі технічного обслуговування і ремонту будемо розуміти освоєння деякого системного комплексу робіт  $R_V^K$ , виконаного для усунення ушкоджень, що випадково з'являються в ході експлуатації, і відмовлень на лінійній частині, а також виконання ряду заходів експлуатаційного характеру. Мету функціонування ремонтно-експлуатаційного підрозділу можна конкретизувати з урахуванням попередніх зауважень: досягнення визначених об'ємних і якісних показників, що характеризують потік заявок на технічне обслуговування і ремонт, з найменшими витратами й у найкоротший термін.

Через те, що ці завдання часом суперечать одне одному, сформульовано три підходи до постановки задачі підвищення ефективності обслуговування [15].

Перший підхід полягає у тім, що в процесі вироблення оптимальних організаційно-технологічних рішень головною метою є досягнення мінімальних витрат і витрат на проведення ремонтно-відновлювальних і профілактичних робіт протягом деякого фіксованого максимально припустимого періоду часу. Другий підхід складається в прагненні максимально прискореного проведення комплексу необхідних робіт з деякими обмеженнями по сумарній потужності підрозділів, що залучаються. Використання того чи іншого підходу істотно спрощує процес пошуку оптимальних рішень за рахунок різкого скорочення числа розглянутих альтернативних варіантів організаційно-технологічного забезпечення технічного обслуговування, скорочення обчислювальних операцій. Однак, при розгляді системи без врахування впливу різних керованих і випадкових факторів, поза їхнім системним зв'язком, навряд чи вдасться відшукати глобальний оптимум досліджуваної функції мети. У зв'язку з цим, найбільший інтерес представляє задача пошуку оптимальних співвідношень об'ємних, якісних і тимчасових показників без фіксування яких-небудь з них. Іншими словами, третій підхід до постановки задачі може бути сформульований так: здійснити виконання комплексу необхідних робіт у такому обсязі, у такі терміни, за такою технологією, таким складом і машинооснащеністю, при яких загальні сумарні системні витрати були б мінімальними [15].

Отже, вибір оптимальних організаційно-технологічних варіантів функціонування ремонтно-експлуатаційного підрозділу доцільно вести по двох критеріях: витратах на проведення ремонтно-експлуатаційного обслуговування (з врахуванням основних виробничих витрат і супутніх); тривалості виконання комплексу ремонтно-відновлювальних робіт, що

потребують зниження продуктивності газопроводу чи його повної зупинки [63].

Причому, зазначені критерії оптимізації дуже суперечливі: з одного боку, витрати на ремонтно-відновлювальні роботи різко зростають при скороченні часу, виділеного на їхнє проведення, з іншого боку, невиправдане продовження тривалості ремонту веде до значних збитків у споживача внаслідок зниження пропускної здатності газопроводу або його повної зупинки.

Одним з найсуттєвіших етапів планування, організації і керування діяльністю РЕП у ході технічного обслуговування є вибір техніки та технології проведення профілактичних і відновлювальних робіт з врахуванням конкретних умов експлуатації й інших супутніх факторів. Аналіз практики експлуатації і відновлення газотранспортних систем доводить існування різних альтернативних варіантів технології проведення робіт на різних об'єктах. У рамках розробленої модульно-технологічної моделі технічного обслуговування і ремонту лінійної частини магістрального газопроводу і її елементів сформовані найбільш розповсюджені технологічні набори відновлювальних і профілактичних робіт різних рівнів пріоритету.

Задача вибору оптимальної технології зводиться до декількох послідовних етапів [63]:

- оцінка ситуації і визначення можливих варіантів технології виконання робіт із залученням визначених потужностей;
- аналіз технологічних обмежень та інших факторів, що виступають у якості таких;
- підготовка вихідних даних для проведення розрахунків по альтернативних варіантах, що залишилися;
- розрахунок і зіставлення показників ефективності розглянутих технологічних альтернатив.

У загальному виді задача виглядає так:

$$\min_{R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}} \bar{3}_{\Sigma}(R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}) \quad (3.11)$$

$R_{jv}^{KN}$  - вид технології;  $m_{jv}^{KN}$  - технологічний модуль.

При обмеженнях на час виконання робіт:

$$\begin{cases} \min_{R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}} \bar{3}_{\Sigma}(R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}) \\ \tau \leq \tau_{дон} \end{cases} \quad (3.12)$$

При обмеженнях на потужність залучених підрозділів:

$$\begin{cases} \min_{R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}} \bar{3}_{\Sigma}(R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}) \\ m_{jv}^{KN} \leq M_{факт}^K \end{cases} \quad (3.13)$$

При обмеженнях на будь-які види матеріально-технічних ресурсів:

$$\begin{cases} \min_{R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}} \bar{3}_{\Sigma}(R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}) \\ S_V^K \leq S_{Vфакт}^K \end{cases} \quad (3.14)$$

При обмеженнях на сумарний збиток (обсяг) недопоставки газу споживачу:

$$\begin{cases} \min_{R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}} \bar{3}_{\Sigma}(R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}) \\ \bar{Q} \leq \bar{Q}_{дон} \end{cases} \quad (3.15)$$

На практиці часто являється ситуація, коли для виконання великих трудомістких відновлювальних робіт не вистачає наявних потужностей і ресурсів. В подібних випадках існують два шляхи:

- здійснювати плановані роботи наявними засобами, не оцінюючи ефективність такого підходу;
- залучити додаткові ресурси і потужності ззовні (наприклад, сусіднього підрозділу).

Відкидаючи перший шлях, як такий, що не представляє практичного інтересу, задачу доцільності й ефективності залучення додаткових потужностей можна представити у виді:

$$\min_{\{m_{jv}^{KN}\}_{k=}} \bar{z}_{\Sigma}(\{m_{jv}^{KN}\}) \quad (3.16)$$

$$\text{при } m_{jv}^{KN} \leq m_{jv\text{факт}}^{KN}$$

При залученні додаткових матеріально-технічних ресурсів:

$$\min_{\{S_{jv}^{KN}\}_{k=}} \bar{z}_{\Sigma}(\{S_{jv}^{KN}\}) \quad (3.17)$$

$$\text{При } S_{jv}^{KN} \leq S_{jv\text{факт}}^{KN}$$

Пропонована методика реалізована і дозволяє виконувати різноманітні розрахунки з метою пошуку оптимальних організаційно-технологічних рішень за критерієм мінімуму середніх сумарних питомих витрат.

Велика база даних і можливість оперативної обробки великого обсягу інформації дає можливість використання даної комп'ютерноорієнтованої методики при оперативному керуванні ремонтно-експлуатаційним підрозділом різного ієрархічного рівня і спеціалізації безпосередньо в ході технічного обслуговування і ремонту діючих газотранспортних систем.

На рисунку 3.4, як приклад, представлено результати прогнозування оптимізації організаційно-технологічних рішень обслуговування лінійної

частини газопроводу СОЮЗ на 2018 рік за критерієм мінімуму середніх сумарних питомих витрат, виконаного за розробленою методикою.

Розрахунки виконано для різних значень коефіцієнта надійності газопостачання, що визначається відношенням фактичного обсягу спожитого газу до його величини, потрібної споживачу в даний час, і приводиться до пропускної здатності магістрального газопроводу з метою надання пріоритетності великим споживачам. Результати розрахунків, приведені у вигляді графіків на рисунку 3.4, дозволяють стверджувати, що зменшення коефіцієнта надійності газопостачання наближає екстремум функції мети до регіону пріоритетних споживачів, що відповідає реальним уявленням про оптимізацію обслуговування [90].

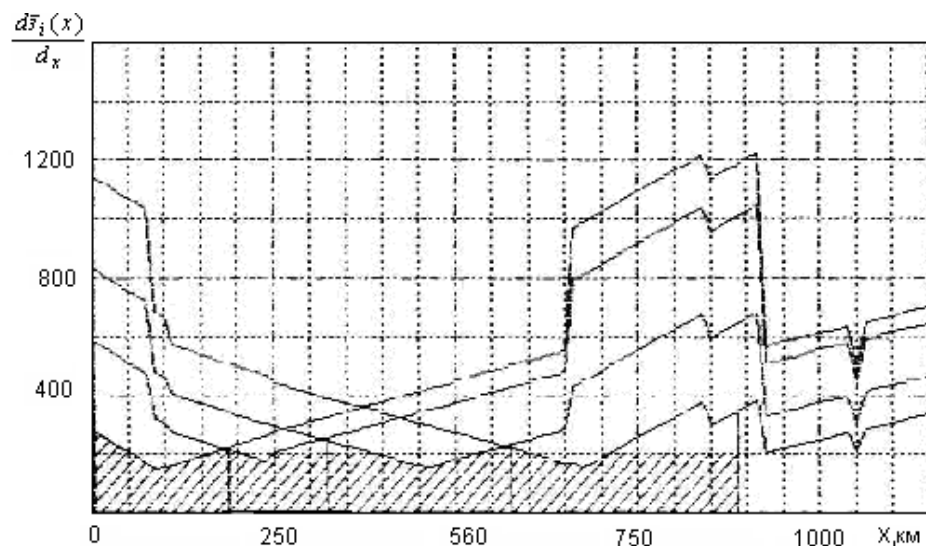


Рисунок 3.4 - Результати прогнозування оптимізації обслуговування лінійної частини газопроводу СОЮЗ

Таким чином, на базі аналізу можливих відмов і ушкоджень об'єктів лінійної частини і технології проведення профілактичних і ремонтно-відновлювальних робіт сформовано модульно-технологічну структуру ремонтно-експлуатаційного підрозділу. Розроблена комп'ютерноорієнтована методика оцінки показників ремонтпридатності лінійної частини магістрального газопроводу. Вирішено часткові задачі з вибору технології

робіт і раціональної комплектації й оснащення технологічних модулів при різних обмеженнях на ресурси.

### **3.3 Безпечна експлуатація газопроводів в період старіння**

Магістральні газопроводи, як складова частина системи транспортування газу, являють собою об'єкти підвищеної небезпеки стосовно їх впливу на довкілля як з екологічної, так і з економічної точок зору. Тому з метою обмеження їх шкідливого впливу вводяться експлуатаційні обмеження, обумовлені відповідними керівними документами і правилами. До таких обмежень на лінійній частині газопроводів відносяться охоронні зони, ширина яких обумовлена відповідними стандартами, залежить від класу газопроводу, умов і термінів експлуатації, всередині яких заборонено проведення відповідних робіт, не пов'язаних з експлуатацією газотранспортної системи [17].

Газотранспортна система України включає комплекс газопроводів загальною протяжністю 34,8 тис. км, в тому числі магістральних – протяжністю 12,5 тис. км. Для їх безпечної експлуатації сумарна площа охоронних зон складає значну територію, на якій заборонено проведення господарських робіт, в тому числі будівельних, сільськогосподарських та ін. Скорочення площ заборонних зон дозволить ширше використати природні резерви, що приведе до зростання прибутку держави. З іншого боку, підвищена небезпека в охоронних зонах призведе у випадку аварій до суттєвих економічних і екологічних втрат у випадку аварійних ситуацій на лінійній частині газопроводів. Тому задача вибору ширини охоронних зон з метою збільшення прибутку держави від ефективного використання виділених територій і мінімізації економічних та екологічних втрат при аварійних ситуаціях газотранспортної системи відноситься до класу оптимізаційних процедур [16].

Основні відомості про безпеку спорудження та експлуатації трубопровідних систем зібрано і систематизовано в [ 1 ]. Зокрема, подано науково-технічні основи безпеки захисту від аварій та катастроф на об'єктах систем трубопровідного транспорту, конструктивної надійності трубопровідних систем, а також приведено нормативну базу їх безпеки. Показано вплив вдосконалення технології ремонтних робіт на лінійній частині газопроводів на експлуатаційну надійність. Технічні засоби і технологія відновлювальних робіт на лінійній частині газопроводів приведена в [15]. Екологічні аспекти раціональної експлуатації газонафтопроводів в складних умовах наведено в [ 16 ], а ефекти забезпечення міцності трубопроводів викладено в [ 17 ]. Автори звертають увагу на відведення охоронних зон і їх роль в забезпеченні надійної і безпечної експлуатації систем трубопровідного транспорту енергоносіїв. Однак, в наведених літературних джерелах відсутня інформація що до методики встановлення габаритів охоронних зон з точки зору безпечної експлуатації об'єктів трубопровідних магістралей.

Метою дослідження є науково-технічне обґрунтування вибору габаритів охоронних зон систем транспортування газу та розробка методики визначення оптимальних їх розмірів для безпечної експлуатації об'єктів трубопровідного транспорту енергоносіїв [16].

Безпеку функціонування лінійної частини магістральних газопроводів оцінюють показниками міцності трубопроводу та тенденціями їх зміни в процесі тривалої експлуатації, які залежать від багатьох технічних і природних факторів. Тому достовірне прогнозування характеру тренду технічного стану лінійної частини трубопроводів аналітичними методами, що базуються на створенні і реалізації математичних моделей, не представляється можливим. В такому випадку єдиними заходами дослідження являються стохастичні моделі, що базуються на законах теорії ймовірності і математичної статистики, а вихідною інформацією служать дані про передісторію експлуатації об'єкта [16].

Як відомо [ 5,6,7 ], характер зміни технічного стану газопроводу в процесі експлуатації, як і всякого технічного об'єкта, оцінюється інтенсивністю аварійних відмов. Якщо за період часу експлуатації  $T$  відбулося  $n$  аварійних відмов, то їх інтенсивність за цей період складає

$$\lambda(t)=n/T \quad (3.18)$$

Лінійна частина магістрального газопроводу від початку до кінця експлуатації проходить три найбільш характерні періоди, які відображає розподіл Вейбулла [5]

$$f(t, \lambda, k) = \frac{k}{\lambda} e^{-\left(\frac{t}{\lambda}\right)^k}, \quad (3.19)$$

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

Період припрацювання характеризується високою інтенсивністю відмов, викликаних відхиленням від вимог конструкторсько-технологічної документації, що розподіляються за законом розподілу Вейбулла й усуваються за рахунок введення технологічного припрацювання [ 6,7,8 ].

Період нормальної експлуатації характеризується мінімальною і постійною інтенсивностями відмов. Ці відмови вважаються раптовими, носять випадковий характер і розподіляються як правило за експоненціальним законом розподілу, інтенсивність відмов залишається приблизно однаковою.

Період старіння характеризується різким збільшенням інтенсивності відмов, що розподіляються за нормальним законом розподілу; інтенсивність відмов постійно зростає[16].

На основі фактичних даних про експлуатацію ділянки газопроводу «Братерство» (ДУД-2) на ділянці Долина-Россош за період 1975-1990 рр [ 18,19 ] побудовано залежність імовірності відмов від напрацювання на основі (1), яка приведена на рисунку 3.5.

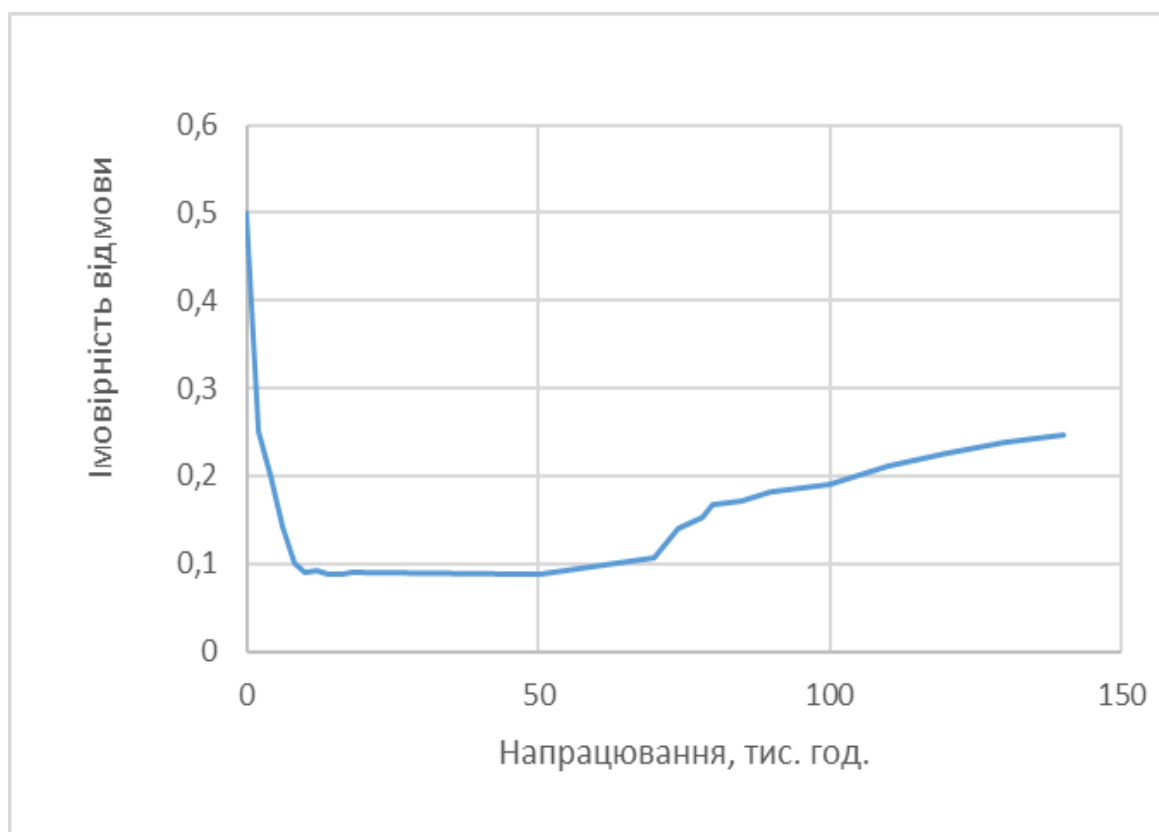


Рисунок 3.5 – Розподіл інтенсивності аварійних відмов лінійної частини газопроводу «Братерство»

Магістральні газопроводи газотранспортної системи України являються тривалоексплуатованими об'єктами і знаходяться на стадії старіння, тому важливою характеристикою надійності є збільшення інтенсивності відмов, які розподіляються за нормальним законом розподілу; інтенсивність відмовлень постійно зростає. Залежність інтенсивності таких відмов для лінійної частини газопроводу «Братерство» (ДУД-2) на ділянці Долина-Россош за період 1984-1990, а також її апроксимацію поліномом четвертого степеня, приведено на рисунку 3.6.

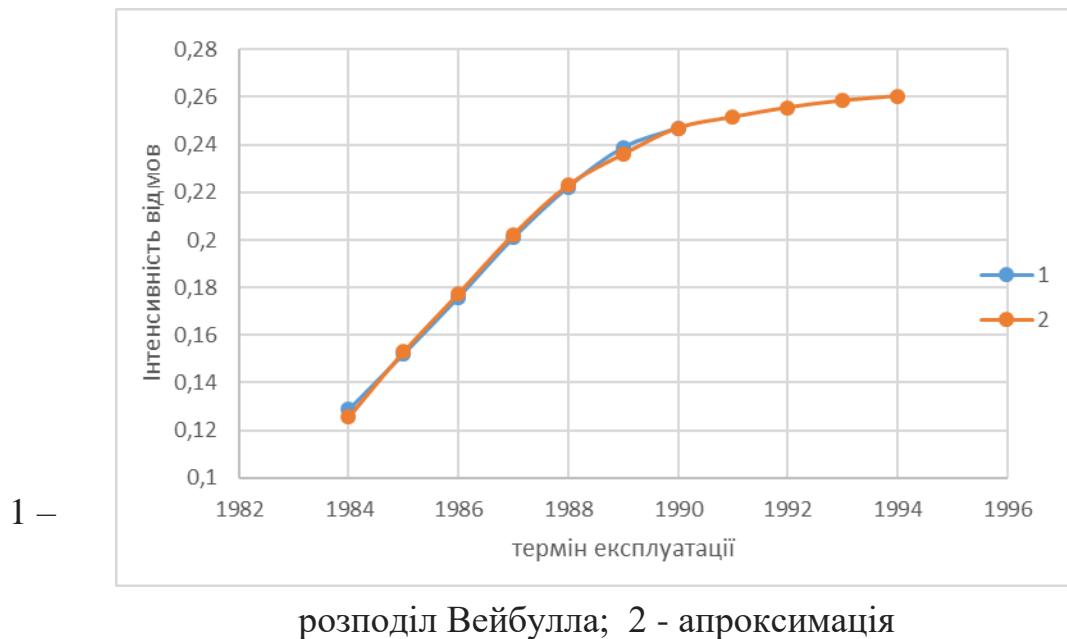


Рисунок 3.6 – Залежність інтенсивності аварійних відмов лінійної частини газопроводу «Братерство» по роках експлуатації та її поліноміальна апроксимація

Апроксимація статистичної залежності інтенсивності відмов від тривалості експлуатації лінійної частини газопроводу дозволяє зробити прогноз інтенсивності відмов на половину часового інтервалу [9,10], що на основі (3.19) дає змогу зробити прогноз кількості аварійних ситуацій в майбутньому[16].

Статистика аварійних відмов дає інформацію про наслідки кожної з аварій і вартість відновлення системи. Якщо для  $i$ -тої аварії збитки з урахуванням затрат на відновлення склали  $S_i$  та при цьому тривалість процесу складала  $T_{ai}$  на території площею  $F_i$ , то питомі збитки від відмови можна представити у вигляді [10,11].

$$Z_{pi}=S_i/T_{ai}F_i \quad (3.20)$$

Середнє значення питомих збитків за минулий період експлуатації газопроводу  $T_n$ , в якому спостерігалось  $N$  аварійних відмов, складають

$$Z_{pcp} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N Z_{pi} \quad (3.21)$$

Тоді сумарні збитки від  $m$  аварійних відмов в майбутньому періоді експлуатації тривалістю  $T_m$  складуть [11,12].

$$S_m = mZ_{pcp} T_m F \quad (3.22)$$

де  $F$  - площа території охоронних зон, пошкоджена в результаті аварій.

Очевидно, що зменшення площі території охоронних зон на величину  $\Delta F$  призведе до зростання збитків від майбутніх аварій [11 - 14]. Однак, при цьому використання звільнених територій в народному господарстві принесе загальнодержавний прибуток

$$P = p\Delta F \quad (3.23)$$

де  $p$  - питомий загальнодержавний прибуток із одиниці площі території.

Таким чином, скорочення площі охоронних зон дозволить ширше використати природні резерви, що приведе до зростання прибутку держави з одного боку, а з іншого підвищена небезпека в охоронних зонах призведе у випадку аварій до зростання збитків суттєвих у випадку аварійних ситуацій на лінійній частині газопроводів. Такий висновок дозволяє побудувати функцію мети, яка досягає екстремуму при оптимальному значенні площі території охоронних зон.

$$f = P - S_m = p\Delta F - mZ_{pcp} T_m F \quad (3.24)$$

Дослідження функції мети (3.24) на екстремум може проводитись різними методами. Зокрема, виразивши складові функції аналітичними їх залежностями [16,17]. можна одержати рівняння для знаходження оптимальної площі території охоронних зон у вигляді

$$\frac{\partial f}{\partial F} = 0 \quad (3.25)$$

Однак, найбільш раціональним в даному випадку являється метод конкуруючих варіантів, згідно з яким задаються рядом значень площі території охоронних зон, і для кожного з варіантів за (3.24) розраховують значення функції мети, використовуючи приведений алгоритм.

На основі приведеного алгоритму розраховано для умов газопроводу «Братерство» на протязі періоду 1984 – 1994 рр прибуток від скорочення площі охоронних зон за (3.23), збитки від аварій як функцію площі території забруднення за (3.22) і функцію мети за (3.24). Слід зауважити, що внаслідок нестабільності цінової політики в країні на той період вихідні дані приймалися наближеними, і результати у відносних (по відношенню до максимуму) величинах використані для ілюстрації прикладу застосування запропонованого алгоритму і не можуть служити основою для вибору площі території охоронних зон.

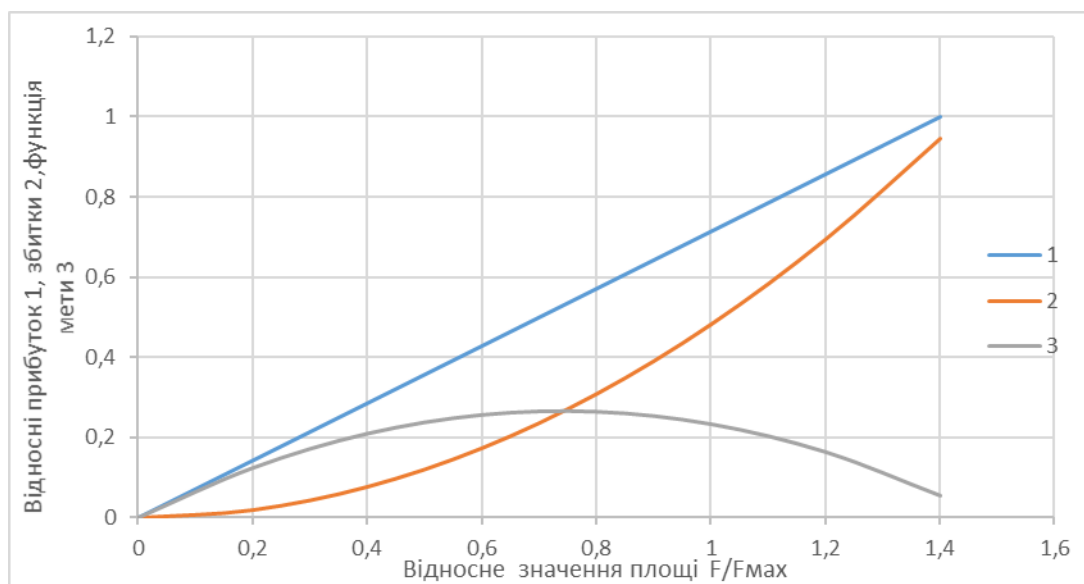


Рисунок 3.7 – Побудова функції мети

Однак, як проілюстровано на рисунку 3, функція мети досягає максимуму при відносному значенні площі території охоронної зони  $F/F_{\max}=0,82$  ( $F_{\max}$  – площа існуючої території охоронної зони). Це значить, що площу території охоронної зони слід скоротити на 18% для досягнення максимального прибутку від використання території. Проте цей висновок слід розглядати як теоретичний, оскільки площі територій в охоронній зоні можуть мати різну цінову привабливість і різний ефект від використання [16].

Очевидно, що за вказаним алгоритмом на основі існуючої достовірної інформації про надійність газопроводів, які знаходяться в експлуатації, можна провести розрахунки для побудови функції мети і на їх основі визначити оптимальні розміри охоронних зон для кожного газопроводу.

При необхідності скорочення розмірів охоронної зони в конкретному випадку необхідно провести детальні обстеження технічного стану газопроводу в даному регіоні і при необхідності прийняти міри по забезпеченню надійності його експлуатації на належному рівні [15-18].

Проведені дослідження технічного стану і показників надійності експлуатації лінійної частини магістральних газопроводів [16,17], дозволяють встановити прогноз аварійних відмов системи на майбутній період їх функціонування, що в комплексі з аналізом збитків від пошкоджень дає змогу оцінити прийдешні економічні та екологічні втрати. На основі проведених досліджень побудовано алгоритм побудови залежності майбутніх збитків від площі території охоронних зон з метою використання їх територій в народногосподарських заходах. При цьому зауважено, що при необхідності скорочення площі охоронної зони в конкретному випадку необхідно провести детальні обстеження технічного стану газопроводу і прийняти міри для забезпечення показників надійності його експлуатації на належному рівні.

### **Висновки по розділу 3**

1. Створено математичну модель визначення надійності об'єктів газотранспортної системи на основі найпростішого потоку відмов, показано принцип розрахунку часу безаварійної експлуатації і термінів проведення технічного обслуговування для забезпечення заданого рівня надійності.

2. На основі аналізу можливих відмовлень і ушкоджень на об'єктах лінійної частини і технології проведення профілактичних і ремонтно-відновлювальних робіт сформована модульно-технологічна структура ремонтно-експлуатаційного підрозділу.

3. Виконані дослідження технічного стану і характерних показників надійності експлуатації лінійної частини газопроводів дозволяють виконати прогнозування аварійних відмов системи на майбутній період їх функціонування, що в комплексі з аналізом збитків від пошкоджень дає змогу оцінити прийдешні економічні та екологічні втрати

## **РОЗДІЛ 4. ПРОГНОЗУВАННЯ РАЦІОНАЛЬНИХ ЗАХОДІВ ОБСЛУГОВУВАННЯ ОБ'ЄКТІВ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ ЇХ НЕРІВНОМІРНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ**

Удосконалювання організації функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів у системі технічного обслуговування і ремонту лінійної частини магістральних газопроводів є актуальною задачею підвищення ефективності технічного обслуговування, рішення якої дозволяє в значній ступені скоротити фінансові, матеріальні, трудові і тимчасові витрати, сприяє всілякій економії ресурсів.

Принцип системності розгляду задач по удосконалюванню обслуговування і ремонту лінійної частини магістральних газопроводів вимагає дослідження процесу функціонування окремого ремонтно-експлуатаційного підрозділу в рамках сформованих вище структурних схем системи технічного обслуговування і ремонту моделей контрольно-відбудовного обслуговування лінійної частини. Комплексний підхід обумовлений також необхідністю оцінки показників ремонтпридатності лінійної частини магістральних газопроводів і ефективності функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів, використовуваних у якості вихідних даних у представлених моделях [ 83 ].

### **4.1 Математична модель контрольно-відновлювальних заходів на об'єктах магістральних газопроводів**

Одним із важливих питань удосконалювання системи технічного обслуговування і ремонту є вибір раціональної стратегії обслуговування з метою подальшого оптимального планування контрольно-відновлювальних заходів[15].

При формуванні стратегії обслуговування і ремонту необхідно враховувати специфіку реального процесу експлуатації лінійної частини, а

також вимоги діючих нормативних документів [90-96], що накладають серйозні обмеження на можливі варіанти розрахункових схем Технічного обслуговування і ремонту.

За основу розрахункової схеми контрольно-відновлювальних заходів приймається двостадійна модель руйнування газопроводу, описана вище. Стратегія формується, у даному випадку, в залежності від виду контрольного заходу, технічного стану об'єктів, характеру ремонтно-експлуатаційних мір і принципу впливів на систему за результатами контролю. Лінійна частина газопроводу (об'єкт) контрольно-відновлювального обслуговування може знаходитися в деякій кінцевій кількості станів  $E = \{E_1, E_2, \dots, E_n\}$ . Випадковий процес еволюції станів системи в часі описується функціями  $X(t)$  зі ступінчастими траєкторіями. Аналіз практики експлуатації, вимоги діючих галузевих нормативних документів дозволяють сформулювати наступні можливі стани системи[63]:

$$X(t) = \begin{cases} E_1 - \text{справний стан} \\ E_2 - \text{не справний стан, але можлива робота} \\ E_3 - \text{непрацездатний (відмова)} \\ E_4 - \text{ремонтно-відновлювальне обслуговування} \\ E_5 - \text{контроль} \end{cases}$$

Схема розрахунків контрольно-відновлювальних заходів (стратегія контрольно-відновлювальних заходів) формулюється в наступний спосіб:

- на газопроводі виконуються періодичні перевірки технічного стану (герметичності) лінійної частини з періодом  $\delta$  ;
- у випадку виявлення пошкоджень (свищ, витік і прирівняні до них стани) проводяться невідкладні відновлювальні роботи;
- у випадку відмовлення (самостійного прояву ушкодження) у міжоглядовий період проводяться невідкладні аварійно-відновлювальні роботи.

Будемо вважати, що відмовлення на лінійній частині виявляються практично миттєво й абсолютно вірогідно. Вірогідність контролю

характеризується повною імовірністю виявлення ушкодження  $P$  за результатами перевірки. Прийmemo припущення, що заходи технічного обслуговування і ремонту здійснюються практично миттєво (через непорівнянно менших витрат часу стосовно  $\delta$  і  $1/\lambda$ ) і не відбиваються на рівні показників надійності газопроводу[15].

Мета раціонального планування заходів щодо обслуговування і ремонту лінійної частини полягає в мінімізації функції мети сумарних питомих витрат з врахуванням усіх її складових при обраній стратегії контрольно-відновлювальних заходів:

$$\hat{O}(\bar{C}_{\Sigma}^{\hat{E}AC}) \Rightarrow \min \quad (4.2)$$

Така постановка задачі цілком традиційна [ 4, 15, 52]. Для її вирішення необхідно одержати інтегральне вираження функції мети (задача аналізу) і показників, її складових, а також знайти оптимальні (екстремальні) значення функції при різних вихідних даних і граничних умовах (задача синтезу). Головними принципами формалізації запропонованої математичної моделі кал є ймовірнісний підхід і врахування фактора надійності ЛЧ МГ.

Пропонована розрахункова схема контрольно-відновлювальних заходів оцінюється наступним інтегральним показником:

$$\bar{C}_{\Sigma}^{\hat{E}AC} = C_{aa} \cdot \bar{n}_{aa} + C_o \cdot \bar{n}_n + C_{\delta} \cdot \delta^{-1} + \bar{Q} \quad (4.3)$$

де  $\bar{n}_{aa}, \bar{n}_n$  - узагальнені показники, що оцінюють відповідно середню питому інтенсивність усунення аварій і ушкоджень на ділянці, що обслуговується, [1/добу];

$\bar{Q}$  - узагальнений показник оцінки питомого збитку від втрат газу [грн./добу];

З врахуванням обговорених вище розрахункових схем руйнування й обслуговування лінійної частини вважаємо інтенсивність потоку відмовлень і ушкоджень  $\lambda$  постійною величиною, для випадку однопараметричного

експонентного розподілу для характеристики безвідмовності системи можна обмежитися єдиним показником  $\lambda$  [ 1/добу].

Процес розвитку ушкодження до його самостійного прояву (відмовлення) описується випадковим часом існування несправності з функцією розподілу  $\Phi(t)$ , яка є частковим випадком розподілу Вейбулла [55].

$$\Phi(t) = 1 - \exp\left(-\frac{t}{\tau_{cp}}\right)$$

Поміж показників ремонтпридатності і ефективності обслуговування системи газотранспорту слід врахувати:

- витрати на контрольні заходи (періодичне патрулювання) -  $Z_{пр}$  [грн];
- збитки від втрат газу при стравлюванні в ході ремонту  $C$  [грн];
- середню питому величину збитку від одного ушкодження -(свища, витоку) -  $q$  [грн/добу];
- імовірність виявлення ушкоджень за результатами перевірки -  $P$  ;
- періодичність контролю -  $\delta$  [діб].

Розглянемо стаціонарний режим обслуговування необмеженої тривалості з періодичним контролем стану лінійної частини з частотою  $1/\delta$  і роздільною здатністю  $P$ .

Питоме число ушкоджень, виявлених за результатами перевірок і не проявилися самостійно, складає [17]:

$$\begin{aligned} \bar{I}_i &= \frac{1}{\delta} \left[ \lambda \int_0^{\delta} \mathcal{D}\bar{\Phi}(t) dt + \lambda \int_{\delta}^{2\delta} P(1-P)\hat{\mathcal{O}}(t) dt + \lambda \int_{2\delta}^{3\delta} P(1-P)^2 \hat{\mathcal{O}}(t) dt + \dots \right] = \\ &= \frac{1}{\delta} \lambda P \sum_{K=0}^{\infty} (1-P)^K \int_{K\delta}^{(K+1)\delta} \bar{\Phi}(t) dt \end{aligned} \quad (4.4)$$

де  $\bar{\Phi}(t) = 1 - \Phi(t)$  - імовірність непереходу ушкоджень, що з'явилися, у відмовлення за час  $t$  (функція надійності).

Відмовлення системи є результатом самостійного прояву ушкодження (несправності), що утворилося у період між двома контрольними перевірками чи невиявленого під час попередніх контрольних оглядів.

Питоме число відмовлень (аварій) визначимо наступним чином:

$$\begin{aligned} \bar{P}_{ab} &= \frac{1}{\delta} \left[ \lambda \int_0^{\delta} \Phi(t) dt + \lambda \int_{\delta}^{2\delta} (1-P) [\bar{\Phi}(t-\delta) - \bar{\Phi}(t)] dt + \right. \\ &\quad \left. + \lambda \int_{2\delta}^{3\delta} (1-P)^2 [\bar{\Phi}(t-\delta) - \bar{\Phi}(t)] dt + \dots \right] = \\ &= \frac{1}{\delta} \lambda \int_0^{\delta} \Phi(t) dt + \frac{1}{\delta} \lambda \sum_{K=1}^{\infty} (1-P)^K \int_{K\delta}^{(K+1)\delta} [\bar{\Phi}(t-\delta) - \bar{\Phi}(t)] dt \end{aligned} \quad (4.5)$$

Оцінку узагальненого показника питомого збитку від втрат газу в атмосферу доцільно провести в два етапи:

$$\bar{Q} = \bar{Q}_{ym} + \bar{Q}_{cnp} \quad (4.6)$$

де  $\bar{Q}_{ym}$  - питомий збиток від втрат газу при несправностях (витоку, свищі);

$\bar{Q}_{cnp}$  - питомий збиток від стравлювання газу з ділянки при проведенні відновлювальних робіт.

Оцінити питомий збиток від утрат газу від моменту появи ушкодження (витоку) до його ліквідації (після виявлення) досить складно. Апаратура, здатна фіксувати обсяги витоків через мікросвищі і роз'ємні з'єднання, відсутня. Системи безупинного контролю за герметичністю трубопроводів поки перебувають у стадії дослідно-теоретичних розробок [1, 51, 72]. Статистичні методи неприйнятні через відсутність (недоліку) подібної інформації. Необхідно усвідомити, що величина питомих втрат газу через свищі і витоків має дуже широкий діапазон. З визначеним ступенем точності середні питомі втрати  $q$  можна визначати за непрямыми даними у залежності від параметрів (режиму) перекачування, характеру і розмірів ушкодження. Тоді питомий збиток від втрат газу через ушкодження із середньою щодобовою витратою  $q$  [грн/добу] визначимо [90]:

$$\begin{aligned}
\bar{Q}_{ym} &= \frac{1}{\delta} \left[ \lambda \int_0^{\delta} dt q \int_0^{\delta-t} \Phi(x) dx + \lambda \int_{\delta}^{2\delta} dt q \int_{t-\delta}^t (1-P) \bar{\Phi}(x) dx + \right. \\
&+ \left. \lambda \int_{2\delta}^{3\delta} dt q \int_{t-\delta}^t (1-P) \bar{\Phi}(x) dx + \dots \right] = \\
&= \frac{1}{\delta} \left[ \lambda \int_0^{\delta} dt q \int_0^{\delta-t} \bar{\Phi}(x) dx + \lambda q \sum_{K=1}^{\infty} (1-P)^K \int_{K\delta}^{(K+1)\delta} dt \int_{t-\delta}^t \bar{\Phi}(x) dx \right]
\end{aligned} \tag{4.7}$$

Як правило, найбільшу питому вагу в загальному обсязі втрат газу в атмосферу складають втрати при стравлюванні газу з ремонтуючої ділянки газопроводу. Обсяг стравленого газу визначається характеристиками ділянки (довжина перекритої ділянки між двома лінійними кранами; діаметр газопроводу) і параметрами газу, що перекачується, (тиск, температура, коефіцієнт стисливості). Не важко визначити середні значення витрат (збитку)  $C$  [грн] від втрат газу при стравлюванні перед проведенням вогневих робіт на трасі.

З врахуванням цього, питомий збиток від стравлювання газу з ділянок газотранспортної системи, що обслуговується, складає:

$$\bar{Q}_{\bar{n}\delta\delta} = \frac{\bar{n}}{\delta} (1 - D_{i\hat{a}}) \tag{4.8}$$

де  $P_{не}$  - повна імовірність невиявлення ушкоджень за результатами всіх перевірок у ході експлуатації лінійної частини.

$$\begin{aligned}
D_{i\hat{a}} &= \prod_{\hat{e}=0}^{\infty} \prod_{t=0}^{\delta} \sum_{r=0}^{\infty} \frac{(\lambda dt)^r}{r!} e^{-\lambda dt} \left[ 1 - \bar{O}((\hat{E} + 1)\delta - t) (1-P)^K P \right]^r = \\
&= \prod_{\hat{e}=0}^{\infty} \prod_{t=0}^{\delta} \exp \left\{ -\lambda P (1-P)^K \bar{O}((K+1)\delta - t) dt \right\} = \\
&= \prod_{K=0}^{\infty} \exp \left\{ -\lambda P (1-P)^K \int_0^{\delta} \bar{O}((K+1)\delta - t) dt \right\} = \\
&= \exp \left\{ -\lambda P \sum_{K=0}^{\infty} (1-P)^K \int_{K\delta}^{(K+1)\delta} \bar{O}(x) dx \right\}
\end{aligned} \tag{4.9}$$

З врахуванням (4.7) - (4.9) вираз (4.6) одержує вид:

$$\begin{aligned} \bar{Q} = & \frac{1}{\delta} \left[ \lambda \int_0^{\delta} dt q \int_0^{\delta-t} \bar{\Phi}(x) dx + \lambda q \sum_{K=1}^{\infty} (1-P)^K \int_{K\delta}^{\delta} dt \int_{t-\delta}^t \bar{\Phi}(x) dx + \right. \\ & \left. + C \left( 1 - \exp \left( - \lambda P \sum_{K=0}^{\infty} (1-P)^K \int_{K\delta}^{(K+1)\delta} \bar{\Phi}(x) dx \right) \right) \right] \end{aligned} \quad (4.10)$$

Приймаючи обговорене вище припущення про експонентний характер функції розподілу випадкового часу життя ушкодження до самостійного прояву (відмовлення), середній час життя ушкодження  $\tau_{cp}$  визначимо як математичне очікування випадкового наробітку на відмовлення [22];

$$\begin{aligned} \tau_{cp} = M_{\xi} &= \int_0^{\infty} t d\Phi(t) = \int_0^{\infty} \bar{\Phi}(t) dt = \\ &= \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\alpha} \end{aligned} \quad (4.11)$$

$$\Phi(t) = 1 - \exp(-\alpha t) \quad (4.12)$$

де  $\alpha = 1/\tau_{cp}$ .

З врахуванням (4.11), (4.12) проведемо перетворення виразів тдля оцінки узагальнених показників ефективності контрольно-відновлювальних заходів (4.4)-(4.10).

Добуток в складі (4.4) можна звести до вигляду:

$$\begin{aligned} P \sum_{K=0}^{\infty} (1-P)^K \int_{K\delta}^{(K+1)\delta} \bar{O}(t) dt &= P \sum_{k=0}^{\infty} (1-P)^k \int_{k\delta}^{(k+1)\delta} e^{-\alpha t} dt = \frac{P}{\alpha} \sum_{k=0}^{\infty} (1-P)^k [e^{-\alpha k\delta} - e^{-\alpha(k+1)\delta}] = \\ \frac{P}{\alpha} \sum_{k=0}^{\infty} (1-P)^k e^{-\alpha k\delta} - \frac{P}{\alpha} \sum_{k=0}^{\infty} (1-P)^k e^{-\alpha(k+1)\delta} &= \frac{P}{\alpha} \sum_{k=0}^{\infty} (1-P)^k e^{-\alpha k\delta} - \frac{P}{\alpha} \sum_{k=0}^{\infty} (1-P)^k e^{-\alpha\delta} e^{-\alpha k\delta} = \\ \frac{P}{\alpha} \left\{ \sum_{k=0}^{\infty} [(1-P)e^{-\alpha\delta}]^k - e^{-\alpha\delta} \sum_{k=0}^{\infty} [(1-P)e^{-\alpha\delta}]^k \right\} &= \frac{P}{\alpha} (1 - e^{-\alpha\delta}) \sum_{k=0}^{\infty} [(1-P)e^{-\alpha\delta}]^k; \end{aligned}$$

Прийmemo до уваги

$$\sum_{k=0}^{\infty} [(1-P)e^{-\alpha\delta}]^k = \frac{1}{1 - (1-P)e^{-\alpha\delta}},$$

Тоді одержимо вираз для питомого числа ушкоджень (1/добу):

$$n_{\delta} = \frac{\lambda P}{\alpha \delta} \frac{1 - e^{-\alpha\delta}}{1 - (1-P)e^{-\alpha\delta}}; \alpha = \frac{1}{\tau_{cp}}.$$

Тепер проведемо математичні перетворення інших елементів (4.5)

$$\int_0^{\delta} \hat{O}(t) dt = \int_0^{\delta} (1 - e^{-\alpha t}) dt = t + \frac{1}{\alpha} (1 - e^{-\alpha t});$$

$$\sum_{k=0}^{\infty} (1-P)^k \left[ \int_{k\delta}^{(k+1)\delta} \bar{\Phi}(t-\delta) dt - \int_{k\delta}^{(k+1)\delta} \bar{\Phi}(t) dt \right] = (e^{-\alpha} - 1) \sum_{k=0}^{\infty} (1-P)^k e^{-\alpha k\delta} \int_{k\delta}^{(k+1)\delta} e^{-\alpha t} dt =$$

$$(e^{-\alpha} - 1) \sum_{k=0}^{\infty} (1-P)^k \frac{1}{\alpha} [e^{-\alpha k\delta} - e^{-\alpha(k+1)\delta}] = \frac{(e^{-\alpha} - 1)(1 - e^{-\alpha\delta})}{\alpha} \sum_{k=0}^{\infty} [(1-P)e^{-\alpha\delta}]^k = \frac{1}{\alpha} \frac{(1-P)(1 - e^{-\alpha\delta})^2}{1 - (1-P)e^{-\alpha\delta}};$$

$$\delta - \frac{1}{\alpha} (1 - e^{-\alpha\delta}) + \frac{1}{\alpha} \frac{(1-P)(1 - e^{-\alpha\delta})}{1 - (1-P)e^{-\alpha\delta}} = \delta - \frac{P}{\alpha} \frac{1 - e^{-\alpha\delta}}{1 - (1-P)e^{-\alpha\delta}};$$

Тепер вираз (4.5) має вигляд:

$$\bar{n}_{ab} = \lambda - \bar{n}_y$$

Для узагальненої оцінки питомих збитків від втрат газу розглянемо окремі складові виразу (4.7)

$$\int_{t-\delta}^t \bar{\Phi}(x) dx = \int_{t-\delta}^t e^{-\alpha t} dt = \frac{1}{\alpha} e^{-\alpha t} (e^{-\alpha} - 1);$$

$$\int_{k\delta}^{(k+1)\delta} dt \int_{t-\delta}^t \bar{\Phi}(x) dx = \int_{k\delta}^{(k+1)\delta} \frac{1}{\alpha} e^{-\alpha t} (e^{-\alpha} - 1) dt = e^{-\alpha k\delta} \left[ \frac{1}{\alpha^2} (e^{\alpha\delta} + e^{-\alpha\gamma} - 2) \right];$$

$$\sum_{k=1}^{\infty} (1-P)^k \int_{k\delta}^{(k+1)\delta} \bar{\Phi}(x) dx = \sum_{k=1}^{\infty} \left[ \frac{1}{\alpha^2} (e^{\alpha\delta} + e^{-\alpha\gamma} - 2) e^{-\alpha k\delta} (1-P)^k \right] = \frac{1}{\alpha^2} (e^{\alpha\delta} + e^{-\alpha\gamma} - 2) \frac{(1-P)e^{-\alpha\delta}}{1 - (1-P)e^{-\alpha\delta}}$$

$$\int_0^{\delta} q dt \int_0^{\delta-t} \bar{\Phi}(x) dx = q \left[ \frac{\alpha}{\delta} - \frac{1 - e^{-\alpha\delta}}{\alpha^2} \right].$$

Перетворене (4.7) має вигляд:

$$\bar{Q} = (c + \frac{q}{\alpha}) \left( \lambda - \frac{\lambda P}{\alpha \delta} \frac{1 - e^{-\alpha\delta}}{1 - (1-P)e^{-\alpha\delta}} \right) + \frac{c}{\delta} \left[ 1 - \exp\left(-\frac{\lambda P}{\alpha \delta} \frac{1 - e^{-\alpha\delta}}{1 - (1-P)e^{-\alpha\delta}}\right) \right].$$

З врахуванням перетворень одержимо вирази узагальнених показників (4.4), (4.5), (4.10) в остаточному виді:

$$\bar{\Pi}_n = \frac{\lambda P}{\alpha \delta} \cdot \frac{(1 - e^{-\alpha\delta})}{1 - (1-P)e^{-\alpha\delta}}; \quad (4.13)$$

$$\bar{\Pi}_{aa} = \lambda - \bar{\Pi}_n; \quad (4.14)$$

$$\bar{Q} = \left( C + \frac{q}{\alpha} \right) (\lambda - \bar{P}_n) + \frac{C}{\delta} [1 - \exp(-P_n \delta)] \quad (4.15)$$

Таким чином, функція мети середніх питомих сумарних витрат  $\bar{z}_{\Sigma}^{\text{EA}\zeta}$  на здійснення контрольно-відновлювальних заходів у рамках обраної стратегії виглядає:

$$\bar{z}_{\Sigma}^{\text{EA}\zeta} = \frac{C_{\text{гид}} + \tilde{N}}{\delta} + \lambda \left( C_{\text{аа}} + \frac{q}{\alpha} \right) - \left( C_{\text{аа}} - C_{\text{г}} + \frac{q}{\alpha} \right) \bar{I}_i - \frac{\tilde{N}}{\delta} \exp(-\bar{I}_n \delta) \quad (4.16)$$

де  $\bar{p}_n$  - описується виразом (4.13).

Розроблена математична модель з оцінки ефективності контрольно-відновлювальних заходів у рамках прийнятої стратегії технічного обслуговування і ремонту адекватно описує реальний процес обслуговування лінійної частини магістральних газопроводів і дозволяє вирішувати комплекс задач його удосконалювання.

## 4.2 Часткові випадки використання розробленої моделі для оптимізації обслуговування надземного балкового переходу

В спеціальній літературі питання надземних ділянок достатньо широко розкрито в спеціальній літературі [24 – 29]. Однак, при цьому розв'язання комплексних завдань, коли слід врахувати можливість податливості не лише ґрунтових опор, а також переміщень та компенсація монтажних зазорів в опорних вузлах, можливість локального прикладання навантажень, наприклад діагностувальних пристроїв, розподіленого навантажень та різнотовщинність труб надземної ділянки трубопроводу розкрито недостатньо повно. Цьому питанню значна увага приділяється в роботах [30 – 33] та наводяться практичні задачі, що характерні трубопровідного комплексу, де використовуються надземні ділянки.

Для досліджень використовується розрахункова схема нерозрізної балки з окремо стоячими опорами (рисунки 4.1). Тут застосовуються

наступні позначення із відповідним роз'ясненням функціонального призначення:

- загальна довжина надземної частини ділянки, встановлюється як значення " $l$ " справа схеми, на рисунку 4.1;
- початок координат ( $x, y$ ) визначено зліва схеми та, відповідно до прийнятого напрямку осей, переміщення трубопроводу вниз буде додатнім, а вгору від'ємним;
- наявність підземних частин трубопроводу з обох боків переходу показана у вигляді пружних зв'язків ( $\kappa_i$ ) тіла труби з ґрунтом і внизу кожної проміжної опори з координатою " $a_i$ " відносно початку координат системи;
- реакції кожної з проміжних опор надземної ділянки показані як " $R_i$ ";
- жорсткі регульовані переміщення опор вгору та вниз задаються відповідними значеннями " $z_i$ ";
- вагу конструктивних елементів надземної ділянки позначено як розподілене зусилля " $q_i$ " на встановленому проміжку (від " $b_j$ " до " $b_{j+1}$ "), що дає змогу формувати окремі частини ділянки ( $[d_m, d_{m+1})$ ) різної товщини та відомої жорсткості трубопроводу при згині ( $D_m$ );
- наявність локально прикладеного зусилля " $P_k$ " із координатою " $c_k$ " виконано відносно початку відліку.

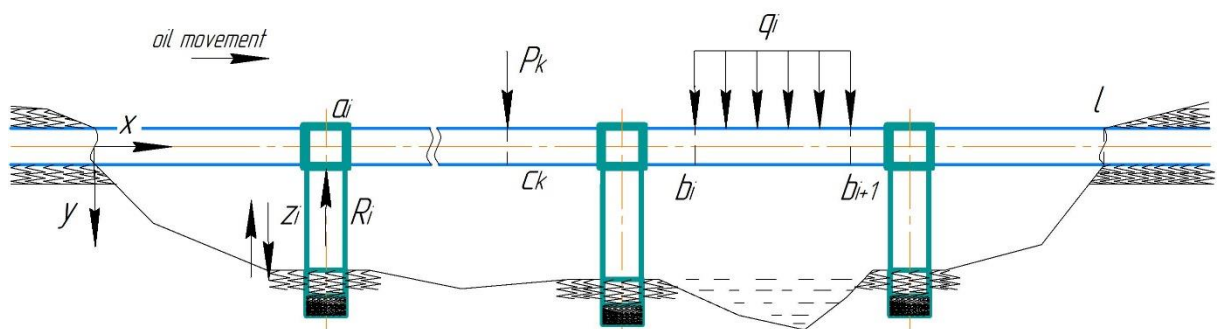


Рисунок 4.1 – Схема розрахункової моделі багатоопорної надземної ділянки

Тоді для опису положення осі трубопроводу надземної ділянки використаємо диференціальне рівняння, що описує прогин осі  $w(x)$  розглядуваної балкової трубчастої конструкції із жорсткістю  $D(x)$ , а також характеристику прикладених навантажень  $q(x)$  та  $P_k$  [28 – 31]:

$$(D(x)w''(x))'' = q(x), \quad x \in (0, l), \quad (4.17)$$

де  $q(x) = \sum_{i=1}^{N_R} R_i \delta(x - a_i) + \sum_{k=1}^{N_P} P_k \delta(x - c_k) + \sum_{j=1}^{N_q} q_j [\theta(x - b_j) - \theta(x - b_{j+1})]$  - зовнішнє навантаження.

Тут використано наступні позначення для опису прикладеного навантаження ( $q(x)$ ), яке наведене в правій частині рівняння (4.17):

- дельта-функція Дірака для локальних навантажень  $\delta(x - \alpha)$ ;
- функція Гевісайда для розподілених навантажень  $\theta(x) = (0, x < 0) \vee (1, x \geq 0)$ .

Так як трубопровід укладено на точково розташовані проміжні опори, то для опису контакту між ними застосовується співвідношення, яке містить дані про реакції та положення цих опор:

$$w(a_i) = -\kappa_i R_i + z_i, \quad i = 1, N_R, \quad (4.18)$$

де  $U_i = -\kappa_i R_i$ ,  $i = 1, N_R$  - переміщення опор при податливості ґрунту.

Розв'язуючи рівняння (4.17) і (4.18) можна встановити згинні моменти та перерізуючі сили в розглядуваній моделі надземної ділянки:

$$M(x) = -D(x)w''(x), \quad Q(x) = M'(x) \quad (4.19)$$

Отримані результати є вихідними параметрами для встановлення діючих моментних напружень, що зумовлені згином трубопроводу:

$$\sigma^b = My / (\pi t r_n^3) \quad (4.20)$$

Для розв'язання рівняння (4.17) використано підхід, що наведено в роботі [6] та ґрунтується на методі Коші:

$$w(x) = w_0 + \theta_0 x + M_0 \frac{\partial}{\partial \alpha} K(x, 0) + Q_0 K(x, 0) + w^*(x, 0), \quad (4.21)$$

де  $K(x, \alpha)$  – функція Коші,

$$w^*(x) = \sum_{i=1}^{N_R} R_i \theta(x - a_i) K(x, a_i) + \sum_{k=1}^{N_P} P_k \theta(x - c_k) K(x, c_k) + \sum_{j=1}^{N_q} q_j H_j(x), \quad w_0, \theta_0, M_0, Q_0$$

– параметри,  $H_j(x) = \int_{b_j}^{\varphi_j(x)} K(x, t) dt$ ,  $\varphi_j(x)$  – функція розглядуваного проміжку.

Встановлення параметрів осі підземної частини трубопроводу ( $w_m$ ) здійснюється за наступним рівнянням прогину підземних ділянок [28 – 31]:

$$(D_m^0 w_m'')'' = k_m (f_m - w_m) + q_m^0, \quad m = 1, 2, \quad (4.22)$$

де  $D_m^0$  – жорсткість заданої підземної ділянки на згин,  $q_m^0$  – навантаження підземної ділянки,  $k_m$  – коефіцієнт жорсткості ґрунтової підземної частини,  $f_m$  – рівняння форми осі трубопроводу.

Для вирішення рівнянь (4.17) – (4.22) та знаходження невідомих параметрів та реакцій ( $w_0, \theta_0, M_0, Q_0, R_i, i = 1, N_R$ ) використовуються умови контактування трубопроводу із опорами та рівність переміщень і поворотів осі конструкції.

Представлена вище математична модель реалізується спеціальним обчислювальним комплексом [63], в якому наведено опис характеристик для введення необхідних даних, що описують надземну ділянку трубопроводу із прилягаючими підземними частинами та результати обчислень балково-оболонкової моделі надземної ділянки: прогин осі за встановлених геометричних показників та прикладених навантажень; кути повороту; згинні моменти; балкові напруження в надземній ділянці; табличне представлення результатів обчислень [39, 63].

### 4.3 Узагальнена методика використання балково-оболонкової моделі в трубопровідній галузі

Застосування надземних ділянок обумовлює необхідність періодичного контролю якості не лише відкритих ділянок трубопроводу, а також прилягаючих до них підземних частин. Зокрема можливі просідання ґрунту в місцях входу/виходу трубопроводу із підземної частини, руйнування захисних оголовків, зміщення ґрунтових мас внаслідок весняно-осінніх несприятливих умов тощо. Аналогічні процеси відбуваються в околі проміжних опор де додатково можливе руйнування окремих частин опор, виникнення просідання чи навпаки випучування ґрунту разом із опорою, розмивання фундаментів опор, руйнування берегової лінії тощо. Усі ці процеси призводять до зміни системи навантаження на тіло труби в результаті відхилення геометричних параметрів надземної ділянки від проєктованих величини. У зв'язку з цим система планового огляду та обстеження газонафтопроводів є важливим елементом забезпечення безаварійного функціонування трубопровідної системи загалом [39,63].

У випадку, коли встановлено відхилення дійсних показників надземної ділянки відносно проєктних значень або можливе зростання навантажень (пропускання діагностичних снарядів і т. д.) виникає необхідність оцінити реальні навантаження, що діють в системі та здійснити порівняльний аналіз із відповідними висновками щодо вимог нормативної документації [39,63].

Обов'язковим є реалізація процесу попереднього вимірювання твердості для наступного оцінювання характеристик міцності матеріалу трубопроводу. В такому випадку застосовують переносні твердоміри, що ґрунтуються на різноманітних принципах функціонування та вимірювання твердості [20, 34]. За можливості доцільним є встановлення реакції опори, що забезпечує необхідну експериментальну інформацію про діючі навантаження в надземній ділянці трубопроводу [39]. Далі комплексне застосування балково-оболонкової моделі та доступної експериментальної інформації дає змогу

оцінити реальний напружено-деформований стан конструкції надземного переходу магістрального трубопроводу [39,63].

*Встановлення напружено-деформованого стану надземної ділянки балкового типу.* Виконання обчислень із застосування балково-оболонкової моделі потребує попередньо встановлених даних за результатами експериментальних вимірювань на надземній ділянці трубопроводу, вивчення документальних даних щодо спорудження даного магістрального трубопроводу та встановлення реальних експлуатаційних показників. Лише після встановлення усіх необхідних показників досліджуваної ділянки реалізується обчислення згідно застосовуваної балково-оболонкової моделі. Відповідно до цього, порядок виконання методики полягає в наступному:

- встановлюються геометричні характеристики надземної частини, що включають протяжність досліджуваної ділянки трубопроводу, кількість проміжних опор та їхні координати відносно встановленої системи, визначається товщина окремих труб, їхня протяжність та координати встановлення, вивчається технічний стан проміжних опор, профілювання опор та осі трубопроводу тощо [39,63];

- визначаються фізико-механічні характеристики трубних елементів, температурні умови обстеження, фізико-хімічні властивості транспортованого продукту, експлуатаційний тиск; вагу локально прикладених зусиль та їхні координати; встановлюється густина та податливість ґрунту досліджуваної ділянки тощо;

- для лівої та правої підземних ділянок трубопроводу окремо встановлюється наявність та характеристики захисних оголовоків підземних частин трубопроводу, глибину прокладання ґрунту; наявність та протяжність просідання ґрунту під трубопроводом в прилягаючих до оголовоків частинах трубопроводу;

- виконується обчислення осі трубопроводу, діючих перерізуючих сил, згинних моментів та балкових напружень згідно балково-оболонкової моделі;

- обчислюються складові напружень зумовлені тиском транспортованого продукту та температурними умовами експлуатації;

- здійснюється порівняльний аналіз отриманих результатів обчислень із вимогами нормативної документації для встановлених умов експлуатації. у випадку відхилення допустимих значень виконується встановлення ймовірних умов впливу на відхилення дійсних напружень від нормативних значень;

- приймаються управлінські рішення щодо продовження експлуатації надземної ділянки або реалізації ремонтно-відновлювальних робіт [39,63].

*Зміна величини діючих зусиль в надземній ділянці або їхній перерозподіл в прогонах та над опорами.* При дослідженні реальних надземних ділянок спостерігається виникнення різноманітних умов, що призводять до непрогнозованого перевищення діючих навантажень в тілі труби. Перш за все сюди слід віднести:

- перевантаження надземної ділянки при спорудженні через технологічні фактори типу примусового стикування труб, переміщення невстановлених вантажів, недотримання вимог нівелювання тощо;

- зміна протяжності прогонів внаслідок паводків та розмивання берегової лінії (особливо в гірських умовах);

- глобальні та локальні зміщення ґрунтів внаслідок порушення їхньої суцільності при спорудженні підземної частини трубопроводу;

- перенасичення ґрунту вологою у весняно-осінній період, що змінює його несівні властивості та призводить до перевантаження окремих опор;

- виникнення перевантаження осьовою силою через зсуви ґрунту на скальній гірській породі [39,63].

Усі зазначені фактори призводять до руйнування опорних елементів типу ригелів і їхнього кріплення, руйнування спеціально споруджених оголовок надземної частини трубопроводу, розтріскування ґрунту в околі підземних частин трубопроводу, утворення пустот в прилягаючих підземних частинах тощо. Тому необхідний аналіз за результатами планового огляду та

обстеження, а також методика застосування та отримувани дані проведених обчислень згідно балково-оболонкової моделі, дають змогу проектувати управлінські рішення щодо перерозподілу діючих зусиль в прогонах чи над опорами, зменшення навантажень на опори або матеріал трубопроводу тощо.

До основних регулювальних величин в даному випадку слід віднести наступні [39,63]:

- зменшення тиску транспортованого продукту. Це дає змогу ефективно регулювати навантаження на трубопровід та його надземну частину на період доремонтної експлуатації;

- зміна висотного положення проміжних опор. В даному випадку слід враховувати наявність дійсної податливості ґрунту та складальних і монтажних зазорів в опорних елементах. В результаті можна досягти рівності опорних моментів, а також рівності діючих напружень в прогонах та над опорами; часткового розвантаження окремих опор та трубопроводу в місцях перевантаження; безпечного виконання ремонтно-відновлювальних робіт тощо;

- зміна протяжності прилягаючих до виходу з ґрунту підземних частин трубопроводу (розкопування або додаткове закопування) з метою забезпечення необхідної величини підймання трубопроводу над проміжними опорами; встановлення можливих меж забезпечення несівної здатності надземної ділянки (наприклад при розмиванні берегової лінії); зменшення навантаження на крайні окремостоячі опори тощо;

- вивчення умов експлуатації трубопроводу за додаткового локального навантаження при виконанні очищувальних, профілювальних чи діагностувальних робіт при проходженні внутрішньотрубних пристроїв [39,63].

Усі зазначені задачі реалізуються при виконанні ітераційних операцій при використанні обчислень за допомогою розглядуваної балково-оболонкової моделі надземного переходу балкового типу. магістрального трубопроводу. При цьому виконуються операції із вертикального

регулювання опор за встановлених даних щодо геометрії трубопроводу, фізико-хімічних властивостей ґрунтів, умов експлуатації тощо [39,63].

#### **Висновки по розділу 4**

1. Розроблена математична модель з оцінки ефективності контрольно-відновлювальних заходів у рамках прийнятої стратегії технічного обслуговування і ремонту адекватно описує реальний процес обслуговування лінійної частини магістральних газопроводів і дозволяє вирішувати комплекс задач його удосконалювання.

2. Реалізація математичної моделі дозволила вирішити часткові випадки для оптимізації обслуговування надземного балкового переходу встановити закономірності процесу коливання напружень і вплив технологічних параметрів на амплітуду і частоту коливань.

## ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ

На основі результатів виконаних досліджень вирішено важливу науково-технічну задачу раціонального керування принципами експлуатації обслуговування газотранспортних систем за умови їх неповного завантаження з метою забезпечення заданої на певному проміжку часу продуктивності при мінімальних енерговитратах, а саме:

1. На основі аналітичних досліджень експлуатації газотранспортних систем в умовах сезонної нерівномірності газоспоживання встановлено закономірності впливу обсягів активного газу в підземному газосховищі на енергоефективність газотранспортного комплексу. Результати проведених досліджень дозволили встановити оптимальну з точки зору енерговитратності величину активного газу в сховищі, яка відповідає об'єму, необхідному для вирівнювання сезонної нерівномірності газоспоживання.

2. Створено математичну модель визначення надійності об'єктів газотранспортної системи на основі найпростішого потоку відмов, показано принцип розрахунку часу безаварійної експлуатації і термінів проведення технічного обслуговування для забезпечення заданого рівня надійності. Дані дослідження технічного стану і показника надійності експлуатації лінійних частин магістральних газопроводів дають змогу встановити прогноз аварійної відмови системи на майбутній період їх функціонування, що в комплексі з аналізом збитків від пошкоджень дає змогу оцінити економічні та екологічні втрати.

3. Розроблена математична модель з оцінки ефективності контрольно-відновлювальних заходів у рамках прийнятої стратегії технічного обслуговування і ремонту адекватно описує реальний процес обслуговування лінійної частини магістральних газопроводів і дозволяє вирішувати комплекс задач його удосконалювання. Реалізація математичної моделі дозволила вирішити часткові випадки для оптимізації обслуговування, а результати впроваджено на об'єктах «Укртрансгаз».

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Будзуляк Б.В. Методология повышения эффективности эксплуатации системы трубопроводного транспорта газа на стадии развития и реконструкции/Б.В. Будзуляк - М.: НЕДРА, 2003 – 170с.
2. Бусленко Н.П. Моделирование сложных систем/Н.П. Бусленко – М.: Наука, 1978. – 399 с.
3. Вариационный контроль технического состояния газоперекачивающих агрегатов / Ю.Н.Васильев, М.Е.Бесклетный, Е.А.Игуменцев и др. – М.: Недра, 1987. – 197 с.
4. Вольський Э.Л. Надежность и оптимальное резервирование газовых промыслов и магистральных газопроводов/Э.Л.Вольський, А.И.Гарляускас, С.В Герчиков – М.: Недра, 1970. – 280 с.
5. Гершун Б.І. Забезпечення енергоефективності експлуатації складних газотранспортних систем в умовах їх неповного 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, 2023. – 119 с.
6. Говдяк Р.М. Енергетична безпека нафтогазових об'єктів/Р.М. Говдяк, Я.М. Семчук, Л.Б. Чабанович та ін. Івано-Франківськ, Лілея НВ, 2007 – 554
7. Гончарук М.І. Аналіз причин втрат природного газу/ М. І. Гончарук // Нафтова і газова промисловість. — 2003. — № 1. — С. 51-53.
8. 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 .

9. Грудз В.Я. (молодший) Рациональні режими роботи тривалоексплуатованих газотранспортних систем в умовах їх неповного 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, 2020. – 131 с.

10. Грудз В.Я., Грудз В.Я. (молодший) нестационарні процеси в газотранспортних системах за умови їх неповного завантаження.// Матеріали 6-тої міжнародної науково-технічної конференції нафтогазова енергетика. 2017. Івано-Франківськ. 15-19 травня 2017. с.213.

11. Грудз В.Я. Технічна діагностика трубопроводних систем/В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Костів та ін. – Івано-Франківськ.: Лілея-НВ, 2012.- 512с.

12. Грудз В.Я. Оптимізація обслуговування газопомпувальних агрегатів компресорних станцій ПСГ/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Костів та ін// Науковий вісник ІФНТУНГ. Спецвипуск2(8), 2004

13. Грудз В.Я. Ефективність використання енергоресурсів у процесі трубопроводного транспорту газу/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, А.В. Дацюк// Нафтогазова енергетика. № 1. – 2008

14. Грудз В.Я. Статистична оцінка енерговитрат на транспорт газу магістральними газопроводами/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, А.В. Дацюк//Нафтова і газова промисловість.№ 2. - 2008

15. Грудз В.Я, Малютін Р.Ю. Підвищення надійності газопостачання на основі вдосконалення технічного обслуговування Прикарпатський вісник НТШ. Число. №21(79) -2025 – С.372-378

16. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Стасюк Р.Б., Дзюбик А.Р., Малютін Р.Ю. До питання про можливість скорочення охоронних зон лінійної частини газотранспортних систем//Нафтогазова енергетика. – 2025. - №1(43) – С.117 – 125.

17. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Болонний В.Т., Малютін Р.Ю., Садлівський В.І. Дослідження енерговитрат при транспортуванні нафти магістральними нафтопроводами . Прикарпатський вісник НТШ. Число. №19(73) -2024 – С.175-187

18. Грудз В.Я. Оцінка технічного стану елементів газоперекачувальних агрегатів компресорних станцій магістральних газопроводів/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Рудко// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ".- 2002. - №1(38). – 2011. – С88-90.

19. Грудз В.Я. Математичне моделювання фільтрації газу в ґрунті внаслідок виникнення малих витоків в газопроводі/В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Фейчук та ін. // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – № 3(40). – 2011. – С.66-69

20. Грудз В.Я. Статистична оцінка втрат газу в розподільних мережах/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Фейчук та ін. // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – №2. – 2012. – С. 34-36

21. Грудз В.Я. Енергетична ефективність використання високопотужних газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях багато-ниткових систем/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.І. Слободян// Нафтогазова енергетика- 2010 - №2 – С.30-33

22. Грудз В.Я. Характеристика режимів роботи компресорних станцій магістрального газопроводу/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.І. Слободян// Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – № 4. – 2010. – С.124-126

23. Грудз Я.В. Енергоефективність газотранспортних систем/Я.В.Грудз- Івано-Франківськ. – Лілея НВ,- 2012.- 186с.

24. Грудз Я.В. Енергетичний баланс трубопровідного транспорту газу/Я.В. Грудз// Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – № 3(40). – 2012. – С.

25. Грудз Я.В. Оцінка впливу нестационарності газового потоку на енергоефективність транспорту газу/ Я.В. Грудз // Науковий вісник ІФНТУНГ. Випуск 3, 2012 – С.137 - 143

26. Грудз Я.В. Оцінка енергоефективності газоперекачувальних агрегатів в умовах компресорних станцій/ Я.В. Грудз // Науковий вісник ІФНТУНГ. Спецвипуск 2, 2012 – С.57-69

27. Грудз Я.В. Оптимізація режимів роботи газопроводу з урахуванням енерговитратності транспорту газу/ Я.В. Грудз // Нафтогазова енергетика. № 2. – 2012 – С.12 - 15

28. Грудз Я.В. Прогнозування технічного стану газоперекачувальних агрегатів / Я.В. Грудз // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – № 4(41). – 2012. – С.34-38

29. Грудз В.Я. Математична модель магістрального газопроводу як єдиної енергосистеми/В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, Л.Т. Гораль та ін. // Міжнародна науково-технічна конференція «Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи» Івано-Франківськ 2009р.- – С.34-35

30. Грудз В.Я. Оптимізація режимів роботи газонафтотранспортних систем України в умовах їх неповного завантаження. /В.Я. Грудз, М.Д. Середюк. Тези доповіді в комітеті з енергозбереження Верховної Ради. 2015.Грудз в.я. Дослідження енергетичного стану складних газотранспортних систем/В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.І. Слободян та ін. // Матеріали Всеукраїнської наук.-прак. конф. «Шляхи підвищення ефективності експлуатації трубо-провідного транспорту нафти і газу іта підготовка кадрів для галузі» Ів-Франківськ, 2010-С.9-12

31. Грудз В.Я. Оцінювання величин втрат газу і площ забруднення при пошкодженні магістрального газопроводу/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Фейчук та ін.// Надежность и безопасность трубопроводного транспорта. Материалы 7 международной научно-технической конференции. – Полоцк, 2011 - С. 102-103

32. Грудз В.Я. Аналітичні дослідження витоків газу з газопроводу/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Костів// Матеріали між народ.наук.-техн. конф.»Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу».Ів.-Франківськ, 15-18 травня 2012.С.66-67

33. Грудз Я.В. Вплив нестационарності газового потоку на енерговитрати при транспортуванні/Я.В. Грудз// Матеріали між народ.наук.-техн. конф. «Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу».Ів.-Франківськ, 15-18 травня 2012.С.66-67
34. Грудз, В.Я, Костів, ЯВ, Процюк, В.Р, Тимків, Д.Ф 2016, Математичне моделювання складних газотранспортних систем в комплексі ПСГ, *Scientific Journal "Science Rise"*, № 4 (21), р. 44–49.
35. Грудз В.Я. Обслуживание газотранспортных систем/В.Я. Грудз, Д.Ф.Тымкив, Е.И.Яковлев –Київ: 1991 – 160 с.
36. Грудз В.Я. Обслуговування і ремонт газопроводів/В.Я. Грудз, Д.Ф.Тимків, В.Б. Михалків та ін. //Івано-Франківськ, Лілея-НВ, 2009 – 710с.
37. Грудз В.Я. Пускові динамічні параметри газу на ділянці магістрального газопроводу/В.Я. Грудз В, Т.Ф.Тутко// Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: транспорт і зберігання нафти і газу. – 2001. № 38 – С.45–61.
38. Гухман А.А. Введение в теорию подобия. /А.А. Гухман. –М.: Высшая школа, 1973 – 332 с.
39. Дзюбик А.Р. Розробка наукових основ підвищення надійності тривало експлуатованих трубопровідних систем шляхом вдосконалення зварювальних процесів при ремонтах – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису. Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 05.13.15 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища, галузь знань 18 - Виробництво та технології - Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2025. - – 626 с.
40. Довідник з нафтогазової справи /За загальною ред.В.С.Бойка, Р.М.Кондрат, Р.С.Яремійчук. –Львів, 1996. – 620 с.
41. Дорошенко Я.В. Спорудження магістральних трубопроводів: підручник/ Я.В. Дорошенко- Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010 – 563с.

42. Дубинина М. М. Теплообмен и механика взаимодействия трубопроводов и скважин с грунтами/М.М. Дубинина, Б.А.Красовицкий – Новосибирск: Наука, 1983. – 134с.
43. Енергетична безпека держави: високоефективні технології видобування, постачання і використання природного газу/Є.І. Крижанівський, М.І. Гончарук, В.Я. Грудз та ін. Київ,Інтерпрес ЛТД, 2006 – 283с.
44. Жидкова М. А. Переходные процессы в магистральных газопроводах/ М.О. Жидкова – Киев.: Наукова думка, 1979. – 255 с.
45. Жидкова М. А. Трубопроводный транспорт газа / М.О. Жидкова - Киев.: Наукова думка, 1973. –142 с.
46. Зарицкий С. П., Деев В. С., Корнеев В. И. О влиянии температуры на входе в компрессор на мощность ГТУ ГТН – 10И// Транспорт и хранение газа. – М.: ВНИИЭГАЗПРОМ, № 2, 1979. – С.1–10.
47. Загоруйченко В.А. Уравнение состояния и термодинамические свойства газовых смесей водорода, азота и метана/В.А.Загоруйченко //Теплофизические свойства газов. – М.: Наука, 1970. – С.95-97.
48. Калин С.І. Про витиснення твердим тілом неньютонівської рідини з трубопроводу/ С.І.Калин, В.Я.Грудз // Нафт. і газ. пром-сть. – 1990. – №4. – С.26–27.
49. Капцов И.И. Восстановительные работы на МГ: пути повышения эффективности/ И.И.Капцов, В.Н. Гончаров, В.Н. Гончар //Газовая промышленность №4,1990.с.28-30
50. Клюк Б.О. Газонафтопроводи:оптимізація їх спорудження, експлуатації та захист природи/Б.О. Клюк//Харків, УкрНДГаз, 2000 – 180с.
51. Керування режимами газотранспортних систем /В.Я.Грудз, М.Т.Лінчевський, В.Б.Михалків та ін. – К.: Укргазпроект, 1996. – 140 с.
52. Ковалко М.П. Методи та засоби підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного газу/М.П. Ковалко – Київ: Українські енциклопедичні знання. – 2001. – 288 с.

53. Крижанівський Є.І., Грудз В.Я., Грудз .В.Я.(молодший), Терещенко Р.В. Прогнозування стаціонарних режимів роботи систем газопостачання методом інтегральних коефіцієнтів. //Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. №1(60), 2018. С. 12 – 16.

54. Крижанівський Є.І., Грудз В.Я., Грудз .В.Я.(молодший), Терещенко Р.В. Оптимізація режимів компресорних станцій за умови їх неповного завантаження. //Нафтогазова енергетика. 2017. №1(27). С. 65-69.

55. Конвей Р. В. Теория расширений/Р.В. Конвей, В.Л.Максвел, Л.В.Милаер -М.: Наука, 1975. – 322 с.

56. Корн Г. Справочник по математике для научных работников и инженеров/Г. Корн, Т. Корн – М.: Наука, 1970. – 720 с.

57. Кривошеин Б. Л. Теплофизические расчеты газопроводов/Б.Л. Кривошеин – М.: Недра, 1982. –168 с.

58. Кривошеин Б.Л. Математическое моделирование теплового взаимодействия магистральных газопроводов большого диаметра с окружающей средой/Б.Л. Кривошеин, В.Н.Новаковский, В.П.Радченко// Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт.– 1975.– № 1.– С.122-130.

59. Лабинов С.Д. Обобщенное представление термодинамических свойств многокомпонентных смесей углеводородов в двухфазном состоянии/ С.Д.Лабинов, Н.Ю.Болотин, Г.С. Дорочинская// Теплофизические свойства углеводородов, их смесей, нефтей и нефтяных фракций.– М.: Изд-во стандартов, 1973.– Вып. 1.– С. 59–66.

60. Математическая теория планирования эксперимента/С.М. Ермаков, В.З. Бродский, А.А. Жиглявский и др. – М.: Наука, 1983 – 392 с.

61. Методика оптимизации режимов сложных газотранспортных систем (на основе регрессионной идентификации) / В.Б. Михалкив, Е.И. Яковлев, Б.И.Ксенз и др.– М.: МИНХ, 1983. – 94 с.

62. Методика «Працездатність зварних з'єднань тривало експлуатованих трубопровідних систем та зосереджених об'єктів»/ В.Я.

Грудз, А.Р. Дзюбик, Р.Ю.Малютін та ін./ Фонди НАК "Нафтогаз України"2025

63. Методика розрахунків керування режимами газопроводів в процесі проведеннячисних і дефектоскопічних робіт/ В.Я. Грудз, Д.Ф. Тимків, Я.В. Грудз та ін. / Фонди НАК "Нафтогаз України", 2000

64. Методика розрахунку параметрів формування і циклічної експлуатації ПСГ в водоносних структурах/В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, Д.Ф. Тимків та ін. // Фонди НАК "Нафтогаз України", 2003

65. Методика розрахунку розподілення потоків газу в складних газотранспортних системах і підрахунку його запасів в трубах//В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, Д.Ф. Тимків та ін. // Фонди НАК "Нафтогаз України", 2003

66. Мозгалевский А. В. Техническая диагностика/А.В. Мозгалевский, Д.В.Гаспаров – М.: Высшая школа, 1975. – 495 с.

67. Нестационарный теплообмен в трубах / Под ред. Н.М.Беляева. – К.; Донецк: Выщ. шк., 1980. – 169 с.

68. Поршаков Б. П. Газотурбинные установки для транспорта газа и бурения скважин/Б.П. Поршаков – М.: Недра, 1982. – 321 с.

69. Режимы газотранспортных систем /Є.І.Яковлєв, О.С.Казак, В.Б.Михалків та ін. – Львів: Світ, 1992. – 170 с.

70. Растрингин Л.А. Введение в идентификацию объектов управления/ Л.А. Растрингин, Н.Е. Маджаров – М.: Энергия, 1977. – 216 с.

71. Руднік А.А. Методика узагальненого оцінювання та підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу /А.А. Руднік //Нафтова і газова промисловість. – 2000. - № 6 - с. 36 – 38.

72. Роуз Х. Механика жидкости.- М.:Изд-во лит.по строительству,1967. – 410с.

73. Роуч П. Вычислительная гидродинамика/П. Роуч – М.: Мир, 1980 –287 с.

74. Середюк М.Д. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів/М.Д. Середюк, Й.В. Якимів, В.П. Лісафін. Івано-Франківськ,

Факел.2001 – 517с.

75. Соколовский С.В. Повышение давления в трубопроводе от гидравлического удара при нарушении сплошности движения/ С.В.Соколовский, С.И. Лищенко// Гидравлика и гидротехника: Респ. межвед. науч.-техн. сб. – 1974. – Вып.18. – С. 3–7.

76. Сорока И.И. Опыт очистки внутренней полости магистральных газопроводов ВПО ВПО Укргазпром/И.И.Сорока, И.И. Капцов // Транспорт и хранение газа.– 1991.– Вып. 12. – 46 с.

77. Ставровский Е.Р. Методы расчета надежности магистральных газопроводов/ Е.Р.Ставровский, М.Г. Сухарев, Н.М.Карасевич – Новосибирск: Наука, 1982. – 92 с.

78. Туровський О.А.. Підвищення ефективності газопроводів на основі вдосконалення методів їх обслуговування. – 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, 2024.- 177с.

79. Тепловые режимы магистральных газопроводов /Ходанович Н.Е., Кривошеин Б.Д., Бикчентай Р.Н. и др. – М., 1971 . – 216 с.

80. Теплотехнические расчеты процессов транспорта и регазификации природных газов: Справ. пособие / В.А.Загорученко, Р.Н.Бикчентай, А.А.Вассерман и др.– М.: Недра, 1980. – 320 с.

81. Трубопровідний транспорт газу/М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків та ін.//Київ, АренаЕКО, 2002, - 600с.

82. Щербаков С.Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа/ С.Г.Щербаков– М.: Наука, 1982. – 206 с.

83. Яковлев Е.И. Анализ неустановившихся процессов в нитках магистрального газопровода статистическими методами // Изв.вузов. Нефть и газ. – 1968. – № 2. – С.72–76.

84. Якимів М.М. Аналітичні дослідження характеру розподілу рідинних відкладень по довжині газопроводу /М.М. Якимів// Нафтогазова галузь України. – 2015. - №2. – С.25 – 28.

85. O. Ivanov, Ya. Grudz, , R. Maliutin, V. Sadlivskyi, O. Turovskyi, I. Datsko, 2024. Increasing the reliability of gas supply on the basis of improving the activity of the service system. *Procedia Structural Integrity* 58 (2024), 745-749

86. Grudz V.Ya. NON-STATIONARY PROCESSES IN THE GAS TRANSMISSION SYSTEMS AT COMPRESSOR STATIONS SHUT-DOWN [Text] / V.Ya. Grudz\*, V.Ya. Grudz (junior), V.B. Zapukhlyak, Ya.V. Kyzymyshyn // *Journal of hydrocarbon power engineering*. – 2018. – №1(5). – P. 22-28.

87. Eakin B., Ellington R. Application of the BWR equation to hydrocarbon-carbon dioxide mixtures // *Thermodyn. Transp. Prop. Gas and Liquids., Sympos. Lafayette, 1959.* – P. 195–204.

88. Ellington R. Thermodynamic properties of methane – nitrogen mixtures // *Sympos. Lafayette, 1959.* – P. 102–109.

89. Filipchuk, V. Grudz, V. Marushchenko, V. Myndiuk, M.Savchuk Development of cleaning methods complex of industrial gas pipelines based on the analysis of their hydraulic efficiency *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies* ISSN 1729-3774 2/8 ( 92 ) 2018

90. Gonzalez M., Lee A. Grafical viscosity correlation for hyarocarbons // *A. I. Ch. E. J.* – 1968. – V. 14. – P.242-244.

91. Jensen R., Kurata F. Density of liquified natural gas // *J. Petrol. Technol.* – 1969.– V. 21.– P. 683-691.

92. Kao R. Thermodynamic properties of LNG // *Cryogenics Ind. Gases.* – 1970. – V. 5, № 5. – P. 24–31.

93. New concept single signature vibration monitoring through the lifetimes of an engine. - *Aircraft Engineering*, 1979, 51, 3, P. 21-22.

94. McCarty R. A comparison of mathematical models for the prediction of LNG densities // *Nat. Bur. Stand., USA, Internal Report 77-867.* – 1977. – P. 60.

95. 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.

96. Reamer H., Sade B., Lacey W. Volumetric and phase behavior of the methane-propane system // Ind. Eng. Chem.– 1950. – V, 42. – P. 534–539.

97. Roth Neinz. Schwingungsmessungen an Turbinen-schaufeln mit optischen Methoden Brown Boveri Mitt. – 1977. – 64, № 1.– P. 64–67.

98. Shanaa M., Canfield R. Liquid density and excess volume of light hydrocarbon mixtures at – 165°C // Transact. Faraday Soc. – 1968. – V. 64. – P. 2281–2286.

99. Tans A. Viscosity of gaseous methane // Brit. Chem. Eng.– 1960.– V.5. – P. 358.

100. Molenda J. Gaz ziemny. Katowice: Slask, 1974. – 470 p.

101. Energy Charter Secretariat. Gas Transit Tariffs in selected Energy Charter Treaty Countries. – www.encharter.org. – January 2006. – 86 p.

106. Francis K . Gip .New operation strategies in heavy cycle pipeline will increase profit margin // Oil S Gas journal. – 2003. – № 10. – p. 60-64.

107. N.El – Emam. New equation calculates friction factor for turbulent flow of non-newtonian fluids /N.El – Emam, A.H.Kamel., M.El-Shafei., A-El Batrawy. // Oil S Gas journal. – 2003. – № 22. – p. 74-82.

108. Fun Chen. New approach developed for estimating pour points of crude oil blend /Fun Chen, Jinjun Zhang, Fan Zhang. // Oil S Gas Journal . – 2003. – №11. – p. 60-64.

109. Zapukhliak V. MATHEMATICAL MODELING OF UNSTEADY GAS TRANSMISSION SYSTEM OPERATING CONDITIONS UNDER INSUFFICIENT LOADING [Text] / V. Zapukhliak, L. Poberezhny, P. Maruschak, V. Grudz Jr., R. Stasiuk, J. Brezinová, A. Guzanová // Energies. – 2019 – Volume 12, Issue 7 (April-1 2019). – P. 1–14. EISSN 1996-1073

## ДОДАТОК А

### СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. O. Ivanov, Ya. Grudz, R. Maliutin, V. Sadlivskyi, O. Turovskyi, I. Datsko, 2024. Increasing the reliability of gas supply on the basis of improving the activity of the service system. *Procedia Structural Integrity* 58 (2024), 745-749. <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2024.04.106> **Індексується в міжнародній наукометричній базі Scopus.** Автором самостійно проведено аналіз особливостей функціонування газотранспортної системи України та сучасних підходів до оптимізації процесів її експлуатації. Автором виконано дослідження методів прогнозування навантаження, обґрунтовано підходи до вибору активних елементів системи та раціонального розподілу навантаження з метою мінімізації експлуатаційних витрат. Брав участь у підготовці статті до публікації.

2. В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.Т. Болонний, Р.Ю. Малютін, В.І. Садлівський Дослідження енерговитрат при транспортуванні нафти магістральними нафтопроводами.// Прикарпатський вісник НТШ. Число. №19(73) -2024 – С.175-187. [https://doi.org/10.31471/2304-7399-2024-19\(73\)-175-187](https://doi.org/10.31471/2304-7399-2024-19(73)-175-187) **Наукове фахове видання України.** Особистий внесок полягає у дослідженні структури гідравлічних втрат енергії під час транспортування нафти та нафтопродуктів магістральними трубопроводами. Автором проведено аналіз існуючих математичних моделей руху суцільного рідинного середовища в трубопроводах та здійснено узагальнення основних закономірностей розподілу енергетичних втрат у потоці. На основі рівняння руху рідини отримано залежності для оцінювання втрат енергії внаслідок в'язкого тертя, гравітаційних, інерційних та коріолісових складових.. Брав участь у підготовці статті до публікації.

3. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Стасюк Р.Б., Дзюбик А.Р., Малютін Р.Ю. До питання про можливість скорочення охоронних зон лінійної частини газотранспортних систем//Нафтогазова енергетика. – 2025 - №1(43). – С. 117

– 125 [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2025-1\(43\)-117-125](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2025-1(43)-117-125) **Наукове фахове видання України.** Особистий внесок автора полягає у дослідженні закономірностей процесу старіння лінійної частини магістральних газопроводів упродовж тривалого періоду експлуатації та оцінюванні показників їх надійності. Автором проведено аналіз фактичних експлуатаційних даних Газопроводу «Братство», на основі яких створено стохастичну модель залежності інтенсивності аварійних відмов лінійної частини газопроводу від терміну експлуатації із використанням розподілу Вейбулла.

4. Грудз В.Я, Малютін Р.Ю. Підвищення надійності газопостачання на основі вдосконалення технічного обслуговування//Прикарпатський вісник НТШ. Число. №21(79) -2025 – С.372-378 [https://doi.org/10.31471/2304-7399-2025-21\(79\)-372-378](https://doi.org/10.31471/2304-7399-2025-21(79)-372-378) **Наукове фахове видання України.** Особистий внесок автора полягає у дослідженні експлуатаційної надійності газотранспортної системи України з позиції забезпечення споживачів енергоносіями у заданих обсягах. Автором проведено аналіз тенденцій зміни технічного стану газотранспортних систем та розроблено підхід до визначення часу безвідмовної роботи і періодичності технічного обслуговування для забезпечення заданого рівня надійності газопостачання. Брав участь у підготовці статті до публікації.

#### **Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації**

1. Володимир Грудз, Роман Малютін, Вдосконалення технічного обслуговування для підвищення надійності газопостачання. [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>.

**ДОДАТОК Б****ПРАЦЕЗДАТНІСТЬ ЗВАРНИХ З'ЄДНАНЬ  
ТРИВАЛОЕКСПЛУАТОВАНИХ ТРУБОПРОВІДНИХ СИСТЕМ ТА  
ЗОСЕРЕДЖЕНИХ ОБ'ЄКТІВ**

ПОГОДЖЕНО	ЗАТВЕРДЖУЮ
Проректор з наукової роботи ІФНТУНГ, д.т.н., проф.	Головний інженер АТ «Укртрансгаз», к.т.н.
 _____	 _____
« _____ » _____ 2025 р.	« _____ » _____ 2025 р.

**ГАЛУЗЕВА КОМПЛЕКСНА МЕТОДИКА****ПРАЦЕЗДАТНІСТЬ ЗВАРНИХ З'ЄДНАНЬ ТРИВАЛОЕКСПЛУАТОВАНИХ  
ТРУБОПРОВІДНИХ СИСТЕМ ТА ЗОСЕРЕДЖЕНИХ ОБ'ЄКТІВ**

Івано-Франківськ – 2025

## 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

Малотін Р. Ю.

Начальник технічного департаменту

АТ УКРТРАНСГАЗ

Новіков К. В.

Начальник БМУ-4 БМФ

«Укргазпромбкд», к.т.н.

Боднар В. М.