

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

*Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису*

ТУРОВСЬКИЙ Олександр Андрійович

УДК 621.51. 004

ДИСЕРТАЦІЯ

**ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОПРОВІДІВ
НА ОСНОВІ ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ЇХ 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.

_____ Туровський О.А.

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

Івано-Франківськ
2024

АНОТАЦІЯ

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.

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 поведінки системи транспорту газу в умовах зміни режимів експлуатації важливо оцінити стан трубопроводів і компресорних станцій з метою вибору оптимального режиму експлуатації. Така задача вимагає проведення детального обстеження елементів газотранспортної системи, що передбачає значні витрати часу. Тому актуальним питанням є створення спрощених методик оцінки гідравлічного стану газотранспортної системи і оперативного прогнозування стаціонарних режимів її експлуатації.

Метою дисертаційної роботи є розробка заходів підвищення ефективності технічного обслуговування і ремонту лінійної частини магістральних газопроводів в умовах їх неповного завантаження за рахунок своєчасного виявлення і локалізації аварійних ситуацій, прийняття раціональних рішень в ході експлуатації.

Розглядаються принципи визначення появи аварійного витoku газу з газопроводу і його лінійної координати в умовах неповного завантаження газотранспортної системи. Зауважимо, що в умовах нестабільного

поступлення і відбору газу характерні нестационарні процеси в лінійній частині газопроводу, викликані збуреннями витрати газу, що виключає можливість діагностування аварійних витоків на основі коливання параметрів режиму в момент їх появи. Методи діагностування, що опираються на стаціонарні газодинамічні моделі, недосконалі за рахунок суттєвих похибок результату, викликаних нестационарністю процесу транспортування газу. Натомість методи, що базуються на нестационарних моделях, являються надто складними і вимагають великого обсягу вхідної інформації і тривалого часу реалізації, що також виключає можливість їх оперативного застосування. Тому, доцільно використовувати методи, що базуються на використанні нестационарних математичних моделей зі спрощеною системою їх реалізації. В якості таких пропонуються спрощені методи, що базуються на нестационарних моделях, не вимагають значного обсягу вхідних даних, і водночас видають задовільні для практики результати реалізації. Серед них: метод пониження порядку диференціальних рівнянь імпульсу та нерозривності, що передбачає часткову заміну диференціальних операторів кінцевими приростами шуканих функцій, і метод врахування зміни лінійної швидкості руху газу в трубах, що вимагає вимірювання параметрів газового потоку по довжині газопроводу і в часі. Ці методи враховують нестационарність процесу транспортування газу газопроводами і є відносно простими в реалізації. Результати обчислювального експерименту показують, що точність і достовірність отриманих результатів задовільняють вимогам практики.

В основу розробки структурної схеми системи технічного обслуговування і ремонту лінійної частини магістральних газопроводів покладено наступні принципи:

- лінійна частина – це лінійно-протяжний, конструктивно однорідний об'єкт, що викликає необхідність розбивати його на відокремлені експлуатаційні ділянки;

- у силу нерівномірного "старіння" і ряду інших факторів аварійність газопроводу на різних ділянках неоднакова, тобто є функцією координати;
- топологія мережі газопроводів обумовлюють істотне розходження наслідків аварій, що виникають на тих чи інших ділянках;
- трудомісткість робіт з технічного обслуговування і ремонту визначається не тільки діаметром газопроводу, але і гідрогеологічними і природно-кліматичними умовами;
- властивість ремонтпридатності формується під впливом реалізованої системи ремонту.

Обслуговування газопроводів здійснюється мережею ремонтно-експлуатаційних підрозділів, що можуть розміщатися в ряді заздалегідь обговорених точок. Для забезпечення можливості прорахунку всіх можливих варіантів (з метою вибору оптимального) використаний метод декомпозиції. Для кожного газопроводу системи формується свій набір можливих пунктів базування. Вирішення задачі "розміщення-прикріплення" для кожного газопроводу дозволяє встановити підрозділи, що здійснюють обслуговування декількох ділянок газопроводів системи.

У рамках запропонованої моделі обслуговування зручно використати як критерій оптимальності та ефективності функціонування технічного обслуговування і ремонту – капітальні вкладення і поточні витрати. Показник цей певним чином залежить від ряду керованих і випадкових факторів, що визначають рівень безвідмовності і ремонтпридатності досліджуваної ділянки, найбільш істотні характеристики траси в заданих границях, виробничі можливості сформованого підрозділу, величину наслідків відмов, пошкоджень лінійної частини. Завдання полягає у визначенні градієнта затрат з врахуванням усіх його складових, обчисленні загального показника ефективності розглянутого варіанта організації системи технічного обслуговування і ремонту лінійної частини, зіставленні альтернативних варіантів і виборі оптимальної

структурної схеми обслуговування, що забезпечує мінімальне значення функції мети.

Розв'язок, при якому цільова функція мінімальна, відповідає оптимальній кількості підрозділів і ділянок обслуговування при найбільш ефективній схемі "розміщення-розбивки-прикріплення".

Такий підхід дозволяє вирішувати задачу оптимальної централізації системи технічного обслуговування і ремонту лінійної частини магістральних газопроводів за рахунок укрупнення лінійних експлуатаційних підрозділів.

Принципи оптимізації обслуговування зосереджених об'єктів на лінійній частині магістрального газопроводу і їх реалізація виконуються для підвищення надійності газопостачання шляхом попередження відмов та скорочення експлуатаційних витрат. Враховуючи складність процесу експлуатації таких об'єктів і важливість з економічної та екологічної точок зору, виникає необхідність вибору індивідуальної стратегії обслуговування для забезпечення максимального прибутку газотранспортного підприємства.

В рамках кожної зі стратегій розглядається залежність середніх питомих витрат на обслуговування від параметрів, що характеризують технічний стан зосередженого об'єкту на даний момент часу. Оскільки характеристики технічного стану об'єкту, що розглядається, визначаються методами математичної статистики на основі передісторії відмов обладнання і мають ймовірнісний характер, то для їх визначення використано методи теорії графів. В результаті отримано функціональну залежність середніх питомих витрат на обслуговування від параметрів технологічного процесу обслуговування, яка досліджується на екстремум методами математичного аналізу.

В результаті проведених досліджень побудовано математичну модель оптимізації процесу технічного обслуговування зосереджених об'єктів на лінійній частині магістральних газопроводів на базі комплексного системного підходу, який поєднує методи теорії ймовірності і системного математичного

аналізу, в результаті отримано аналітичні залежності для визначення оптимального терміну проведення планово-попереджувальних профілактичних ремонтів обладнання і мінімальних середніх питомих витрат на обслуговування. Вказані результати отримано в рамках двох прогресивних стратегій обслуговування, а саме стратегії "контроль-профілактика-ремонт" та "контроль-ремонт".

В процесі аналітичних досліджень вперше використано комплексний системний підхід, який поєднує методи детермінованого моделювання з використанням стохастичних математичних моделей, що дозволило отримати розрахункові залежності для знаходження оптимального терміну проведення планово-попереджувальних профілактичних ремонтів обладнання і мінімальних середніх питомих витрат на обслуговування. Дослідження виконано в рамках прогресивних, з виробничої точки зору, стратегій обслуговування полягає в особливостях їх експлуатації в порівнянні з лінійною частиною.

Ключові слова:

Трубопровідний транспорт; газотранспортна система; неповне завантаження; тривалий термін експлуатації; міцність; газодинаміка; дефект; витікання газу; моделювання витоків; ремонт трубопроводів; ймовірнісний підхід; оптимізація системи; система керування; режим роботи; моделювання

ABSTRACT

O.A. Turovskyi. Increasing the efficiency of gas pipelines based on the improvement of their maintenance methods. – Qualifying scientific paper, manuscript copyright.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in specialty 185 – Oil and gas engineering and technologies, field of knowledge 18 – Production and technologies – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2024.

Long-term operation of the transit gas pipeline system under conditions of incomplete loading involves frequent changes in the volume of gas transportation, which calls for the need for prompt forecasting of stationary modes of operation of the system. It is important to assess the condition of pipelines and compressor stations to choose the optimal operating mode to predict the behavior of the gas pipeline system in the conditions of changing operating modes. Such a task requires a detailed examination of the elements of the gas pipeline system, which requires considerable time. Therefore, the urgent issue is the creation of simplified methods for assessing the hydraulic state of the gas pipeline system and operational forecasting of stationary modes of operation.

The purpose of the dissertation is to develop measures to increase the efficiency of maintenance and repair of the linear part of main gas pipelines in conditions of their incomplete loading due to the timely detection and localization of emergencies, and rational decision-making during operation.

The principles of determining the occurrence of an emergency gas leak from a gas pipeline and its linear coordinate in the conditions of incomplete loading of the gas pipeline system are considered. It is worth noting that in the conditions of unstable gas supply and extraction, non-stationary processes in the linear part of the gas pipeline caused by gas flow disturbances are characteristic, which excludes the

possibility of diagnosing emergency leaks based on the fluctuation of the regime parameters at the time of their appearance. Diagnostic methods based on stationary gas dynamic models are imperfect due to significant errors in the result caused by the non-stationarity of the gas transportation process. On the other hand, methods based on non-stationary models are too complicated and require a large amount of input information and a long implementation time, which also excludes the possibility of their operational application. Therefore, it is advisable to use methods based on the use of non-stationary mathematical models with a simplified system of implementation thereof. As such, simplified methods based on non-stationary models are offered, they do not require a significant amount of input data, and at the same time give satisfactory implementation results for practice. Among them, are the method of reducing the order of the differential equations of momentum and continuity, which involves the partial replacement of differential operators with finite increments of the sought functions, and the method of taking into account the change in the linear speed of gas movement in pipes, which requires the measurement of gas flow parameters along the length of the gas pipeline and in time. These methods take into account the non-stationarity of the process of gas transportation through gas pipelines and are relatively simple to implement. The results of the computational experiment show that the accuracy and reliability of the obtained results meet the practice requirements.

The following principles are the basis of the development of the structural diagram of the main gas pipeline linear part maintenance and repair system:

- The linear part is a linearly extended, structurally homogeneous object, which makes it necessary to divide it into separate operational sections;
- Due to uneven “aging” and several other factors, the gas pipeline's failure rate in different sections is not the same, that is, it is a function of the coordinate;
- The topology of the gas pipeline network causes a significant difference in the consequences of accidents that occur in certain areas;

- The labor intensity of maintenance and repair work is determined not only by the diameter of the gas pipeline but also by hydro-geological and natural-climatic conditions;

- The property of reparability is formed under the influence of the implemented repair system.

A network of maintenance and operation units that can be located at several pre-arranged locations provides gas pipeline maintenance. The decomposition method was used to ensure the capacity to calculate all possible options to choose the optimal one. A set of possible locations is formed for each gas pipeline of the system. Solving the problem of “placement-attachment” for each gas pipeline allows the establishment of subdivisions that provide service to several sections of gas pipelines in the system.

Within the framework of the proposed service model, it is convenient to use capital investments and current costs as a criterion for the optimality of maintenance and repair functioning. This indicator in a certain way depends on several controlled and random factors that determine the level of reliability and maintainability of the studied section, the most significant characteristics of the route within the given limits, the production capabilities of the formed unit, the magnitude of the consequences of failures, and damage to the linear part. The task consists of determining the cost gradient considering all its components, calculating the overall efficiency index of the considered option for organizing the linear part maintenance and repair system, comparing alternative options, and choosing the optimal structural maintenance scheme that provides the minimum value of the objective function.

The interchange, at which the objective function is minimal, corresponds to the optimal number of subdivisions and service areas under the most efficient “location-breakdown-attachment” scheme:

This approach enables solving the problem of optimal centralization of maintenance and repair system of the linear part of main gas pipelines due to consolidation of linear operating units.

The principles of optimizing the maintenance of concentrated objects on the linear part of the main gas pipeline and their implementation are carried out to increase the reliability of the gas supply by preventing failures and reducing operating costs. Taking into account the complexity of the operation process of such objects and the importance from the economic and environmental points of view, there is a need to choose an individual maintenance strategy to ensure the maximum profit for the gas transportation enterprise.

Within the framework of each of the strategies, the dependence of the average specific maintenance costs on the parameters characterizing the technical condition of the concentrated object at the current moment is considered. Since the characteristics of the technical condition of the object under consideration are determined by the methods of mathematical statistics based on the history of equipment failures and have a probabilistic nature, the methods of graph theory were used to determine them. As a result, the functional dependence of the average specific maintenance costs on the parameters of the maintenance technological process was obtained, which is studied to the extreme by methods of mathematical analysis.

As a result of the conducted research, a mathematical model of technical maintenance process optimization of concentrated facilities on the linear part of main gas pipelines was built based on a complex system approach, which combines the methods of probability theory and systematic mathematical analysis; as a result, analytical dependencies were obtained for determining the optimal term to conduct planned and preventive equipment repairs and minimum average specific maintenance costs. The indicated results were obtained within the framework of two

progressive maintenance strategies, namely the “control-prevention-repair” and “control-repair” strategies.

In the analytical research process, a complex system approach was utilized for the first time; it combines the methods of deterministic modeling with the use of stochastic mathematical models, which made it possible to obtain calculation dependencies for finding the optimal term for planned and preventive maintenance of equipment and the minimum average specific maintenance costs. The research is conducted within the framework of progressive maintenance strategies (from a production point of view) consisting of the peculiarities of their operation in comparison with the linear part.

Keywords:

Pipeline transport; gas transport system; incomplete loading; long service life; strength; gas dynamics; defect; gas leakage; leakage modeling; repair of pipelines; probabilistic approach; system optimization; control system; mode of operation; modeling.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Наукові праці в яких опубліковано основні результати дисертації

1. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Підлуський В.П., Туровський О.А. Оцінка точності визначення запасів газу в трубах за умовах неповного завантаження газотранспортної системи. Нафтогазова енергетика. 2023. № 1(39). С. 35-41
[10.31471/1993-9868-2023-1\(39\)-35-41](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2023-1(39)-35-41)
2. Грудз, В. Я., Грудз, Я. В., Іванов, О. В., Підлуський, В. П., Туровський, О. А., & Сухарський, Б. М. (2023). ДІАГНОСТУВАННЯ АВАРІЙНИХ ВИТОКІВ З ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ ЇХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, (1(54)), 31–35. [https://doi.org/10.31471/1993-9965-2023-1\(54\)-31-35](https://doi.org/10.31471/1993-9965-2023-1(54)-31-35)
3. Грудз В. Я. Оптимальне керування режимами роботи компресорних станцій в умовах нестационарного газоспоживання / В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, В. Б. Запужляк, Б. І. Гершун, І. Б. Прокопів, О. А. Туровський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2023. № 2(87). С. 59-68. DOI: [10.31471/1993-9973-2023-2\(87\)-59-68](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-2(87)-59-68)
4. Грудз В.Я., Грудз., Стасюк Р.Б., Бавовляк В.І., Капушак Я.С., Туровський О.А. Раціональні режими газотранспортних систем в умовах нестационарного газотранспорту. Прикарпатський вісник НТШ Число, № 18(68), с. 137-145. [https://doi.org/10.31471/2304-7399-2023-18\(68\)-137-145](https://doi.org/10.31471/2304-7399-2023-18(68)-137-145)
5. Increasing the reliability of gas supply on the basis of improving the activity of the service system / Ya. Grudz, O. Ivanov, R. Maliutin, V. Sadlivskyi, O. Turovskyi, I. Datsko. Procedia Structural Integrity, Vol.59, 2024 pp.745-749. <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2024.04.106>

Тези наукових конференцій

6. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Підлуський В.П., Туровський О.А. Принципи визначення об'ємів газу в трубопроводах за умовах неповного завантаження газотранспортної системи. Матеріали тридцять третьої наукової сесії наукового товариства ім. Шевченка. Івано-Франківськ. 01-25 березня 2022.

7. Ya. Grudz, O. Ivanov, R. Maliutin, V. Sadlivskyi, O. Turovskyi, I. Datsko. 2024. 5. Increasing the reliability of gas supply on the basis of improving the activity of the service system. VII International Conference “ In-Service Damage Of Materials, Its Diagnostics And Prediction”, October 18-20, 2023, Ternopil, Ukraine.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
РОЗДІЛ 1	9
АНАЛІЗ ЗАТРАТ В ТРУБОПРОВІДНОМУ ТРАНСПОРТУВАННІ ГАЗУ В УМОВАХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ СИСТЕМИ ЗА ЛІТЕРАТУРНИМИ ДАНИМИ	9
1.1 Газотранспортна система України як об’єкт обслуговування і ремонту.....	9
1.2 Втрати в газопроводах, пов’язані з тривалими термінами їх експлуатації.....	15
1.3 Корозійно-механічна поведінка металу газопроводу.....	18
1.4 Комерційні втрати газу	24
1.5 Дистанційний контроль герметичності магістральних газопроводів	36
1.6 Аналіз організації експлуатаційного обслуговування лінійної частини магістральних газопроводів	50
1.7 Формування критерію ефективності системи ТО і Р ЛЧ МГ	60
1.8 Комплексна постановка задач дослідження	65
РОЗДІЛ 2	70
ДІАГНОСТУВАННЯ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ ЇХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ.....	70
2.1 Загальні підходи до діагностування стану і аварійних витоків з газопроводу в умовах неповного завантаження.....	71
2.2 Математичні моделі і принципи діагностування.....	72
2.3 Вплив нестаціонарності технологічного процесу на гідравлічний стан газотранспортної систем.....	78
2.4 Імовірнісний підхід до діагностування аварійних витоків	81
Висновки по розділу 2	87

РОЗДІЛ 3	88
УДОСКОНАЛЮВАННЯ СТРУКТУРНОЇ СХЕМИ РОЗМІЩЕННЯ РЕМОНТНО-ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ПІДРОЗДІЛІВ У СИСТЕМІ ТОіР ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ ГАЗОПРОВОДІВ	88
3.1 Розробка структурної схеми розміщення РЕП у системі ТО і Р ЛЧ МГ	88
3.2 Методика й алгоритм формування оптимальної схеми розміщення РЕП у регіоні обслуговування	97
3.3 Часткові задачі удосконалювання регіональної схеми розміщення РЕП з урахуванням специфіки експлуатації	106
Висновки по розділу 3	122
РОЗДІЛ 4	123
РОЗРОБКА МЕТОДИКИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТА НАДІЙНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ РЕМОНТНО-ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ПІДРОЗДІЛІВ У СИСТЕМІ ТО і Р ЛЧ МГ	123
4.1 Аналіз відмові несправностей об'єктів лінійної частини і формування модульно-технологічної структури РЕП	123
4.2 Раціональне керування транспортом газу з урахуванням чинника надійності	129
4.3 Методика оцінки ефективності функціонування РЕП в ході робіт з ТО і Р	137
4.4 Практична реалізація методики оцінки ефективності функціонування РЕП в ході робіт з ТО і Р	146
Висновки по розділу 4	155
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	156
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	157
ДОДАТКИ	170

ВСТУП

Актуальність тематики. Система газопостачання в Україні являє собою складну енергетичну систему, що характеризується великою потужністю, значною довжиною, складною структурою, різним віком і станом магістральних газопроводів. Старіння газопроводів, велике число аварій і ушкоджень на лінійній частині (ЛЧ) серйозно ускладнюють процес технічної експлуатації об'єктів газотранспортної системи, збільшують матеріальні витрати .

У цих умовах набуває актуальності задача забезпечення надійності функціонування газотранспортних систем з метою безперебійного постачання газу, зниження втрат газу, запобігання аварій і забруднення навколишнього середовища. Причому проблеми безпеки і екологічності магістрального транспорту газу вимагає особливої уваги з обліком можливих катастрофічних наслідків аварій і несправностей.

У нових умовах господарювання немаловажний економічний аспект цієї проблеми, оскільки аварії й ушкодження на ЛЧ приводять до великих утрат газу, збиткам від недопоставка палива народному господарству, вимагають витрат на ремонтно-відбудовчі роботи.

Як відомо, методи підвищення надійності газопровідних систем поділяються на доексплуатаційні (схемні і конструктивні) і експлуатаційні. Впливати на надійність функціонуючого газопроводу можна, лише забезпечивши правильну технічну експлуатацію. Експлуатація, крім безпосереднього використання основного і допоміжного технологічного устаткування для виконання виробничих задач по транспортуванню газу, містить у собі також систему технічного обслуговування і ремонту, що представляє сукупність взаємозалежних засобів, документації технічного

обслуговування і ремонту, виконавців, необхідних для підтримки і відновлення якості об'єктів і їхніх елементів, що входять у систему.

З огляду на той факт, що аварійність магістральних газопроводів залишається досить високою, а темпи їх “старіння” значно випереджають темпи виконання капітального ремонту, одним з головних засобів підтримки експлуатаційної надійності лінійної частини є система технічного обслуговування і ремонту (ТО і Р ЛЧ МГ), основними задачами якої є:

- ефективний контроль за технічним станом елементів об'єктів і систем лінійної частини;
- аналіз одержуваної інформації з метою оптимального планування ремонтно-відбудовчих заходів;
- проведення профілактичних і ремонтно-відновлювальних робіт на ЛЧ МГ;
- своєчасне виявлення й оперативне усунення відмовлень і несправностей.

У зв'язку з вищевикладеним, дуже актуальними є задачі підвищення ефективності використання наявних ресурсів (матеріальних, технічна, людських і ін.), удосконалювання планування контрольовано-відновлювальних заходів (КВЗ) і керування ремонтно-експлуатаційними підрозділами (РЕП) у ході обслуговування ЛЧ із метою забезпечення надійної і безперебійної роботи газотранспортних систем.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота носить прикладний характер і виконана в рамках Національної програми” Нафта і газ України до 2030 року.

Мета і задачі дослідження. Розробка заходів підвищення ефективності технічного обслуговування і ремонту лінійної частини магістральних газопроводів в умовах їх неповного завантаження за рахунок своєчасного

виявлення і локалізації аварійних ситуацій, прийняття раціональних рішень в ході експлуатації.

Вказана мета досягається шляхом реалізації наступних задач:

1. Вдосконалення системи діагностування аварійних ситуацій на лінійній частині газопроводів за рахунок вибору раціональної схеми розміщення РЕП у регіоні обслуговування складної мережі МГ.

2. Раціональне використання запасів газу в трубопроводах з метою підвищення енергоефективності транспортування газу.

3. Раціональне керування режимами роботи газотранспортної системи в умовах її неповного завантаження.

Об'єкт дослідження: лінійна частина магістральних газопроводів.

Предмет дослідження: система обслуговування і ремонту ЛЧ МГ.

Методи дослідження: Теоретичні дослідження оптимального розміщення РЕП в регіоні газотранспортного комплексу, математичне моделювання стратегічного планування контрольно-відновлювальних заходів на ЛЧ, формування модульно-технологічної структури РЕП на основі математичного аналізу відмовлень і ушкоджень, методика раціонального планування виробничого експерименту.

Наукова новизна одержаних результатів. Сформовано комплексний підхід до задачі вдосконалення системи технічного діагностування і обслуговування ЛЧ МГ з врахуванням випадкового характеру появи і розвитку ушкоджень.

Встановлено закономірності впливу обсягів газу в трубопроводах на енергоефективність трубопровідного транспорту газу.

Створено і реалізовано математичні моделі стратегічного планування контрольно-відновлювальних заходів на ЛЧ МГ і зосереджених об'єктах.

Практичне значення одержаних результатів. Розроблено методику оцінки ефективності функціонування і вдосконалення схеми розміщення РЕП у

газотранспортній системі. На основі реалізації математичних моделей створено методи стратегічного планування контрольних-відновлювальних заходів на ЛЧ і зосереджених об'єктах, вибору раціональних способів і засобів контролю. Сформовано модульно-технологічну структуру РЕП і розроблено методику оцінки показників ремонтпридатності ЛЧ і ефективності функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів у ході ТО і Р. Вирішено часткові задачі з вибору технології робіт і раціональної комплектації й оснащення технологічних модулів при різних обмеженнях на ресурси.

Особистий внесок здобувача. Виконано теоретичні дослідження і створено математичну модель оцінки точності визначення запасів газу в трубах за умов неповного завантаження газотранспортної системи [39].

В рамках комплексного підходу до проблеми організації ефективної системи ТО і Р ЛЧ МГ розроблено принципи діагностування аварійних витоків з лінійної частини газотранспортних систем в умовах їх неповного завантаження [40].

Розроблено принципи раціонального керування режимами роботи газотранспортної системи в умовах неповного завантаження [41].

Розроблено методику оцінки показників ремонтпридатності ЛЧ і ефективності функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів у ході ТО і Р [42, 89].

Автор брав безпосередню участь в плануванні і проведенні виробничого експерименту з оцінки адекватності розробленої методики і впровадженні запропонованих рекомендацій у виробництво.

Апробація результатів роботи. Основні результати дисертаційної роботи висвітлені в доповідях і повідомленнях на:

- науковому семінарі кафедри транспортування і зберігання енергосистем Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу;

- VII International Conference “ In-Service Damage Of Materials, Its Diagnostics And Prediction”;

- Тридцять третій науковій сесії наукового товариства ім. Шевченка Наукове товариство ім. Шевченка Івано-Франківський осередок (м. Івано-Франківськ, 01 – 25 березня 2022) .

- семінарі-нараді „Організація експлуатації та ремонту газотранспортної системи НАК „Нафтобаз України””(м. Яремча, 2005)

- міжнародній виставці „Нафта і газ: новітня техніка і технології”(м. Київ, 2006).

Публікації. За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 7 друкованих робіт, з яких 4 статті у фахових журналах України та 1 в журналі, що входить до наукометричних баз.

Структура і обсяг дисертації. Дисертація складається з вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, списку використаних джерел, що містить 105 найменування, та додатків. Текстова частина викладена на 170 сторінках комп’ютерного набору і містить 16 рисунків і 9 таблиць.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ЗАТРАТ В ТРУБОПРОВІДНОМУ ТРАНСПОРТУВАННІ ГАЗУ В УМОВАХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ СИСТЕМИ ЗА ЛІТЕРАТУРНИМИ ДАНИМИ

1.1 Газотранспортна система України як об'єкт обслуговування і ремонту

Сьогодні за споживанням природного газу (81,3 млрд м³) Україна знаходиться на 4-му місці в світі, поступаючись тільки США, Росії та Великобританії. Видобуток газу в країні стабілізувався на рівні 18,1 млрд м³, що задовольняє 22,3 % його потреб. Проте найбільш відмінною особливістю газової промисловості України є її газотранспортна система (ГТС).

Діюча система магістральних газопроводів України сьогодні виконує такі функції:

- транспорт газу від родовищ України та газу, що купується в росії, територією України та його розподіл між споживачами;

- забезпечення транзиту російського газу до країн Центральної та Західної Європи, а також до Молдови, Беларусі та південних областей росії (в цей час більш ніж 90 % експортних поставок газу росії здійснюється територією України). Нашою газотранспортною системою щорічно передається біля 100 млрд. м³ газу до 15 країн Центральної і Західної Європи;

- подачу газу в значних обсягах з ціллю його закачування в підземні сховища газу (ПСГ) і його відбір з ПСГ

Газотранспортна система ДК "Укртрансгаз" одна з найбільших, але разом з тим і одна з найстаріших в Європі - її розвиток розпочався в 1924 р. Особливо швидко система почала розвиватися з 1967 р., який вважається початком експорту українського, а потім і російського газу до країн Центральної і

Західній Європі, початком функціонування найбільшого на сьогодні коридору транзиту російського газу. Необхідно зазначити, що на середину 60-х років припадає і початок функціонування міжнародної системи транспорту газу в Західній Європі. Як можна побачити, розвиток української системи відбувався відповідно до розвитку загальноєвропейської сітки і на теперішній час ГТС України є невід'ємною частиною міжнародного транспорту газу [15, 27].

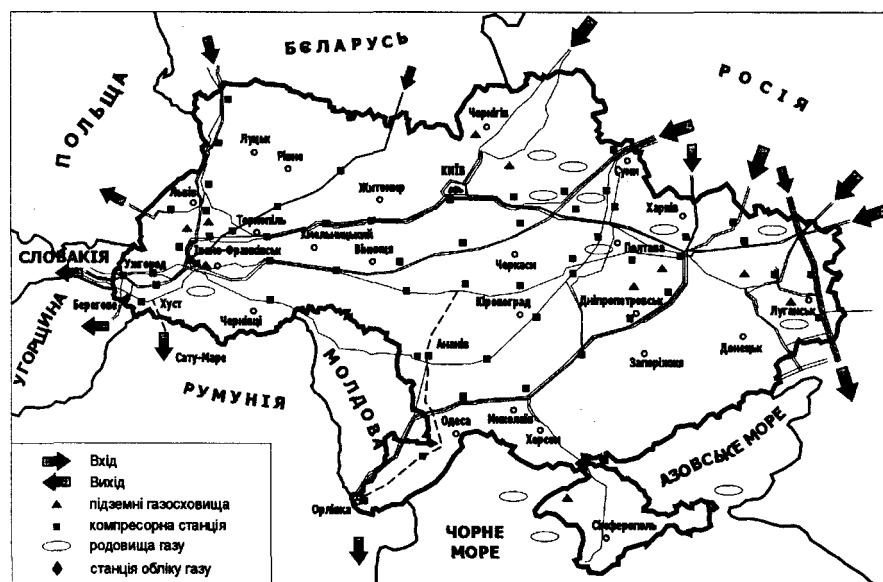


Рисунок 1.1 – Газотранспортна система України

Вигідне географічне розташування України на основних шляхах транспортування природного газу від найбільших у світі газовидобувних регіонів Росії, Центральної Азії та Близького Сходу до основних споживачів цього газу - країн Західної, Центральної і Східної Європи, визначає надзвичайно важливу роль газотранспортної системи ДК "Укртрансгаз" як транзитної системи. За об'ємом транзиту газу Україна впевнено займає перше місце в світі [39].

На території держави створена найбільша система транзитних магістральних газопроводів, яка забезпечує близько 93 % експортних поставок

російського газу, що складає більш ніж чверть загального об'єму споживання газу в Європі. Газотранспортна система ДК "Укртрансгаз" технологічно з'єднана з системами магістральних газопроводів росії, Білорусі, Молдови, Румунії, Угорщини, Словаччини, Польщі, а через них з газопроводами всього європейського континенту [71, 82, 83].

Об'єм транзиту російського газу до Європи територією України (без врахування транзитних постачань до країн СНД) протягом останніх років щорічно зростає і в 1996 р. досяг рівня 116,5 млрд. м³. У 1997 р. об'єм транзиту зменшився до 108,4 млрд. м³ у зв'язку зі зниженням споживання газу країнами імпортерами, викликаним відносно теплою зимою, проте в поточному році планується збільшення об'єму транзиту газу [58].

Енергетична політика європейських країн спрямована на диверсифікацію джерел постачання природного газу, що в поєднанні зі зростанням потреб у газі країн Західної, Центральної і Східної Європи викликає необхідність збільшення об'ємів його поставок. За прогнозами очікується, що частка газу у використанні первинних енергоресурсів в Західній Європі збільшиться в 2010 р. до 24 %, а в 2025 р. до 27%, і споживання газу відповідно складе 550-575 млрд. м³ і 580-600 млрд. м³. Це зумовлює збільшення потоків газу з росії і Середньої Азії [80].

Українська ГТС вже сьогодні має резерви збільшення транзитних постачань газу до країн Західної, Центральної і Східної Європи на 20-25 млрд. м³ на рік.

Щоб зрозуміти величину та рівень проблем, які постали перед газотранспортною системою України, необхідно проаналізувати і хоча б у загальних рисах показати стан справ складових цієї системи, які самі по собі, по суті, також є великими складними і своєрідними галузями державної ваги [40].

Загальна протяжність ГТС ДК "Укртрансгаз" на сьогодні складає біля 35 тис. км, у тому числі магістральні газопроводи-відводи — 12,5 тис. км.

Проектна пропускна спроможність ГТС на вході в Україну складає 292 млрд. м³ на рік (800 млн. м³ на добу). Загальна потужність компресорних станцій (КС) складає 5492 МВт. Число газорозподільних станцій (ГРС) складає 1307 одиниць, а газовимірювальних станцій (ГВС) - 100 одиниць.

У структурі газопроводів суттєво переважають трубопроводи великого діаметру. Так, газопроводи діаметром 1420 мм складають 15,82 %, діаметром 1020-1220 мм - 23,34 %; 720-820 мм - 14,93 % (рис. 1.2).

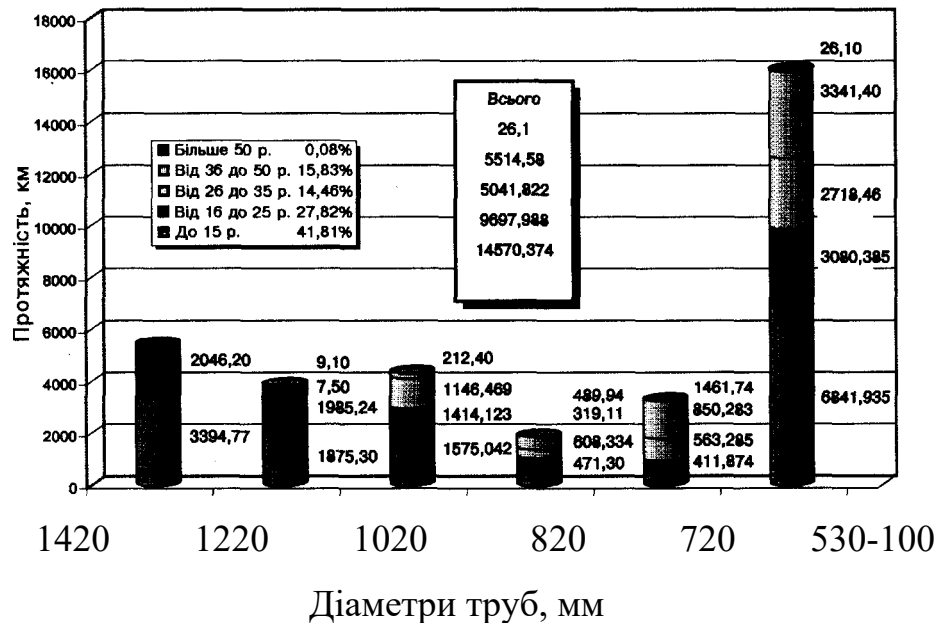


Рисунок 1.2 – Термін експлуатації газопроводів

Водночас ГТС має у своєму складі 59,43 % газопроводів з терміном експлуатації від 15 до 50 років, 5,8 тис. км газопроводів відпрацювали свій амортизаційний строк - 33 роки, більш третини газопроводів мають антикорозійне покриття з полімерних плівок холодного нанесення. Це вимагає щорічного виконання значних обсягів капітального ремонту та реконструкції газопроводів. Сьогодні в системі ДК"Укртрансгаз" в експлуатації знаходиться 78 компресорних станцій (121 компресорний цех) з працюючими 779 газоперекачува-

льними агрегатами двадцяти типів, як вітчизняного, так і зарубіжного виробництва, в тому числі 449 агрегатів із газотурбінним приводом, що складає 80 % від загальної потужності, 175 - із електроприводом і 155 газомотокомпресорів. На магістральних газопроводах працює 60 компресорних станцій з газотурбінним приводом, 12 – на станціях підземного зберігання газу [95-98, 100].

Для підвищення забезпеченості власними енергетичними ресурсами в Україні здійснюється розроблена Національна програма «Нафта і газ України до 2010 року». Вона стала основою створення Концепції науково-технічної політики НАК «Нафтогаз України». Необхідність такого документа стосовно перспектив розвитку газової промисловості очевидна.

Особливе місце при цьому належить функціонуванню і розвитку газотранспортної системи як найбільш фондомісткої підгалузі газової промисловості країни. Нижче розглядаються основні напрямки науково-технічної політики у транспорті газу і шляхи розвитку ГТС України [100].

Подальший розвиток газотранспортної системи залежить від обсягів і напрямків поставок газу. Згідно з існуючою домовленістю транзит російського газу через територію України в 2005 р. передбачається в обсязі 144 млрд. м³.

Тому разом з роботами з реконструкції діючих газопроводів проводяться роботи з їх розширення і будівництва нових [101].

Для обслуговування лінійної частини магістральних газопроводів в лінійних виробничих управліннях магістральних газопроводів (ЛВУМГ) створена лінійно-експлуатаційна служба (ЛЕС), яка оснащена відповідними технічними засобами, транспортом і фахівцями для проведення земляних, монтажних і вогневих робіт на трасі газопроводів. В задачі ЛЕС входить оперативний контроль за станом лінійної частини газопроводів, зокрема їх герметичністю, і ліквідація пошкоджень (свищів, механічних деформацій, вмятин) на трасі газопроводів [93].

Для проведення капітальних ремонтів і реконструкції газопроводів (як лінійної частини (ЛЧ), так і компресорних станцій (КС)) створено виробниче ремонтно-технічне підприємство (ВРТП) “Укргазенергосервіс”, яке об’єднує 10 регіональних управлінь [95]. До них відносяться:

- Бердичівське управління
- Боярське управління
- Гайсинське управління
- Дніпропетровське управління
- Управління “Електрогаз” (м. Боярка)
- Івано-Франківське управління
- Київське спеціалізоване пусконаладжувальне управління
- Стрийське управління
- Харківське управління
- Черкаське управління

Створені ремонтно-експлуатаційні підприємства (РЕП) оснащені відповідною технікою для проведення капітальних ремонтів і реконструкції газопроводів, транспортними засобами, виробничими підприємствами для проведення ремонтів техніки та фахівцями відповідної кваліфікації [38].

Всі ці проекти дадуть можливість довести потужність газотранспортної системи України з транзиту газу в європейські країни до 160 млрд. м³ на рік.

Стратегічним ресурсом газотранспортної системи є її транзитні коридори, через які транспортується газ в країни Центральної та Західної Європи. Для експортних поставок газу використовується більше половини встановленої потужності магістральних газопроводів. Сукупно газотранспортна система щорічно транспортує більше 200 млрд. м³ і є однією з найпотужніших у світі. Це зумовлює необхідність наукового обґрунтування критеріальних показників оптимального обслуговування магістральних газопроводів з врахуванням наднормативних умов їх експлуатації. Дослідження в цьому

напрямку пов'язані з розробкою концепції формування математичних моделей, методів та алгоритмічної схеми розрахунків, адаптованих до критичних зрушень в галузевій структурі систем газопостачання [86].

1.2 Втрати в газопроводах, пов'язані з тривалими термінами їх експлуатації

Проведені обстеження підземних газопроводів показали, що термін їх експлуатації головним чином залежить від корозійної стійкості основного металу та зварного з'єднання труб, а також характеру руйнування поверхні металу в місцях із порушеним ізоляційним покриттям [88].

На рисунку 1.1 показано зруйновану частину електрозварної прямошовної труби зі сталі 10 підземного газопроводу з наскрізними ураженнями (кавернами), при товщині стінки труби 5 мм, та характерними пітами глибиною 1 мм і більше, розташованими вздовж зварного шва. Каверни переважно утворюються на нижній частині газопроводу. Ця різниця в багатьох випадках така велика, що для збільшення ресурсу конструкції доцільно було б повернути трубу на 180 градусів після експлуатації протягом деякого часу. Піт на зовнішній поверхні нижньої частини виникає внаслідок постійного контакту з ґрунтом; між верхньою частиною труби та ґрунтом, у результаті осідання газопроводу, утворюється повітряний прошарок [14].

Попереднє вивчення умов експлуатації підземних газопроводів дозволило зробити висновок про необхідність комплексних досліджень деформуючої системи „труба — ґрунтовий масив” сучасними методами механіки підземних споруд і механіки корозійного руйнування з метою попередження розгерметизації газопроводів [89].

У практиці будівництва питання взаємодії трубопроводів із ґрунтом вивчені недостатньо. Тому чітких і апробованих рішень щодо вибору чи

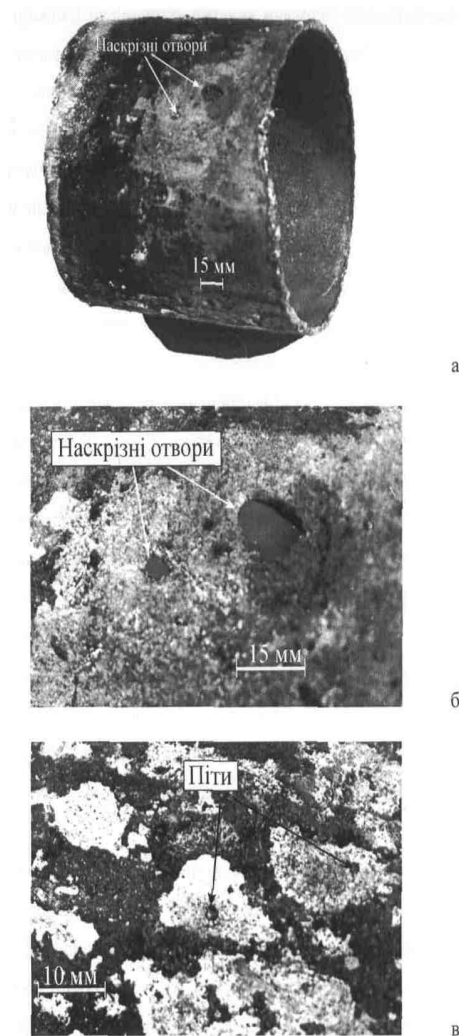
визначення основних характеристик для розрахунку й аналізу роботи підземних трубопроводів немає.

Урахування корозійної активності ґрунту, яку прийнято оцінювати часом до появи на новому газопроводі першої каверни, складом і фізико-механічними властивостями ґрунтів та їх динамікою, значно ускладнює розрахункову схему, оскільки з'являється багато додаткових, змінних у часі параметрів, які визначаються експериментально. Перелік лише істотних факторів, що визначають корозійну активність ґрунтів (якими є структура та гранулометричний склад, вологість, склад ґрунтового електроліту, загальна кислотність або лужність ґрунту, концентрація водневих йонів, повітропроникність, окисно-відновний потенціал, електричний опір ґрунтів) указує на складність математичного моделювання деформівної системи „труба — ґрунтовий масив” та, відповідно, прогнозування довговічності підземного газопроводу [12].

Вважається, що поведінка сталі газопроводу в ґрунтах у багатьох відношеннях аналогічна її поведінці при повному зануренні в розчини з відповідним рН. При цьому переважає електрохімічний механізм корозії з утворенням мікрогальванічних елементів [15]. Проте на підземному газопроводі, за рахунок неоднорідності металу труби та гетерогенності ґрунту як за фізичними властивостями, так і за хімічним складом, а також різної аерації, виникають ділянки, на яких електродний потенціал помітно відрізняється, що зумовлює утворення макрогальванічних корозійних елементів (рисунок 1.1). Ділянки труби з більш негативним потенціалом стають анодними, а ділянки з менш негативним потенціалом — катодними [26].

Можна констатувати, що особливістю підземної корозії металу газопроводу є прояв її у вигляді пітів та каверн (наскрізних отворів). Тому головною небезпекою становить не корозійна втрата металу, а місцева корозія, яка є основною причиною аварій на газопроводах. У 1996 р. втрати газу, пов'язані з

витоками з газопроводів, становили в цілому по Україні 270,4 млн. м³, із яких 85,2 млн. м³ — унаслідок неякісно виконаних зварювальних робіт, 21,6 млн. м³ — унаслідок корозії. Приблизно такий самий рівень втрат спостерігався і в 1997 та 1998 роках. Після проведення реорганізації структури нафтогазового комплексу та створення НАК „Нафтогаз України” почали вживати рішучіших заходів щодо їх скорочення. Так, у 1999 р. вони становили вже 198,4 млн. м³, у 2000 р. — 188,4 млн. м³.



а – загальний вигляд; б – конфігурація наскрізних уражень; в – розташування пітів уздовж зварного шва

Рисунок 1.3 – Зруйнована частина підземного газопроводу

Найбільший вплив втрат газу цього виду на загальні показники спостерігається в західних регіонах України, газопроводи яких є найстарішими, а також у Донбаському регіоні, де значна частина газопроводів проходить по територіях гірничих виробок. Так, частка втрат газу у Львівській та Івано-Франківській областях сьогодні становить приблизно одну третину загальних втрат газу в Україні. Показовим у цьому відношенні є той факт, що у Львівській області, де значна кількість газопроводів, термін експлуатації яких перевищує 25 років, втрати газу за 10 місяців 2002 р. порівняно з аналогічним періодом минулого року зменшились майже на 35%, чому, не в останню чергу, сприяла заміна у 2002 р. 20,5 км аварійно небезпечних ділянок газопроводів. 20,2 км таких ділянок замінено також в Івано-Франківській області; подібні роботи проводились також у Дніпропетровській, Закарпатській, Чернівецькій, Миколаївській, Одеській, Луганській та Херсонській областях. Капітально відремонтовано 104,3 км газопроводів у Дніпропетровській області, 48 км — у Запорізькій, 13,2 км — у Хмельницькій. Всього в Україні у 2002 р. спеціалістами газових господарств було обстежено на предмет виявлення можливих витікань газу 35,7 тис. км підземних газопроводів [20].

1.3 Корозійно-механічна поведінка металу газопроводу

При дослідженні деформівної системи „труба — ґрунтовий масив” неможливо нехтувати корозійним чинником. Проведено серію випробовувань зразків із матеріалу газопроводу в кислих середовищах на трьох рівнях напружень: $\sigma_3 = 200$ МПа, $\sigma_2 = 300$ МПа, $\sigma_1 = 410$ МПа, що відповідно становило 0,8; 1,2 та 1,64 $\sigma_{0,2}$ [6].

Встановлено, що повзучість основного металу при різних рН середовища, як і на повітрі, носить стадійний характер (рисунок 1.2 – 1.4). Вплив

середовища відчутний як на стадії неусталеної, так і на стадії усталеної повзучості, що засвідчують спеціальні дослідження (рисунок 1.5).

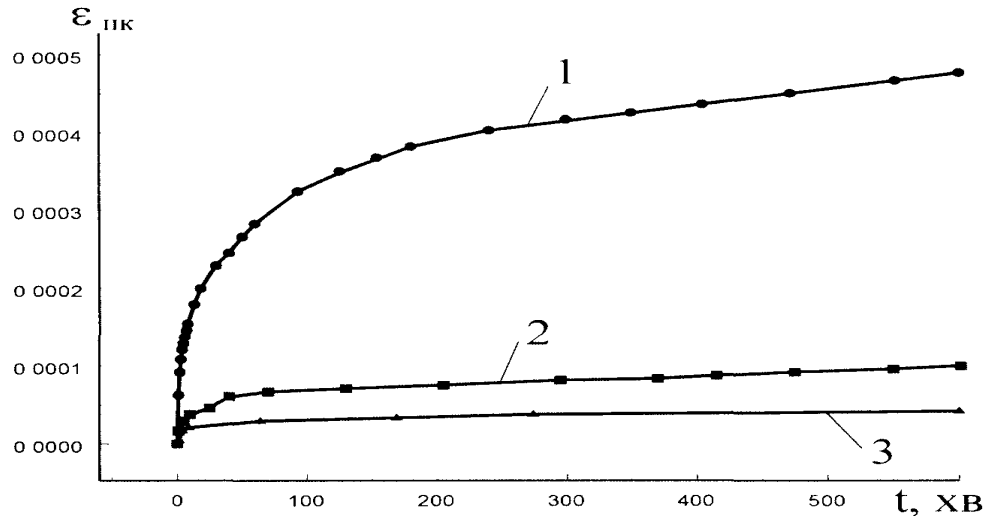
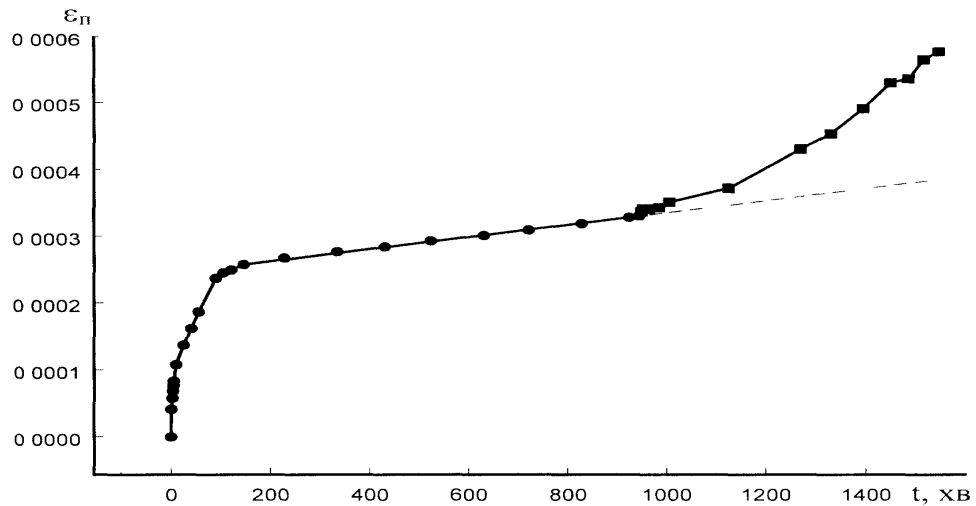


Рисунок 1.4 – Криві повзучості основного металу при рН 1 і номінальних напруженнях 410 МПа (1), 300 МПа (2) та 200 МПа (3)



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

Рисунок 1.5 – Вплив корозійного середовища на усталену повзучість сталі газопроводу (0,1 М НС1, 410 МПа)

Щоб коректно виявити вплив середовища, випробовування проводили в такій послідовності. Спочатку поміщали експериментальний зразок у зйомну робочу камеру, і після досягнення ступінчастим навантаженням напруження

$\sigma_1 = 410$ МПа реєстрували його повзучість на повітрі. Потім, на стадії усталеної повзучості, не зупиняючи експеримент, в робочу камеру заливали 0,1 М розчин хлоридної кислоти та продовжували випробування. В такий спосіб було виявлено значний вплив корозійного середовища на усталену повзучість сталі газопроводу та вивчено кінетику процесу [6].

Тривалість першої стадії більше залежить від величини номінальних напружень та менше — від рН середовища. Зі збільшенням рН при $\sigma = const$ приріст повзучості $\Delta\varepsilon_{ПК}$ за час t зменшується тим відчутніше, чим більший рівень напружень (рисунок 1.6). Відзначимо, що незначний приріст повзучості спостерігався при $\sigma_3 = \sigma_{0,2}$, тобто на ділянці пружної деформації, що зумовлено виключно корозійним чинником [8].

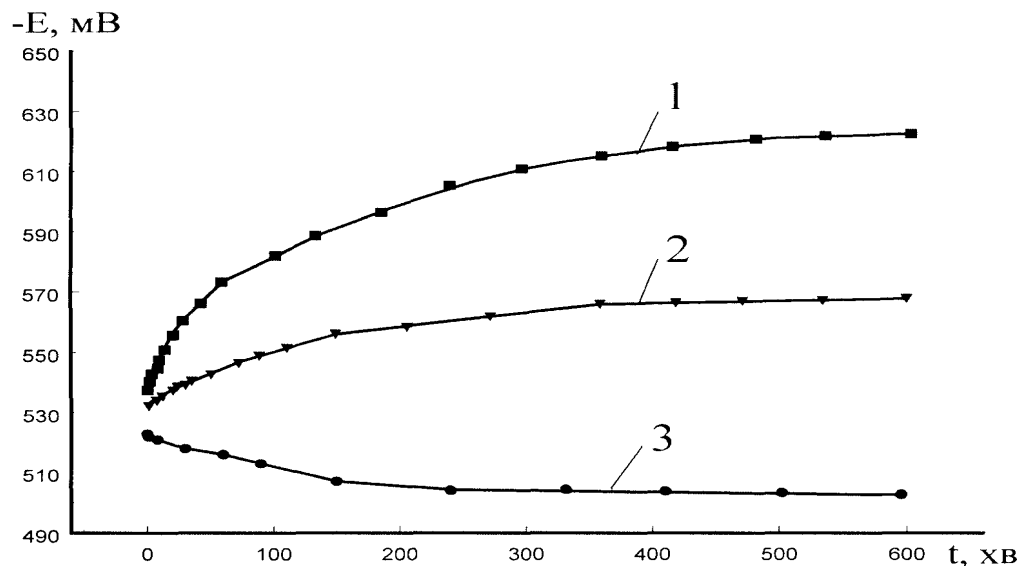


Рисунок 1.6 – Криві “потенціал – час” при $\sigma = 1,64\sigma_{0,2}$ та рН 3 (1), рН 2 (2) і рН 1 (3)

Залежність електродного потенціалу зразків від рН середовища при різних номінальних напруженнях показана на рисунку 1.4. При збільшенні рН від 1 до 2 кінетика потенціалу помітно змінюється, а саме: замість повільного

зростання потенціалу на початковій стадії маємо його спадання. Це явище пов'язане, на нашу думку, з адсорбцією хлорид-іонів на поверхні зразка. Вони, як відомо, здатні спричиняти деяку пасивацію поверхні, утруднюючи розрядку на ній йонів H^+ .

При рН 1 їх кількість набагато більша, ніж при рН 2 та рН 3, окрім того інтенсивна корозія в сильнокислому середовищі швидко призводить до пошкодження поверхні, що, в свою чергу, сприяє кращій адсорбції йонів Cl^- на поверхні зразка та, водночас, ускладнює зворотній процес десорбції та подальшого переходу їх у дифузний шар унаслідок дії стеричних факторів. У результаті спостерігаємо незначну пасивацію поверхні на початковій стадії (120...240 хв.), після якої настає стабілізація потенціалу, яка відповідає встановленню термодинамічної рівноваги процесів адсорбції-десорбції на фоні сталої активності йонів H^+ , зумовленої лише їх концентрацією [6].

Збільшення часу стабілізації з 120 до 240 хв. при збільшенні номінальних напружень із 200 до 410 МПа пов'язане з утворенням на поверхні металу субмікротріщин, які, будучи „свіжими поверхнями”, володіють нижчим потенціалом і, тим самим, знижують загальний потенціал зразка.

При переході до рН 2 та рН 3 корозійний чинник помітно нівелюється, ураження поверхні незначні й адсорбція йонів Cl^- проходить гірше, а десорбція, навпаки, краще. Водночас, концентрація йонів H^+ достатня для їх ефективною розрядки і, враховуючи значне зменшення адсорбції хлорид-іонів, спричиняє до спадання потенціалу на початковій стадії з наступною стабілізацією. Як і при рН 1, час виходу на ділянку стабілізації зменшується зі зменшенням номінальних напружень, що зумовлено дією тих самих чинників [27].

Спостерігається вплив напружень і на величину потенціалу стабілізації, а саме зменшення його зі збільшенням рівня напружень.

Наявність зварного з'єднання істотно не впливає на кінетику електродного потенціалу.

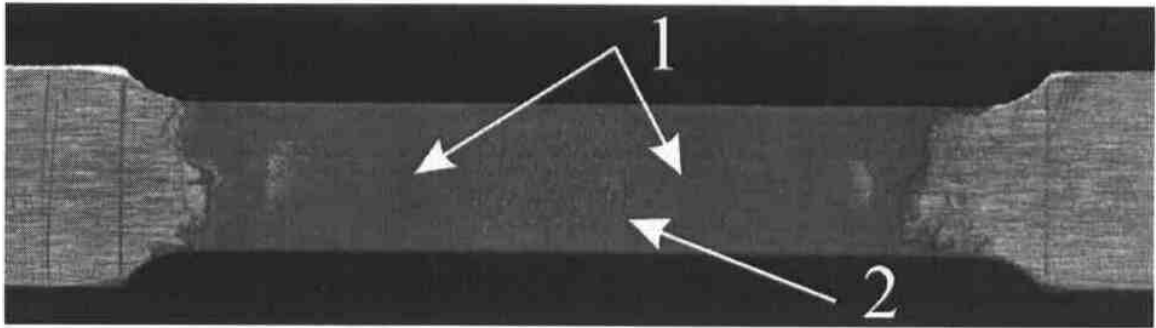
Дослідження кінетики електродного потенціалу та впливу на неї зовнішніх чинників розкриває важливу інформацію та дозволяє глибше зрозуміти механізм корозійних процесів. Іншим важливим джерелом є вивчення характеру та швидкості корозії, їх зміни під дією різноманітних факторів. На (рисунку 1.3) показано типові корозійні ураження основного металу труби при різних рН [35].

При рН 1 бачимо відносно рівномірну корозію, пов'язану з великою концентрацією, а, отже, і активністю йонів H^+ , які й зумовлюють агресивність середовища. Роль мікрогальванічних елементів невелика, місцева корозія проявляється слабо. При збільшенні рН ця активність спадає, що сприяє збільшенню ролі мікрогальванічних елементів та прояву місцевої корозії.

Також починає візуально спостерігатися і вплив напружень: якщо у зоні стиску місцева корозія відносно рівномірно покриває поверхню зразка, то у зоні розтягу спостерігається чіткий поділ на анодну та катодну зони [37].

Інший прояв місцевої корозії — корозія на границі розділу фаз “занурений метал — незанурений метал”. Цей вид місцевої корозії, який проявляється і при низьких рН, за невеликий час спричиняє утворення глибоких (до 0,1 мм) виразок.

Оскільки при пошкодженні зовнішньої ізоляції підземного газопроводу одразу утворюється границя розподілу фаз, такий прояв корозії є надзвичайно небезпечним, і найчастіше закінчується наскрізним ураженням та, відповідно, розгерметизацією трубопроводу [36].



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

Рисунок 1.7 — Типові корозійні ураження області зварного з'єднання (зона розтягу)

Встановлено, що роль напружень відчутно зростає зі зменшенням рН середовища, помітно впливаючи на швидкість корозії при низьких рН. Це пов'язано з утворенням субмікротріщин, первинних та вторинних мікрогальванічних елементів, які сприяють розчиненню металу газопроводу. Зі збільшенням рН цей вплив зменшується, оскільки корозія з рівномірної стає місцевою, загальна швидкість якої істотно не змінюється в широкому діапазоні рН, а зміна швидкості у місцях локальних уражень відчутно не позначається на загальній втраті маси. Водночас на швидкість локальної корозії й далі чинять відчутний вплив напруження, що проявляється в помітному її збільшенні та, відповідно, поглибленні утворених пітів і виразок, особливо у зоні розтягу [40].

Збільшення рН, як і очікувалося, приводить до зменшення швидкості корозії спочатку логарифмічно, а потім — лінійно.

Наявність зварного з'єднання мало впливає на загальну швидкість корозії, однак суттєво прискорює локальні процеси, особливо в близькошовній зоні, що може за короткий час призвести до катастрофічних наслідків.

На основі проведених досліджень можна стверджувати, що електрохімічна корозія у кислих середовищах, підсилена механічним

чинником, особливо небезпечна для підземних газопроводів і є однією з основних причин їх виходу з ладу.

1.4 Комерційні втрати газу

Розглянемо окремо споживання природного газу промисловістю та населенням [26].

Динаміка споживання природного газу в Україні промисловістю і населенням окремо протягом 1991-2005 років наведена на рисунку 1.6.

Упродовж перших років незалежності обсяги споживання природного газу в Україні внаслідок загального згортання промислового виробництва, закриття нерентабельних підприємств і ряду інших чинників неухильно скорочувалось. Так, якщо у 1991 році було спожито 118,1 млрд. м³ газу, то у 2001 році —70,4 млрд. м³ або майже на 40% менше. В подальшому внаслідок якісних змін і пожвавлення національної економіки споживання газу зростало й у 2005 році загалом по Україні склало 76,4 млрд. м³ [36].

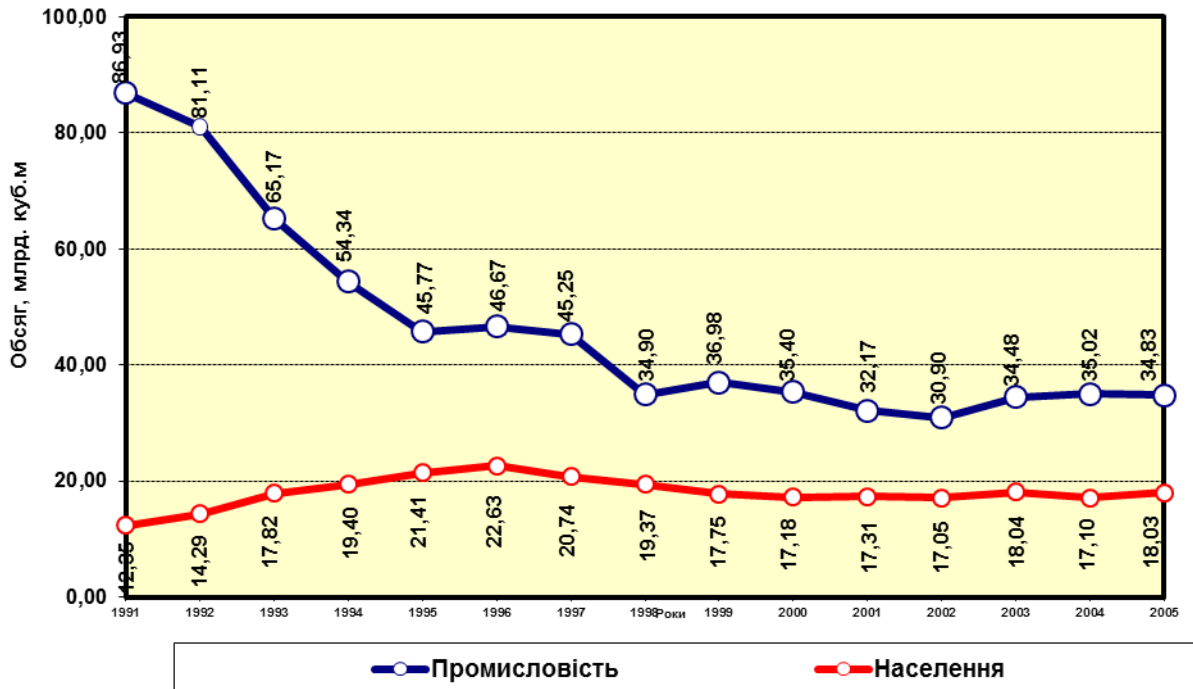


Рисунок 1.8 – Використання природного газу споживачами України впродовж 1991-2005 рр.

Як видно з графіка, впродовж 1991-2002 років промисловість скорочувала використання газу з 86,9 млрд. м³ до 30,9 млрд. м³. Надалі внаслідок розвитку малого підприємництва та пожвавлення ринкової кон'юнктури споживання газу почало зростати та досягло у 2005 році рівня 34,83 млрд. м³.

Населення, навпаки, збільшувало споживання газу, пік якого прийшовся на 1996 рік. Це пояснюється зростанням рівня газифікації житлового фонду, який у 2005 році становив близько 50%.

Процеси постачання природного газу, на жаль, супроводжуються його втратами (рисунок 1.7) [26].

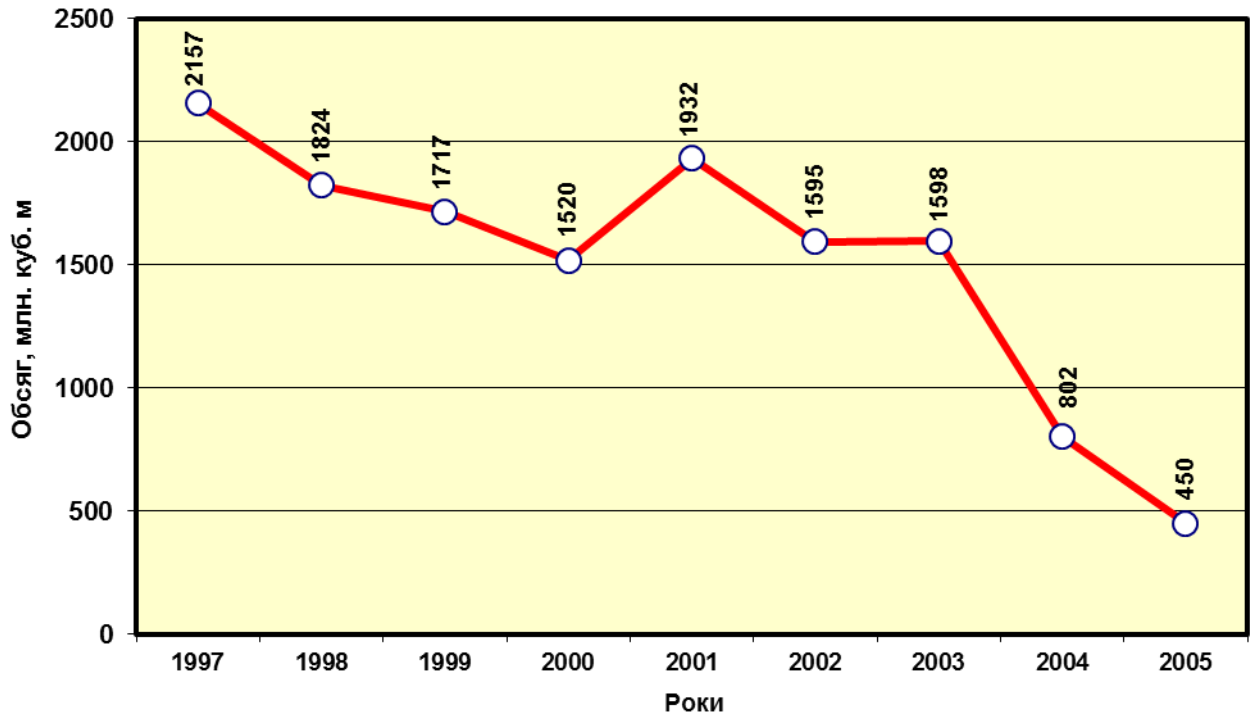


Рисунок 1.9 – Комерційні втрати природного газу в газорозподільних мережах упродовж 1997-2005 рр.

Втрати газу зумовлені цілою низкою чинників, основними з яких є [5]:

- недоліки засобів вимірювання витрати газу та методів, які реалізують ці засоби;
- похибки приладів обліку газу та приладів визначення фізико-хімічних параметрів газу;
- використання побутових газових плит для опалення та гарячого водопостачання внаслідок порушень у роботі систем централізованого теплопостачання та гарячого водопостачання;
- пошкодження й аварії на газопроводах за умов, коли витрки газу не обліковані;
- вимірювання побутовими лічильниками витрат у разі неприведення об'єму газу до стандартних умов;
- недоліки в інших аспектах організації обліку витрат газу;

– незадовільна робота централізованого тепло- та гарячого водопостачання;

– фізична зношеність обладнання, що використовує газ.

НАК “Нафтогаз України” завжди приділяла велику увагу зменшенню понаднормових втрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами та споживання [99].

Раніше багато питань у цій сфері не були юридично та нормативно врегульовані. Тому у 2002 році Компанією було затверджено Програму робіт із реалізації стратегії щодо розроблення та введення в дію нормативно-правових актів, спрямованих на вирішення проблем, пов'язаних із втратами газу.

Упродовж останніх трьох років розроблено та введено в дію 22 нормативно-правові документи, які дозволили нормативно-правовим шляхом врегулювати між суб'єктами газового ринку питання, що стосуються втрат газу. Це, зокрема, шість Постанов Кабінету Міністрів України, десять наказів Міністерства палива та енергетики України та інших органів центральної виконавчої влади, три постанови НКРЕ; накази НАК “Нафтогаз України”, якими затверджено відповідні положення, методики, порядки, інструкції щодо оптимізації обліку газу та зменшення його втрат [95].

Так, наприклад, тільки завдяки введенню в дію у 2004 році “Методики визначення питомих втрат природного газу при його вимірюваннях побутовими лічильниками в разі неприведення об'єму газу до стандартних умов” дозволило зменшити річні понаднормові втрати газу на 310 млн. м³.

Загалом за останні роки понаднормові або, так звані, “комерційні” втрати газу завдяки комплексним заходам вдалося зменшити з 2,15 млрд. м³ у 1997 році до 0,45 млрд. м³ у 2005-му.

Проведений аналіз понаднормативних втрат газу в газорозподільних мережах дозволяє поділити їх на дві частини.

Перша з них має суб'єктивний характер і залежить, певної мірою, від організації робіт із обслуговування систем газопостачання газопостачальними підприємствами, роботою абонентських служб тощо.

Друга частина втрат газу не залежить від діяльності газових господарств і має об'єктивний характер.

Головними складовими цієї частини понаднормативних втрат є:

1. Незадовільна робота підприємств теплоенергетики, що забезпечують централізоване опалення житла та гаряче водопостачання. Особливо це відчутно у тих місцевостях, де в опалювальний період централізоване опалення житла відсутнє або воно здійснюється з пониженою температурою теплоносія, а гаряче водопостачання здійснюється з великими перебоями. На жаль, такий режим роботи цих підприємств має місце практично у всіх регіонах України. Показовим є такий приклад: за даними ВАТ “Дніпропетровськгаз” у помешканнях, де встановлено будинкові лічильники газу, фактичне споживання природного газу у випадках незадовільної роботи підприємств теплокомуненерго зростає порівняно з нормами споживання в 4-7 разів.

2. Невідповідність норм споживання газу для населення його фактичному споживанню. Через зазначений фактор газові господарства постійно несуть значні втрати.

Із метою ліквідації цієї складової втрат розроблено проект Постанови Кабінету Міністрів України “Про внесення зміни до норм споживання природного газу населенням у разі відсутності газових лічильників”, прийняття якого дозволило б привести норми споживання природного газу населенням, яке проживає у багатоповерхових будинках, де встановлено газові плити та газові колонки, до обсягу фактичного споживання ним природного газу.

3. Використання лічильників газу роторного типу. Їх встановлено більше 950 тис. штук (або практично кожен п'ятий лічильник). Після 2-3 років роботи такі лічильники мають велику від'ємну похибку вимірювання об'єму

спожитого газу. За розрахунками втрати газу з цієї причини становлять близько 100 млн. м³ на рік.

Із метою усунення цього виду втрат ВАТ із газопостачання та газифікації, починаючи з 2001 року, проводять заміну роторних лічильників газу за рахунок коштів НАК “Нафтогаз України” [96]. Всього за цей період замінено майже 50 тисяч лічильників. Проте слід відзначити, що замінити за свої кошти всі встановлені роторні лічильники Компанія не в змозі, адже в тарифі на транспортування та постачання газу відсутня складова на фінансування цих робіт.

4. Втрати газу внаслідок втручання в роботу приладів обліку газу та самовільного підключення споживачів до системи газопостачання.

Із метою зменшення таких втрат Компанією розроблено та в подальшому затверджено НКРЕ “Порядок відшкодування збитків, завданих газопостачальній або газотранспортній організації внаслідок порушення споживачем природного газу Правил надання населенню послуг з газопостачання”. Хоча при цьому залишається актуальною проблема своєчасного виявлення таких порушень.

Із наведеного вище зрозуміло, що зменшенню понаднормативних втрат газу та скороченню споживання природного газу населенням значною мірою сприяє поліпшення стану обліку газу в споживачів за рахунок встановлення побутових лічильників газу [26].

Оснащення споживачів приладами обліку газу здійснюється відповідно до напрямків, визначених Програмою створення єдиної системи обліку природного газу.

У 2005 році в житловому фонді України встановлено 689 тис. побутових лічильників газу, що на 45 тис. більше, ніж у 2004 році. Це стало можливим завдяки реалізації Компанією політики впровадження приладного

обліку в побуті. Основою її стали Програми оснащення житлового фонду лічильниками газу, які діють у дев'яти регіонах України.

Оснащення житла лічильниками привело не тільки до зменшення понаднормових втрат природного газу, а й до суттєвого зменшення його споживання населенням [99].

У 1996 році в Україні нараховувалося 9,6 млн. газифікованих квартир, при цьому населенням було спожито 22,6 млрд. м³ природного газу. За період з 1996 по 2005 рік кількість газифікованих квартир зросла на 2,4 млн., а споживання газу населенням, незважаючи на збільшення кількості абонентів, завдяки встановленню лічильників зменшилося до 18 млрд. м³, тобто фактично на 4,6 млрд. м³ [95].

Якби тенденція споживання природного газу населенням, яка існувала у 1996 році, збереглась, то у 2005 році цією категорією споживачів було б використано близько 27 млрд. м³ газу. Тобто можна вважати, що завдяки програмі масового встановлення побутових лічильників НАК “Нафтогаз України” запобігла зростанню щорічних потреб країни у природному газі.

Окремо в цьому зв'язку слід розглянути ситуацію з експлуатацією опалювально-варильних печей (ОВП).

В Україні сьогодні використовується близько 400 тис. ОВП. Вони застосовуються для приготування їжі та підігріву води, опалення приміщень, сушіння овочів, фруктів тощо, причому тільки половина таких абонентів обчислює споживання газу за допомогою лічильників. Але якщо порівняти фактичне споживання газу цими абонентами з тим, яке могло бути нараховано за нормами, можна спостерігати, що в багатьох випадках фіксується його перевищення. Як приклад, наведемо лише декілька результатів вибіркового обстежень, проведених у м. Львові (таблиця 1.1) [96].

Таблиця 1.1 — Порівняння споживання газу за нормами та фактично (за показами лічильника)

Адреса абонента	За нормами, м ³	Фактично, м ³	Перевищення, %
вул. Чайковського, 16/2а	517	1179	128
вул. Вірменська, 27/1	478	1066	123
вул. Зелена, 56	832	1655	99
вул. Пекарська, 25	457	1144	150
вул. С. Бендери, 83	549	1485	170
вул. Ф. Ліста, 10	152	1659	990

Подібні результати зафіксовано в цілому по Заліщицькому, Збаразькому та Монастириському районах Тернопільської області. І цей перелік можна продовжувати в інших містах та населених пунктах України.

Одночасно слід зазначити, що в деяких регіонах, наприклад, у Донецькій області, нарахування по ОВП загалом проводяться за нормами на 100% .

Із метою подальшого зменшення понаднормових втрат природного газу в 2006 році передбачається практичне завершення Програми робіт із реалізації стратегії НАК “Нафтогаз України” щодо розроблення та введення в дію нормативно-правових актів, спрямованих на вирішення проблем, пов'язаних із втратами газу при його транспортуванні газорозподільними мережами, а також виконання Плану заходів щодо зменшення понаднормових втрат природного газу в газорозподільних мережах.

Цими заходами передбачається:

1. Внесення змін до постанови Кабінету Міністрів України від 08.06.96 № 619 “Про затвердження норм споживання природного газу населенням у разі відсутності газових лічильників”.

2. Розробка проекту постанови Кабінету Міністрів України “Про оснащення газифікованого фонду лічильниками природного газу”.

3. Розробка та затвердження:

– програми встановлення будинкових лічильників газу;
– методики визначення втрат природного газу, що виникають при його передачі на ГРС унаслідок застосування лічильників різного класу точності у споживачів і постачальників;

– методики визначення обсягів втрат природного газу, пов'язаних із терміном експлуатації газорозподільних мереж, їх протяжністю й обсягами транспортування природного газу;

– інструкції щодо механізму 100-відсоткового обліку обсягів природного газу, спожитого населенням (із урахуванням виявлених недоліків за період застосування існуючої версії).

Підсумовуючи вищенаведене, можна констатувати, що перелічений комплекс організаційних заходів щодо оптимізації використання ресурсів природного газу та зменшення його втрат довів на практиці свою ефективність, а тому з боку НАК “Нафтогаз України” вони будуть продовжуватись і в подальшому [104].

Забезпечення раціонального використання природного газу — це широкий комплекс задач (організаційних, технічних, технологічних, метрологічних тощо), які за своєю природою та впливом суттєво відрізняються. Але можна виділити дві основні групи задач, вплив яких на розв'язання проблеми раціонального використання природного газу є чи не основним. Це, по-перше, комплекс організаційних заходів, спрямованих на забезпечення мінімізації його втрат і оптимального використання. По-друге, комплекс технічних рішень щодо забезпечення високої точності та достовірності обліку газу на всіх етапах його видобування, транспортування та використання. Нижче наведений аналіз дієвості організаційних заходів і

напрямків створення та впровадження засобів метрологічного забезпечення обліку природного газу щодо його раціональне використання.

Протягом 2005 року споживачами України використано 68,8 млрд. м³ природного газу, що, незважаючи на високі темпи газифікації житла, відповідає рівню 2004 року. При цьому можна звернути увагу на те, що населення та підприємства хімічного комплексу збільшили споживання газу, а теплопостачальні організації, підприємства енергетичного комплексу та інші суб'єкти господарювання – зменшили (рисунок 1.10).

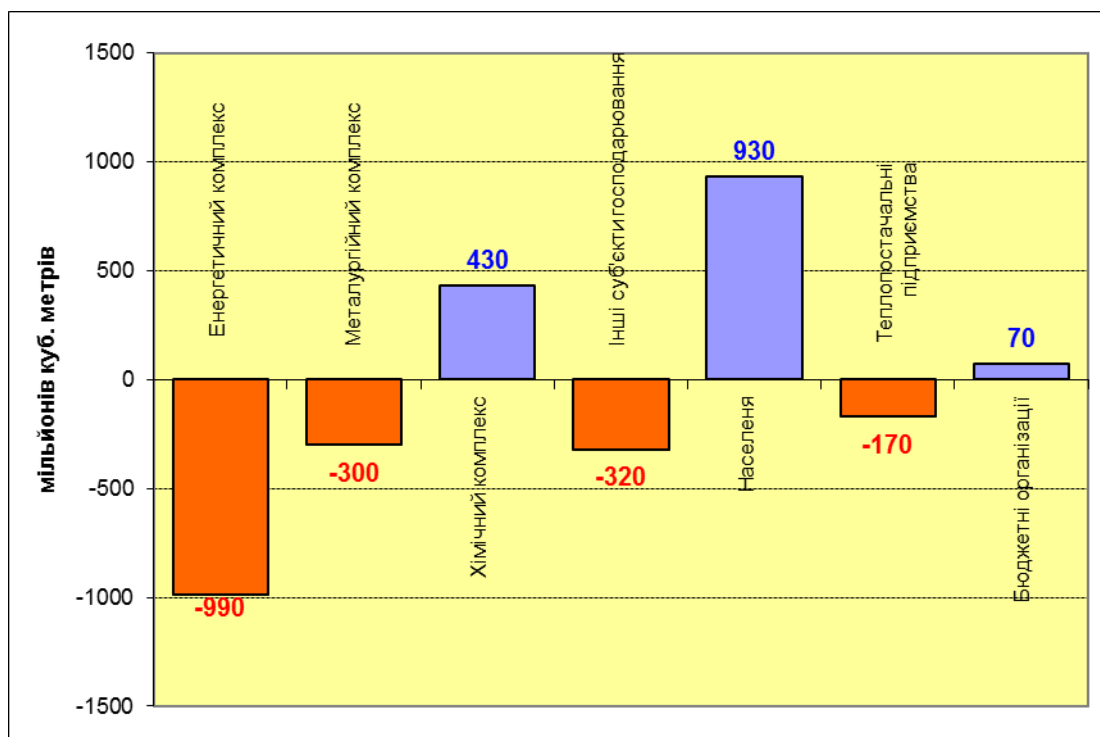


Рисунок 1.10 – Приріст (+) та скорочення (-) споживання природного газу в Україні в 2005 році порівняно з 2004 роком

Фізичні втрати пов'язані з тим, що мережа газопроводів досить часто прокладена на ділянках із агресивними чи вологими ґрунтами, в місцях з підвищеним ризиком електрохімічної корозії тощо, унаслідок чого матеріал труб зазнає посиленого руйнування. Крім того, частина газопроводів, особливо у західних регіонах України, вже давно перевищила свій експлуатаційний термін [73].

Так, наприклад, у 1998 році втрати газу, пов'язані з витоками з газопроводів, оцінювались на рівні 250 млн. м³. У зв'язку з цим НАК “Нафтогаз України” почали вживатись більш рішучі заходи щодо заміни (рисунок 1.11) та капітального ремонту (рисунок 1.12) аварійно небезпечних ділянок газопроводів. Окрім того, з метою подовження терміну експлуатаційної придатності газопроводів, силами виробничих підрозділів ВАТ “Вінницягаз” освоєно серійне виробництво станцій катодного захисту трубопроводів.

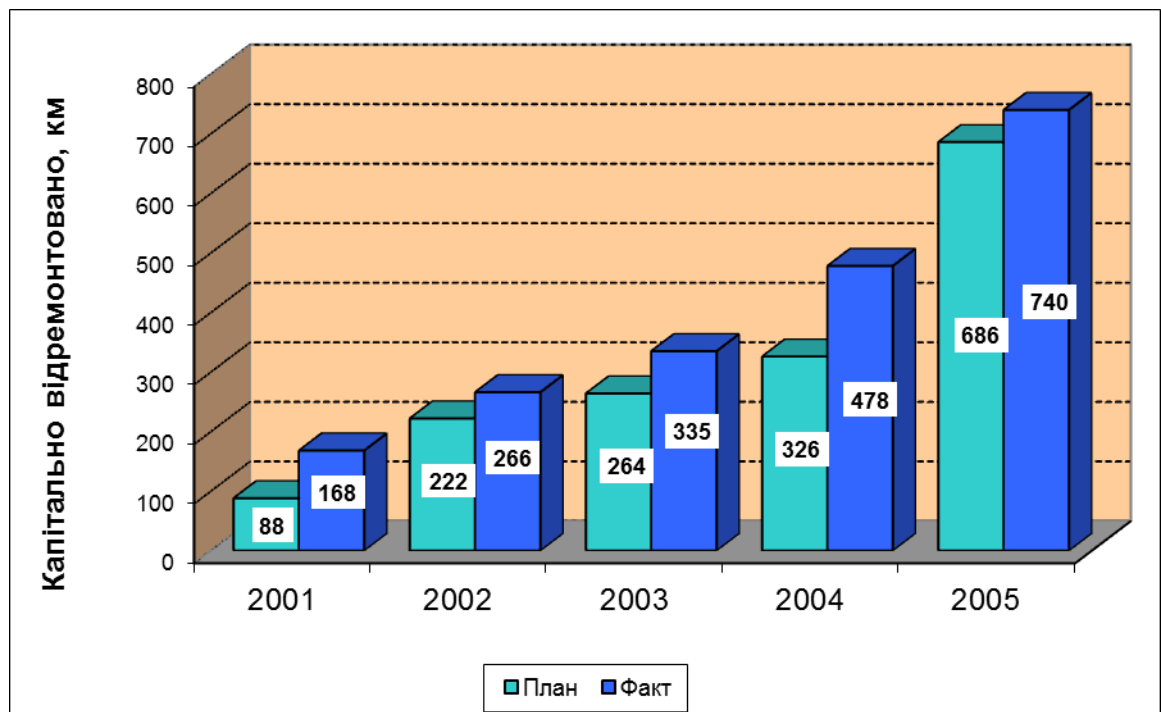


Рисунок 1.11 – Ілюстрація обсягів капітальних ремонтів ділянок газорозподільних газопроводів

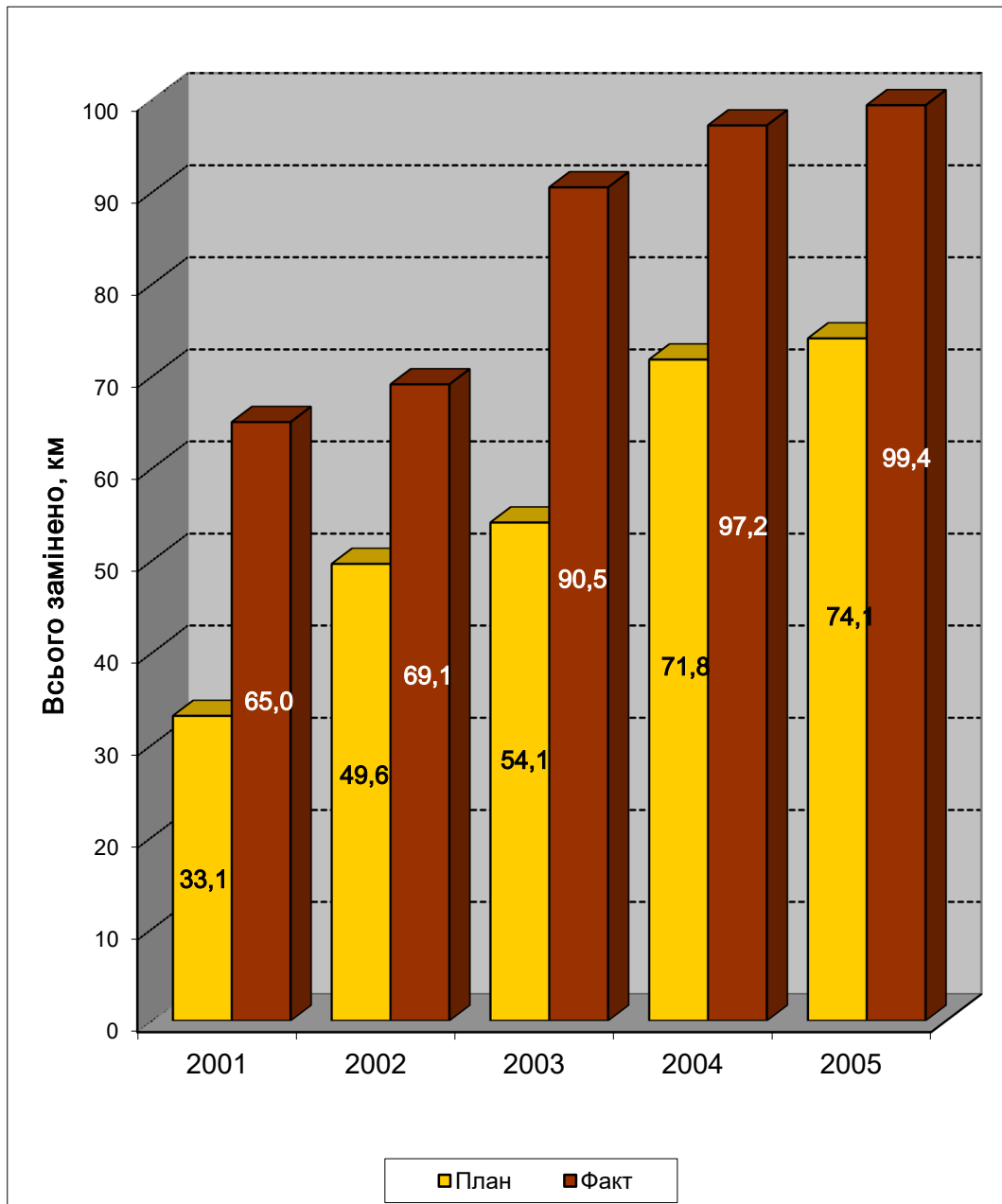


Рисунок 1.12 – Ілюстрація заміни аварійно-небезпечних ділянок газопроводів

1.5 Дистанційний контроль герметичності магістральних газопроводів

Відомо, що в процесі експлуатації магістральних газопроводів виникають порушення герметичності, котрі проявляються у вигляді витікань газу різної інтенсивності, створюють загрозу забруднення навколишнього середовища та є потенційно небезпечними для виникнення відказів системи.

На поверхні ґрунту такі витікання проявляються як температурні аномалії на природному температурному фоні та аномалії концентрацій вуглеводнів у приповерхневому шарі Землі й атмосфери. На відміну від аномалій іншого походження, у зоні витікання вони практично не залежать від просторових координат і часу.

Викладені особливості стали підґрунтям для розвитку методів дистанційного (з літальних апаратів) виявлення ділянок порушення герметичності МТ. Дослідження провадилися у трьох напрямках: вимірювання радіаційних температур (Д. А. Абернаті, США, 1991; Д. Пітер, США, 1984; К. Я. Казаков, Є. Н. Зеленов, Росія, 1993); вимірювання концентрацій метану в приповерхневому шарі повітря (П. Г. Філіппов, Росія, 1994; Г. Цвік, США, 1985); комплексне вивчення поля концентрацій і температур (В. В. Бабаєв, В. І. Холодов, Україна, 1991, 1994) .

Незважаючи на певні успіхи в створенні методики та техніки вимірювань, пропоновані методи мали деякі невизначеності. Так, наприклад, у працях багатьох авторів були відсутні відомості про те, які мінімальні за інтенсивністю витікання газу можна виявити пропонованим способом і чим це підтверджується. У випадку дослідження теплового поля поверхні Землі не вказувалося, як виокремлюється корисний сигнал із різноманітності перешкод, що нерідко перевищують його за амплітудою. Аналогічні питання виникали під час дослідження поля концентрацій метану в приземному шарі повітря [86].

Теоретичні розрахунки положення газової хмари в залежності від напрямку вітру та характеру місцевості не мали практичного підтвердження через недосконалість математичної моделі та її неадекватність реальним умовам.

Враховуючи, що наявність аномалій температур чи концентрацій метану не є прямим свідченням місцезнаходження витікання газу, у зазначених працях не передбачено будь-яких методичних прийомів для ідентифікації витікань і визначення їх точного місця розташування. Те ж саме можна сказати й про координатну прив'язку аномальних ділянок магістральних газопроводів.

П. Г. Філіпповим розроблено вертолітний лазерно-тепловізійний комплекс для контролю лінійної частини магістральних газо- і продуктопроводів, принцип дії якого базується на спільному використанні двох методів дистанційної діагностики: пасивного - тепловізійного та активного - лазерного методу диференціального поглинання з відбиттям випромінювання від підстильної земної поверхні. Авторами зроблено наголос на розробці сканувального лазерного газоаналізатора, в якому використовується імпульсно-періодичний режим роботи, від чого потужність лазерного випромінювання зросла у- 10^5 разів. Це дало можливість збільшити оптимальну висоту польоту вертольота для різних підстиляючих поверхонь (сніг, зораний ґрунт, водна поверхня) від 150 до 1000 м.

У працях В. В. Бабаєва і В. І. Холодова детально вивчено процес формування поля температур і концентрацій метану над діючим газопроводом за наявності та відсутності витікання газу та розроблено технологію дистанційного виявлення витікань газу на лінійній частині магістральних газопроводів.

Для розв'язання поставленої задачі було використано методи фізичного та математичного моделювання. На спеціально створеному полігоні досліджувався характер розподілу температур і концентрацій вуглеводнів у зоні витікання газу з дебітами 70, 150, 200, 225, 300, 350, 385, 500, 2000 і 4000

м³/добу з різних ділянок поверхні труби діючого газопроводу діаметром 1020 мм й у різні пори року. Вимірювання температур здійснено на рівні 1,5; 0,5; 0,2; 0,05 м і на поверхні Землі [23].

У результаті було встановлено час, за який порушення теплового поля досягає поверхні Землі для різних за інтенсивністю витікань газу. Так, для витікання з дебітом 70 м³/добу це становить 5 діб, а з дебітом 4000 м³/добу – 16 год. Встановлено також геометричні розміри температурної аномалії, її амплітуду та співвідношення з фоновими ділянками.

Газометричні вимірювання показали, що при витіканнях близько 70 м³/добу вміст метану у ґрунтовому газі досягає 70% об'єму, при 350 м³/добу – 79 %, при 500 м³/добу – 83 - 87 % об'єму. У той же час за межами дії витікання вміст метану не перевищував $3,2 \times 10^4$ % об'єму.

У приземному шарі повітря малі витікання газу (70 - 350 м³/добу) створюють концентрацію метану до 0,2 % об'єму.

На висоті 1 м від поверхні Землі насиченість атмосферного повітря вуглеводнями (через витікання) коливається у межах 0,01 - 0,09 % об'єму. Цей рівень концентрацій спостерігається у приземному шарі повітря в радіусі 12 м від місця витікання.

При моделюванні витікань газу здійснювалися заміри температури ґрунту на різних рівнях (1,5; 0,5; 0,2; 0,05 м) на дослідному полігоні по спеціально встановлених профілях і на фоновому майданчику, панорамна зйомка температурного поля й газометрична зйомка у ґрунті та приповерхневому шарі атмосфери.

При переході від одного об'єму витікання до іншого проводилося вистоювання, під час якого температура ґрунту відновлювалася до температури непорушеної ділянки (контрольної), розташованої на відстані 15 м від місця витікання.

На глибинах 1,5; 0,5 і 0,2 м від поверхні ґрунту заміри температури виконувалися термоелектронними давачами, розробленими в УкрНДІгазі, а на глибині 0,05 м – ртутними термометрами ТЛ-4.

На початку експерименту вимірювання температури під час моделювання витікання газу здійснювали 6 разів на добу (кожні 4 години), а у режимі відстою – двічі на добу (о 9 та 19-й год.). При наступних випусканнях газу температуру ґрунту вимірювали тричі на добу: до сходу сонця, усередині дня й після заходу сонця.

Перше випускання газу (витрата $70 \text{ м}^3/\text{добу}$) із нижньої поверхні труби показало, що внаслідок витікання газу теплова хвиля досягає поверхні ґрунту на п'яту добу. Зміна температури на глибині 0,2 м через 6 діб із початку витікання газу становило над місцем витікання $4,4^\circ\text{C}$; на відстані 0,2 м – $4,2^\circ\text{C}$, 1 м – $2,6^\circ\text{C}$, 2,5 м – $0,5^\circ\text{C}$. Дебіт другого та третього випускань газу дорівнював також $70 \text{ м}^3/\text{добу}$, але витікання газу моделювалися з бічної та верхньої частини поверхні газопроводу, а четверте витікання об'ємом $200 \text{ м}^3/\text{добу}$ моделювалося з верхньої частини поверхні труби.

За розрахунками зниження температури при дроселюванні за температури газу в газопроводі $22\text{-}24^\circ\text{C}$ та тиску $4,4\text{-}4,8 \text{ МПа}$ мало б становити $18,7^\circ\text{C}$, але практично воно має менше значення, що пов'язане з втратою тепла на прогрівання шару ґрунту, який лежить над газопроводом.

Поряд із фізичним здійснено математичне моделювання температурного поля магістральних газопроводів, що передбачало два етапи:

1. Розрахунок двовимірного стаціонарного температурного поля в ґрунті навколо газопроводу без витікання газу (результатом цього розрахунку є початкове температурне поле в ґрунті для обчислення одновимірного нестаціонарного поля, а також температурна аномалія на поверхні ґрунту над магістральним газопроводом).

2. Розрахунок одновимірного нестационарного температурного поля в ґрунті та навколо магістральних газопроводів із витіканням газу.

Для згаданих задач було побудовано математичні моделі, розроблено алгоритми та складено програми їх чисельного розв'язання.

Для задач дистанційного моніторингу магістральних газопроводів шляхом тепловізійної зйомки викликає цікавість визначення температурних аномалій на поверхні ґрунту при відсутності витікання газу. Характер температури на цій поверхні залежить від багатьох чинників, пов'язаних із фізичними параметрами ґрунту, трубопроводу й атмосфери.

Ґрунт – це багатофазна капілярно-пориста система, теплопередача в якій здійснюється одночасно теплопровідністю крізь твердий шар, випромінюванням, конвекцією та теплопровідністю повітря у порах і внаслідок масоперенесення вологи [71].

Розв'язання задачі визначення температурного поля можливе лише за умови впровадження ряду спрощень. Ґрунт вважається квазіоднорідним середовищем із ефективними фізичними параметрами. У такому наближенні для стаціонарної задачі ґрунт характеризується єдиним параметром – ефективним коефіцієнтом теплопровідності. Для не дуже вологих ґрунтів даний коефіцієнт можна вважати незалежним від температури ґрунту, тобто задача лінеаризується (при цьому, однак, він може залежати від просторових координат унаслідок неоднорідності ґрунту та глибини або наявності снігового покриву чи рослинності, котрі враховуються введенням додаткового шару зі своїм ефективним коефіцієнтом теплопровідності).

Температурне поле ґрунту в реальних природних умовах формується під дією атмосферних процесів і сонячної радіації. На поверхні ґрунту виконуються умови теплового балансу з урахуванням поглинання, відбиття та розсіювання сонячної радіації, турбулентного теплообміну між ґрунтом і повітрям, втрат тепла на випаровування та геотермальних потоків. На не дуже

вологих ґрунтах головну роль грають турбулентний теплообмін і сонячна радіація. Враховуючи ці ефекти, рівняння теплового балансу моделюється граничними умовами 3-го роду з ефективним коефіцієнтом теплообміну (сумою конвекційного та радіаційного коефіцієнтів) і з еквівалентною температурою повітря, в якій ураховується дія сонячної радіації [72].

Згідно з проведеними оцінюваннями, час встановлення температурної аномалії на поверхні ґрунту над трубопроводом, заглибленим на 1 м, становить 3-10 діб. Тому для визначення амплітуди температурної аномалії слід виконувати розрахунки з коефіцієнтами, усередненими за період 3-10 діб до моменту спостереження з урахуванням погодних умов і стану атмосфери.

При моделюванні тривимірного температурного поля навколо магістральних газопроводів із витіканням газу, крім згаданих уже параметрів, потрібні щільність і коефіцієнт питомої теплоємності ґрунту. Для не дуже вологих ґрунтів за відсутності фазових перетворень ці параметри можна вважати постійними.

У задачі визначення температурної аномалії на поверхні ґрунту над магістральним газопроводом із витіканням газу необхідно сукупно порахувати нестационарне температурне поле за наявності нелінійного об'ємного джерела тепла та теплообмін між ґрунтом і газом, що витікає. Ця задача не може бути лінеаризована й має розв'язуватися у повній постановці.

Трубопровід розглядається як циліндричне джерело тепла у напівобмеженому просторі (ґрунті) з відомими теплофізичними властивостями. На межі "труба - ґрунт" задано граничну умову 1-го роду, на поверхні ґрунту - граничну умову 3-го роду, що моделює радіаційний баланс і конвективний теплообмін із повітрям.

Двовимірне стаціонарне температурне поле у ґрунті навколо трубопроводу за відсутності витікання газу визначається шляхом інтегрування рівняння теплопровідності [30]:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial y} \right) = 0 \quad (1.1)$$

із відповідними граничними умовами.

Інтегрування диференціального рівняння виконується скінченнорізницеvim методом у розрахунковій області, яка являє собою прямокутник із вирізом у вигляді півкруга. Знизу розрахункова область обмежується глибиною нейтрального шару, збоку границя розрахункової області вибирається за межами зони дії трубопроводу. В розрахунковій області впроваджується прямокутна нерегулярна різницева сітка, яка ущільнюється в напрямку магістральних газопроводів, при цьому в області навколо трубопроводу крок різницевої сітки вибирається постійним і мінімальним за двома координатами. Півкруг, котрий моделює границю "труба - ґрунт", апроксимується кусково-ламаною лінією, яка проходить через вузли різницевої сітки.

Чисельні розрахунки двовимірного стаціонарного температурного поля виконувалися з використанням ітераційного методу верхньої релаксації.

Температурна аномалія в ґрунті навколо магістральних газопроводів без витікання газу визначається такими параметрами: ефективним коефіцієнтом теплопровідності ґрунту; ефективним коефіцієнтом теплообміну на поверхні (сумою конвекційного та радіаційного коефіцієнтів); еквівалентною температурою повітря з урахуванням дії сонячної радіації; температурами газу в магістральних газопроводах і ґрунту за межами зони впливу трубопроводу на глибині його залягання.

У задачі розрахунку нестаціонарного температурного поля витікання газу з магістрального газопроводу моделюється пористим каналом прямокутного поперечного перерізу, яким тече газ у вертикальному напрямку від місця витікання на трубопроводі до поверхні ґрунту. Така ідеалізація

реального процесу дифузії (фільтрації) газу в ґрунті за наявності гравітаційного поля є правдоподібною для витікань із малими втратами газу.

Одновимірне протікання газу каналом постійного поперечного перерізу, заповненого пористим тілом, розглядається у квазістаціонарному наближенні як ізобарне з заданим витіканням газу: при цьому рівняння руху газу вилучається з повної системи рівнянь. Рівняння енергії для двофазного середовища розкладається на два рівняння - для кожної фази відповідно [30].

У рівнянні енергії для твердої фази (пористого ґрунту) з'являється ефективне об'ємне джерело, яке моделює теплообмін із газом:

$$\rho C \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial z} \right) + \alpha \psi (T_g - T), \quad (1.2)$$

де величини без індексу належать ґрунту та визначаються з урахуванням пористості як ефективні, T - температура газу, α - коефіцієнт теплообміну між ґрунтом і газом, ψ - питома площа теплообміну. Рівняння енергії для газової фази має вигляд:

$$G C_p \frac{dT_g}{dY} = \alpha \psi S_k (T_g - T), \quad (1.3)$$

де G - втрата газу через витікання, C_p - питома теплоємність газу, S_k - площа поперечного перерізу каналу витікання.

Система рівнянь розв'язується скінченнорізницеvim методом. Розрахункова область являє собою паралелепіпед із циліндричним вирізом, який моделює трубопровід. Різницева сітка в площині, перпендикулярній напрямку магістрального газопроводу, вибирається як складова різницевої сітки попередньої задачі, розв'язання якої у вузлах сітки використовується як початкове температурне поле. У напрямку осі вздовж трубопроводу різницева сітка будується аналогічно до сітки у напрямку осі x . Граничні умови по осі y подібні до граничних умов по осі x – використовується умова симетрії при $x=0$

на віддалених від витікання межах розрахункової області використовуються граничні умови 1-го роду [29].

Диференційні рівняння (1.1-1.3) на нерегулярній тривимірній різницевій сітці апроксимуються явною скінченорізницевою схемою першого порядку наближення по просторових змінних і часу.

У процесі математичного моделювання стаціонарного температурного поля проведено варіанти розрахунків для магістрального газопроводу діаметром 1000 мм, заглибленого на 1500 мм (від осі трубопроводу). Температурне поле визначається двома параметрами – ефективним коефіцієнтом теплопровідності та коефіцієнтом тепловіддачі ґрунту. Типові значення коефіцієнта теплопровідності перебувають у межах 0,5 – 4 Вт/мК, а значення коефіцієнта тепловіддачі – від 10 до 50 Вт/мК.

На рисунку 1.11 наведено результати розрахунків температурної аномалії на поверхні ґрунту над магістральним газопроводом за різниці температур газу та ґрунту 10°C для різних значень коефіцієнтів. Амплітуди температурної аномалії проявляють сильну (майже протилежну) залежність від ефективного коефіцієнта тепловіддачі. Як видно, найкращими умовами для виявлення температурних аномалій є ті, для яких коефіцієнт тепловіддачі має найменше значення (хмарна безвітряна погода).

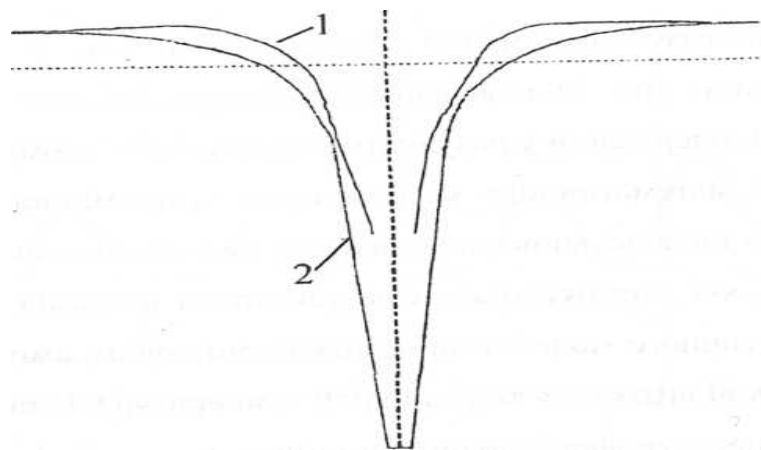


Рисунок 1.13 – Температурна аномалія на поверхні ґрунту над витоком у напрямку вздовж газопроводу

У задачі моделювання тривимірного нестационарного температурного поля в ґрунті навколо трубопроводу з витіканням газу виникають 6 незалежних параметрів, котрі характеризують ґрунт, витікання й умови теплообміну між газом під час витікання та ґрунтом.

У роботах [4, 36] досліджено залежність розв'язання від параметрів, що являють найбільший інтерес при фіксованих значеннях інших параметрів. Розрахунки виконано для умов, які відповідають течії газу на полігоні з модельованим витіканням улітку 1992 р. Температура газу в газопроводі 25°C , у місці витікання 5°C , температура поверхні ґрунту 15°C . На рисунку 1.12 показано розподіл температури на поверхні ґрунту над витіканням у напрямку, перпендикулярному трубопроводові, для моментів часу 6 та 72 год. після початку витікання. Температурна аномалія на поверхні ґрунту має форму слабовитягнутого еліпса з круглим холодним ядром у центрі, розмір аномалії – від 1 до 2 м.

Процес формування температурної аномалії над витіканням складається з двох етапів. На першому з них, що триває дві доби, формується циліндричний канал витікання з розподілом температури вздовж каналу, який у подальшому майже не змінюється. На другому етапі в результаті дифузії тепла в ґрунті навколо каналу відбувається вирівнювання розмірів температурної аномалії з розмиванням перехідної області. При досягненні аномалією розміру, коли встановлюється баланс між теплом, що надійшло в зону аномалії, та теплом, яке передалося холодному газу, що витікає формування аномалії припиняється [36].

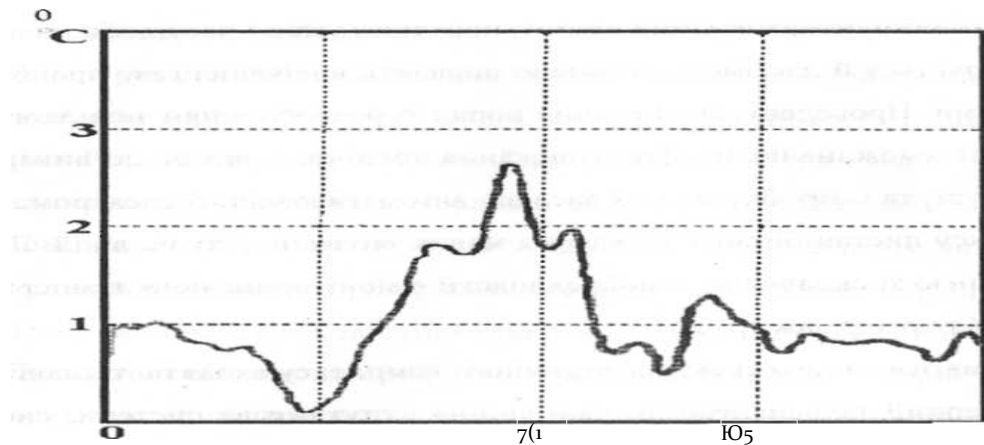


Рисунок 1.14 – Графік розподілу радіаційної температури над місцем витікання газу (350 м.куб/добу)

Тривалість другого етапу – від 3 до 5 діб. Амплітудні значення температурної аномалії відносно фонові температури поверхні ґрунту вдалині від трубопроводу досягають $-4,5^{\circ}\text{C}$.

Для натурального моделювання витікань газу на полігоні, обладнаному на магістральному газопроводі Шебелинка - Дніпропетровськ - Кривий Ріг - Ізмаїл (Україна), із різних місць поверхні трубопроводу діаметром 1020 мм у будь-яку пору року створювалися штучні витікання газу з дебітами від 70 до 4000 м³/добу. Після витримування протягом кількох діб для встановлення стаціонарного розподілу температури виконувалися вимірювання температурного поля в ґрунті за допомогою термоелектричних давачів, заглиблених від 0,2 до 1,5 м, а на поверхні ґрунту – ртутними термометрами. Крім того, провадилася інфрачервона зйомка та визначалася радіаційна температура поверхні ґрунту як з землі, так і шляхом аерозйомки. Аерозйомка здійснювалася з літака АН-2 на висоті від 100 до 300 м.

У процесі математичного моделювання тривимірного нестационарного температурного поля встановлені значення амплітуди температурної аномалії

відносно фону, які узгоджуються з результатами натурного моделювання. За даними математичного моделювання можна оцінювати амплітуду температурної аномалії у зоні витікання та розподілу температур у непорушених умовах. Важливим температуроформуєчим чинником є рельєф. Експерименти на ділянках з різною просторовою орієнтацією схилів показали, що варіації температур у складному рельєфі можуть досягати десятків градусів і значно перевищувати за амплітудою температурні збурення, створювані витіканням газу.

На підставі аналізу зазначених чинників визначено оптимальні умови виконання робіт, обґрунтовано вибір сезону, погодних умов і часу доби, коли їх вплив мінімізується та дає змогу впевнено виявляти витікання газу пропонованими методами. Проведені дослідження поряд із розробленням технології виконання робіт уможливають формулювання технічних вимог до вимірювальної апаратури та розробку на цих засадах автоматизованого спектрометричного комплексу дистанційного виявлення малих витікань газу на лінійній частині магістральних газопроводів. Однією зі складових даної технології є моніторинг поля температур і концентрацій газу вздовж трас магістральних газопроводів [39].

До автоматизованого спектрометричного комплексу входять: тепловізійна система, лазерний газоаналізатор, навігаційна супутникова система, система відеосупроводу, апаратура для накопичування та первинної обробки інформації на базі ПЕОМ.

Комплекс апаратури розрахований на найбільш легкі та дешеві повітряні носії, а для його монтажу на борту літака чи вертольота опрацьовано технічну документацію. Технологію та апаратурний комплекс оснащено необхідним програмним забезпеченням для накопичування, зберігання й обробки інформації.

Іншим цікавим напрямком дистанційного обстеження газопроводів є застосування методу радіометрії, заснованому на вимірюванні у районі трубопроводу позірної температури. В. Є. Кудряшовим, В. І. Холодовим, В. В. Бабаєвим виконано аналіз НВЧ-випромінювання неоднорідно зволжених ґрунтів, одержано оцінки якості виявлення температурних аномалій і змодельовано кілька варіантів технічної реалізації комплексу. В результаті теоретичних досліджень розроблено та створено макет автоматичного варіанту комплексу, до складу якого входить сканувальна антенна система, два кореляційні радіометри з робочою частотою 400 МГц та 900 МГц, блок цифрового оброблення та сполучення з ПЕОМ, автономне джерело живлення, контрольно-вимірювальна апаратура. Для керування комплексом, встановлення та документування параметрів, обробки інформації, її перегляду та зберігання розроблено програмне забезпечення [33].

Експериментальний комплекс двочастотного радіометричного зондування пройшов польові випробування на магістральному газопроводі Шебелинка - Дніпропетровськ -Кривий Ріг - Ізмаїл, Ду 1200мм. Програма цих випробувань містила дослідження ситуації радіозавад у районі дослідного полігона в діапазоні 0,2-1,3 ГМГц, оцінювання впливу кутів зондування трубопроводу, зняття радіотеплових характеристик ґрунтів у двох частотних діапазонах за різної поляризації й у будь-який час доби, дослідження температури ґрунту при витіканні газу.

Вивчення обстановки радіозавад у районі польових випробувань виявило наявність активних джерел радіосигналів на частотах 200, 636, 750 МГц, а також імпульсних джерел завад на частотах 850 та 1,28 ГМГц, що вимагало використання додаткових преселекторів.

Увесь цикл експериментальних досліджень проводили при температурі газу в трубопроводі 27°C та тиску 4,5 МПа.

Дослідження ступеня впливу кута зондування трубопроводу довели доцільність функціонування комплексу під кутами місця близькими до 60° або меншими 30° .

Аналіз одержаних радіотеплових карт ґрунту поблизу магістральних газопроводів дає змогу зробити висновок про те, що на формування радіотеплових карт істотно впливає фізична температура НС, вологість ґрунту, його щільність і склад. Однак, незважаючи на значну дисперсію результатів вимірювань, спостерігалось підвищення радіотеплової температури на частоті 900 МГц безпосередньо над газопроводом більш як на 4 К. На частоті-носії 400 МГц однозначне виявлення трубопроводу стало неможливим через значний скін-шар ґрунту за невеликої його вологості, хоча профіль температури від трубопроводу становив 1,0-3,5 К. Оцінка якості виявлення механічних характеристик трубопроводу при змінюванні поляризації досить варіативна та належним чином не досліджена [40].

Одержано також результати нормованого радіотеплового картування ґрунту при штучній течії газу - 70 м^3 /добу в двох частотних діапазонах. Зондування виконувалося в стаціонарному становищі при куті місця рівному 40° по тому ж самому азимутальному рядку в діапазоні від -40° до $+40^\circ$. Усі наступні вимірювання нормувалися згідно першого рядка, знятого без витікання газу. Сканування здійснювалось через кожні 20 хв. протягом 160 хв. У діапазоні 400 МГц максимальне зниження температури спостерігалось, як правило, через 60-100 хв. від 0,8 до 1,0 К з наступною стабілізацією позірної температури до рівня приблизно 0,6 К. Нормоване радіотеплове картування на частоті 900МГц показало більш стабільне пониження температури над трубопроводом після 20 хв. витікання та становило приблизно 1,2 К.

Здійснені теоретичні дослідження та польові випробування комплексу виявлення витікань газу на магістральних газопроводах підтвердили

принципову можливість створення мобільної системи контролю стану трубопроводів у дециметровому діапазоні довжини хвиль.

1.6 Аналіз організації експлуатаційного обслуговування лінійної частини 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.м³ 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 недоплати 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 м³ недопоставленого газу.

Ефективна і діюча система технічного обслуговування і ремонту (ТО і Р) 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 ТО і Р 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 ТО і Р 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 ТО і Р 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) (електрохімізахист, 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 ТО і Р.

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 ТО і Р 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 ТО і Р, що забезпечують більш ефективне обслуговування ЛЧ МГ з урахуванням специфіки експлуатації.

Досвід експлуатації лінійної частини МГ країни дозволяє виявити наступні основні організаційні форми системи ТО і Р [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 ТО і Р 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 мається науково-обґрунтованих принципів доцільності використання будь-якої організаційної форми системи ТО і Р 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 ведучих учених галузі Е.І. Яковлева, К.Е. Ращепкина, А.Ф. Комягина, З.Т. Галиуллина 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 ТО і Р присутні дві тенденції [26], що мають право на існування: централізація і децентралізація. Завдання полягає у виборі оптимального співвідношення між ними в рамках єдиної системи ТО і Р. 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 ТО і Р.

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 λ , 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:

$$K_c = \frac{\sum l_i}{L} \quad (1.4)$$

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

- коефіцієнта удалености траси від автодоріг:

$$K_n = \frac{\sum h_i}{n} \quad (1.5)$$

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

- коефіцієнта перетинань траси трубопроводу з автомобільними дорогами:

$$K_n = \frac{N}{100 \text{ км}} \quad (1.6)$$

де N - число перетинань автодорогами траси трубопроводу.

Час доставки визначається як функція:

$$t_a = f(K_c, K_y, K_n) \quad (1.7)$$

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:

$$l^* = \sqrt{\frac{(3 + E \cdot k) \cdot V}{3_y \cdot \Delta q \cdot \lambda \cdot n \left[1 + X_* \sqrt{\frac{1 + c^2}{\lambda n L}} \right]}} \quad (1.8)$$

де Z - річні експлуатаційні витрати; E - нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень; K - капітальні вкладення; V - швидкість транспортування АВП; Z_y - питомі витрати по резервуванню; λ - 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 ТО і Р;
- зменшення витрат газу в атмосферу;
- зниження збитку і тривалості простою газопроводу в результаті аварії (недовідпускання газу).

$$\Phi(\bar{Z}_p + \bar{Y}_{\text{щн}} + \bar{Y}_{\text{щпот}}) \Rightarrow \min \quad (1.9)$$

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 ТО і Р 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 ТО і Р 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 вдосконалювання організації робіт при ТО і Р 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 ТО і Р, 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 ТО і Р 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 планування 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 контролі 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 ТО і Р, планування термінів контролю і профілактики ЛЧ і її елементів з врахуванням нерівномірного розподілу показників надійності по довжині МГ, випадкового характеру появи відмовлень і ушкоджень. Не вирішені задачі організації територіально-виробничої системи ТО і Р складної регіональної мережі МГ з урахуванням конфігурації ЛЧ. Питання вибору раціональних стратегій ТО і Р ЛЧ МГ розглядаються на основі загальних підходів і методів теорії надійності складних систем, пропонується спрощена модель руйнування ізольованого 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]. Істотно впливає на ефективність КВЗ структура спеціалізація і потужність ремонтно-експлуатаційних підрозділів. Ці параметри, у свою чергу, багато в чому визначаються прийнятою технологією й оснащеністю бригад, служб і підрозділів, характером робіт у потоці вимоги на ремонтно-відбудовче і профілактичне обслуговування.

1.7 Формування критерію ефективності системи ТО і Р ЛЧ МГ

Формування комплексу показників для оцінки ефективності системи ремонтно-експлуатаційного обслуговування газопроводів з урахуванням основних факторів і істотних структурно-технологічних зв'язків - є важливим етапом розробки узагальненої моделі системи ТО і Р ЛЧ МГ. Рішення задачі аналізу системи і наступний перехід до синтезу оптимальних параметрів системи повинні базуватися на універсальних техніко-економічних показниках ефективності.

Система ТО і Р ЛЧ МГ має всі ознаки складної системи і характеризується наявністю великого числа різноманітних елементів і об'єктів, різноманітних видів робіт з ТО і Р, різних типів РЕП (по потужності, оснащеності і комплектації). Окремі елементи системи мають між собою складний функціональний зв'язок. Тому для оцінки ефективності функціонування системи ТО і Р існує багато різних показників. Найбільше часто використовувані з них: економічні витрати і характеристики тривалості ТО і Р [17, 80]. До них відносяться: вартість роботи (витрати на ремонтно-

відбудовчі роботи) Z_p ; тривалість виконання відбудовних робіт T_p ; трудомісткість ремонтних і інших робіт (в люд. годинах). Становить інтерес розгляд середньої тривалості робіт з ТО і Р, обумовлене як математичне чекання тривалості одного набору робіт даного виду за деякий період експлуатації:

$$T_{CP} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n T_{Pi} \quad (1.10)$$

а також середньої пжцоемкості і середніх витрат на проведення ТО і Р (визначених аналогічно). Відношення середньої сумарної тривалості робіт до наробітку системи на відмовлення - є питома сумарна тривалість робіт з ТО і Р.

Аналогічним образом, питома сумарна вартість робіт з ТО і Р (витрати на ТО і Р);

$$\bar{z}_{\Sigma P} = \frac{z_{\Sigma P}}{t'_p} \quad (1.11)$$

де t'_p - наробіток на відмовлення.

Існує також ряд комплексних показників надійності експлуатованої системи, що враховують як властивість безвідмовності, так і ремонтпридатності. Найбільш розповсюджені серед них: коефіцієнти готовності, надійності, технічного використання, оперативної готовності й інші [42].

Задача вибору показників ефективності системи ТО і Р ЛЧ МГ зводиться до обґрунтування доцільного набору параметрів, що дозволяють врахувати (з розумним ступенем деталізації) найбільш значні фактори функціонування системи.

Дослідження суті питання доводить, що визначальними факторами в питанні вдосконалювання системи ТО і Р є: структура, розміщення й оснащення підрозділів, технологія ремонтно-експлуатаційного обслуговування, організація і керування ходом виконання робіт, стратегія контрольно-відновлювальних заходів.

Показник ефективності функціонування системи (у задачі аналізу) повинний виступати як критерій оптимальності при рішенні задач удосконалювання системи. Причому розглядати подібну проблему необхідно з позицій народногосподарської ефективності [40, 69].

Система ТО і Р ЛЧ МГ, як важливий засіб забезпечення експлуатаційної надійності МГ вимагає значних матеріально-технічних, трудових витрат, що багато в чому визначають ефективність системи в цілому.

Це обумовлює доцільність використання як параметр для оцінки ефективності системи ТО і Р ЛЧ МГ найбільш розповсюдженого техніко-економічного показника ефективності - сумарних питомих витрат.

В загальному виді, метою підвищення ефективності функціонування системи ТО і Р ЛЧ МГ є забезпечення надійної роботи об'єктів МГ із найменшими сумарними витратами (на створення, оснащення і зміст ремонтно-експлуатаційних підрозділів і на проведення КВЗ) і збитками від втрат і недопоставок газу споживачам унаслідок простоїв (чи зниження продуктивності) газопроводів у ході ремонтно-відновлювальних робіт. Таким чином, середні сумарні питомі витрати виступають не тільки як параметр оцінки ефективності ТО і Р, але і як критерій оптимальності організаційно-технологічних рішень по вдосконалюванню досліджуваної системи:

$$\bar{C}_{\Sigma} = \bar{C}_{\Sigma DAI} + \bar{C}_{\Sigma \partial PD} + \bar{O}_{\dot{U}} \quad (1.12)$$

де $\bar{Z}_{\Sigma PEI}$ - середнє питомі витрати на будівництво, оснащення, комплектацію і утримання ремонтно-експлуатаційних підрозділів; $\bar{Z}_{\Sigma TOP}$ - середньо питомі витрати на проведення заходів щодо ТО і Р; \bar{Y}_{Σ} - середній питомий збиток споживачів від недоподачі газу при зниженні пропускної здатності газопроводів у ході АВР.

При комплексному розгляді процесу функціонування системи ТО і Р ЛЧ МГ необхідно врахувати вплив безлічі випадкових і керованих факторів, що

визначають значення тих чи інших параметрів системи, що впливають на її ефективність.

Система обслуговування і ремонту сучасних магістральних газопроводів має складну структуру і склад, різні форми організації робіт на лінійній частині, що забезпечує різний рівень ефективності експлуатації МГ. Більш високий рівень ефективності система ТО і Р ЛЧ МГ досягається при відшуканні значень параметрів (і їхнього співвідношення), що забезпечують екстремальне значення цільової функції. У рамках сформульованого вище комплексу задач по вдосконалюванню системи ТО і Р лінійної частини газопроводів, що поєднує питання розробки оптимальної структурної схеми розміщення ремонтно-експлуатаційних підрозділів, планування контрольно-відновлювальних заходів і організації робіт на об'єктах лінійної частини, цільова функція приймає різні значення і залежить від великої кількості факторів. При рішенні кожної з перерахованих оптимізаційних задач цільова функція \bar{Z}_Σ є математичним виразом взаємозв'язку параметрів, що підлягають оптимізації, і вартісних (затратних) показників ефективності, що забезпечують нормальне функціонування системи.

Таким чином, ціль і задачі формування критерію ефективності системи ТОіР зводиться до детального пророблення й оцінки всіх складових цільовий функції з врахуванням їх взаємного впливу.

Значення складових цільової функції формується в результаті розв'язку часткових задач:

- на вибір стратегії і режиму КВЗ;
- формуванню схеми розміщення РЕП;
- розбивці ЛЧ газ об транс кравець системи на експлуатаційні ділянки;
- закріпленню окремих ділянок за конкретними РЕП;
- вибору технології КВЗ;
- комплектації РЕП технікою і людьми.

Суперечливий характер впливу перерахованих керованих факторів на цільову функцію обумовлює необхідність використання комплексного підходу, тобто спільного рішення часткових задач. Суть реалізації комплексного підходу зводиться до розбивки проблеми на часткові задачі, дослідженню кожної окремої задачі й об'єднанню результатів дослідження часткових задач. Для цього використовуються принципи, покладені в основу декомпозиційних методів дослідження складних ієрархічних систем. Формалізація подібної математичної багатфакторної моделі дозволяє шляхом перебору альтернативних варіантів вихідних параметрів і різних обмежень здійснювати пошук оптимальних організаційно-технологічних рішень за критерієм мінімуму цільової функції - середніх сумарних питомих витрат у системі ТО і Р:

$$\min_{R,L,S,M,H} \bar{Z}_{\Sigma}(R, L, S, M, H) \quad (1.13)$$

де R - характеристики розміщення РЭП у регіоні обслуговування;

L - характеристики прикріплення ділянок системи ЛЧ МГ, що обслуговуються РЕП; S - стратегія і режим контрольно-відбудовних заходів (КВЗ), прийнятих в кожному РЕП; M - характеристики потужності, оснащеності, комплектації РЕП; H - прийнята технологія й організація робіт.

При розгляді подібної задачі глобальної оптимізації перераховані характеристики системи ТО і Р ЛЧ МГ R, L, S, M, H відіграють роль аргументів, виступаючи як керуючі параметри.

Оптимальне планування контрольно-відновлювальних заходів на ЛЧ здійснюється шляхом вибору раціональної стратегії обслуговування об'єктів МГ і режимів функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів у рамках діючої систем ТО і Р:

$$\min_s \bar{Z}_{\Sigma}(S..a, b, c) \quad (1.14)$$

де a, b, c - різні системні обмеження.

Задача планування КВЗ містить у собі безліч часток підзадач, розглянутих докладно в третьому розділі даної роботи.

Найважливішим засобом підвищення ефективності системи ТО і Р ЛЧ МГ є удосконалювання структурної схеми розміщення РЕП у регіоні обслуговування, що поєднує часткові задачі по визначенню пунктів базування підрозділів, установленню границь (зон) обслуговування; прикріпленню експлуатаційних ділянок ЛЧ МГ за конкретними РЕП:

$$\min_{R,L} \bar{Z}_{\Sigma}(R, L \dots a, b, c) \quad (1.15)$$

За умови сформованої структури системи ТОіР, прийнятої стратегії і режимі контрольно-відбудовних заходів на МГ розглядається питання вибору технології й організації робіт з обслуговування лінійної частини з залученням певних виробничих потужностей і ресурсів:

$$\min_{M,H} \bar{Z}_{\Sigma}(M, H \dots a, b, c) \quad (1.16)$$

де a, b, c - величини, що характеризують граничні умови функціонування системи (обмеження за часом, матеріалам, ресурсам і т.д.).

Запропонований у роботі комплексний підхід дозволяє здійснювати пошук оптимальних варіантів організації ТО і Р ЛЧ МГ як при удосконалюванні (коректуванні) діючих, так і при проектуванні створюваних систем обслуговування.

В рамках комплексного підходу можливо провести більш детальне дослідження окремих задач вдосконалювання організації системи ТО і Р ЛЧ МГ на різному рівні.

1.8 Комплексна постановка задач дослідження

Дослідження діючої системи технічного обслуговування і ремонту ЛЧ МГ у рамках системи газопостачання, основних тенденцій у розвитку

магістрального транспорту газу показує необхідність підвищення ефективності заходів щодо забезпечення надійності магістральних газопроводів у ході експлуатації з метою скорочення загальних витрат, втрат і збитків.

Аналіз перспективних досліджень і теоретичних розробок в області удосконалювання техніки, технології, організації і керування системи ТО і Р ЛЧ МГ підтверджує актуальність комплексного розгляду перерахованих проблем. Тільки системний підхід, як головний принцип дослідження складних технічних і організаційно-управлінських об'єктів з обліком максимально можливого числа факторів, що впливають на функціонування системи, дозволяє вирішити задачу оцінки ефективності ремонтно-експлуатаційного обслуговування ЛЧ МГ і вироблення оптимальних організаційно-управлінських і технологічних рішень.

Функціонування системи ТО і Р ЛЧ МГ складний динамічний процес, для моделювання і подальшого дослідження якого необхідно вирішити кілька етапних задач [11].

Перший етап полягає в так званому представленні системи в компактній формі, що полегшує опис системи, а також формулювання і рішення наступних задач. Така інформація містить у собі поняття, склад і ціль функціонування досліджуваної системи, сукупність правил її функціонування, які визначають, що повинна робити система для досягнення поставленої перед нею мети, а також структурну схему. Наявність твердої структурної схеми у виді сукупності безлічі блоків (елементів, об'єктів) і визначених зв'язків між ними визначають головну відмінність пропонованого поняття системи ТО і Р ЛЧ МГ від абстрактних моделей, досліджуваних у загальній теорії складних систем.

Для кількісної оцінки ступеня досягнення системою поставлених перед нею цілей необхідно ввести визначені характеристики її функціонування. Причому, кожна характеристика описує якусь одну сторону функціонування

системи і лише визначена сукупність таких показників дозволяє оцінити ефективність системи в цілому.

Вибір показників і визначення виразів або числових значень різних характеристик функціонування системи на основі вивчення її структури, принципів роботи, факторів, що впливають на неї, формують наступний етап - розрахунок представленої системи. Перераховані етапи дослідження системи ТО і Р необхідні для переходу до етапу аналізу процесу її функціонування, що полягає у визначенні виду залежностей різних характеристик і показників структури, режиму функціонування і некерованих факторів. Сукупність етапів представлення, розрахунку і аналізу системи утворить основу для формалізації багатофакторної моделі системи ТО і Р ЛЧ МГ складної структури. Модель у даному випадку представляє більш просту систему, ніж вихідна, зі збереженням найбільш істотних рис і відображенням найбільш важливих структурно-технологічних зв'язків.

Для можливості подальшого дослідження системи за допомогою моделі, остання повинна поєднувати в собі властивості концептуальної моделі, що характеризує причинно-наслідкові зв'язки, істотні для опису системи, а також математичної моделі, що описує функціонування системи з кількісної і якісної сторін.

Розробка такої моделі дозволяє виконати розрахунки з оцінки процесу функціонування системи при визначених значеннях параметрів структури, режимів роботи (показників функціонування), при впливі різних випадкових факторів. Перебір і розрахунок таких альтернативних варіантів дозволяє вирішити наступну етапну задачу - синтез системи з метою визначення її оптимальної структури і стратегії функціонування по заданій безлічі робіт, значенню параметрів підрозділів і необхідних значень різних характеристик функціонування системи.

Отже, систему ТО і Р ЛЧ МГ можна представити як сукупність робіт, що формують потік заявок на проведення ремонтно-експлуатаційного обслуговування і засобів для їхнього виконання (підрозділів).

Під засобами будемо розуміти сукупність машин, механізмів і персоналу РЕП (модулі). Потужність і склад РЕП (модулів) залежать від їхнього призначення, ієрархічного рівня, масштабів розв'язуваних задач.

Сукупність модулів і стійких зв'язків між ними з урахуванням розміщення, ієрархії, розподілу ресурсів утворюють структуру системи. Режим функціонування системи визначає сукупність правил і принципів проведення системи для рішення поставлених виробничих цілей. Сюди відносяться питання технології, стратегії, організації і керування виробничим процесом.

Перераховані структурно-режимні характеристики системи відносяться до розряду так званих керованих факторів, впливаючи на який можна змінювати вихідні показники функціонування системи. Однак, на систему впливає велике число некерованих випадкових факторів, що характеризують стан об'єктів, що обслуговуються, вплив зовнішніх умов (навколишнього середовища) і інших непередбачених подій. Усе це визначає багатофакторність моделі системи ТО і Р ЛЧ МГ і необхідність ймовірнісного підходу при її розробці.

Метою дисертаційної роботи є розробка заходів підвищення ефективності технічного обслуговування і ремонту лінійної частини магістральних газопроводів в умовах їх неповного завантаження за рахунок своєчасного виявлення і локалізації аварійних ситуацій, прийняття раціональних рішень в ході експлуатації.

Вказана мета досягається шляхом реалізації наступних задач:

1. Вдосконалення системи діагностування аварійних ситуацій на лінійній частині газопроводів за рахунок вибору раціональної схеми розміщення РЕП у регіоні обслуговування складної мережі МГ.

2. Раціональне використання запасів газу в трубопроводах з метою підвищення енергоефективності транспортування газу.
3. Раціональне керування режимами роботи газотранспортної системи в умовах її неповного завантаження.

Розроблений комплекс математичних моделей для оцінки ефективності ТО і Р ЛЧ МГ із врахуванням структури, режиму функціонування системи, складу підрозділів, принципів організації і технології КВЗ, дозволяє вирішити задачу синтезу оптимальних рішень при різних значеннях вихідних даних і граничних умовах.

Критерій оптимальності в даному випадку комплексним показником ефективності функціонування системи ТО і Р ЛЧ МГ, що поєднує воедино керовані фактори експлуатації й обслуговування магістральних газопроводів.

РОЗДІЛ 2

ДІАГНОСТУВАННЯ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ ЇХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ

Принципи визначення появи аварійного витoku газу з газопроводу і його лінійної координати в умовах неповного завантаження газотранспортної системи мають свої особливості. Зауважимо, що в умовах нестабільного поступлення і відбору газу характерні нестационарні процеси в лінійній частині газопроводу, викликані збуреннями витрати газу, що виключає можливість діагностування аварійних витоків на основі коливання параметрів режиму в момент їх появи [39]. Методи діагностування, що опираються на стаціонарні газодинамічні моделі, недосконалі за рахунок суттєвих похибок результату, викликаних не стаціонарністю процесу транспортування газу. Натомість методи, що базуються на нестационарних моделях, являються надто складними і вимагають великого обсягу вхідної інформації і тривалого часу реалізації, що також виключає можливість їх оперативного застосування. Тому доцільно використовувати методи, що базуються на використанні нестационарних математичних моделей з спрощеною системою їх реалізації. В якості таких пропонуються спрощені методи, що базуються на нестационарних моделях, не вимагають значного обсягу вхідних даних, і водночас видають задовільні для практики результати реалізації. Серед них метод пониження порядку диференційних рівнянь імпульсу та нерозривності, що передбачає часткову заміну диференціальних операторів кінцевими приростами шуканих функцій, і метод врахування зміни лінійної швидкості руху газу в трубах, що вимагає вимірювання параметрів газового потоку по довжині газопроводу і в часі. Ці методи враховують нестационарність процесу транспортування газу газопроводами і є відносно простими в реалізації. Результати обчислювального

експерименту показують, що точність і достовірність отриманих результатів задовільняють вимогам практики.

В умовах неповного завантаження газотранспортної системи спостерігаються суттєві зміни величини витрати газу, і, як наслідок, параметрів режиму роботи газопроводів, що має суттєвий вплив на гідравлічний стан лінійної частини газопроводу [39, 40].

Гідравлічний стан газопроводу загальноприйнято характеризувати коефіцієнтом гідравлічної ефективності або фактичним значенням коефіцієнта гідравлічного опору, який в умовах частоті зміни витрати газу міняє своє значення і, що не менш важливо, похибку в його визначенні.

Діагностування аварійних витоків газу з газопроводу в умовах неповного завантаження є більш актуальною задачею експлуатації газопроводів, ніж в проектних умовах, оскільки важливого значення набуває втрата газу при транспортуванні та газодинамічні втрати енергії при транспортуванні.

2.1 Загальні підходи до діагностування стану і аварійних витоків з газопроводу в умовах неповного завантаження

Існують методики діагностування витоків газу з газопроводів, які ґрунтуються на стаціонарних формулах чи методах математичної статистики. Використання диспетчерських даних, що відбивають поточний стан газопроводу, потрібне в усіх випадках, коли відсутня можливість проводити спеціальні експерименти за визначенням параметрів газопроводу. У розрахункові формули входять усереднені величини витрати, тисків і температури, зміна яких позначається на точності визначення величини коефіцієнта гідравлічного опору. В ряді праць [1,2,3] пропонується при змінах величин параметрів режиму в часі знаходити коефіцієнт гідравлічного опору для кожного їх значення з відліком через 1 годину і потім будувати довірчий

інтервал визначення його величини. При цьому час відліку істотно позначається на точності визначення величини коефіцієнта гідравлічного опору, крім того, мають вплив на його величину к похибки усереднювання величин параметрів. Усереднювання параметрів на недостатньо довгому діапазоні призводить до таких результатів, при яких точність розрахунків лежить в межах точності вимірів. Очевидно, що чим більший діапазон часу, тим точніший результат. Ефект запізнювання при знятті показів не позначається при великому часі, тому при розрахунках перехідних процесів вважається, що час стабілізації газопроводу не більше 6-8 годин на 100 км.

Для умов нестационарного режиму роботи газотранспортної системи, характерного при її експлуатації з неповним завантаженням, методи визначення фактичного значення коефіцієнта гідравлічного опору, що базуються на стаціонарних математичних моделях, призводять до значних похибок в розрахунках. З метою їх зменшення необхідно використовувати в діагностичних цілях методи, що опираються на моделі нестационарного руху газу в трубах [41].

Відомі методи діагностики, що базуються на нестационарних моделях руху газу в трубах [4,5,6,7], неприйнятні для оперативного прогнозу, оскільки вимагають додаткової інформації про зміну тиску і значного часу реалізації. Тому пропонуються спрощені методи, що базуються на нестационарних моделях. Серед них метод пониження порядку диференціальних рівнянь і метод врахування зміни швидкості.

2.2 Математичні моделі і принципи діагностування

Розглянемо методiku визначення величини коефіцієнта гідравлічного опору при істотно нестационарних процесах. Для опису довгих газопроводів

при співвідношенні початкового і кінцевого тисків $p_1/p_2 < 2$ справедливі відомі рівняння [8,9]

$$\begin{aligned} -\frac{\partial P}{\partial x} &= \frac{k}{F} M ; \\ -\frac{\partial p}{\partial t} &= \frac{c^2}{F} \frac{\partial M}{\partial x}, \end{aligned} \quad (2.1)$$

де $M = \rho w F$ – масова витрата газу; w - лінійна швидкість; ρ - густина; F - площа поперечного перерізу труби.

Система (1) може бути зведена до рівняння

$$\frac{\partial p}{\partial t} = -k \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = 0, \quad (2.2)$$

де $k = \frac{c^2}{2a}$

$$2a = \frac{\lambda w_{cp}}{2d} \quad \text{- коефіцієнт лінеаризації;}$$

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

w_1 і w_0 - усереднені швидкість газу на початку і кінці газопроводу.

Величину w можна визначити досить точно:

$$w = \frac{1}{\tau \rho F} \int_0^{\tau} M(t) dt \quad (2.3)$$

Для визначення величини $\lambda = 2c^2 d / k w_{cp}$ використовується метод пониження порядку похідних залежних змінних до такої величини, яка відповідає порядку вимірюваних змінних [2,3].

При цьому виключається необхідність диференціювати вимірювані змінні, що є утрудненням при неточних дискретних вимірах.

Метод [6] полягає в наступному:

1. Задаються видом рівнянь в часткових похідних, що описують технологічний процес, і в яких містяться постійні параметри, наприклад для рівняння руху газу таким параметром є коефіцієнт лінеаризації $2a = \lambda w_{cp} / 2d$.

2. Множимо обидві частини початкового рівняння на діагональну матричну функцію $\Phi(x)$ m -го порядку, яка залежить від виду диференціальних рівнянь в часткових похідних і характеру вимірюваних даних. Вказуємо область, в якій задані рівняння і складаємо інтеграл

$$\int_s (\Phi R) dx = 0, \quad (2.4)$$

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

Він обчислюється інтегруванням по частинах (c -невідомі параметри, що підлягають визначенню). Тоді отримують члени двох типів: інтеграли, що містять залежні змінні в тому вигляді, в якому знаходяться ці змінні при вимірах, і неінтегральні вирази, які визначаються на межі області зміни просторової і тимчасової змінної. Ці члени є зваженими крайовими умовами.

3. Вибираємо матрицю функцій $\Phi(x, t)$ так, щоб усі неінтегральні члени на межі заданої області зміни величини x перетворилися на нуль. Це необхідно, оскільки значення цих членів важко обчислюються при недостатньо точних вимірах крайових умов. Найчастіше функції $\Phi(x, t)$ мають вигляд періодичних, один член яких має вигляд, $[\sin \frac{n\pi x}{T}]^\mu$ де μ - найвищий порядок диференціювання p по x , а інший, $[\frac{\sin n\pi t}{T}]^\eta$ де η - найвищий порядок диференціювання p по t , причому $k=1, 2, 3, \dots$

4. Визначаємо результати вимірів інтегральної частини, що залишилася. В результаті отримуємо систему алгебраїчних рівнянь відносно постійних параметрів, в нашому випадку k .

5. Параметри доцільно знаходити по методу найменших квадратів для зменшення впливу помилок вимірів. Дискретний набір даних доцільно представляти у вигляді аналітичних функцій просторових змінних, наприклад у вигляді поліноміальної залежності [10,11].

Рівняння (1) необхідно помножити на функцію

$$\Phi(x) = (\sin(ax))^m (\sin(\beta t))^n, \quad (2.5)$$

$$\text{де } a = \frac{n\pi}{l}, \quad n=1,2,3,4,\dots,N, \quad \Delta x = \frac{N}{l}, \quad m=1,2,3,\dots,M, \quad \Delta t = \frac{T}{M},$$

T -діапазон вимірів в часі.

Для нашого випадку при $\mu = 2$ і $\eta = 1$ маємо:

$$\Phi(x) = (\sin(ax))^2 \sin(\beta z) \quad (2.6)$$

Після множення отримуємо члени двох типів : інтеграли залежних змінних, що містять, в тому вигляді, в якому вони визначаються в процесі вимірів, і інтегральні вирази, вичислені на межі області зміни просторової і тимчасової координат. При даному виборі функції $\Phi(x)$ останні перетворюються на нуль. Тоді для рівняння

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

отримуємо:

$$-\beta \int_0^L (\sin(ax))^2 dx \int_0^T p(x,t) \cos(\beta t) dt - 2a^2 k \int_0^T \sin(\beta t) dt \int_0^L p(x,t) \cos(2ax) dx = 0. \quad (2.7)$$

Для знаходження величини k досить одного ряду значень функції $P(x, t)$ при певних коефіцієнтах α і β . Проте результат чисельної інтеграції неточний внаслідок помилок вимірів і самого процесу інтеграції. Тому, задаючись декількома рядами значень α і β , усереднюємо величину k методом найменших квадратів і далі визначаємо [12]:

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

Для магістральних газопроводів апаратура, яка реєструє дані розташована через 30-40 км. по трасі, тобто $x = 30-40$ км. або $N = 4-5$ для ділянок між КС, за часом t обмежень немає.

Можна далі уточнити величину λ , врахувавши зміну швидкості газу по трасі газопроводу у вигляді [11,12]

$$\frac{1}{w} = \varphi + \varphi_2 x + \varphi_3 x^2.$$

В цьому випадку обмеження по перепаду тисків відсутні.

Тоді початкове рівняння має вигляд

$$\frac{\partial P(x,t)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} (f + f_2 x + f_3 x^2) \frac{\partial^2 P(x,t)}{\partial x^2}, \quad (2.8)$$

де

$$f + f_2 x + f_3 x^2 = (\varphi + \varphi_2 x + \varphi_3 x^2) \frac{2d}{\lambda}.$$

Вирази для знаходження величин f_1, f_2, f_3 мають вигляд

$$\int_0^L \sin^2 \alpha x \, dx \int_0^T \beta \cos \beta t p(x,t) dt - \int_0^T \sin \beta t dt \left[\frac{\partial^2}{\partial x^2} (f_1 \sin^2 \alpha x + f_2 x \sin^2 \alpha x + f_3 x^2 \sin^2 \alpha x) - \frac{\partial}{\partial x} (f_2 \sin^2 \alpha x + 2f_3 x^2 \sin^2 \alpha x) p(x,t) \right] dx = 0 \quad (2.9)$$

Недолік методу полягає в тому, що необхідно знати витрати принаймні в трьох точках траси для знаходження коефіцієнтів апроксимуючого многочлена $\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3$, що на практиці не завжди можна досягнути.

При відомих величинах $\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3$ і знайдених методом найменших квадратів величинах f_1, f_2, f_3 отримуємо:

$$\lambda = \frac{f + f_2 x + f_3 x^2}{(\varphi + \varphi_2 x + \varphi_3 x^2) 2d} \quad (2.10)$$

В цьому випадку рішення розв'язок (8) досить громіздкий, а уточнення лежить для експлуатаційних завдань найчастіше в межах до 3%, для великих перепадів тисків до 8-10%.

Для порівняння розглянутих методів були використані дані диспетчерської служби газопроводів для $l = 28,6$ км., $d = 0,15$ м., $T_{cp} = 282$ К. Величина N коливалася від 3 до 5. Число відліків за часом дорівнює 120. Крок відліку, залежний від величин d і l , був прийнятий рівним 10 хв. на основі спектрального аналізу і використання теореми Котельникова [5,14]. Діапазон відліку часу T дорівнює 20 годин. Отримані такі величини фактичного коефіцієнта гідравлічного опору (Таблиця 2.1).

Таблиця 2.1 – Порівняльна точність методів визначення значення фактичного коефіцієнта гідравлічного опору:

Метод визначення фактичного коефіцієнта λ	Значення фактичного коефіцієнта λ	Похибка відносно [4], %
Усереднювання за методом найменших квадратів	$0,0223 \pm 0,0008$	31,95
Средньоінтегральне усереднювання	$0,0231 \pm 0,0007$	36,68
Методом пониження порядку дифрівнянь	$0,0185 \pm 0,0006$	9,47
З урахуванням зміни швидкості по довжині	$0,0181 \pm 0,0006$	7,1

Істотний вплив на кінцеві результати робить діапазон за часом. Для 3 відліків помилка досягає 30%, величини λ при $n = 12$, для 6 відліків - до 10%.

Показано, що для умов нестационарного режиму роботи газотранспортної системи, характерного при її експлуатації з неповним завантаженням, методи визначення фактичного значення коефіцієнта гідравлічного опору, що базуються на стаціонарних математичних моделях, призводять до похибок в розрахунках до 30%; з метою зменшення похибки запропоновано використовувати в діагностичних цілях методи, що опираються на моделі нестационарного руху газу в трубах, зокрема наведено методику визначення величини коефіцієнта гідравлічного опору.

2.3 Вплив нестационарності технологічного процесу на гідравлічний стан газотранспортної систем

Визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводу, або фактичного значення коефіцієнта гідравлічного опору, необхідно проводити за умов стаціонарної течії газу в трубопроводі [42]. Нестационарність газового потоку призводить до виникнення похибки у визначенні фактичного значення коефіцієнта гідравлічного опору, яка зростає з збільшенням нестационарності технологічного процесу. З фізичної точки зору це пояснюється неоднорідністю розповсюдження пружних і гідродинамічних збурень в потоці газу. Відомо, що хвиля гідродинамічного збурення (зміна масової швидкості газу по довжині і в часі) розповсюджується з лінійною швидкістю руху газу, яка в реальних випадках складає 5 – 10 м/с. Хвиля пружних збурень розповсюджується з швидкістю звуку в середовищі, яка визначається співвідношенням

$$c = \sqrt{kRT}$$

де k - показник адіабати: R - газова стала: T - абсолютна температура середовища.

В реальних випадках швидкість звуку в газі складає близько 500 м/с. У зв'язку з сказаним виникає розбіжність між параметрами нестационарного процесу, яка призводить до виникнення похибки при визначенні фактичного значення коефіцієнта гідравлічного опору, яка зростає з збільшенням ступеня нестационарності процесу.

Для умов нестационарного режиму роботи газотранспортної системи, характерного при її експлуатації з неповним завантаженням, методи визначення фактичного значення коефіцієнта гідравлічного опору, що базуються на стаціонарних математичних моделях, призводять до значних похибок в розрахунках. З метою їх зменшення необхідно використовувати в діагностичних цілях методи, що опираються на моделі нестационарного руху газу в трубах.

Загальновідомо [], що нестационарний рух газу в лінійній ділянці газопроводу (одномірний рух) може бути описаний системою рівнянь, яка складається з рівняння імпульсу і з рівняння нерозривності

$$\begin{aligned} -\frac{\partial P}{\partial x} &= \frac{\lambda \rho w^2}{2d}; \\ -\frac{\partial p}{\partial t} &= c^2 \frac{\partial(\rho w)}{\partial x}, \end{aligned} \quad (2.11)$$

де $p = p(x, t)$ - тиск газу як функція лінійної координати і часу; w - лінійна швидкість; ρ - густина.

Помноживши рівняння руху на густину газу і, враховуючи рівняння газового стану $p/\rho = zRT$, отримаємо

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

Після диференціювання останнього виразу по лінійній координаті одержимо

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

Звідки

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

Підставляючи цей вираз в рівняння нерозривності системи (2.11) і враховуючи рівняння газового стану, одержимо

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

де $k = \frac{c^2}{2a}$

$$2a = \frac{\lambda w_{cp}}{2d} \quad \text{- коефіцієнт лінеаризації;}$$

Лінійна швидкість газу w_{cp} вважається середньою по довжині і усередненою в часі.

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

w_1 і w_0 - усереднені в часі швидкості газу на початку і кінці газопроводу.

Величину w можна визначити досить точно:

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

Для реалізації (2.12) необхідні початкові і граничні умови, які в умовах неповного завантаження газопроводу можуть часто мінятися і в загальному випадку є невизначеними функціями. Тому з метою спрощення розрахунків діагностики гідравлічного стану газопроводу доцільно використати отриману нестационарну діагностичну модель (2.12) в кінцево-різницевому вигляді.

Якщо за проміжок часу нестационарного процесу τ тиск в початковій точці газопроводу змінився з $p(0, t)$ до $p(0, t + \tau)$, то

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

При тиску на початку ділянки газопроводу довжиною L в початковий момент часу $p(0,0)$ і в кінці траси $p(L,0)$ тиску в проміжній та точці на відстані l від початку $p(l,0)$ на основі (2.12) одержимо

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

Тоді на основі (2.12) одержимо

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

Якщо привязатися до кінцевого моменту часу проміжку τ , то (2,14) матиме вигляд

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

Істотний вплив на кінцеві результати робить діапазон за часом. Для 3 відліків помилка досягає 30%, величини λ при $n = 12$, для 6 відліків - до 10%.

2.4 Імовірнісний підхід до діагностування аварійних витоків

Однією з характерних особливостей трубопровідного транспорту є ймовірність втрати дуже великої кількості продукту в разі виникнення витоків. При цьому можливо два підходи до оцінки можливих обсягів витоків. У першому випадку розміри можливих витоків оцінюються на основі статистичних даних за минулий період часу. У другому випадку використовується детермінований підхід, при якому моделюється потік

перекачується в місці витоків і його тривалість стосовно конкретних розмірах витоків. В ході проведеного аналізу було обрано перший підхід, який спирається на статистику за минулий період часу.

Для того, щоб виявити залежність ймовірності виникнення витоків різних розмірів від перерахованих вище причин, всі витоків були розбиті на три категорії: невеликі (0 ... 70 тис. м³/рік), середні (70 ... 300 тис. м³/рік) і великі (понад 300 тис. м³/рік).

При корозійних пошкодженнях трубопроводів найбільш ймовірні малі витоків. Це пояснюється тим, що, наприклад, виразкова корозія супроводжується утворенням порівняно невеликих отворів у стінках трубопроводу, це і обмежує розміри витоків. При аваріях, обумовлених впливом зовнішніх сил, найбільш вірогідні великі витоків [40].

Хоча економічні, екологічні та соціальні наслідки витоків при трубопроводному транспорті визначаються насамперед розмірами цих витоків, це ще не означає, що, вживаючи заходів щодо запобігання витоків, необхідно перш за все мати на увазі такі причини, які призводять до виникнення найбільших витоків. Важливе значення має також частота повторення витоків, що відбулися з тієї чи іншої причини.

Так, якщо врахувати частоту повторення витоків, то виявиться, що ймовірність виникнення великих витоків внаслідок дефектів матеріалу вдвічі перевищує ймовірність виникнення таких же витоків з усіх причин, разом узятих. На наступному місці по ймовірності виникнення великих витоків стоїть вплив зовнішніх сил і помилки оператора.

Причина, по якій домінуючу роль у виникненні великих витоків грають дефекти матеріалу, може полягати в тому, що присутні в матеріалі трещінообразовані дефекти можуть при аваріях поширюватися далеко за межі своїх початкових кордонів, що призводить до значних розривів трубопроводів.

Аналіз інформації такого роду дає можливість розробити метод прогнозування обсягів витоків в трубопроводах. У свою чергу прогнозування обсягів витоків на основі конкретної статистичної інформації дозволяє виділити напрямки створення методів моделювання та ідентифікації витоків, а також діапазони застосування цих методів. Це пояснюється тим, що «великі» і «малі» витоків необхідно ідентифікувати за допомогою різних математичних підходів, апаратури контролю і т.д [39].

Перша група складових збитків мінімізується підвищенням надійності експлуатації трубопроводу, тобто забезпеченням безвідмовності його функціонування. Однак екологічний збиток при цьому може залишатися на колишньому рівні. Дійсно, підвищення надійності енергопостачання, що перекачує обладнання, що є частою причиною зупинки перекачування, істотно покращує характеристики безвідмовності трубопроводу, але в меншій мірі знижує можливий екологічний збиток. У зв'язку з цим в рамках проблеми підвищення надійності трубопроводів доцільно виділити два аспекти - експлуатаційний і екологічний.

Як характеристики надійності експлуатації застосовують параметр потоку відмов, напрацювання до першої відмови і між послідовними відмовами. Для оцінки екологічної надійності представляється необхідним використовувати параметри, що дозволяють прогнозувати обсяги разових аварійних витоків, і сумарні (за певний період часу) витоків з прив'язкою до конкретних умов експлуатації (місцевості). Останнє зумовлює актуальність розробки методики прогнозування обсягу витоків в процесі експлуатації трубопроводів.

Один з можливих підходів до вирішення даної є метод прогнозування обсягів витоків на основі статистичних даних. Середнє значення об'єму витоків V і середньоквадратичне відхилення для ряду, що аналізується, дорівнюють відповідно:

$$V = \sum_{i=1}^k V_{ci} P_i \quad \sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^k (V_{ci} - V)^2 P_i}, \quad (2.16)$$

де k — число інтервалів у варіаційному ряду; V_{ci} - значення середини i -го інтервалу; P_i - емпірична ймовірність i -го інтервалу.

Коефіцієнт варіації, що представляє собою відносну (безрозмірну) характеристику розсіювання об'єму витоку, рівний

$$\gamma = \frac{\sigma}{V}$$

За значенням коефіцієнта варіації висунемо гіпотезу, що розглянуті статистичні дані підпорядковуються закону Вейбулла, функція розподілу $F(V)$ має вигляд

$$F(V) = 1 - b \exp \left[- \left(\frac{V}{a} \right)^b \right] \quad (2.17)$$

де a – параметр масштабу, b – параметр форми.

Перевірку гіпотези виконаємо за критерієм Пірсона χ^2 , що являє собою суму квадратів відхилень емпіричних та теоретичних частот в кожному інтервалі варіаційного ряду статистичної інформації. Теоретичну частоту в i -му інтервалі $m_{\gamma i}$ можна визначити:

$$m_{\gamma i} = N [F(V_{ik}) - F(V_{iu})] \quad (2.18)$$

де N – число статистичних даних; $F(V_{ik}), F(V_{ip})$ – значення інтегральних функцій відповідно на початку та в кінці i -го інтервалу.

Приведена побудова математичної моделі розподілу обсягів витоку здійснювалося на підставі статистичних даних за всіма видами відмов. Разом з тим, як показує практика експлуатації, питома вага конкретних причин відмов суттєво різняться. Відповідні їм обсяги витоків також різні.

З метою подальшого вдосконалення прогнозування обсягів витоку і підвищення надійності експлуатації трубопроводів необхідний диференційований облік впливу причин відмов на обсяг витоків.

Таблиця 2.2 – Варіаційний ряд об'ємів витоків

Номер інтервалу	Інтервал групвань тис. м ³ /рік		Середина інтервалу V_{ci}	Емпірична частота	Емпірична ймовірність P_i	Розрахункові величини		
						Теоретична частота m_{γ_i}	$m_i - m_{\gamma_i}$	χ^2
1	до	50	25	76	0,500	73	3,0	0,123
2	50..	. 100	75	20	0,132	18,2	1,8	0,178
3	100..	. 150	125	11	0,072	10,7	0,3	0,008
4	150..	.200	175	8	0,053	9,1	-1,1	0,133
5	200..	.250	225	6	0,039	5,3	0,7	0,093
6	250..	.300		5	10,033	4,4	0,6	0,082
7	300..	.400	350	8	0,053	7,0	1,0	0,1'43
8	400..	.600	500	7	0;046	8,1	-1,1	0,149
9	600..	. 1000	800	5	0,033	7,7	-2,7	01,947
10	1000		3000	6	0,039	8,5	-2,5	0,735

Значна частка відмов пов'язана з дефектами матеріалів. Для виявлення математичної залежності розподілу величини витоку

внаслідок дефектів матеріалів побудований інтервальний варіаційний ряд (таблиця 2.2).

Таблиця 2.3 – Інтервальний варіаційний ряд величин витоків внаслідок дефектів матеріалу

Ном ер інте рвал у i	Інтервал групуван ня τ	Середи на інтерва лу V_{ci}, τ	Емпірич на частота m_i	Емпіричн а ймовірніс ть P_i	Розрахункові величини		
					Теоре тична частот а $m_{\gamma i}$	$m_i - m_{\gamma i}$	χ^2
1	0...50	25	25	0.4	23.3	1.7	0.124
2	50...100	75	10	0.16	8.3	1.7	0.348
3	100...200	150	9	0.14	9.5	-0.5	0.026
4	200...300	250	7	0.11	5.7	1.3	0.297
5	300...500	400	5	0.08	6.4	-1.4	0.306
6	>500	1550	7	0.11	9.8	-2.8	0.80

На основі імовірісно-статистичного методу дослідження, виконаного на основі приведеної методики, визначено параметри емпіричного і теоретичного розподілів, величини яких в таблиці 2.3.

Перевірка гіпотези про закон розподілу Вейбулла підтвердила можливість його використання для прогнозування обсягів витоків, диференційовано по відмовах, викликаним дефектами матеріалів і корозією.

Таблиця 2.4 – Параметри емпіричного і теоретичного розподілів

Числові характеристики	Кількісні значення по відмовах		
	Дефект матеріалу	Корозія металу	Всі види відмов
Середній об'єм витоку	237	6,4	243,5
Середньоквадратичне відхилення,	462	5,5	582,3
Коефіцієнт варіації	2,39	6,8	2,39
Параметри розподілу Вейбулла:			
Параметр v	0,6	1,2	0,5
Параметр a	180	6,8	120

Таким чином, можна відзначити, що запропоновані математичні моделі дозволяють прогнозувати обсяги витоку продукту в цілому по всіх видах відмов, а також по окремих причинах відмов. У свою чергу, це дає можливість вибрати найбільш ефективні рішення для діагностики та запобігання витоків в магістральних трубопроводах.

Висновки по розділу 2

1. На основі системного аналізу діагностування стану і аварійних витоків з газопроводів запропоновано принципи і створено математичні моделі реалізації процесу оцінювання стану газотранспортної системи.

2. Дослідження впливу нестаціонарності технологічного процесу в газотранспортних системах на точність оцінки реального технічного стану лінійної частини дозволили внести корективи в математичні діагностичні моделі і принципи їх реалізації.

3. Запропоновано на основі проведених досліджень імовірнісний підхід до діагностування аварійних витоків з газопроводів.

РОЗДІЛ 3

УДОСКОНАЛЮВАННЯ СТРУКТУРНОЇ СХЕМИ РОЗМІЩЕННЯ РЕМОНТНО-ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ПІДРОЗДІЛІВ У СИСТЕМІ ТОІР ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ ГАЗОПРОВОДІВ

3.1 Розробка структурної схеми розміщення РЕП у системі ТО і Р ЛЧ МГ

Аналіз організації й ефективності діючої системи технічного обслуговування і ремонту ЛЧ МГ галузі доводить необхідність подальшої проробки питань вибору її оптимальної структури, схеми розміщення, принципів розподілу матеріально-технічних ресурсів, визначення об'єктів і ділянок обслуговування.

Розробку й удосконалювання структури і схеми розміщення підрозділів системи ТО і Р не можна здійснювати в відриві від стану об'єктів ЛЧ МГ, що обслуговуються, без обліку принципів стратегічного планування контрольно-відновлювальних заходів, без оцінки безлічі факторів, чи прямо побічно впливають на показники безвідмовності і ремонтпридатності системи в цілому.

Лінійна частина МГ є лінійно-протяжною, конструктивно однорідною системою, що характеризується різними умовами експлуатації на окремих ділянках і різних значеннях показників надійності.

Лінійна частина МГ, як система обслуговування, характеризується (крім безвідмовності) показниками ремонтпридатності. Найбільш часто застосовуваними є витрати на відновлення і тривалість ремонту. Перераховані показники визначають, у свою чергу, показники ефективності функціонування РЕП - середні питомі витрати засобів і часу. Насамперед, показники ремонтпридатності варто розглядати як функцію координати, тому що в залежності від стану (некеровані фактори) тієї чи іншої ділянки

лінійної частини формується випадковий потік вимог на ремонтно-відновлювальні роботи. Це підтверджується і впливом на показники ремонтпридатності схеми розміщення виробничих підрозділів ТО і Р складної системи МГ. До числа керованих факторів, що визначають рівень показників ремонтпридатності, відносяться обрана технологія проведення робіт, комплектація підрозділів технікою і персоналом визначеної кваліфікації. Керування цими факторами дозволяє варіювати затратно-часові параметрами процесу обслуговування з метою пошуку оптимального варіанта організації системи ТО і Р ЛЧ МГ. Іншими словами, можливість і структура реалізованої системи ТО і Р МГ визначають властивість ремонтпридатності ЛЧ.

Необхідно відзначити, що структурні параметри системи ТО і Р ЛЧ МГ (ієрархія, розміщення в регіоні обслуговування, визначення ділянок, що обслуговуються, ЛЧ), у порівнянні з іншими (організація і керування роботами, комплектація й оснащення РЕП, періодичність і режим контрольно-відновлювальних заходів) володіють меншою мінливістю і відносною стабільністю. Це пояснюється тим, що формування структури обслуговування ЛЧ МГ нерозривно зв'язано зі створенням матеріально технічної бази системи ТО і Р, що вимагає значних капітальних витрат (будівництво будинків і споруджень, площадок збереження техніки, допоміжне ремонтне виробництво). Рішення даної задачі необхідно як при проектуванні знову створюваної системи ТО і Р на споруджуваних газотранспортних об'єктах, так і для оцінки ефективності функціонування діючих РЕП і вироблення рекомендацій з удосконалювання їх структури і схеми розміщення.

Посилаючись на вищевикладене, за основу при розробки структурної схеми системи ТО і Р ЛЧ МГ приймемо наступні моменти:

- лінійна частина - лінійно-протяжний, конструктивно однорідний об'єкт, що викликає необхідність розбивати його на відособлені

експлуатаційні ділянки. Причому універсальних рекомендацій для виконання цієї процедури не існує в даний час;

- у силу нерівномірного "старіння" і ряду інших факторів аварійність газопроводу на різних ділянках неоднакова, тобто є функцією координати;

- топологія мережі газопроводів, їхня конфігурація, а також безліч різнохарактерних споживачів розосереджених уздовж траси обумовлюють істотне розходження наслідків аварій, що виникають на тих чи інших ділянках;

- трудомісткість робіт з ТО і Р визначається не тільки діаметром газопроводу, але і гідро-геологічними і природньо-кліматичними умовами. Тому показники ремонтпридатності варто розглядати як функцію координати;

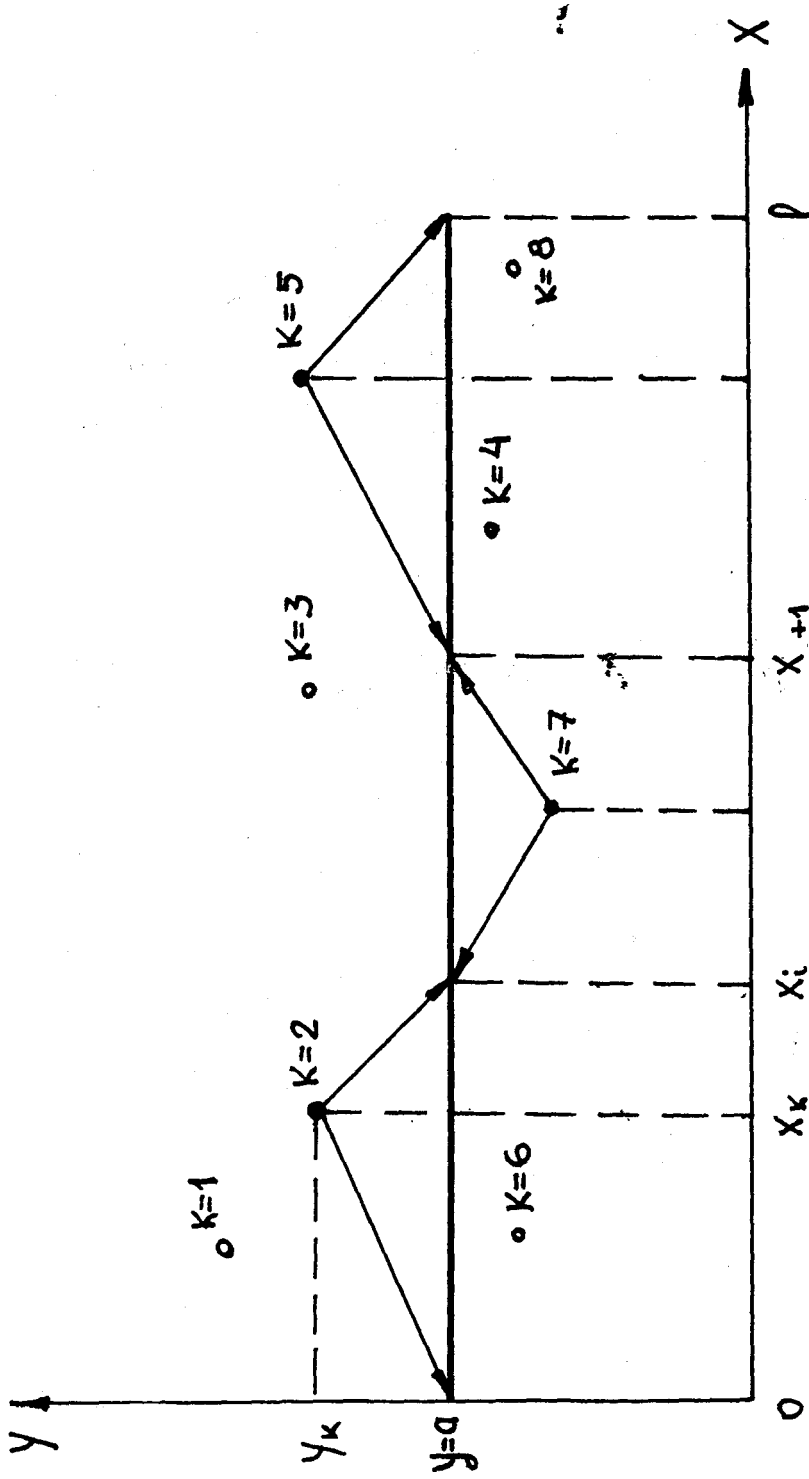
- властивість ремонтпридатності формулюється під впливом реалізованої системи ремонту. Отже, на величину показників ремонтпридатності істотно впливають такі фактори, як комплектація ремонтних підрозділів технікою і персоналом визначеної кваліфікації, обрана технологія робіт.

Розробка структурної схеми розміщення РЕП и визначення регіону обслуговування є важливим етапом комплексного вдосконалення системи ТОіР ЛЧ МГ. Ціль його здійснення зводиться до розробки методики оцінки ефективності структурно-регіональної схеми розміщення РЕП в системі обслуговування з можливістю пошуку оптимального (з погляду прийнятого критерію) рішення шляхом перебору альтернативних варіантів.

Для початку розглянемо найпростішу схему обслуговування окремого відособленого газопроводу (чи його ділянки) (рис.3.1).

Границі даної ділянки позначимо початковою і кінцевою точкою з координатами відповідно $X_{\text{поч.}}$ і $X_{\text{кін.}}$. Ділянка газопроводу задамо в декартових координатах рівнянням у виді аналітичної залежності:

$$y = f(x) ; x_{\text{поч}} \leq x \leq x_{\text{кін}} \quad (3.1)$$



o- можливі місця розміщення РЕП

o- варіант розміщення РЕП

Рисунок 3.1 Загальна схема системи ТОiP МГ

Використовуючи метод деформації системи декартових координат, приходимо до опису траси газопроводу лінією:

$$y = a \quad \text{при} \quad 0 \leq x \leq l \quad (3.2)$$

Задамо безліч можливих місць дислокації ремонтно-експлуатаційних підрозділів координатами (X_k, Y_k) , де $k = \overline{1, n}$ - індекс пункту розміщення. Вважаємо, що з k -го пункту здійснюється обслуговування ділянки газопроводу з координатами границь X_i та X_{i+1} ($i=1, 2, 3, \dots$). Позначимо для зручності ділянку індексом i . В силу природних допущень передбачається, що один підрозділ обслуговує одну ділянку, в середині якого не може розташовуватися ділянку, що обслуговується іншими підрозділами (ділянки не перетинаються). Таким чином, число ремонтно-експлуатаційних підрозділів відповідає числу ділянок обслуговування. У силу яскраво вираженої лінійної спрямованості газопроводів ці допущення навряд чи вимагають обґрунтування.

Введемо у розгляд наступні змінні:

$\{x_i\}_{i=1}^{n+1}$ - множина координат границь ділянок обслуговування, причому:

$$x_1 = 0; \quad x_{n+1} = l; \quad n = 1, 2, 3, \dots$$

$K = \overline{1, n}$ - індекси можливих місць (пунктів) розміщення ремонтно-експлуатаційних підрозділів (РЕП);

$$g_{ik} = \begin{cases} 1, & \text{якщо РЕП, розміщене в } K\text{-му пункті (} K=1, n) \text{ обслуговує } i\text{-ту} \\ & \text{ділянку з границями } (x_i; x_{i+1}); \\ 0, & \text{у протилежному випадку.} \end{cases}$$

З врахуванням того, що кожна ділянка газопроводу обслуговується одним визначеним підрозділом:

$$\sum_k g_{ik} = 1; \quad i = \overline{1, n} \quad (3.3)$$

Досліджуючи технологічні схеми газотранспортних систем, легко помітити, що лінійна частина магістральних газопроводів як об'єкт обслуговування давно вже не є чисто лінійно-протяжною системою. Закільцьованість, багатониточність, розгалуженість (особливо для старих систем МГ), наявність потужних газотранспортних вузлів (перетинання великих систем), введення ряду промислових газопровідних мереж до складу деяких управлінь магістральних газопроводів - усе це вимагає перегляду та допрацювання принципів організації і розміщення підрозділів у системі ТО і Р ЛЧ МГ. Для складних газотранспортних систем необхідний перехід від лінійної структури організації обслуговування до регіонального.

У реальній практиці експлуатації ЛЧ МГ ремонтно-експлуатаційні підрозділи різного складу і потужності (АВП, ЛЕС, РВБ, АОП) забезпечують обслуговування і ремонт найчастіше складних (багатониткових, розгалужених) систем магістральних газопроводів і відводів. Тому, дуже актуальною є задача оптимального формування структурної схеми розміщення-прикріплення РЕП у регіоні обслуговування. У залежності від конкретних умов можливі різні постановки даної задачі. Наприклад, при розробці схеми розміщення опорних баз РЕП на знову побудованій системі МГ у районі з малорозвиненою інфраструктурою і важкими природньо-кліматичними умовами, визначними факторами є: наявність доріг і проїздів, близькість до транспортних вузлів і баз постачання матеріалу і пального, можливість швидкого збору персоналу РЕП у випадку проведення невідкладних відновлювальних робіт. Перераховані фактори визначають границі формування альтернативних варіантів структурних схем, розглянутих у процесі синтезу оптимальних рішень по розміщенню-прикріпленню матеріально-технічних ресурсів РЕП у регіоні обслуговування системи МГ.

В умовах сформованої системи експлуатації МГ в районах з розвинутою інфраструктурою, мережею доріг, визначеним дефіцитом площ, що устоялися

схемами розміщення РЕП ("старі" газопровідні системи в густонаселених регіонах), коли повна перебазування тих чи інших потужностей недоцільні (а часом неможливі), задача зводиться до раціонального перерозподілу матеріально-технічних ресурсів і ділянок, що обслуговуються, лінійної частини усередині діючої системи ТО і Р.

Для формування складної регіональної структурної схеми розміщення-прикріплення в системі ТО і Р ЛЧ МГ розглянемо деякий регіон обслуговування, що містить як відособлений газопровід, так і систему МГ. Точки перетинання газопроводів системи з границями регіону обслуговування будемо вважати заздалегідь заданими. Назвемо їх $X_{почj}$ та $X_{кінj}$ (для кожного конкретного газопроводу). Точки перетинання газопроводів один з одним (у тому числі місця приєднання відводів) також будемо вважати початковими (кінцевими) точками (рис. 3.2).

Тоді в регіоні обслуговування системи МГ існує деяке кінцеве число газопроводів, рівняння траси кожного з яких можна задати в декартових координатах у виді математичних залежностей:

$$y_j = f_j(X); X_{почj} \leq X \leq X_{кінj}; j = \overline{1, J} \quad (3.4)$$

де j - індекс газопроводу (відводу);

J - число газопроводів у регіоні, що обслуговується.

За аналогією з розглянутою вище моделлю системи ТОіР відособленого газопроводу, розіб'ємо кожен газопровід на експлуатаційні ділянки, групи яких мають координати:

$$\{X_{ji}\}_{i=1}^{n_{j+1}}; (X_{ji}; Y_{ji} = f_j(x_{ji})) i (X_{j,i+1}; Y_{j,i+1} = f_j(X_{j,i+1})) \quad (3.5)$$

Тоді, самі експлуатаційні ділянки задаються парою чисел:

$$(X_{j,i}; X_{j,i+1}); i = \overline{1, n}; j = \overline{1, J} \quad (3.6)$$

Причому $X_{j,1} > X_{\bar{n}; j}$

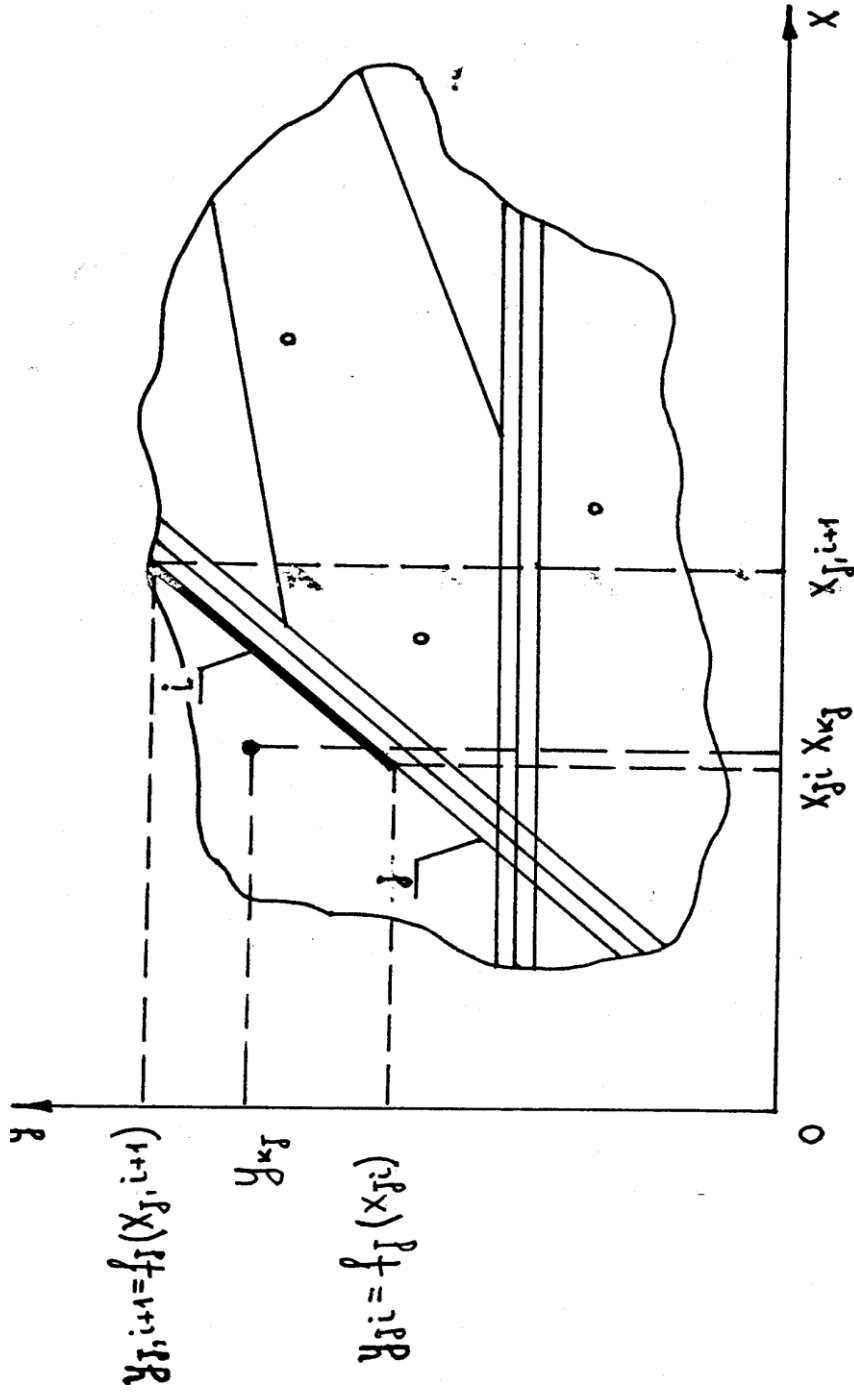


Рисунок 3.2 – Загальна схема регіональної системи ТoIP складної мережі МГ

$$\sum_{i=1}^{n_{j+1}} (X_{j,i+1} - X_{j,i}) = X_{кін j} - X_{поч j} \quad (3.7)$$

Ця умова означає, що початкова і кінцева точки газопроводу є відповідними точками експлуатаційних ділянок (в окремому випадку однієї ділянки).

Для зручності опису позначимо ділянку j -го газопроводу усередині границь $(X_{j,i}; X_{j,i+1})$ як j, i - ділянка.

Обслуговування газопроводів здійснюється мережею РЕП, що можуть розміщатися в ряді заздалегідь обговорених точок, що утворять упорядковану кінцеву нескінченність. При розробці регіональної схеми розміщення РЕП і прикріплення за ними визначених ділянок розглянутої системи необхідно врахувати можливість одночасного обслуговування одним підрозділом декількох ділянок на різних газопроводах. Такої необхідності може не бути, що також вимагає обґрунтування і відображень у розробленій моделі.

Для забезпечення можливості прорахунку всіх можливих варіантів з метою вибору оптимального використаний метод декомпозиції. Для кожного j -го газопроводу ($j = \overline{1, J}$) системи формується свій набір можливих пунктів базування, що позначаються індексом K_j ($K_j = \overline{1, n_j}$). Вирішивши задачу "розміщення-прикріплення" для кожного газопроводу, сполучивши отримані результати (метод накладення), визначаємо підрозділи, що здійснюють обслуговування декількох ділянок газопроводів системи, тобто регіону обслуговування РЕП.

Для реалізації даного підходу доцільно прийняти припущення, обговорені вище. Приймаючи, що обслуговування j, i - ділянки здійснюється одним РЕП, введемо в розгляд цілочислену змінну:

$$g_{jiK_j} = \begin{cases} 1, & \text{якщо всі роботи з ТО і Р на } J, i - \text{ділянки виконуються} \\ & \text{силами РЕП, розміщеного в } K_j\text{-ой точці;} \\ 0, & \text{у протилежному випадку} \end{cases}$$

У силу прийнятих припущень:

$$\sum_{K_j=1}^{n_j} g_{jiK_j} = 1; K_j = \overline{1, n_j}; i = \overline{1, n_j}; j = \overline{1, J} \quad (3.8)$$

Запропонована модель обслуговування складної мережі МГ дозволяє перейти до наступних етапів задачі удосконалювання регіональної системи ТО і Р ЛЧ - оцінці показників ефективності системи і розробці алгоритму формування структурної схеми розміщення РЕП.

3.2 Методика й алгоритм формування оптимальної схеми розміщення РЕП у регіоні обслуговування

Задача формування оптимальної структурної схеми організації регіональної системи ТО і Р ЛЧ МГ містить у собі наступні етапи:

- формалізація розрахункової схеми і формування вихідних даних по досліджуваній системі;
- формування альтернативних варіантів організації і розміщення підрозділів системи ТО і Р ЛЧ МГ;
- оцінка ефективності кожного з розглянутих варіантів;
- вибір оптимального варіанта, що відповідає мінімальному значенню функції мети.

Модель ТО і Р ЛЧ заснована на запропонованих вище структурних схемах обслуговування відособленого газопроводу і складної регіональної системи МГ.

Дана модель дозволяє враховувати: нерівномірність розподілу показників безвідмовності по довжині газопроводів; істотне розходження наслідків аварій, що виникають на тих чи інших ділянках МГ; вплив природно-кліматичних і гідро-геологічних умов на трудомісткість робіт з ТО і Р і розподіл показників ремонтпридатності по трасі; залежність рівня ремонтпридатності від потужності і комплектації ремонтно-експлуатаційних підрозділів технікою і персоналом, обраної технології робіт, прийнятої стратегії і режиму (періодичності) КВЗ.

При розробці моделі обслуговування ЛЧ МГ прийняті наступні припущення:

- ремонтно-відновлювальні роботи проводяться досить рідко і з високою інтенсивністю, що практично виключає можливість їхнього накладення й утворення черги;

- за кожною ділянкою що обслуговується МГ закріплено одне РЕП, що виключає можливість взаємодопомоги КВЗ і залучення додаткових потужностей при експлуатації ЛЧ;

- у силу незалежності функціонування РЕП узагальнений показник ефективності системи ТО і Р ЛЧ МГ (сукупності РЕП) є величина адитивна.

Розглянемо систему обслуговування відособленого газопроводу в рамках регіональної мережі МГ.

Середні сумарні питомі витрати в системі ТО і Р ЛЧ МГ у відповідності з обраним критерієм ефективності визначаються витратами на створення і утримання РЕП, збитками від недопоставок газу споживачам, витратами на контрольно-відбудовні і профілактичні заходи [50]:

$$\bar{z}_{\Sigma} = \bar{z}_{РЕП} + \bar{z}_{ТОР} + \bar{Y}_{Щ} \quad (3.9)$$

У рамках запропонованої моделі обслуговування ЛЧ МГ зручно розбити перерахування показників ефективності по тимчасовій ознаці на одноразові витрати (капітальні вкладення) і поточні витрати:

$$\bar{z}_\Sigma = \bar{z}' + E_H \sum_i K_i(X_{\text{РЕП}i}; Y_{\text{РЕП}i}) \quad (3.10)$$

де \bar{z}' - середні загальні питомі витрати на експлуатацію й обслуговування досліджуваного МГ; $K_i(X_{\text{РЕП}i}, Y_{\text{РЕП}i})$ - капітальні витрати на спорудження пунктів базування РЕП з координатами $(X_{\text{РЕП}i}; Y_{\text{РЕП}i})$, який обслуговує i -ту ділянку МГ; E_H - нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень.

У силу прийнятих вище припущень, загальні питомі витрати в системі ТО і Р досліджуваного МГ складаються із середні питомих витрат $\bar{z}'_i(x_i, x_{i+1})$ по обслуговуванню i -тих відособлених ділянок с координатами границь $(x_i; x_{i+1})$:

$$\bar{z}' = \sum_i \bar{z}'_i(x_i, x_{i+1}) \quad (3.11)$$

Показник $\bar{z}'_i(x_i, x_{i+1})$ певним чином залежить від ряду керованих і випадкових факторів, що визначають рівень безвідмовності і ремонтпридатності досліджуваної ділянки МЧ, найбільш істотні характеристики траси в заданих границях, виробничі можливості сформульованого РЕП, величину наслідків відмовлень, ушкоджень лінійної частини:

$$\bar{z}'_i(x_i, x_{i+1}) = \int_{x_i}^{x_{i+1}} \frac{d\bar{z}'_i(x)}{dx} dx \quad (3.12)$$

де $\bar{z}'_i(x)$ - функція середніх питомих експлуатаційних витрат від координати в межах досліджуваного i -тої ділянки ЛЧ, що обслуговується визначеним РЕП про заданими характеристиками.

Таким чином, завдання полягає у визначенні показника $\frac{d\bar{z}'_i(x)}{dx}$ з врахуванням усіх його складових (неоднорідних характеристик), обчисленні загального показника ефективності розглянутого варіанта організації системи ТОіР ЛЧ МГ, зіставленні альтернативних варіантів і виборі оптимальної

структурної схеми обслуговування, що забезпечує мінімальне значення функції мети:

$$\bar{Z}_\Sigma \rightarrow \min \quad (2.13)$$

З врахуванням вищесказаного, сформований показник:

$$\begin{aligned} \frac{d\bar{C}_i(x)}{dx} = & \left\{ C_{\dot{a}\dot{a}^3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}} + 2C_{\dot{a}\dot{a}^3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}}(\tilde{O}_{D\dot{A}\dot{I}^3}; Y_{D\dot{A}\dot{I}^3}; \tilde{\delta}) + C_{\dot{a}\dot{a}^3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}}(\tilde{\delta}) \right\} + \\ & + \bar{n}_s(\tilde{\delta}) \left[\dot{O}_{\dot{a}\dot{a}^3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}} + \dot{O}_{\dot{a}\dot{a}^3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}}(\tilde{O}_{D\dot{A}\dot{I}^3}; Y_{D\dot{A}\dot{I}^3}; \tilde{\delta}) + \dot{O}_{\dot{a}\dot{a}^3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}}(\tilde{\delta}) \right] \frac{d\bar{I}_{\dot{a}\dot{a}^3}(\tilde{\delta})}{dx} + \\ & + \left\{ C_{\dot{I}^3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}} + 2C_{\dot{I}^3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}}(\tilde{O}_{D\dot{A}\dot{I}^3}; Y_{D\dot{A}\dot{I}^3}; \tilde{\delta}) + C_{\dot{I}^3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}}(\tilde{\delta}) \right\} + \\ & + \bar{n}_s(\tilde{\delta}) \left[\dot{O}_{\dot{I}^3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}} + \dot{O}_{\dot{I}^3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}}(\tilde{O}_{D\dot{A}\dot{I}^3}; Y_{D\dot{A}\dot{I}^3}; \tilde{\delta}) + \dot{O}_{\dot{I}^3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}}(\tilde{\delta}) \right] \frac{d\bar{I}_{\dot{I}^3}(\tilde{\delta})}{dx} + \\ & + \frac{d\bar{Q}_s(\tilde{\delta})}{dx}(x) + \frac{C_{\dot{e}\dot{I}^3}}{\delta_{\dot{e}\dot{I}^3}}; \end{aligned} \quad (2.14)$$

де $C_{\dot{a}\dot{a}^3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}}$ - допоміжні середні витрати даного

РЕП при зборі, підготовці і проведенні аварійно-відновлювальних робіт (АВР);

$C_{\dot{a}\dot{a}^3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}}(\tilde{O}_{D\dot{A}\dot{I}^3}; \dot{O}_{D\dot{A}\dot{I}^3}; x)$ – середні транспортні витрати при проведенні АВР на i -ій ділянці РЕП, розташованому в пункті $((\tilde{O}_{D\dot{A}\dot{I}^3}; \dot{O}_{D\dot{A}\dot{I}^3}))$ як функція X ;

$Z_{\dot{a}\dot{e}\dot{I}^3}^{PEM}(x)$ - середні витрати на проведення АВР на i -тій ділянці ЛЧ;

$\bar{c}_i(x)$ - середній питомий збиток від недоподачі (чи повного, припинення подачі) газу на i -тій ділянці;

$T_{\dot{a}\dot{e}\dot{I}^3}^{всн}$ - середні тимчасові витрати на допоміжні заходи (збір, підготовка) при АЗР на i -ій ділянці;

$T_{\dot{a}\dot{e}\dot{I}^3}^{mp}(X_{PEPi}; Y_{PEPi}; x)$ – середня тривалість транспортування РЕП з пункту базування $(X_{PEPi}; Y_{PEPi})$ у точку X i -го ділянки ЛЧ при АВР;

$T_{\dot{a}\dot{e}\dot{I}^3}^{PEM}(x)$ - витрати часу на АВР на i -ій ділянці.

Показники $C_{\dot{I}^3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}}; C_{\dot{I}^3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}}(\tilde{O}_{D\dot{A}\dot{I}^3}; Y_{D\dot{A}\dot{I}^3}; \tilde{\delta}); C_{\dot{I}^3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}}(\tilde{\delta}); \dot{O}_{\dot{I}^3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}}; \dot{O}_{\dot{I}^3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}}(\tilde{O}_{D\dot{A}\dot{I}^3}; Y_{D\dot{A}\dot{I}^3}; \tilde{\delta}); \dot{O}_{\dot{I}^3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}}(\tilde{\delta});$ -

аналогічні перерахованим вище при проведенні ремонтно-відновлювальних робіт з усунення ушкоджень і несправностей (щілини, тріщини, виток) на

ЛЧ МГ. Їх виділення обумовлено істотними розходженнями в технології робіт, потреби в матеріально-технічних ресурсах, обсягах втрат і збитків при позаштатних ситуаціях на ЛЧ.

$\bar{Q}_i(x)$ - середні питомі втрати газу (у вартісному вираженні) на i -ій ділянці МГ;

$\bar{P}_{авi}(x)$ - середня питома інтенсивність усунення аварій (АВР) на i -тій ділянці МГ у міру їхнього самостійного прояву;

$\bar{P}_{пi}(x)$ - середня питома інтенсивність ліквідації ушкоджень на ЛЧ в міру їхнього виявлення при періодичному контролі (патрулюванні) ;

$Z_{кпi}$ - середні витрати на контрольно-профілактичні заходи в ході патрулювання i -тої ділянки МГ;

$\delta_{кп}$ - періодичність патрулювання (контролю, профілактики) на i -тій ділянці МГ.

Таким чином, величина питомих експлуатаційних витрат складається з власне експлуатаційних витрат і збитків від втрат і недопоставок газу.

Кожний з перерахованих часткових показників залежить від різних факторів, що визначають умови експлуатації конкретної ділянки досліджуваної газотранспортної системи.

Величина капітальних витрат на РЕП, що базуються в пункті з координатами ($X_{РЕПi}$; $Y_{РЕПi}$) визначається:

$$K_i(x_{РЕПi}; y_{РЕПi}) = K_{БАЗi} + K_{занi} + K_{Mi} + K_{Pi} \quad (2.15)$$

де $K_{БАЗi}$; $K_{занi}$; K_{Mi} ; K_{Pi} - капітальні вкладення, відповідно: у будинки і спорудження; матеріально-технічні запаси і ресурси; машини, механізми і технічні засоби; соціально-побутові умови для персоналу РЕП.

Оцінка перерахованих показників не представляє складностей і легко виробляється по нормативних чи документах на підставі даних по конкретному РЕП.

Характеристики $C_{aa^3}^{\bar{a}\bar{a}}$, $C_{I^3}^{\bar{a}\bar{a}}$, $O_{aa^3}^{\bar{a}\bar{a}}$, $O_{I^3}^{\bar{a}\bar{a}}$: залежать від оснащеності і комплектації РЕП і визначаються непрямим шляхом чи шляхом обробки статистичної інформації про діяльність розглянутого РЕП.

Транспортні витрати засобів і часу визначаються складом підрозділів до місця виконання робіт, типом і кількістю транспортних засобів і є функцією плеча перевезення (координати). Для підрозділу з відомою оснащеністю питомі транспортні витрати $Z_{AB}^{TP}{}_{(II)}{}_{РЕП i}$ - є умовно постійною величиною, оцінюваної окремо для кожного РЕП:

Тоді:

$$Z_{AB}^{TP}{}_{(II)}{}_{РЕП i}(x_{РЕП i}; y_{РЕП i}; x) = Z_{AB}^{TP}{}_{(II)}{}_{РЕП i} \cdot S(x_{РЕП i}; y_{РЕП i}; x) \quad (3.16)$$

де $S(x_{РЕП i}; y_{РЕП i}; x)$ - плече перевезення як функція координати.

При розгляді регіональної транспортної схеми (у декартових координатах) необхідно враховувати складну структуру дорожньої мережі. Для спрощення задачі в запропонованій моделі сформовані два можливих види транспортної схеми.

При відсутності розвинутої мережі доріг приймається традиційна схема транспортування РЕП по вздовжтрасових проїздах. В умовах розвинутої дорожньої мережі плече перевезення враховується як найкоротша відстань до будь-якої точки ЛЧ із поточною координатою X).

Іншими словами: при відсутності розвинутої дорожньої мережі в умовах розвинутої мережі доріг.

$$S(x_{РЕП i}; y_{РЕП i}; x) = \begin{cases} y_{РЕП i} + |x_{РЕП i} - x|, \\ \sqrt{y_{РЕП i}^2 + (x_{РЕП i} - x)^2}, \end{cases} \quad (3.17)$$

Затратно-часові характеристики ремонтно-відновлювальних заходів

$C_{aa}^{\bar{a}\bar{a}}$, $C_{T^3}^{\bar{a}\bar{a}}$, $O_{aa}^{\bar{a}\bar{a}}$, $O_{T^3}^{\bar{a}\bar{a}}$ (показники ремонтпридатності) визначаються умовами виконання тих чи інших робіт, прийнятою технологією ТОiP, тривалістю й оснащеністю РЕП. можливі два шляхи їхнього формування: по непрямым даним на підставі діючої нормативної документації і шляхом аналізу статистичних даних по експлуатації ЛЧ у рамках досліджуваного РЕП.

Заслуговує на увагу питання визначення збитку від утрат газу в ході експлуатації. При аналізі складових народно-господарського збитку від втрат газу варто розрізняти збиток від власне втрат газу в атмосферу в результаті аварій і ушкоджень і збиток від недопоставки газу споживачу. При розгляді даного питання з позицій газотранспортне підприємство, для забезпечення ефективної експлуатації магістральних газопроводів доцільно прийняти наступне положення: у межах обслуговування газотранспортної системи (чи її ділянок) в залежності від структури МГ і конкретних умов експлуатації, що впливають на собівартість транспортування, з врахуванням вартості придбання газу в суміжних постачальників, величина середнього питомого збитку $\bar{C}_{i(x)}$ від недопоставки і втрат одиниці об'єму газу є відомі для кожної ділянки ЛЧ.

Величина $\bar{C}_{i(x)}$ в даному випадку є характеристикою економічної діяльності підприємства і визначається по кожній з існуючих у галузі методик [6, 69]. У рамках пропонованої математичної моделі з оцінки ефективності системи ТО і Р ЛЧ. МГ збиток від недопоставки газу споживачу є функцією часу простою ділянки газопроводу:

Середні питомі інтенсивності ліквідації аварій і ушкоджень на ЛЧ \bar{n}_{abi} , \bar{n}_{ni} визначаються рівнем показників безвідмовності МГ на заданих ділянках, характером процесу руйнування труби, прийнятою стратегією і режимом (періодичністю) контрольно-відновлювальних заходів і вірогідністю виявлення ушкоджень у ході патрулювання. Ці параметри також

впливають на величину середніх питомих втрат газу в атмосферу \bar{Q}_i , складовими які є втрати газу через свищі (витоки) за період від їхньої появи до усунення за результатами контролю, і втрати при стравлюванні газу з ремонтуємої ділянки в ході АВР.

Алгоритм формування оптимальної схеми розміщення РЕП у регіоні обслуговування складної мережі МГ, розроблений автором на основі запропонованої вище моделі системи ТО і Р містить у собі наступні етапи:

- розбивка газотранспортної системи на відособлені МГ;
- формування інтервальних характеристик траси досліджуваного МГ;
- формування часткових показників ефективності кожного РЕП;
- формування альтернативних варіантів розміщення РЕП у регіоні обслуговування газотранспортної системи (у декартових координатах);
- оцінка ефективності кожного з варіантів;
- вибір варіанта, що забезпечує мінімальне значення функції мети;
- суперпозиція оптимальних схем обслуговування відособлених МГ і формування регіональної структури системи ТО і Р ЛЧ.

Етап оцінки ефективності розглянутого варіанта розміщення РЕП являє собою ітераційну процедуру, багаторазового прорахунку показника $\frac{d\bar{z}'_{i(x)}}{dx}$ - для кожного РЕП, обслуговуваної i -тої ділянки ЛЧ (X - поточна координата). За результатами розрахунку будується графічна залежність $\frac{d\bar{z}'_{i(x)}}{dx}$ від X .

Запропонований алгоритм дозволяє відразу вирішувати задачу "розміщення-розбивки-прикріплення" у розглянутому варіанті. Точки екстремума побудованих кривих відповідають сформованій схемі розміщення РЕП, точки перетинання кривих позначають оптимальні границі ділянок обслуговування. Площа криволінійної фігури, виділеної осями ординат і нижньою узагальненою обвідною, відповідає значенню

інтегрального показника ефективності структурної схеми розміщення РЕП для досліджуваного варіанта.

Воличина \bar{z}' - визначається виразом (3.11).

РЕП, крива показника ефективності якого залишається вище загальної обвідної, виключається з загальної схеми. Таким чином, алгоритм дає можливість оцінки ефективності, обґрунтування і вибору оптимального числа РЕП у рамках досліджуваного варіанта. Алгоритм дозволяє враховувати капітальні витрати в системі ТОіР при створенні РЕП (пунктів базування), що дає можливість вирішувати задачі оптимального формування структурної схеми обслуговування в ході проектування знову створюваних систем МГ. При цьому приведені капітальні вкладення враховуються лише для РЕП, що входять у схему "розміщення-розбивки-прикріплення".

При вирішенні задачі для закільцьованої системи МГ даний алгоритм застосовується послідовно до кожного окремого МГ (декомпозиція з наступним накладенням результатів). Проведення різноманітних розрахунків по всіх сформованих варіантах забезпечує можливість їхнього зіставлення з метою пошуку оптимальної структурної схеми розміщення РЕП у системі ТО і Р ЛЧ МГ.

Запропонований алгоритм реалізований на ЕОМ типу ІВМ-РС в виді автоматизованої системи "АЛЬТЕРНАТИВА" по оцінці ефективності і формуванню оптимальної структурної схеми системи ТОіР складної мережі МГ. Дана система дозволяє в оперативному режимі вирішувати різні приватні задачі вдосконалювання обслуговування і ремонту ЛЧ МГ з урахуванням специфіки експлуатації конкретних газотранспортних об'єктів.

3.3 Часткові задачі удосконалювання регіональної схеми розміщення РЕП з урахуванням специфіки експлуатації

При удосконалюванні схеми розміщення РЕП визначеної спеціалізації приходиться стикатися з певними труднощами, зв'язаними з неможливістю рішення задач реальної розмірності загальноприйнятими універсальними алгоритмами, а також невизначеністю інформації. Це змушує будувати спеціальні евристичні алгоритми, шукати шляхи визначення відсутніх даних.

Аналіз специфіки експлуатації й обслуговування газотранспортних систем дозволяє виділити наступні особливості:

- сучасні магістральні газопроводи мають складну структуру, що значно ускладнює задачу розподілу і розміщення матеріально-технічних ресурсів і підрозділів у системі обслуговування;

- існує велика кількість ремонтно-експлуатаційних підрозділів різного рівня ієрархії, спеціалізації і виду, що ставить задачу раціонального використання наявних виробничих потужностей, а не створення нових;

- підрозділу в системі ТОіР неоднорідні по потужності, оснащеності технікою і механізмами, що визначає істотний розкид показників продуктивності й ефективності виконання робіт;

- оперативність і затратність ремонтно-експлуатаційного обслуговування істотно залежить від розміщення пунктів базування РЕП и наявності розвитої дорожньої мережі;

- необхідно враховувати особливі умови експлуатації досліджуваної газотранспортної системи (природно-кліматичні умови, водяні перешкоди, бездоріжжя, технологічні обмеження й ін.);

- організація і режим функціонування системи ТО і Р істотно впливають на показники ефективності розглянутої структури і -розміщення лінійних експлуатаційних служб.

З зв'язку з цим, розроблена методика дозволяє вирішувати наступні задачі по визначенню оптимальних схемно-структурних параметрів регіональної системи ТО і Р ЛЧ МГ (у порядку ускладнення).

І. Задача "прикріплення" РЕП у системі ТО і Р обособленого газопроводу зводиться до оцінки ефективності того чи іншого варіанта схеми обслуговування ЛЧ із метою пошуку оптимального рішення. Задача оптимізації формулюється так:

$$\min_{g_{ik}} \bar{Z}_{\Sigma} \quad (3.18)$$

за умови $\sum_{k=1}^n g_{ik} = 1$

2. Велику актуальність має задача "прикріплення" РЕП у регіональній системі ТО і Р складної мережі МГ. В даному випадку визначається оптимальний набір ділянок ЛЧ на різних газопроводах, що закріплюються за конкретним РЕП, за критерієм:

$$\min_{g_{ji} k_j} \bar{Z}_{\Sigma} \quad (3.19)$$

за умови $\sum g_{ji} k_j = 1$

3. Задача "розбивки" окремого МГ, при фіксованих інших характеристиках системи ТО і Р, ставить метою визначення оптимальних границь обслуговування ЛЧ між РЕП:

$$\min_{\{x_i\}_{i=1}^n} \bar{Z}_{\Sigma} \quad (3.20)$$

При такій постановці задача буде характеризуватися великим обсягом обчислень, так як кожний з n ділянок визначається безліччю можливих границь $\{x_i\}_{i=1}^{n+1}$. Аналіз практики експлуатації дозволяє ввести наступні обмеження. Як правило, границя ділянки обслуговування ЛЧ співпадає по чисто технологічних причинах із крановими вузлами, переходами через

великі водяні перешкоди чи інші перешкоди. Це дозволяє істотно скоротити кількість варіантів розташування границь ділянок:

$$\{x_i\} = \{x_{iv}^{\omega}\}, v = \overline{1, r} \quad (3.21)$$

Як обмеження можуть також виступати граничні розміри ділянки обслуговування, виходячи з можливостей підрозділів, максимальної продуктивності й інших умов:

$$L_{\min} \leq X_{i+1} - X_i \leq L_{\max} \quad (3.22)$$

$$i = \overline{1, n}$$

У такий спосіб для розглянутого газопроводу формується $\{x_i^M\}_{i=1}^{n+1}$ масив з M можливих варіантів розбивки МГ на участки $(x_i; x_{i+1})$ при фіксованому їхньому числі n :

i	1	2	...	n	n+1
1	X_1^1	X_2^1	...	X_n^1	1
2	X_1^2	X_2^2	...	X_n^2	1
...
M	X_1^M	X_2^M	...	X_n^M	1

при x_{n+1} - кінцева точка розглянутого газопроводу;

M - номер варіанта схеми розбивки на ділянки.

Результатом подібної оптимізаційної задачі в запропонованій постановці є значення показника ефективності системи TO і P , що відповідає найбільш раціональній схемі (варіанту) розбивки газопроводу на ділянки обслуговування і розташування границь між різними РЕП.

4. Задачу "розбивки" ЛЧ на ділянки обслуговування можливо узагальнити для складної регіональної мережі МГ:

$$\min_{\{x_{ji}\}_{i=1}^{n_j}} \bar{Z}_\Sigma \quad (3.23)$$

В результаті коректування границь ділянок ЛЧ здійснюється формування оптимального регіону обслуговування, закріпленого за конкретним РЕП.

5. Задача "розміщення-розбивки-прикріплення" у схемі ТО і Р ЛЧ відособленого газопроводу ставить метою: оцінку РЕП з різними координатами пунктів базування і вибір оптимальної схеми розміщення РЕП, розбивка ЛЧ на ділянки обслуговування і закріплення їхній за визначеними РЕП.

Альтернативні варіанти розміщення РЕП формуються користувачем з врахуванням специфіки експлуатації досліджуваної газотранспортної системи і можливостей діючої (планованої) системи ТО і Р ЛЧ.

Через дискретний характер змінюваних параметрів оптимізація виробляється методом перебору варіантів. Оптимальною визнається схема "розміщення-розбивки-прикріплення", що забезпечує мінімальне значення показника ефективності (функції мети), відповідно до розробленого вище алгоритму:

$$\min_{\{(x_{РЕПi}; y_{РЕПi})^M\}_{i=1}^n; \{x_i\}_{i=1}^n; g_{ik}} \bar{Z}_\Sigma \quad (3.24)$$

де $(x_{РЕПi}; y_{РЕПi})$ - координати пунктів базування РЕП, що обслуговує i -у ділянку РЕП;

M - варіанти розміщення РЕП у системі ТО і Р ЛЧ досліджуваного МГ.

6. Більш загальна постановка задачі дозволяє оцінити доцільність зміни числа ділянок обслуговування n , за рахунок відповідного скорочення ремонтно-експлуатаційних підрозділів на розглянутому МГ.

Рішення, при якому цільова функція \bar{Z}_Σ мінімальна, відповідає оптимальній кількості підрозділів і ділянок обслуговування при найбільш

ефективній схемі "розміщення-розбивки-прикріплення" :

$$\min_{n = \overline{1, n}} \min \bar{Z}_{\Sigma} \left\{ (x_{PEPi}; y_{PEPi})^M \right\}_{i=1}^n; \{x_i\}_{i=1}^n; g_{ik} \quad (3.25)$$

Такий підхід дозволяє, по суті справи, вирішувати задачу оптимальної централізації системи ТО і Р ЛЧ МГ за рахунок укрупнення лінійних експлуатаційних підрозділів. Формування вихідних даних у виді масиву основних параметрів системи при різних варіантах структурної схеми дозволяє оцінювати будь-які організаційні форми обслуговування МГ.

7. Викладену методику неважко узагальнити і на складну (розгалужену, багатониткову) систему магістральних газопроводів.

В рамках регіональної схеми розміщення РЕП ставиться задача формування раціональних зон (регіонів) обслуговування газотранспортної системи:

$$\min_{n_j = \overline{1, m_j}} \min \bar{Z}_{\Sigma} \left\{ (x_{PEPi}; y_{PEPi})^M \right\}_{i=1}^{n_j}; \{x_i\}_{i=1}^{n_j}; g_{jik} \quad (3.26)$$

Під регіоном обслуговування мається на увазі сукупність ділянок різних газопроводів системи, закріплених за визначеним РЕП конкретної спеціалізації, що базується в деякій точці [38].

На першому етапі вирішення задачі формуються можливі варіанти розбивки окремих газопроводів на ділянки обслуговування з відповідними пунктами базування РЕП при декількох рівнях укрупнення (централізації) системи (за рахунок зміни загальної кількості ділянок $n_j = 1, m_j$. Далі виключаються свідомо помилкові варіанти, неприйнятні за тими чи іншими причинами. Формування подібної матриці заборон здійснюється на підставі метода експертних оцінок безпосередньо в ході аналізу конкретної системи. Для вирішення подальшої оптимізаційної задачі застосовується евристичний ітераційний алгоритм, що відноситься до методів прямого пошуку екстремума функції декількох змінних при різних обмеженнях .

Рішення перерахованих часткових задач вимагає формування вихідної інформації у виді бази даних значного обсягу, різноманітних розрахунків, практично нездійснених без використання сучасних ЕОМ. Автоматизована система "АЛЬТЕРНАТИВА" являє собою машинну реалізацію представленої вище методики й алгоритму формування оптимальної структурної схеми "розміщення-розбивки-прикріплення" РЕП у системі ТО і Р ЛЧ складної мережі МГ [38].

1. Формувати вихідні дані:

- інтервальні неоднорідні по довжині газопроводу характеристики траси;

- характеристики різних РЕП у складі системи ТО і Р.

2. Робити різноманітні розрахунки:

- по оцінці ефективності кожного зі сформованих варіантів схеми розміщення РЕП (у вартісному вираженні);

- по оптимальній розбивці газопроводу на відособлені ділянки обслуговування в рамках досліджуваного варіанта;

- по пошуку оптимальної структурної схеми системи ТО і Р ЛЧ МГ, можливих варіантів її організації, а також на основі принципу оптимальності Беллмана (у випадку великого обсягу обчислень),

3. Вирішувати часткові задачі:

- по коректуванню границь обслуговування експлуатаційних ділянок між окремими РЕП;

- на вибір оптимального числа і потужності РЕП у системі ТО і Р ЛЧ МГ;

- з розрахунку оптимальної схеми базування РЕП;

- по доцільній спеціалізації окремих РЕП у рамках системи обслуговування;

- по формуванню регіональної системи ТО і Р ЛЧ МГ складної мережі газопроводів і великих газ про транспортних вузлів.

Проведені конкретні розрахунки по оцінці ефективності структурної схеми розміщення РЕП у рамках територіально-виробничої системи ТО і Р ЛЧ газопроводів ДК "Укртрансгаз", дозволили виробити рекомендації з вдосконалювання розподілу і розміщення матеріально-технічних ресурсів лінійних служб і підрозділів, визначити оптимальні границі ділянок, що обслуговуються, раціональне число і потужність РЕП [38]. При формуванні інтервальних характеристик досліджуваної газотранспортної системи за початок координат траси прийнята границя обслуговування з росією (3324,4 км газопроводу Уренгой-Помари-Ужгород). Кінець системи - границя з Словачією (4462,4 км). Загальна довжина системи (пикетаж) - 1138 км (у багатонитковому виконанні). Сформовані інтервальні характеристики траси МГ відповідно до запропонованого алгоритму і фактичних даних досліджуваної системи, розраховані часткові показники і характеристики РЕП у складі системи ТО і Р ЛЧ на підставі даних по оснащенню підрозділів (ЛЕС, АВП) і фактичних значеннях показників безвідмовності і ремонтпридатності МГ на ділянках обслуговування.

З врахуванням конкретних умов експлуатації сформовані чотири варіанти організації структурної схеми ТО і Р ЛЧ (Таблиця 3.1).

Варіант № 3 відповідає існуючій системі обслуговування і ремонту МГ ДК "Укртрансгаз".

Таблиця 3.1 - Варіанти розміщення РЕП у системі ТО і Р ДК

"Укртрансгаз"

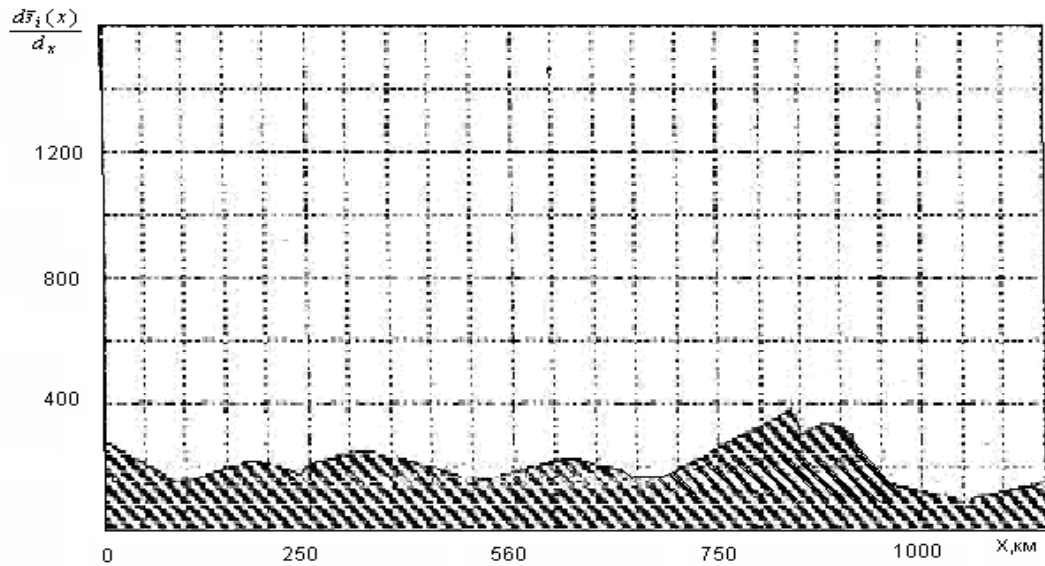
№ вар	К-ть РЕП	№ РЕП	Координати РЕП, км		Пункт базування	Характеристика РЕП
			Х	У		
1	2	3	4	5	6	7
1	5	1	108,42	172,20	КС Ромни	ЛЕС(ЛубенськеЛВУМ Г)
		3	438,90	388,50	КС Ставище	ЛЕС(Золотоніське ЛВУ)
		4	700,99	443,10	КС Бар	ЛЕС (Барське ЛВУ)
		6	992,04	433,44	КС Богородчани	ЛЕС(Богородчанське ЛВУ)
		7	1151,64	416,22	КС Голятин	ЛЕС(Хустське ЛВУМГ)
2	10	1	108,42	172,20	КС Ромни	ЛЕС(ЛубенськеЛВУМ Г)
		2	380,94	341,04	КС Софіївка	ЛЕС (Золотоніське ЛВУ)
		3	438,90	388,50	КС Ставище	ЛЕС(Золотоніське ЛВУ)
		4	700,99	443,10	КС Бар	ЛЕС (Барське ЛВУ)
		5	844,62	438,48	КС Гусятин	ЛЕС (Барське ЛВУ)
		6	992,04	433,44	КС Богородчани	ЛЕС(Богородчанське ЛВУ)
		7	1151,64	416,22	КС Голятин	ЛЕС(Хустське ЛВУМГ)

№ вар	К-ть РЕП	№ РЕП	Координати РЕП, км		Пункт базування	Характеристика РЕП
			Х	У		
1	2	3	4	5	6	7
		9	521,22	269,22	Боярка	Боярське управл. ВРТП
		12	1014,30	392,28	Ів.-Франківськ	Ів.-Франківське управл. ВРТП "УГЕС"
		14	389,34	384,30	Черкаси	Черкаське управл. ВРТП "УГЕС"
3	19	1	108,42	172,20	КС Ромни	ЛЕС(ЛубенськеЛВУМГ)
		2	380,94	341,04	КС Софіївка	ЛЕС (Золотоніське ЛВУ)
		3	438,90	388,50	КС Ставище	ЛЕС(Золотоніське ЛВУ)
		4	700,99	443,10	КС Бар	ЛЕС (Барське ЛВУ)
		5	844,62	438,48	КС Гусятин	ЛЕС (Барське ЛВУ)
		6	992,04	433,44	КС Богородчани	ЛЕС(Богородчанське ЛВУ)
		7	1151,64	416,22	КС Голятин	ЛЕС(Хустське ЛВУМГ)
		8	630,00	298,62	Бердичів	Бердичівське управл. ВРТП "УГЕС"
		9	521,22	269,22	Боярка	Боярське управл. ВРТП
		10	550,62	460,32	Гайсин	Гайсинське управл. ВРТП "УГЕС"

№ вар	К-ть РЕП	№ РЕП	Координати РЕП, км		Пункт базування	Характеристика РЕП
			Х	У		
1	2	3	4	5	6	7
		11	118,02	470,82	Дніпропетровськ	Дніпропетровськеупр. ВРТП “УГЕС”
		12	1014,30	392,28	Ів.-Франківськ	Ів.-Франківськеуправл. ВРТП “УГЕС”
		13	0,0	105,00	Харків	Харківськеуправл. ВРТП “УГЕС”
		14	389,34	384,30	Черкаси	Черкаськеуправл. ВРТП “УГЕС”
		15	475,02	238,98	Київ	Київське спец.пусконалагоджув упр. ВРТП “УГЕС”
4	4	1	108,42	172,20	КС Ромни	ЛЕС(ЛубенськеЛВУМГ)
		4	700,99	443,10	КС Бар	ЛЕС (Барське ЛВУ)
		6	992,04	433,44	КС Богородчани	ЛЕС(БогородчанськеЛВУ)
		12	1014,30	392,28	Ів.-Франківськ	Ів.-Франківськеуправл. ВРТП “УГЕС”

Варіант №1

Загальний показник $\bar{Z}_\Sigma = 21482,49 \text{ грн/добу}$



Варіант № 2

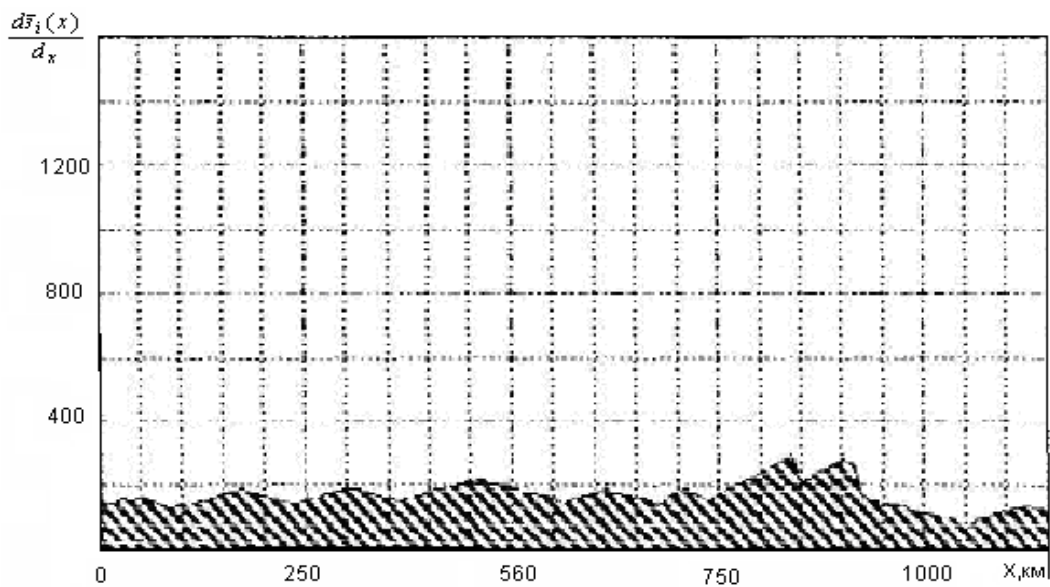
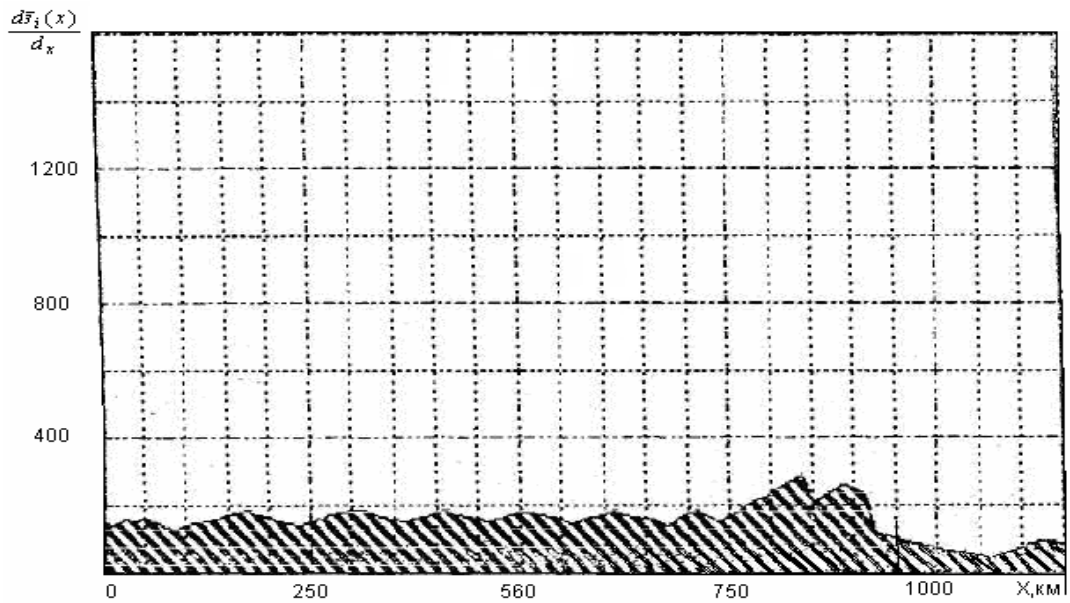


Рисунок 3.4 – Фрагменти результатів розрахунку з оцінки ефективності схеми розміщення РЕП ДК “Укртрансгаз (варіанти №1 і №2)

Варіант № 3

Загальний показник $\bar{z}_\Sigma = 18355,75 \text{ грн/добу}$ 

Варіант № 4

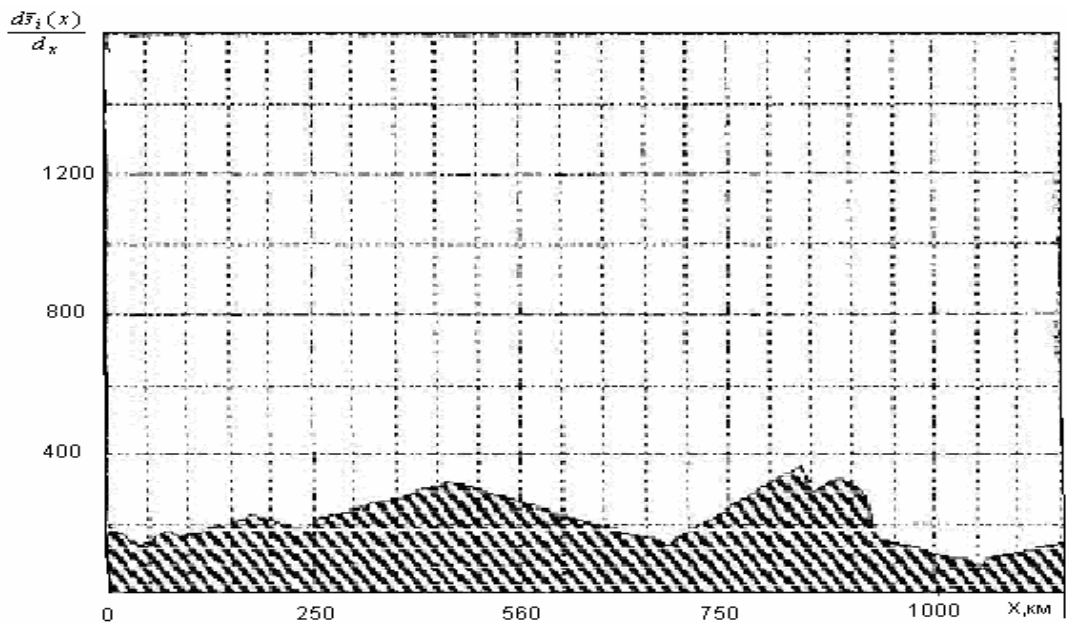
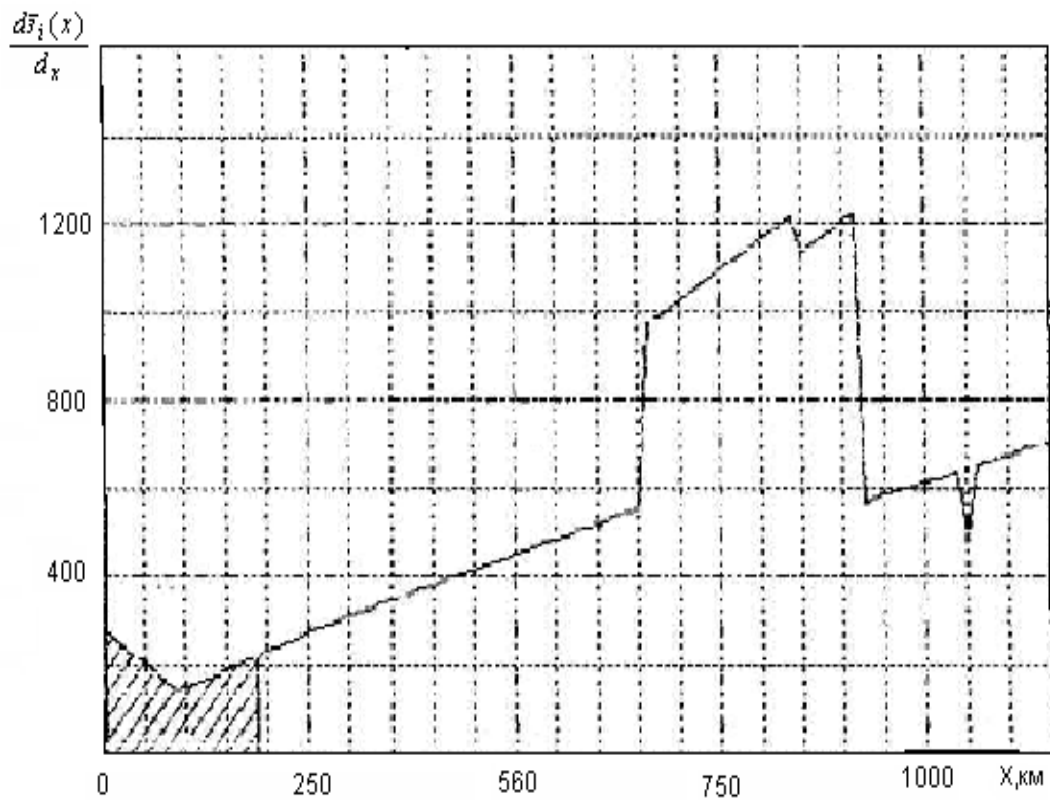
Загальний показник $\bar{z}_\Sigma = 21482,49 \text{ грн/добу}$ 

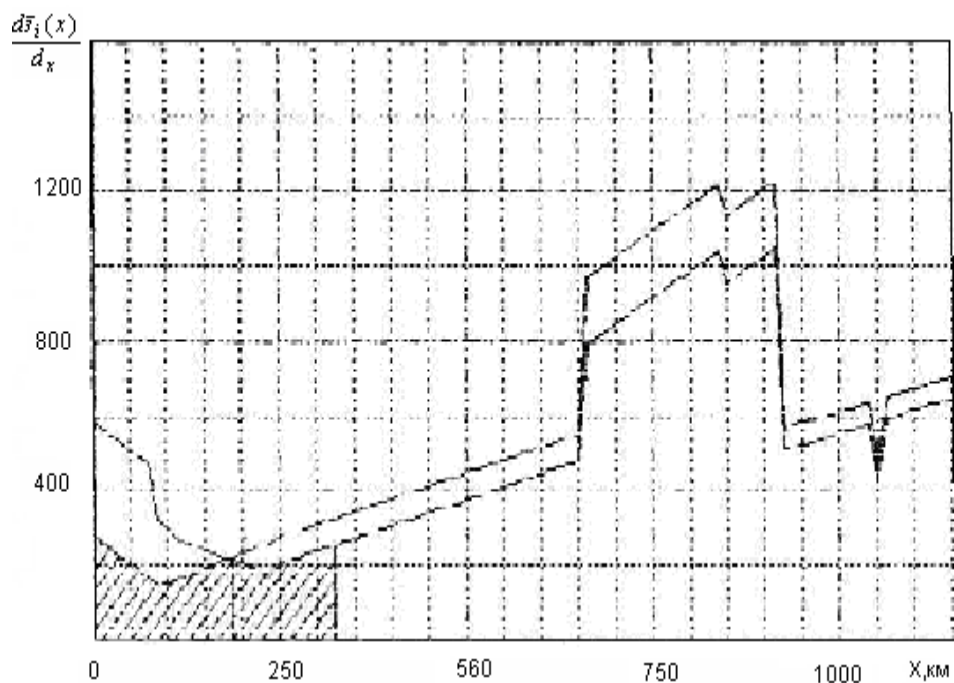
Рисунок 3.5 – Фрагменти результатів розрахунку з оцінки ефективності схеми розміщення РЕП ДК “Укртрансгаз (варіанти №3 і №4)

Варіант № 1



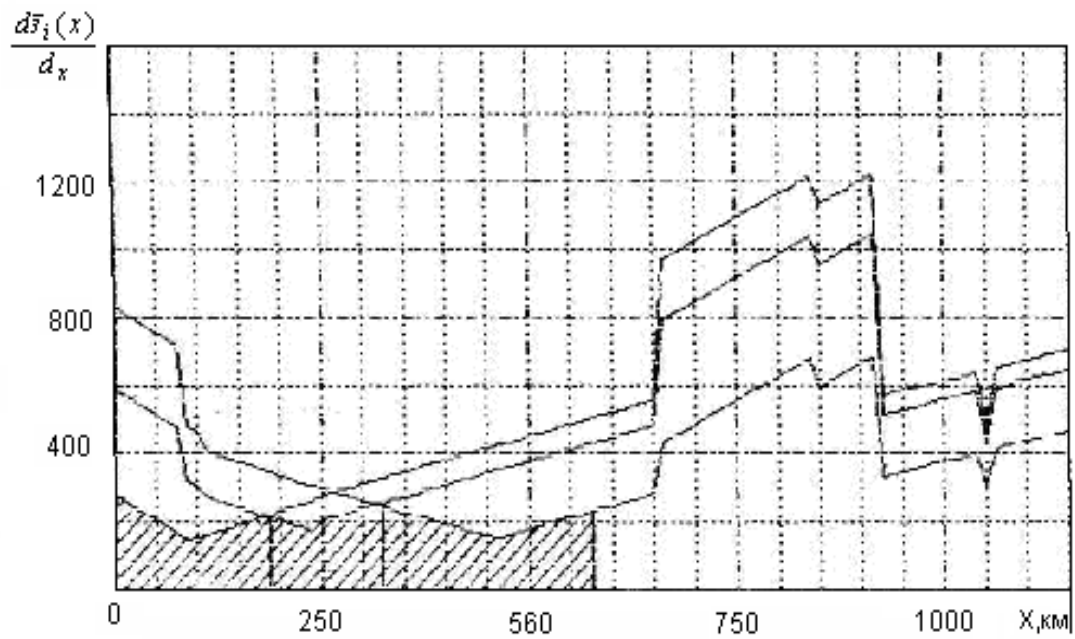
Ділянка від 0 км до 181,7 км

Варіант № 2

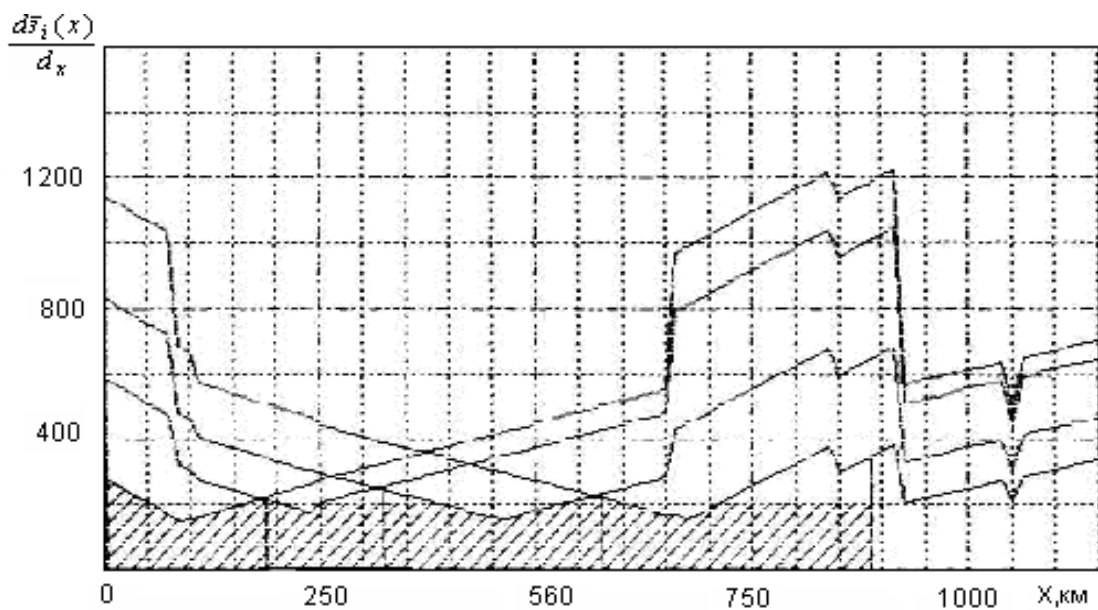


Ділянка від 181,7 км до 329,08 км

Рисунок 3.6 – Фрагменти результатів розрахунку оптимального розбиття ЛЧ МГ на ділянки обслуговування



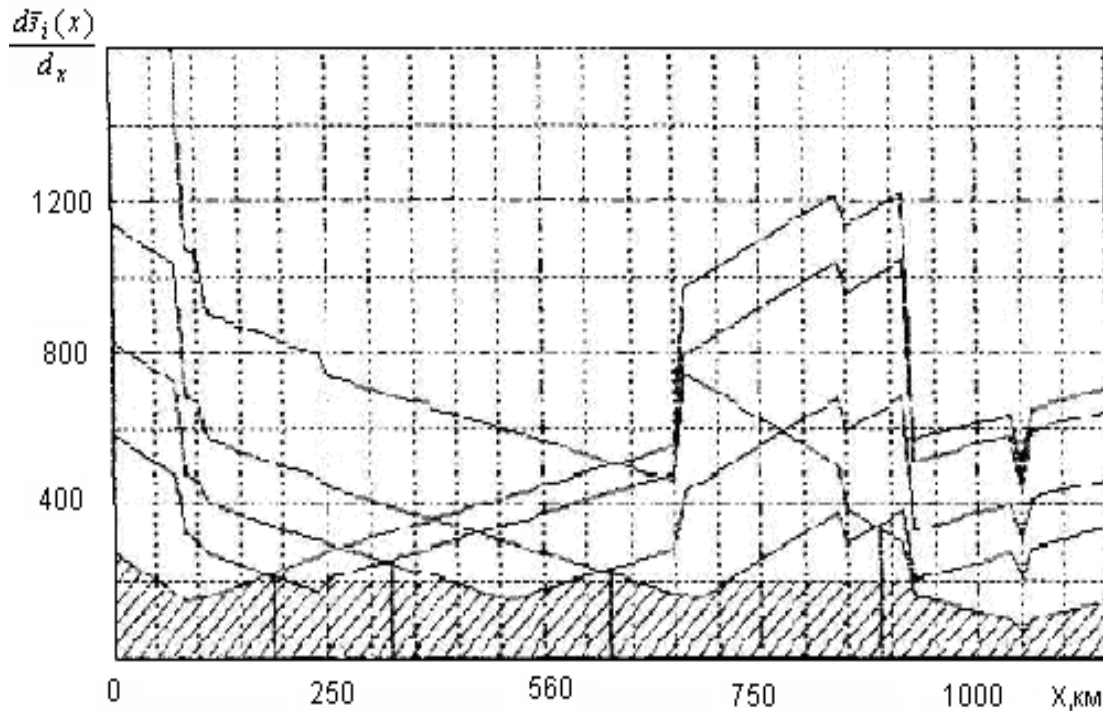
Ділянка від 329,08 км до 570,68 км



Варіант № 4

Ділянка від 570,68 км до 885,18 км

Рисунок 3.7 – Фрагменти результатів розрахунку оптимального розбиття ЛЧ МГ на ділянки обслуговування



Ділянка від 885,18 км до 1138,0 км

Рисунок 3.8 - Фрагменти результатів розрахунку оптимального розбиття ЛЧ МГ на ділянки обслуговування

На основі приведених даних і характеристик РЕП зроблено розрахунки:

- по оцінці ефективності кожного з варіантів структурної схеми системи ТО і Р ЛЧ;
- оптимальній розбивці траси газопроводів на відособлені ділянки обслуговування;
- оптимальному перебору РЕП і пунктів їхнього базування усередині кожного варіанта.

Автоматизована система дозволяє одержувати результати розрахунку в табличній і графічній формі. Результати конкретного розрахунку по оцінці ефективності досліджуваних варіантів у графічній формі представлені на (рисунок 3.3-3.4).

Фрагменти результатів розрахунків по оптимальній розбивці ЛЧ на відособлені ділянки обслуговування для 1-го варіанта системи ТО і Р з п'яти РЕП (див. табл. 3.1) у графічній формі представлені на (рисунку 3.5-3.7).

Результати розрахунків на ЕОМ показали, що найбільш ефективною схемою "розміщення-розбивки-прикріплення" РЕП у системі ТО і Р ЛЧ МГ є схема з десяти РЕП (варіант № 2), що відповідає мінімальному значенню цільової функції. Це дозволило виробити рекомендації з коректування границь ділянок обслуговування ЛЧ, перерозподілу ресурсів і перебазуванню РЕП у системі ТО і Р ЛЧ МГ ДК "Укртрансгаз". Отримані результати підтверджують економічну доцільність використання розробленої моделі для удосконалювання структури й організації ТО і Р ЛЧ МГ газотранспортних систем.

Оптимальний варіант схеми "розміщення-розбивки-прикріплення" відповідає мінімальному значенню цільової функції при фіксованих значеннях інших параметрів. Досягнення деякого глобального оптимуму практично нереалізовано через складність досліджуваної системи і великого числа випадкових, некерованих факторів, що впливають на її стан. До цих факторів відносяться показники безвідмовності і ремонтпридатності газотранспортної системи, ефективність ТО і Р з обліком наступних основних аспектів:

- стратегія КВЗ і режим функціонування системи ТО і Р;
- технологія, застосовувана при виконанні КВЗ і комплектації РЕП;
- схемно-структурні параметри системи ТО і Р.

Перераховані фактори знаходяться в нерозривному зв'язку, і будь-яка зміна одного параметра системи веде до зміни інших. Цим обумовлена необхідність комплексного підходу до рішення проблеми підвищення ефективності системи обслуговування і ремонту ЛЧ. МГ у ході експлуатації.

Розглянута вище методика формування оптимальної структурної схеми розміщення РЕП у системі ТО і Р передбачає, що режим контрольно-

відновлювальних заходів незмінний [38].

Варіюючи періодичністю КВЗ, потужністю й оснащеністю РЕП можна домагатися різних показників ефективності системи, нових оптимальних рішень.

Висновки по розділу 3

1. Розроблена структурна схема розміщення РЕП у системі ТО і Р ЛЧ МГ відособленого газопроводу і складної регіональної мережі МГ.

2. Сформовано математичну модель і алгоритм оцінки ефективності структурної схеми розміщення РЕП у регіональній системі ТО і Р ЛЧ МГ і її оптимізації.

3. Алгоритм реалізований на ЕОМ у виді автоматизованої системи по формуванню оптимальної схеми "розміщення-розбивки-прикріплення" РЕП у системі ТО і Р ЛЧ МГ.

4. Вирішено часткові задачі вдосконалення системи ТО і Р з врахуванням специфіки експлуатації конкретних МГ. Проведено розрахунки по оптимізації територіально-виробничої системи ТО і Р ЛЧ газотранспортної системи України.

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБКА МЕТОДИКИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТА НАДІЙНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ РЕМОНТНО- ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ПІДРОЗДІЛІВ У СИСТЕМІ ТО І Р ЛЧ МГ

4.1 Аналіз відмові несправностей об'єктів лінійної частини і формування модульно-технологічної структури РЕП

Удосконалювання організації функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів у системі ТО і Р ЛЧ МГ 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 ЛЧ МГ вимагає дослідження процесу функціонування окремого ремонтно-експлуатаційного підрозділу в рамках сформованих вище структурних схем системи ТО і Р і моделей контрольно-відбудовного обслуговування ЛЧ. Комплексний підхід обумовлений також необхідністю оцінки показників ремонтпридатності ЛЧ МГ і ефективності функціонування РЕП, використовуваних у якості вихідних даних у представлених вище моделях ТО і Р [39, 40].

Лінійна частина МГ - складна лінійно-протяжна технічна система, що складається з великого числа елементів, об'єктів і підсистем, що потребують проведення контрольно-профілактичних і ремонтно-відбудовних заходів.

Умовно розіб'ємо ЛЧ МГ на наступні системи:

- лінійно-протяжні об'єкти обслуговування;
- елементи (зосереджені об'єкти) лінійної частини;
- технологічно незалежні лінійно-протяжні об'єкти обслуговування;
- технологічно незалежні елементи (ЗО) обслуговування.

До лінійно-протяжних об'єктів віднесемо:

- ділянки власне лінійної частини. Технологічно незалежні лінійно-протяжні об'єкти містять у собі:

- земляний покрив траси газопроводу;
- проїзди і дороги вздовж траси;
- ЛЕП, лінії зв'язку й автоматичного керування лінійними кранами.

До елементів (зосереджених об'єктів) ЛЧ відносяться:

- запірна арматура;
- повітряні переходи через струмки і яри;
- місця перетину із залізними чи шосейними дорогами;
- конденсатосбірники;
- продувні свічки;
- вузли прийому-запуску очисних пристроїв;
- компенсатори;
- установки ЕХЗ;
- підвідні переходи.

Технологічно незалежними елементами (ЗО) обслуговування будемо вважати:

- аварійні запаси труб;
- додаткові спорудження (площадки збереження, огорожі, кілометрові стовпчики, покажчики й ін.).

Аналізуючи структурне дерево об'єктів і підсистем ЛЧ МГ легко зрозуміти, що працездатність лінійної частини визначається станом елементів, що безпосередньо беруть участь у технологічному процесі перекачування газу (власне труба, кранове господарство, відводи, переходи й ін.), що забезпечує визначений рівень пріоритету зазначених об'єктів у потоці вимог на обслуговування.

Існує велика кількість причин і видів відмовлень на об'єктах ЛЧ, для того, щоб систематизувати їхній скористаємося методами аналізу дерев відмовлення [11, 29].

У розглянутій задачі при побудові дерева відмовлень обмежимося лише видами і причинами аварій, що визначають специфіку і технологічні особливості проведення ремонтно-відновлювальних робіт. Верховою подією в представленому дереві відмовлень ЛЧ є порушення працездатності ділянки газопроводу, що виявляється миттєво і самотійно.

Особливістю дерева відмовлень є те, що його "крона" звужується, тобто різноманіття причин відмовлень різних об'єктів зводиться до набору характерних видів аварій на лінійній частині, загальних для всіх елементів системи, і далі, до декількох найбільш розповсюджених заходів для їхнього відновлення. Питання ремонту підводних переходів не розглядаються, тому що дані об'єкти обслуговуються спеціалізованими галузевими підрозділами і не входять у структуру діючої системи ТО і Р ЛЧ МГ.

Отже, види відмовлень (аварій) на об'єктах лінійної частини МГ зводяться до наступного технологічним комплексам ремонтних робіт:

- заміна ділянки газопроводу (при ушкодженні ділянок значної довжини);
- заміна окремих елементів ЛЧ (трійників, відводів і ін.);
- врізання котушок (при заміні ушкоджених ділянок незначної довжини);
- врізання запірних вузлів (кранів).

Подібний поділ представлених наборів робіт з відновлення об'єктів ЛЧ обумовлено визначеними розходженнями в технології, послідовності і складі виробничих операцій відповідно до діючого нормативними документами і реальною практикою ТО і Р на газопроводах. Перераховані комплекси робіт віднесемо до 1-го рівня пріоритету в потоці заявок на відновлення працездатності системи. Іншими словами, поява кожного з вищевказаних

відмовлень на ЛЧ вимагає негайного його усунення незалежно від наявності заявок на ТО і Р більш низького рівня пріоритету (будемо називати ці роботи аварійно-відбудовними - АВР).

На відміну від відмовлень, що виявляються самостійно і миттєво, ушкодження і несправності на ЛЧ виявляються тільки в результаті спеціальних перевірок. Крім ушкоджень, зв'язаних з порушенням герметичності газопроводу (витоків, свищів), необхідно враховувати несправності (руйнування) об'єктів, що представляють погрозу нормальному функціонуванню системи, і потребує також негайних заходів для їх усунення.

Такий підхід дозволяє визначити границі II-го рівня пріоритету в потоці заявок на ремонтно-відновлювальні роботи на ЛЧ. До другого рівня пріоритету віднесемо:

- несправності на елементах (об'єктах), що безпосередньо впливають на працездатність усієї системи (свищі і витoki на трубі, лінійній арматурі й інших об'єктах);

- відмовлення об'єктів і систем, технологічно не зв'язаних з ЛЧ, але виробничі функції яких впливають на працездатність системи (відмовлення системи автоматичного керування лінійними кранами, обривши лінії зв'язку, ЛЕП і ін.);

- граничні (передаварійні) стани об'єктів систем, здатні привести до серйозних відмовлень (ушкодження опор повітряних переходів, спливання труби на болотах, розмив відкосів і оголення труби, випучення труби в ході експлуатації).

Вищеперераховані роботи будемо називати ремонтно-відновлювальними (РВР) і віднесений їхній до другого рівня пріоритету. Розгалужена структура дерева ушкоджень і станів, до них прирівняних (II-го рівня пріоритету) зводиться до технологічних наборів ремонтно-відновлювальних робіт.

Умовно розділимо роботи з експлуатаційного обслуговування на два рівні пріоритету: III-й рівень - профілактичні роботи та поточне обслуговування (ПР); IV-ий рівень - контрольні перевірки (КП).

Результати проведеного дослідження системи ремонтно-експлуатаційного обслуговування ЛЧ МГ дозволяють сформувати ієрархічну об'єктно-технологічну структуру і створити перелік технологічних наборів робіт по ТО і Р з розбивкою по рівнях пріоритету (АВР, РВР, ПР, КП) і об'єктах, що потребують проведення тих чи інших заходів.

Кожний з наборів робіт являє собою сукупність елементарних технологічних операцій. Кожна операція має свої кількісні і якісні характеристики (тривалість, вартість, витрати за матеріалами, необхідна техніка і механізми і т.д.):

$$R_{jv}^{KN} = \sum_{i=1}^I r_{ijv}^{KN}, \quad i = \overline{1, I} \quad (4.1)$$

де r_{ijv}^{KN} - i -а операція в складі j -ого набору робіт N -ого рівня пріоритету здійснюваного на v -ому об'єкті k -тим РЕП.

Реальна оснащеність виробничих підрозділів у системі ТО і Р не відповідає вимогам діючих нормативів. Аналогічна ситуація складається в галузі й у питаннях комплектації РЕП обслуговуючим персоналом. Тому задачі підвищення ефективності використання наявних у розпорядженні технічних засобів (включаючи транспортні) при проведенні відновлювальних заходів на основі наукової організації ТО і Р і оптимального керування технічними ресурсами отримують у даний момент усе більш важливе значення. Пропонується наступна модульно-технологіческая модель РЕП у системі ТО і Р ЛЧ МГ.

Опираючись на приведену вище класифікацію ремонтно-експлуатаційних заходів на об'єктах лінійної частини, загальний обсяг робіт на МГ ($v = 1, V$) можна оцінити як:

$$R_{jv}^{KN} = \sum_{i=1}^I r_{ijv}^{KN}, \quad i = \overline{1, I} \quad (4.2)$$

де $N = 1, 2, 3, 4$ - рівні пріоритету робіт; v - найменування об'єкта ЛЧ; j - найменування технологічний набору робіт даного рівня пріоритету.

Для виконання цього обсягу робіт необхідно залучити визначені потужності (набір машин і механізмів і обслуговуючий їхній персонал). Сукупність технічних засобів і людських ресурсів прийнято називати модулем.

Сукупність машин, механізмів і персоналу кожного РЕП, необхідна для виконання загального обсягу (комплексу) робіт на ЛЧ будемо вважати комплексним модулем M_V^K . Для виконання j -го технологічного набору робіт N -го пріоритету по ремонту і відновленню v -го об'єкта ЛЧ потрібно задіяти M_{jv}^{KN} технологічний модуль ($M_{jv}^{KN} \in M_V^K$). Склад технологічного модуля визначається насамперед технологією виконуваних робіт, а також особливими умовами, наявністю того чи іншого типу техніки, тимчасовими обмеженнями й іншими факторами.

Аналіз технології виконання робіт показує, що лише невелика частина, ремонтно-експлуатаційних заходів вимагає використання могутньої техніки й устаткування. До них відносяться:

- усі роботи I рівня пріоритету (аварійно-відбудовні роботи) по заміні ділянок газопроводу, урізанню котушок, трійників, лінійних кранів і інших елементів;
- роботи, з ліквідації мікросвищів і ушкоджень;
- роботи з ліквідації істотних переміщень газопроводу з проектних оцінок (всплытие, витріщання газопроводу);
- роботи з відновленню ґрунтового обвалування МГ і ліквідації розмивів і зсувів на об'єктах ЛЧ.

Крім того, кожний з видів (наборів) робіт на об'єктах ЛЧ (включаючи профілактику і контрольні перевірки) вимагає використання визначених, як

правило однотипних, транспортних засобів. Тип і кількість транспортних засобів залежать від особливих умов експлуатації (природно-кліматичні умови, наявність доріг, характеристики інфраструктури й ін.), а також від можливості і доцільності придбання й експлуатації того чи іншого виду техніки.

Нехай кожен технологічний модуль M_{jv}^{KN} складається з набору так званих операційних модулів m_{ijv}^{KN} , що представляють собою елементарні набори техніки і персоналу для виконання окремих технологічних операцій r_{ijv}^{KN} .

Технологічні модулі відрізняються за призначенням й об'єктами застосування, за числу операційних модулів, що входять у їхній склад, за оснащеності технікою, кількістю і кваліфікацією обслуговуючого персоналу:

$$M_{jv}^{KN} = \sum_{i=1}^I m_{ijv}^{KN}, \quad i = \overline{1, I} \quad (4.3)$$

Така модульно-технологічна структура дозволяє вирішувати задачі оцінки ефективності функціонування окремого РЕП у ході ТОіР і вибору оптимальної технології робіт і комплектації підрозділів.

4.2 Раціональне керування транспортом газу з урахуванням чинника надійності

З метою вирішення завдання оптимального планування перекачування газу перш за все відшукуються очікувані втрати через недостатню надійність постачання споживачів газом. Відмови при постачанні газу викликані випадковим характером функціонування системи, який проявляється в відмовах окремих елементів, а також у випадковому коливанні навантаження системи. Кожен агрегат системи в процесі функціонування може перебувати в стані відмови і в стані роботи з

частковою втратою вихідної потужності. Ймовірності стану системи представляються у вигляді добутку ймовірностей стану окремих елементів.

Нехай $M_l(t_1, t_2)$ - математичне очікування частки часу знаходження системи в стані i протягом інтервалу (t_1, t_2) , тоді

$$M_l(t_1, t_2) = \frac{1}{t_1 - t_2} \int_{t_1}^{t_2} P_i(t) dt \quad (4.4)$$

де $P_i(t_i)$ - ймовірність того, що в момент t_i система знаходиться в стані i .

Ймовірності станів всієї системи, що складається з R агрегатів, в дискретному виді матиме вигляд

$$P_i(t_i) = \prod_{r=1}^R Pr_r(t) \quad (4.5)$$

Якщо $t = n\Delta t$ де Δt - крок часу, то вираз (2) набуде вигляду

$$P_i(n\Delta t) = \prod_{r=1}^R Pr_r(n\Delta t)$$

Тоді інтервал (1) можна представляти в дискретному вигляді

$$M_l(t_1, t_2) = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^N \frac{P_i(k\Delta t) + P_i(k+1)\Delta t}{2} = \frac{I_i(t_1, t_2)}{(t_1 - t_2)} \quad (4.6)$$

Очікуване число переходів в стан i на інтервалі часу (t_1, t_2) визначається формулою

$$F(t_1, t_2) = \sum_{j \neq i} \int_{t_1}^{t_2} P_j(t) \lambda_{ji} dt \quad (4.7)$$

де λ_{ji} - інтенсивності переходів зі стану i в стан $i + 1, j = i + 1$.

У дискретній формі маємо

$$F(t_1, t_2) = \sum_{j \neq i} \lambda_{ji} I_i(t_1, t_2)$$

Припустимо, що для перекачки газу на інтервал часу (t_1, t_2) виділено певну кількість агрегатів R і прогнозована кількість перекачування становить G_0 . Протягом зазначеного інтервалу часу справжнє навантаження G може коливатися щодо величини G_0 відповідно до нормального закону розподілу.

Недостатність в постачанні газу, яка виникає в результаті відмови деяких агрегатів і внаслідок випадкових збурень, теоретично може коливатися від 0 до G (на практиці діапазон зміни нестачі кількості газу досить вузький через акумулюючу здатність газопроводу). В силу цього передбачається, що залежність між загальними вартісними втратами і величиною нестачі кількості газу є лінійною

$$C^n = C_1 H,$$

де C^n - вартісні втрати; C_1 - коефіцієнт; H - недостача газу споживачам.

При нормальному законі розподілу випадкових величин загальні втрати підсумовуються як втрати на перекачування та втрати через недоподачу газу. Ці втрати можна подати таким чином

$$W = C_2 \sum_j \sum_i [\sum_{j \neq i} \lambda_{ji} I_{ij}(t_1, t_2)] u_{ij}^n A_j + C_3 \sum_j \sum_i I_{ij}(t_1, t_2) H_{ij} A_j,$$

де C_2, C_3 - коефіцієнти, що враховують вартість від перекачування і недоподачі; u_{ij}^n - дискретна зміна втрат за час Δt ; A_j - коефіцієнт, що враховує розподіл втрат по нормальному закону.

Кількість перекачуваного газу G_0 , значені втрати і недостача H приймають дискретні значення в інтервалах $n\Delta t$, де число можливих значень H залежить від числа станів всієї системи, причому кожному стану відповідає

певне значення потужності комбінацій агрегатів. Для цього можна використовувати наближений метод розрахунку пропускної здатності системи, заснований на однотипності рівнянь падіння тиску для різних елементів. В якості універсального рівняння для агрегату можна використати вираз

$$P_i^2 - \alpha P_j^2 = \varphi Q_{ij} + \psi Q_{ij}^2, \quad (4.8)$$

де Q – продуктивність газопроводу.

Дане рівняння використовується також для еквівалентування груп паралельно включених агрегатів компресорної станції, що і є звичайним з'єднанням ГПА. Коефіцієнти α, φ, ψ є параметрами r -го агрегату, який вважається відомим; P_{1r}, P_{2r} - тиски на вході і виході r -го агрегату, тобто

$$P_{1r}^2 - \alpha P_{2r}^2 = \varphi_r Q_{ij} + \psi_r Q_{ij}^2,$$

$$Q = \sum_{r=1}^R m_r Q_r,$$

де r — номер ГПА в групі; R — число ГПА в групі; m_r — коефіцієнт, що дозволяє виключити з розгляду непрацюючі елементи, рівний 1, або 0.

Для двох послідовно з'єднаних елементів еквівалентні коефіцієнти

$$\alpha = \alpha_1 \alpha_2; \varphi = \varphi_1 + \alpha_1 \varphi_2; \psi = \psi_1 + \alpha_1 \psi_2.$$

Отримані рівняння не в повному обсязі визначають пропускну здатність системи через обмеження на продуктивність кожного агрегату, тому їх доцільно звести до іншого виду відносно витрат на перекачування

$$f_1(Q) = f(\varepsilon_i, N_i, \eta_i, n_i, C_i), \quad (4.9)$$

де ε_i - ступінь підвищення тиску; N_i - потужність агрегату; η_i - к. к. д.; n_i - частота обертання; C_i - питомі витрати.

Позначивши a_r, b_r нижні і верхні межі вихідної потужності кожного агрегату, матимемо

$$A_R \leq G \leq B_R,$$

де

$$A_R = \min(a_1, a_2, \dots, a_R); B_R = \sum_{r=1}^R b_r$$

З графіків споживання можна отримати верхні і нижні границі необхідної кількості газу для k -го споживача на кожному кроці обчислення. Тоді мінімум вартості в одиницю часу є оптимальним рекурентним співвідношенням:

$$f_R(G) = \min\{f_R(x) + f_{R-1}(G-x)\}$$

де x - поточна кількість перекачуваного газу.

Якщо $\varepsilon_i, \eta_i, n_i$ - постійні величини, то використання останніх співвідношень дає оптимальну схему виділення агрегатів і розподілу

навантаження між ними. При сталості $\varepsilon_i, \eta_i, N_i$ можна отримати оптимальне керування у вигляді зміни частоти обертання n_i .

З урахуванням втрат через ненадійність перекачування газу завдання оптимального планування представляється в такий спосіб. Для прогнозованого добового споживання відрізок в 24 години розділяється на 12 інтервалів, тому можна вважати, що покази вважаються постійними. Ці інтервали називатимемо етапами. На кожному етапі визначається програма перекачування газу, яка мінімізує сумарні витрати на перекачування з урахуванням надійності газопостачання. Для вирішення поставленої задачі використовується метод динамічного програмування [5]. Якщо встановлено R агрегатів на КС, то загальне число можливих комбінацій агрегатів складає R , звідки можна отримати розмірність вирішуваної задачі динамічного програмування.

Для першого етапу $n = 1$ оптимальна комбінація визначається виразом

$$F_{1j} = \min \{f_{1j} + W_{1j}\} \quad (4.11)$$

Після того, як пройдено усі n етапів, мінімальні сукупні витрати на перекачування газу визначаються з рівняння

$$F_N = \min F_{Nj} \quad (4.12)$$

Для цієї задачі вводяться наступні припущення. На даній КС всі (робочі і резервні) ГПА однотипні і їх вихідні характеристики надійності однакові. Відключення і включення ГПА як в аварійних, так і в планових ситуаціях миттєве.

У обмеження входить автоматичне відключення ГПА при визначенні часу експлуатації.

Рішення завдання дискретного динамічного програмування здійснюється за допомогою стандартного алгоритму. Ідея алгоритму полягає в наступному.

Розглядається послідовність моментів часу $0, 1 \dots$. Керована система в кожен момент часу може знаходитися в одному з j станів. Управління системою, що знаходиться в момент часу n в стані j_n , полягає в тому, що приймається рішення про переведення її в момент $n+1$ в стан j_{n+1} . Визначена локальна ціна такого переходу, тобто число (для всіх можливих пар j_n, j_{n+1}). У початковий момент часу $n = 0$ система може знаходитися в якомусь фіксованому j_0 стані. У кінцевий момент часу N система повинна знаходитися в одному із заданих j_N станів. Завдання полягає у визначенні такої послідовності станів (траєкторії) $f_0, f_1, \dots, f_n, \dots, f_N$, яка мінімізує загальну ціну еволюції системи, тобто функції

$$R(f_0, f_1, \dots, f_N) = \Phi_0(f_0) + \sum_{n=0}^{N-1} f_{j_n, j_{n+1}}^{n+1/2} + \Phi_N(j_N)$$

де Φ_0, Φ_N - витрати на початковий і кінцевий стан системи.

Рішення задачі здійснюється спеціальним алгоритмом, що використовує типову для динамічного програмування функцію Беллмана $F_N(j)$, яка визначається наступним чином: нехай система в момент n знаходиться в стані j . Потрібно перевести її до моменту N , мінімізуючи за рахунок вибору станів f_{n+1}, \dots, f_N значення

$$\sum_{n=0}^{N-1} f_{j_n, j_{n+1}}^{n+1/2} + \Phi_N(j_N), j_N = j \quad (4.13)$$

Мінімум (4.13) знаходиться методами динамічного програмування, в результаті чого обчислюється функція $F_N(j)$ для всіх n і j . Це рівняння отримується на підставі наступного принципу оптимальності: перехід зі стану j в момент n в деякий стан j_N в момент часу N можна здійснити в два етапи. Спочатку система переводиться в стан в момент $n + 1$, а потім з цього стану оптимальним чином за ціну, $F_{n+1}(i) - 1$ - в кінцевий стан. Загальна вартість такого переходу складає

$$f_{ji}^{n+1/2} + F_{n+1}(i)$$

Так як j вважається фіксованим, то параметром оптимізації є номер стану i в момент $n + 1$. Тоді рівняння динамічного програмування буде

$$F_n(j) = \min \{f_{j=i}^{n+1/2} + F_{n+1}(i)\}$$

Алгоритм рішення полягає в наступному.

1. Функція $F_N(j)$ задається початковими даними

$$F_N(j) = \Phi_N(i).$$

2. Визначається $F_{N-1}(j)$ в попередній момент $N - 1$ за формулою

$$F_{N-1}(j) = \min \{f_{j,i}^{N+1/2} + F_N(i)\},$$

рішення цього завдання здійснюється методом перебору.

3. Аналогічні розрахунки тривають для іншого моменту $N - 2$

$$F_{N-2}(j) = \min\{f_{j,i}^{N+1/2} + F_N(i)\}$$

Таким чином, знайшовши всі $F_N(j)$, вирішуємо задачу $\min\{\Phi_0(j) + F_0(j)\}$ і визначаємо першу точку траєкторії j_0 . Потім визначають точки $j_1 = i_{1/2}(j_0)$, $j_2 = i_{1+1/2}(j_1)$ і так далі до побудови всієї траєкторії.

Таким чином, вирішено важливу технологічну задачу оптимального планування

4.3 Методика оцінки ефективності функціонування РЕП в ході робіт з ТО і Р

Розроблені математичні моделі структурної схеми розміщення РЕП у регіоні обслуговування і планування контрольно-відновлювальних заходів у системі ТО і Р вимагають визначення показників ремонтпридатності ЛЧ МГ, що характеризують ефективність функціонування окремого експлуатаційного підрозділу [38, 40].

Необхідність створення подібної методики обумовлена трудомісткістю і неточністю існуючих методів розрахунку експлуатаційних витрат з використанням довідково-нормативної документації. Разом з тим, діючі норми та нормативи безумовно враховуються в даній розробці як складові частини бази даних.

В основу методики покладені результати розробки об'єктно-технологічної і модульної структури системи ТО і Р. Велике число об'єктів (елементів) ЛЧ, різноманіття видів робіт ТО і Р, випадковий характер процесу руйнування МГ, багатоваріантність організаційно-технологічних рішень у ході експлуатації обумовлюють значний обсяг обчислень і розрахунків, що вимагає використання сучасних обчислювальних засобів,

для упорядкування вихідної і нормативної інформації, що відбиває найбільш стійкі властивості об'єктів обслуговування і процесів ТО і Р, сформована база даних у виді набору інформаційних масивів [39].

Сукупність інформаційних масивів, що складають загальну базу даних, забезпечує можливість оперативної реалізації пропонованого нижче алгоритму розрахунку.

В відповідності з розробленої об'єктно-технологічною модульною структурою ТО і Р ЛЧ МГ будь-який обсяг робіт (R_v^k відбудовних, профілактичних, контрольно-регульованих) на різних об'єктах лінійної частини, виконуваних комплексним модулем M^k (РЕП), можна розбити на елементарні операції r_{ijv}^{KN} виконуваним m_{ijv}^{KN} операційним модулем (де i - номер операції).

Кожна з елементарних технологічних операцій характеризується відповідно до діючого нормативними документами, визначеної тривалістю і трудомісткістю t_{ijv}^{KN} (чол/година), τ_{ijv}^{KN} (година).

Крім того, кожний операційний модуль характеризується визначеним набором машин і механізмів (чи відсутністю такого) і кадровим складом персоналу. Машина чи механізм у складі модуля, характеризується нормою амортизаційних відрахувань і нормативним числом днів роботи в році n_{ijv}^{KN} , h_{ijv}^{KN} . Кожний працівник модуля в відповідності зі своєю кваліфікацією і видом виконуваної роботи має тарифну ставку z_{ijv}^{KN} .

Тоді, заробітна плата за виконання i -ої операції обчислюється як:

$$z_{ijv}^{KN} = z_{ijv}^{KN} \cdot t_{ijv}^{KN} \quad (4.14)$$

Вартість експлуатації механізма при виконанні i -ої операції модулем:

$$W_{ijv}^{KN} = w_{ijv}^{KN} \cdot \varpi_{ijv}^{KN}$$

$$w_{ijv}^{KN} = \frac{n_{ijv}^{KN}}{h_{ijv}^{KN}} \quad (4.15)$$

де ϖ_{ijv}^{KN} час роботи машини при виконанні і-ої операції; причому:

$$\varpi_{ijv}^{KN} = \begin{cases} \tau_{ijv}^{KN}, & \text{якщо при виконанні і - ої операції} \\ & \text{використовується техніка;} \\ 0, & \text{якщо не використовується.} \end{cases} \quad (4.16)$$

Необхідно відмітити, що через суттєвий вплив випадкових факторів на процес виробництва ремонтно-експлуатаційних заходів, тривалість робіт ЛЧ кожний раз приймає різні величини. Безумовно, можна оцінити τ_{ijv}^{KN} по нормативно-довідковій літературі, але це не відповідає реальним умовам експлуатації. Тому в даному випадку доцільно використовувати ретроспективну інформацію про тривалість проведення тих чи інших робіт на ЛЧ. При відсутності подібної інформації, τ_{ijv}^{KN} будемо приймати на основі існуючих нормативів або статистичних даних по експлуатації інших газотранспортних систем.

Подібний підхід дозволяє оцінити вартість та тривалість любых наборів робіт певного виду (рівня пріоритету) на різних об'єктах та елементах ЛЧ.

Так для j-ого технологічного набору робіт (N-ого рівня пріоритету) на v-ому об'єкті (елементі) маємо:

$$\begin{aligned} Z_{jv}^{KN} &= \sum_{i=1}^J z_{ijv}^{KN} \cdot t_{ijv}^{KN} \\ T_{jv}^{KN} &= \sum_{i=1}^J \tau_{ijv}^{KN} \\ W_{jv}^{KN} &= \sum_{i=1}^J \frac{n_{ijv}^{KN}}{h_{ijv}^{KN}} \varpi_{ijv}^{KN} \end{aligned} \quad (4.17)$$

Для оцінки вартості і тривалості всіх робіт, вартість експлуатації машин і механізмів, проведених на v-ому об'єкті ЛЧ:

$$\begin{aligned}
3_v^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^J 3_{ijv}^{KN} \\
T_v^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^J \tau_{ijv}^{KN} \\
W_v^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^J W_{ijv}^{KN}
\end{aligned} \tag{4.18}$$

Аналогічно, витрати на експлуатацію машин і механізмів, вартість і тривалість однотипних j-х комплексів робіт різних рівнів пріоритету на ЛЧ:

$$\begin{aligned}
3_j^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{i=1}^J 3_{ijv}^{KN} \\
T_j^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{i=1}^J \tau_{ijv}^{KN} \\
W_j^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{i=1}^J W_{ijv}^{KN}
\end{aligned} \tag{4.19}$$

Витрати на експлуатацію техніки, вартість і тривалість однотипних j-х наборів робіт N-го рівня пріоритету на об'єктах (елементах) ЛЧ:

$$\begin{aligned}
3_j^K &= \sum_{v=1}^V \sum_{i=1}^J 3_{ijv}^{KN} \\
T_j^K &= \sum_{v=1}^V \sum_{i=1}^J \tau_{ijv}^{KN} \\
W_j^K &= \sum_{v=1}^V \sum_{i=1}^J W_{ijv}^{KN}
\end{aligned} \tag{4.20}$$

Оцінюючи, таким чином, загальні витрати на заробітну плату й експлуатацію машин і механізмів, і тривалість робіт з ремонту і профілактики об'єктів (елементів) ЛЧ одержимо:

$$\begin{aligned}
z_j^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^J (z_{ijv}^{KN} \cdot t_{ijv}^{KN}) \\
W_j^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^J \frac{n_{ijv}^{KN}}{h_{ijv}^{KN}} \cdot \varpi_{ijv}^{KN} \\
T_j^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^J \tau_{ijv}^{KN}
\end{aligned} \tag{4.21}$$

Використовуючи інформацію, що зберігається в масиві "Матеріали", нескладно визначити вартість запасних частин і матеріалів, використовуваних при виконанні і-ї операції:

$$S_{ijv}^{KN} = s_{ijv}^{KN} \cdot l_{ijv}^{KN} \tag{4.22}$$

де s_{ijv}^{KN} - вартість матеріалу використовуваного при виконанні і-ої операції в j-оме наборі робіт N-ого рівня пріоритету на v-ому об'єкті (елементі) ЛЧ; l_{ijv}^{KN} - кількість (обсяг) використаного матеріалу і запчастин, причому $l_{ijv}^{KN} = 0$, якщо при виконанні і-ої операції матеріал і запчастини не використовуються (не витрачаються).

Тоді, справедливі наступні вирази:

$$\begin{aligned}
S_{jv}^{KN} &= \sum_{i=1}^I s_{ijv}^{KN} \cdot l_{ijv}^{KN} \\
S_v^{KN} &= \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^I s_{ijv}^{KN} \cdot l_{ijv}^{KN} \\
S_v^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^I s_{ijv}^{KN} \cdot l_{ijv}^{KN} \\
S_j^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{i=1}^I s_{ijv}^{KN} \cdot l_{ijv}^{KN}
\end{aligned} \tag{4.23}$$

Загальні витрати на матеріали, запчастини й устаткування при ТОіР об'єктів (елементів) ЛЧ МГ:

$$S_v^K = \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^I s_{ijv}^{KN} \cdot l_{ijv}^{KN} \quad (4.24)$$

Однієї з важливих складових частин загальних витрат при ремонтних операціях на лінійній частині МГ є вартість загубленого (втраченого в атмосфера) газу. Необхідно врахувати, що зазначені додаткові витрати, пов'язані з втратою газу, виявляються при проведенні аварійних і ремонтних роботах, зв'язаних з вогневими роботами. До них відносяться всі аварійно-відновлювальні роботи (1-го рівня пріоритету), а також деякі ремонтно-відновлювальні вогневі роботи (II-го рівня пріоритету), такі як заварка свищів, вварка латок і ін., технологія яких вимагає обов'язкового відключення і спорожнювання ремонтованої ділянки газопроводу між найближчими запірними вузлами. Прийнемо цілком традиційний метод розрахунку вартості втрат газу [17]:

$$C_{jv}^{KN} = (V_{ojv}^{KN} + V_{\rho jv}^{KN}) C' \quad (4.25)$$

де C_{jv}^{KN} - вартість стравленого (загубленого) газу при проведенні j -х вогневих робіт; $N = 1, 2$; V_{ojv}^{KN} - обсяг газу, втраченого при спорожнюванні газопроводу; $V_{\rho jv}^{KN}$ - об'єм продувального газу; C' - повна собівартість одиниці об'єму газу, визначається як:

$$C' = C_n + C_T \quad (4.26)$$

де C_n – купівельна вартість газу; C_T – собівартість транспортування газу.

В свою чергу:

$$V_{ojv}^{KN} = \frac{\pi D_v^2}{4} L_{jv}^{KN} \cdot P_{CPjv}^{KN} \cdot \frac{T_0}{T_{CPjv}^{KN} \cdot z \cdot P_a} \quad (4.27)$$

де V_v - внутрішній діаметр газопровода; L_{jv}^{KN} - довжина спорожненої ділянки;
 T_{CPjv}^{KN} - середня температура; T_0 - стандартна температура; z - коефіцієнт
 стиску газу; P_a - атмосферний тиск; P_{CPjv}^{KN} - середній тиск газу на ділянці.

$$P_{CPjv}^{KN} = \frac{2}{3} \left(P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right) \quad (4.28)$$

де P_H , P_K - тиски відповідно на початку та в кінці ділянки перед початком
 втручання.

Врахування об'єму стравленого газу необхідно проводити лиш при
 виконанні АВР по заміні (врізці) ділянки або котушки на газопроводі з
 використанням технології вогневих робіт з застосуванням (закачкою) азоту в
 цілях підвищення рівня техніки безпеки [67]. Тоді:

$$V_{jv}^{KN} = \begin{cases} \frac{\pi D_v^2}{4} L_{jv}^{KN} \cdot \frac{T_0}{T_{CPjv}^{KN} \cdot P_a}, & \text{при використанні технології} \\ & \text{вогневих робіт в відповідності з} \\ & \text{типовим проектом} \\ 0, & \text{при інших технологіях} \end{cases} \quad (4.29)$$

В результаті отримаємо вираз для визначення вартості втрат газу при
 виконанні j -го комплексу вогневих робіт:

$$C_{jv}^{KN} = \frac{\pi D_v^2}{4} L_{jv}^{KN} \cdot \frac{T_0}{T_{CPjv}^{KN} \cdot P_a} \cdot \left(\frac{P_{CPjv}^{KN}}{z} + 2 \right) \cdot C' \quad (4.30)$$

Сумарна вартість стравлювання в атмосферу газу при проведенні всього
 комплексу вогневих робіт на ЛЧ МГ визначається:

$$C_v^K = \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{j=1}^G \frac{\pi D_v^2}{4} L_{jv}^{KN} \cdot \frac{T_0}{T_{CPjv}^{KN} \cdot P_a} \cdot \left(\frac{P_{CPjv}^{KN}}{z} + 2 \right) \cdot C' \quad (4.31)$$

Аналіз процесу функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів
 по обслуговуванню і відновленню ЛЧ МГ свідчить про наявність, так званих,
 не технологічних простоїв, обумовлених неможливістю виконання робіт із
 причин виходу з ладу техніки і механізмів, а також по погодних умовах.

Відповідно до [19] тривалість простоїв через позапланові ремонти машин і механізмів m_{ijv}^{KN} операційного модуля визначається:

$$\begin{aligned} \tau_{\text{дâи}}(m_{ijv}^{KN}) &= \tau_{ijv}^{KN} \left(1 - a^{-\bar{\lambda}_i t_M}\right) - \left(1 - a^{-\bar{\lambda}_i t_M} + a^{-2\bar{\lambda}_i t_M}\right) + \\ &+ \tau_{\text{êê}}(m_{ijv}^{KN}) \end{aligned} \quad (4.32)$$

де $\bar{\lambda}_i$ - математичне очікування інтенсивності відмовлень машин і механізмів; t_M - наробка машин і механізмів; $\tau_{\text{дâи}}(m_{ijv}^{KN})$ - середні витрати часу на поточне обстеження і-го виду техніки.

Час простоїв через несприятливі погодні умови $\tau_{KJI}(m_{ijv}^{KN})$ визначається за статистичними даними метеорологічних служб з врахуванням коефіцієнта K_n , що враховує імовірність сполучення, різних несприятливих погодних умов і часу.

Для АВР значення коефіцієнта $K_n=0.9$. Тоді:

$$\tau_{KJI}(m_{ijv}^{KN}) = K_n \cdot N_{KJI} \cdot \tau_{ijv}^{KN} \quad (4.33)$$

де K_n - коефіцієнт сполучення погодних факторів; N_{KJI} - середня величина (по статистиці) відношення часу простоїв до загального часу робіт для даного часу року і кліматичних умов.

У підсумку:

$$\begin{aligned} \tau_{\text{пп}}(m_{ijv}^{KN}) &= \tau_{ijv}^{KN} \left(1 - e^{-\bar{\lambda}_M t_M}\right) - \tau_{\text{обс}}(m_{ijv}^{KN}) \left(1 - e^{-\bar{\lambda}_M t_M} + e^{-2\bar{\lambda}_M t_M}\right) + \\ &+ K_n \cdot \tau_{ijv}^{KN} \cdot N_{KJI} \end{aligned} \quad (4.34)$$

Звідси, сумарна тривалість простоїв за причинами відмовлень машин і механізмів з несприятливих погодних умов при ТОіР ЛЧ МГ:

$$T_{\text{пп}}^K = \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^I \tau_{\text{пп}}(m_{ijv}^{KN}) \quad (4.35)$$

У підсумку, з врахуванням усіх перерахованих вище параметрів, одержуємо:

- загальні сумарні витрати на проведення ремонтно-експлуатаційне обслуговування об'єктів систем ЛЧ МГ (з урахуванням усіх видів робіт), здійснюваного К-м РЕП:

$$\begin{aligned}
Z_{PEO}^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^I \left[z_{ijv}^{KN} \cdot t_{ijv}^{KN} + \frac{n_{ijv}^{KN}}{h_{ijv}^{KN}} \omega_{ijv}^{KN} + s_{ijv}^{KN} \cdot l_{ijv}^{KN} + z_{ijvTP}^{KN} \right] + \\
&+ \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{j=1}^G C_{jv}^{KN}
\end{aligned} \tag{4.36}$$

- загальна сумарна тривалість ремонтно-експлуатаційних заходів на ЛЧ МГ:

$$\begin{aligned}
T_{PEO}^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^I \left(\tau_{ijv}^{KN} + \tau_{ijvTP}^{KN} + \tau_{ijv}^{KN} \left(1 - e^{-\bar{\lambda}_M t_M} \right) - \right. \\
&\left. - \tau_{обс} \left(m_{ijv}^{KN} \right) \left(1 - e^{-\bar{\lambda}_M t_M} + e^{-2\bar{\lambda}_M t_M} \right) + K_n \cdot \tau_{ijv}^{KN} \cdot N_{КЛ} \right)
\end{aligned} \tag{4.37}$$

Дана методика реалізована на ПЕОМ і дозволяє проводити оперативний розрахунок показників ефективності функціонування РЕП при обслуговуванні лінійної частини і її елементів за допомогою різних технічних засобів відповідно до стану системи й обраною технологією робіт, Варіюючи параметрами j - (технологія робіт), v - (об'єкти ЛЧ), N - (рівень пріоритету, вид обслуговування) легко визначити показники ремонтпридатності, що фігурують в математичних моделях планування КВЗ (Z_{AB} , Z_n , Z_{TP}) і структурної схеми розміщення РЕП у системі ТО і Р (Z_{TP} , τ_p , τ_{TP}). Необхідність розробки подібної машиноорієнтованої методики обумовлена:

- недостатнім обсягом статистичної інформації про показники безвідмовності і ремонтпридатності на окремих ділянках газотранспортної системи;

- істотним розходженням даних показників на різних ділянках газопроводів, що обслуговуються, у системі ТО і Р;

- необхідністю проведення багатоваріантних розрахунків зазначених показників при рішенні оптимізаційних задач по розміщенню РЕП у регіоні обслуговування і стратегічному плануванню контрольовано-відновлювальних заходів на об'єктах ЛЧ МГ, сформульованих у попередніх розділах.

Є цікавим питання підвищення ефективності функціонування окремого РЕП у ході ТО і Р при відомій (сформованій) схемі розміщення і визначеному режимі контрольно-відбудовних робіт за рахунок вибору оптимальної технології робіт і раціональної комплектації підрозділів і бригад, що виїжджають на трасу.

4.4 Практична реалізація методики оцінки ефективності функціонування РЕП в ході робіт з ТО і Р

З метою апробації розробленої методики було проведено виробничий експеримент при встановленні багатосекційної муфти на трасі газопровода «Слець-Кременчук-Кривий Ріг». Суть експерименту полягала в прогнозуванні поопераційних термінів технологічного процесу встановлення багатосекційної муфти на основі запропонованої методики і визначенні витрат без врахування вартості самої муфти і вартості матеріалів і порівнянні прогнозних показників з фактичними.

За попередніми даними ДК «Укртрансгаз» на 571 км МГ «ЄККР» ділянки КС Зіньків – КС Задніпровська був виявлений небезпечний дефект, який необхідно було терміново дослідити та прийняти відповідні заходи по усуненню. Отже, за даними ВТД він загрожуватиме безпечній подальшій експлуатації МГ.

Параметри дефектного місця за ВТД:

Початок дефектної труби №12343 на відстані 134352,46 м від камери запуску поршня. На трубі виявлено 4 дефектних місця корозії.

У січні місяці 2019 року були виконані роботи по ідентифікації дефектів. Після проведення земляних робіт по розкопці трубопроводу із залученням дефектоскопістів були досліджені корозійні місця. За результатами досліджень два дефектних місця (ВТД - 134361,21м; 134361,45м) виявились корозійними пошкодженнями з максимальною

глибиною до 2,5мм згідно протоколів обстежень. Дефекти не загрожують безпечній експлуатації газопроводу. Проведена зашлифовка дефектних місць та переізоляція.

На дефектному місці (ВТД – 134354,61м; 134354,98м) виявлена корозійна ділянка довжиною 1650 мм, шириною 950 мм.

Виділяються п'ять окремих ділянок:

- 240x200мм, з макс.глибиною кратерів до 2,1мм;
- 240x220мм, з макс.глибиною кратерів до 3,1мм;
- 450x120мм, з макс.глибиною кратерів до 2,5мм;
- 360x1450мм, з макс.глибиною кратерів до 4,2мм;
- 420x250мм, з макс.глибиною кратерів до 2,9мм.

За ГБН В.3.1-00013741-12:2011 «Магістральні газопроводи. Ремонт дуговим зварюванням в умовах експлуатації», розробленого в ІЕЗ ім. Є.О. Патона НАН України, було прийняте рішення встановити багатосекційну муфту з регулюванням послідовності та тиску заповнення клеєм окремих камер для ремонту протяжних корозійно-механічних пошкоджень стінки труби. Позначення за ГБН – КТР 24.

Зони місць приварювання муфти до трубопроводу були досліджені дефектоскопістами ультразвуковим товщиноміром на предмет виявлення можливих дефектів, розшарувань, неметалевих включень тощо. Дефектна труба з товщиною стінки $t_{ст}=16,5$ мм, виробництва Харцизького трубного заводу.

За рекомендаціями ГБН В.3.1-00013741-12:2011 внутрішній тиск в газопроводі був знижений до $0,7P_{роб}$.

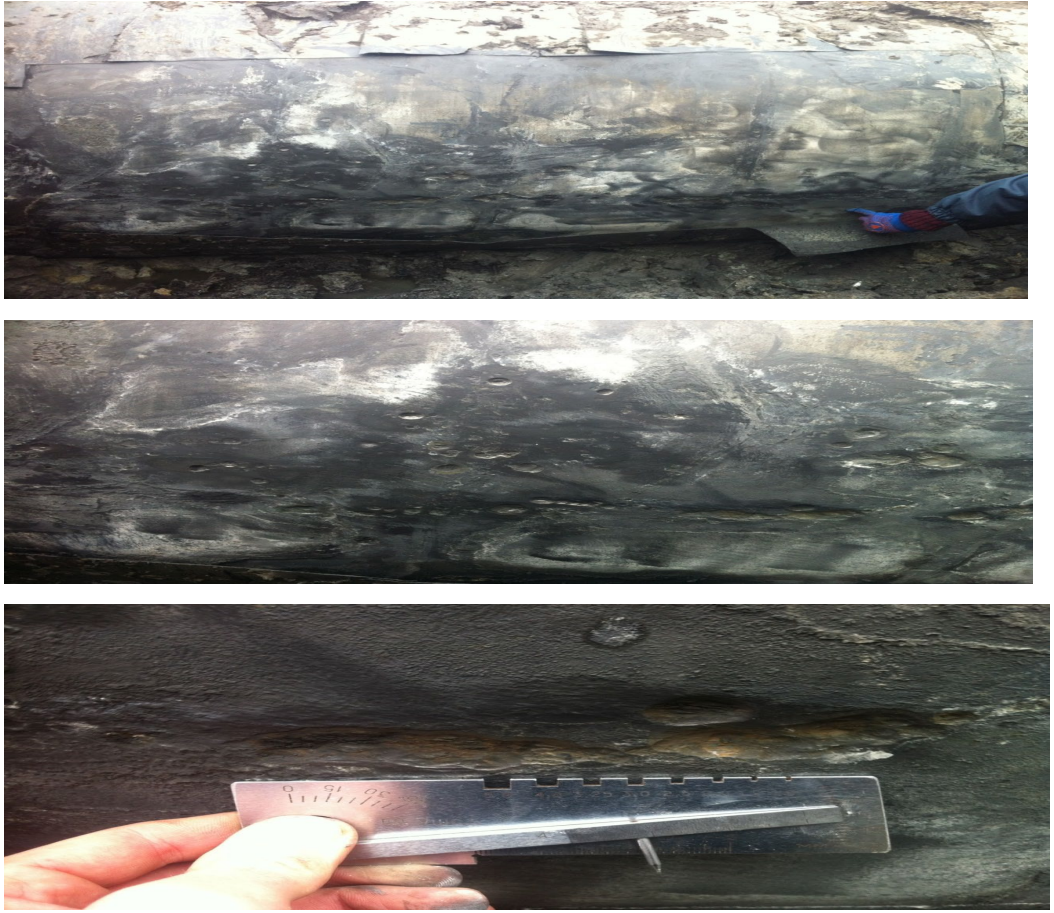


Рисунок 4.1 - Фото дефектного місця

СХЕМА
встановлення багатосекційної клеєзварної муфти на технологічних кільцях (КТР22)
Ду1400x14x1500 на 571км МГ „ЄККР”

(муфти плануються встановити на ділянці КС Зінків – КС Задніпровська, „Спецнефтегаз” – 134354,98м)

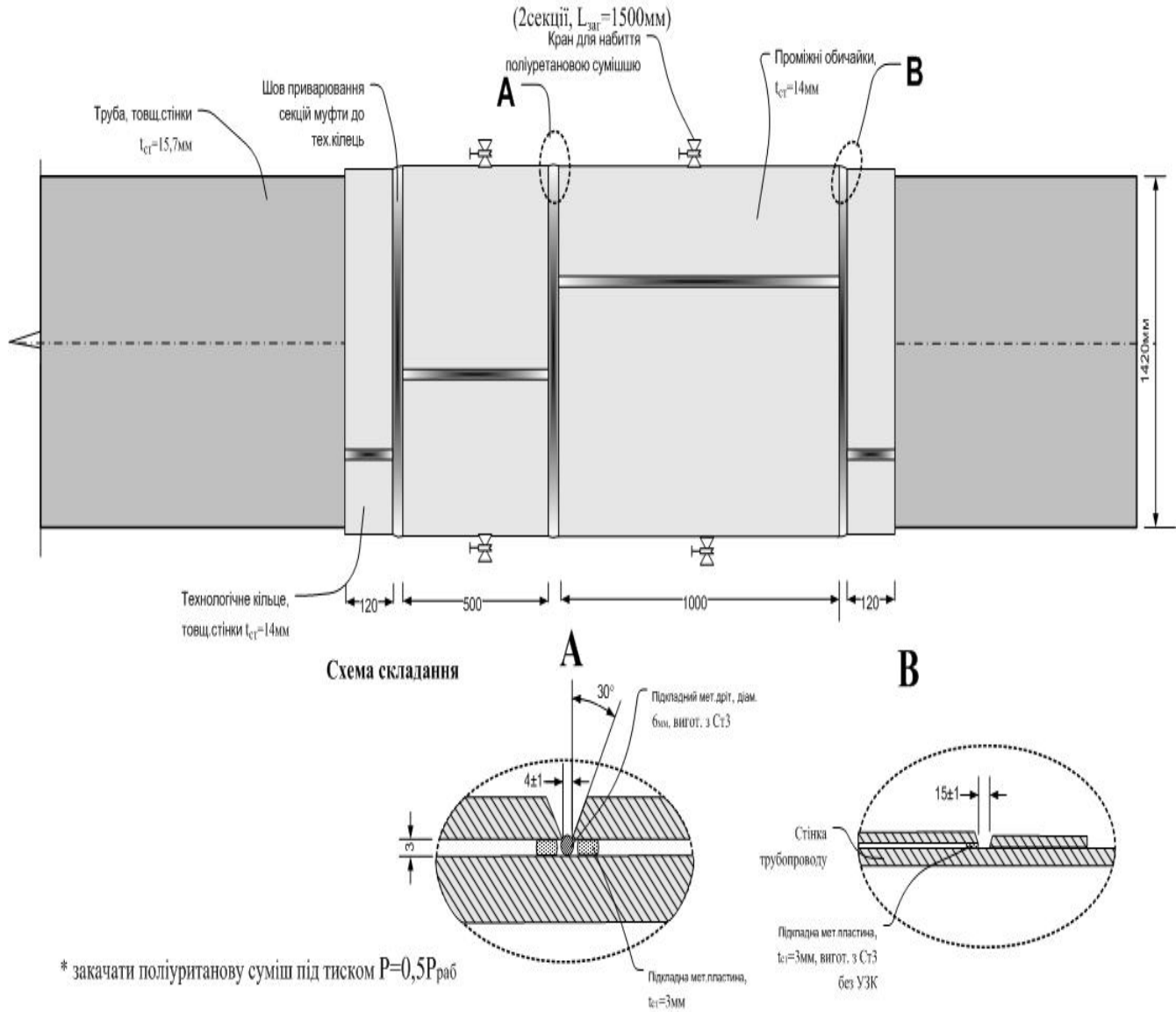


Рисунок 4.2 - Схема встановлення багатосекційної клеєзварної муфти на технологічних кільцях

У термін із 21 по 23 січня 2019 року були проведені вогневі роботи по встановленню підсилюючої муфти довжиною $L=1,5$ п.м. По завершенню

вогневих робіт проведена дефектоскопія всіх зварних стиків. Виконана герметизація підмуфтового простору поліуретановим герметиком із залученням фірми КіАТОН. Проведені ізоляційні роботи та земляні по засипці дефектного місця.

У порівнянні з традиційними, застосування муфтового методу ремонту дозволяє значно знизити затрати на забезпечення надійності газотранспортної системи України, зекономити сотні тисяч кубометрів природного газу та забезпечити вчасне транспортування продукту споживачу

Таблиця 4.1

Оснащення і комплектація підрозділів, що використовуються

I. Оснащення РЕП

№ п/п	Найменування	Тип (марка)	Кількість
1	2	3	4
1	Трубоукладач	ТЕ-35-60 ТГ-124	2
2	Бульдозер	ДТ-75	I
3	Екскаватор	Э-501	I
4	Трейлер з тягачем	Г-лаз-бз	I
5	Аварійний автомобіль	АМГ-1	I
6	Агрегат електрозварювальний	АДЦ-305	I
7	Електростанція	ПЭС-15Б	I
8	Казан бітумний	ИСТ-36	I

2. Склад бригади

№ п/п	Професія	Розряд	Кількість
1	І. Лінійний трубопровідник	5-й	2
		4-й	2
		3-й	4
		2-й	3
2	2. Електрозварювач ручного	6-й	2
3	3. Газорезчик	5-й	1
4	4. Машиністи та водії тех.. засобів (згідно штотного розписання)		

Таблиця 4.2 – Зміст та послідовність робіт

Вид робіт	Час робіт		Вартість грн
	Почато к	Кінець	
1	2	3	4
1. Організація зв'язку	8.00	8.05	22,72
2. Перевірка положення кранів, їх технічний стан і набивка систем	8.05	8.35	76,74
3. Перекриття кранів: №125Д25ВД22Д21Д23Д23А,31,2 проведено до початку робіт			
4. Стравлювання газу на дільниці, що підлягає ремонту до тиску 20-50мм вод.ст.	8.35	9.00	119,51
Демонтаж техн. манометрів та встановлення V-подібного манометра	9.00	9.05	
та контроль тиску на кр.№121Д25В.			12,41

5. Земляні роботи проведено до початку робіт			
6. Виключення СКЗ. Проведено до початку робіт.			
7. Виконання вогневих робіт			
7.1. Перевірка котловану на загазованність.	9.05	9.10	
7.2. Встановлення електричної перемички	9.10	9.20	42,71
7.3. Сверління отвору Д5-8мм на місці робіт	9.20	9.35	36,18
7.4. Вирізка отвору для видалення конденсату	9.35	9.50	92,78
7.5. Видалення конденсату	9.50	10.10	39,91
7.6. Герметизація отвору 5-8мм , вирізка технологічного отвору та встановлення гумової кулі.	10.10	10.50	43,92
7.7. Вирізка заглушок з катушками	10.50	11.30	974,35
7.8. Підгонка муфти та заварка	11.30	14.00	1798,84
8. Вилучення гумової кулі, герметизація технологічного отвору	14.00	14.20	36,22
9. Виключення V-подібних манометрів та встановлення технічних	14.20	14.25	9,75
10. Витиснення газоповітряної суміші (кр. №121.123В)	14.25	14.40	39,18
11. Стравлення газу, включення V-подібних манометрів	14.40	14.55	19,42
12. Заварка технологічного отвору	14.55	15.10	148,50
13. Виведення персоналу та механізмів за охоронну зону	15.10	15.15	22,05
14. Контроль зварних стиків	15.15	15.45	265,17

15. Ізоляція роботи .	15.45	16.00	724,35
16.Контроль якості ізоляції	16.00	16.05	96,15
17.Засипка ділянки газопроводу.	16.05	16.15	122,21
18.Виключення V-подібних манометрів	16.15	16.20	12,17
19 Продувка газопроводу привідкриттям кр.№121,125В	16.20	16.30	21,15
21.Випробування і включення в роботу газопроводу	16.30	18.30	212,71
22.Внесення змін в документацію та складання актів.			



Рисунок 4.3 – Фрагмент заміни катушки

При розрахунках враховувалися обмеження на загальний час простою газопровода (зниження продуктивності) на даній ділянці: $\tau \leq \tau_{\text{доп}}$; а також на загальний обсяг використовуваних матеріалів (обмеження на ресурси) [7]:

$$S_{V\text{ CB}}^K \leq S_{V\text{ CB факт}}^K.$$

Задача вибору оптимального варіанта технології, організації робіт і комплектації підрозділів зводиться до пошуку схеми провадження робіт, що відповідає мінімальному значенню показника ефективності, розробленого в представленій вище методиці:

$$\begin{cases} \min_{R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}} \bar{z}_{\Sigma}(R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}; \tau) \\ \tau \leq \tau_{\text{доп}} \\ m_{jv}^{KN} \leq M_{\text{факт}}^K \\ S_{V\text{ CB}}^K \leq S_{V\text{ CB факт}}^K \end{cases} \quad (4.38)$$

В результаті розрахунків отримана ефективна схема провадження робіт. За критерієм мінімуму середніх сумарних витрат (4989,11 грн.) доцільно провести ремонтно-відновлювальні роботи силами ЛЕС на газопроводі ЄККР. Розрахунковий час проведення всіх технологічних операцій (з врахуванням тривалості випробовування за нормами) склав (з заокругленням до цілого) 555 хв, що передбачало закінчення робіт за планом о 18.30. Фактично роботи було завершено о 18.18, що на 12 хв. менше планового часу. Зменшення витрат часу в порівнянні з плановим пояснюється меншими його затратами на операцію видалення конденсату.

Отримані результати підтверджують ефективність використання даної розробки в ході організації робіт з ТО і Р ЛЧ газотранспортних систем з метою більш ефективного керування матеріально-технічними ресурсами, скорочення втрат і простоїв газопроводів [38].

Висновки по розділу 4

1. Проведено класифікацію відмовлень і повреадений на ЛЧ і її окремих елементах. Сформульовано варіанти технології проведення профілактичних і ремонтно-відновлювальних робіт. Сформовано модульно-технологічну структуру РЕП.

2. Розроблена комп'ютерноорієнтована методика з оцінки показників ремонтпридатності ЛЧ МГ і ефективності, функціонування РЕП у ході ТО і Р.

3. Вирішено часткову задачу про вибір оптимальної технології і комплектації РЕП у ході робіт з ТО і Р з урахуванням специфіки експлуатації МГ.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

На основі проведених досліджень вирішено важливу наукову і задачу, яка полягає у встановленні закономірностей організації і технології процесу обслуговування газотранспортних систем і дозволяє скоротити витрати на підтримання надійності лінійної частини газопроводів на належному рівні, а саме:

1. На основі системного аналізу діагностування стану запропоновано принцип і створено математичні моделі реалізації процесу оцінювання стану газотранспортної системи. Дослідження впливу нестационарності технологічного процесу в газотранспортних системах на точність оцінки реального технічного стану лінійної частини дозволили внести корективи в математичні діагностичні моделі і принципи їх реалізації, на основі проведених досліджень запропоновано імовірнісний підхід до діагностування аварійних витоків з газопроводів.

2. Розроблено структурну схему розміщення РЕП у системі ТО і Р ЛЧ МГ відособленого газопроводу і складної регіональної мережі МГ і сформовано математичну модель і алгоритм оцінки ефективності структурної схеми розміщення РЕП у регіональній системі ТО і Р ЛЧ МГ і її оптимізації.

3. Вирішено часткові задачі вдосконалення системи ТО і Р з врахуванням специфіки експлуатації конкретних МГ. Проведено розрахунки по оптимізації територіально-виробничої системи ТО і Р ЛЧ газотранспортної системи України.

4. На основі аналізу можливих відмовлень і ушкоджень на об'єктах ЛЧ і технології проведення профілактичних і ремонтно-відновлювальних робіт сформована модульно-технологічна структура РЕП. Розроблена комп'ютерноорієнтована методика оцінки показників ремонтпридатності ЛЧ МГ і ефективності функціонування РЕП у ході ТО і Р. Виконано розрахунки і видані рекомендації з організації ремонтно-відновлювальних робіт лінійно-експлуатаційною службою.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Александров А.В. Надежность систем дальнего газоснабжения. М.: Недра, 1976, 318 с.
2. Альшанов А.П., Велиолин И.И., Гуссак В.Д. Современные способы организации и проведения ремонтных работ на магистральных газопроводах. М.: ВНИИЭГАЗпром, Обзорная информация. Сер. Транспорт и хранение газа, 1987, вып. 7.
3. Альшанов А.П., Галиуллин З.Т., Гуссак В.Д. и др. Повышение эксплуатационной надежности магистральных газопроводов. ОИ. - Транспорт и хранение газа. ш.: ВНИИЭГАЗпром, 1975, 36 с.
4. Альшанов А.П., Печейкин В.А. Расчет и технико-экономическое обоснование оптимального плеча обслуживания линейно-эксплуатационных служб магистральных газопроводов с учетом природно-климатических факторов. Реф. сб. Транспорт и хранение газа. М.: ЖИЗГАЗпром, 1980, № 6, с.10-17.
5. Альшанов А.П., Печейкин З.А. К вопросу оценки народно-хозяйственного ущерба от недоотпуска газа промышленности. - Экономика, организация и управление в газ. пром-ти. М.: ВНИИЭГАЗпром, № II, 1970, с.45-55.
6. Байхельд Ф., Франкен П. Надежность и техническое обслуживание. Математический поход. Пер. с нем. М.: Радио и связь, 1988 – 392 с.
7. Банди Б. Методы оптимизации, вводный курс: Пер. с англ. М.: Радио и связь, 1983, 128 с.: ил.
8. Бахвалов И.С. Численные методы.-М.:Наука,1973.-631 с

9. Барзилович Е.Ю. Модели технического обслуживания сложных систем. М.: Высшая школа, 1982, 231 с.

10. Барзилович Е.Ю., Павленко М.И. Некоторые новые результаты в использовании минимаксных подходов для решения задач технического обслуживания. В кн.: Основные вопросы теории и практики надежности. М.: Советское радио, 1975, с.186-202.

11. Барлоу Р.З., Прошан Ф. Статистическая теория надежности и испытания на безотказность. М.: Наука, 1984, 327 с.

12. Богданов Дж., Козин Ф. вероятностные модели накопления повреждений: Пер. с англ. М.: Мир, 1989, 344 с., ил.

13. Березин В.Л., Громов Н.И., Поточное строительство магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1988, 259 с., ил.

14. Березин В.Л., Ращепкин К.Е., Телегин Л.Г., Зиневич А.М., Халлыев Н.Х. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1978.

15. Березина И.В., Шибнев А.Б., Яковлев Е.И. Организация технического обслуживания и ремонта объектов магистральных газопроводов. О.И. - Важнейшие научно-технические проблемы газовой промышленности. М.: ВНИИЭГАЗпром, 1984, вып. 8, 52 с, с ил.

16. Березин В.Л. Телегин Л.Г., Шибнев А.В. Ретроспективные данные о надежности в задачах выбора стратегии капитального ремонта магистральных трубопроводов. ЭИ - Линейное трубопроводное строительство. М.: ЦНТИП ВНИИСТа, 1984, вып. 3, с.6-9.

17. Берхман Е.И. Экономика систем газоснабжения. Л.: Недра, 1975, 375 с.

18. Биргер И.А. Техническая диагностика. М.: Машиностроение, 1978-139с

19. Бусленко Н.П. Автоматизация имитационного моделирования сложных систем.-М.:Наука,1977.-536 с
20. Бусленко Н.П. Моделирование сложных систем.-М.:Наука,1978.-399с
21. Бусленко Н.П., Калашников В.В., Коваленко И.Н. Лекции по теории сложных систем.-М.:Сов.радио,1973.-439 с
22. Бусленко Н.П., Шрейдер Ю.А. Методы статистических испытаний (метод Монте-Карло) и его реализация в цифровых машинах.- М.: Физматгиз, 1961.-226 с
23. Бутузов И.А., Минаковский В.М. Обобщенные переменные теории переноса.-Киев.:Вища школа,1970.-100 с
24. Бут В. С. Стратегія розвитку технологій ремонту діючих магістральних трубопроводів. Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд і машин/ В. С. Бут, О. І. Олійник // Збірник наукових статей за результатами, отриманими в 2004–2006 рр.–Київ: ІЕЗ ім.. Є. О. Патона НАН України, 2006.–с. 491–496.
25. Вазов В., Форсайд Д. Разностные методы решения дифференциальных уравнений в частных производных.-М.:Иностранная литература,1963.-487 с
26. Васильев Г.Г., Шибнев А.В., Яковлев Е.И. Вопросы планирования и организации ремонта газопроводов. М.: ВНИИЭГАЗпром, 1989, 59 с.
27. Векштейн М.Г., Тугунов П.И., Галеев В.Б. Централизованное аварийно-восстановительное обслуживание линейной части магистральных трубопроводов. М.: ВНИИОЭНГ, 1975, 90 с.
28. Векштейн М.Г., Хайруллин Ф.Г., Каримова Р.З. Определение оптимальной численности бортоператоров и

периодичности воздушного патрулирования магистральных нефтепроводов. М.: Недра, Нефтяное хозяйство, 1980, № 2, с.66-68.

29. Вопросы математической теории надежности/ Е.Ю.Барзилович, Ю.К.Беляев, В.А.Каштанов и др.; Под ред. Б.В.Гнеденко. М.: Радио и связь, 1983, 376 с, ил.

30. Гарляускас А.И. Математическое моделирование оперативного и перспективного планирования систем транспорта газа.-М.,Недра,1975,160 с.

31. Герасимов В.В., Веремеенко А.А., Веремеенко С.А. Оптимизация централизованного обслуживания магистральных нефтепродукто-проводов. М.: ВНИИОЭНГ, 1988. НТИС - Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, № 2, с.3-10.

32. Гилл Ф., Мюррей У., Райт М. Практическая оптимизация: Пер.с англ. М.: Мир, 1985, 509 с.

33. Гнеденко Б.В., Коваленко И.Н. Введение в теорию массового обслуживания. 2-е изд. М.: Наука, 1987, 336 с.

34. Грудз В.Я., Тымкив Д.Ф., Яковлев Е.И. Обслуживание газотранспортных систем.-Киев.:УМКВО,1991.-159 с.

35. Грудз В.Я., Тымкив Д.Ф., Мельницкий И.О. Анализ надежности и живучести газотранспортных систем в горных условиях: Тез.докл. на Всесоюз. научн.-техн. конф.Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа.-Ивано-Франковск,1985.с.158.

36. Грудз В.Я., Сусак В.М. Математична модель контрольно-відновлювальних заходів на лінійній частині газопроводу.НПЖ Наука та іновації №5, 2005. – С.117-122

37. Грудз В.Я. Оцінка динамічних навантажень в розрахунках надземних ділянок газопроводів [Текст] / В.Я. Грудз, В.Б. Запужляк, Т.Ф.

Тутко, О.Я. Дубей // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2018. – №5(140). – С. 85-91.

38. Грудз В.Я., Чернецький М.С. Раціональне розміщення ремонтно-експлуатаційних підрозділів для обслуговування магістральних газопроводів. *International Scientific Journal "Internauka"*

39. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Підлуський В.П., Туровський О.А. Оцінка точності визначення запасів газу в трубах за умовах неповного завантаження газотранспортної системи. Прикарпатський вісник наукового товариства 2022р. №17 с.158-162.

40. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Іванов О.В., Підлуський В.П., Туровський О.А. Діагностування аварійних витоків з лінійної частини газотранспортних систем в умовах їх неповного завантаження (2023).

41. Грудз, В. Я., Грудз, Я. В., Запухляк, В. Б., Гершун, Б. І., Прокопів, І. Б., & Туровський, О. А. (2023). ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ В УМОВАХ НЕСТАЦІОНАРНОГО ГАЗОСПОЖИВАННЯ. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, (2(87)), 59–68.

42. Грудз В.Я., Грудз., Стасюк Р.Б., Бавовляк В.І., Капушак Я.С., Туровський О.А. Раціональні режими газотранспортних систем в умовах нестационарного газотранспорту. Прикарпатський вісник 2023р. с.137-145.

43. Гухман А.А. Введение в теорию подобия.-М.:Высшая школа,1973-254с.

44. Гумеров А.Г., Черняев Ю.И., Зарипов Р.Х. и др. Основные положения по разработке и внедрению технологии централизованного технического обслуживания и ремонта внутрипромысловых трубопроводов. Уфа, 1983, 17 с.

45. В. Б. Запухляк, О. М. Марчук, Н. М. Савчук. Концепції ремонту трубопроводів у важкодоступних місцях [Текст] : Матеріали міжнародної

науково-технічної конференції “Нафтогазова освіта та наука стан та перспективи”. – Івано-Франківськ. – 2014. – С. 262.

46. Запужляк В. Б. Техніко-економічні аспекти проведення ремонтних робіт на діючих газопроводах [Електронне видання] / В. Б. Запужляк // Ефективна економіка. – 2015. - № 3. Режим доступу: <http://www.economy.nayka.com.ua/?op=1&z=3866&p=1>

47. Зверева Т. В. Технические средства диагностирования магистральных нефтепроводов. М.: ВНИИОЭНГ, 1987 - Он Сер. - Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов.

48. Жидкова М. А.. Трубопроводный транспорт газа. -Киев. :Наукова думка, 1973.-142 с

49. Капцов И.И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах, М.: Недра, 1988, 160 с.

50. Капцов И.И., Гончаров В.Н., Гончар В.Н. Восстановительные работы на МГ : пути повышения эффективности.//Газовая промышленность N4,1990.с.28-30

51. Кирия С.В. Перспективные методы и организационные формы ремонта магистральных газопроводов. М.: Труды МИНГ, вып. 215, 1989, с.153-156.

52. Кирия С..В., Шибнев А.В., Кокшаров А.Д. Оптимизация режима обследования и ремонта магистральных газопроводов. - Нефтепереработка и нефтехимия. А.: ЦНИИТЭнефтехим, 1989, № 9, с.60-62.

53. Кирия С.В., Шибнев. А.В., Седых А.А. Выбор рационального режима обследования системы магистральных трубопроводов по обнаружению свищей и утечек на линейной части. В сборнике тезисов докладов Всесоюзной научно-технической конференции "Методыи технические средства контроля

герметичности технологического оборудования, магистральных трубопроводов и массовой продукции", г. Севастополь, 1989, с.68-69.

54. Королева И.А., Ким А.О., Грудз В.Я. Направления совершенствования систем управления газотранспортными комплексами в современных условиях: Тез. докл. на Всесоюз. научн.-техн. конф. Проблемы развития нефтегазового комплекса страны.- Красный Курган, 1991. с.54

55. Кирия С.В., Шибнев А.В., Хрусталева И.И. комплексное совершенствование системы технического обслуживания и аварийно-восстановительного ремонта магистральных газопроводов. В сборнике тезисов докладов Всесоюзной конференции "Роль молодежи в решении конкретных научно-технических проблем нефтегазового комплекса страны", пос. Красный Курган, 1989, с. 133.

56. Комягин А.Ф. Централизация технического обслуживания газопроводов. М.: Недра, 1978, 283 с.

57. Мазур И.И., Иванцов О.М., Молдаванов О.И. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов. М.: Недра, 1990, 264 с.

58. П. Марущак, Л. Побережний, В. Запхляк, А. Грицанчук. Використання української газотранспортної системи для підвищення енергетичної безпеки Євросоюзу : Матеріали двадцять дев'ятої наукової сесії наукового товариства ім. Шевченка. – Івано-Франківськ. – 5-27 березня 2018.

59. Новоселов В.Ф., Вермеенко А.А., Сайдашев М.А. и др. Рациональное обслуживание сети магистральных нефтепроводов. М.: ВНИИОЭНГ, 1985, 44 с.

60. Новые формы организации обслуживания магистральных газопроводов в сложных природно-климатических условиях.

Должиков. Л.С. ЭК - Транспорт и подземное хранение газа. М.: ВНИИЭГАЗпром, 1986, № II, с.9-11.

61. Плахов А.Ю., Попов В.Н., Кокина М.Е., Матюшин С.Р. Передовые формы организации труда при техническом обслуживании и ремонте линейной части газопроводов. М.: ВНИИЭГАЗпром, 1988, 25 с.

62. Попов В.И., Плахов А.Ю., Лукьянов С.П., Кокина М.Е. Методика расчета стоимости эксплуатации линейной части магистральных газопроводов (с использованием ЭВМ), М.: ВНИИЭГАЗпром, 1988.

63. Райншке К., Ушаков И.А. Оценка надежности систем с использованием графов /Под ред. И.А.Ушакова. - М.: Радио и связь, 1988, 208 с.

64. Ращепкин К.Е., Зарипов Р.Х., Гумеров А.Г. и др. Основные положения по разработке и внедрению централизованной системы управления, технологии обследования и ремонта магистральных нефтепроводов. Уфа, 1975, 40 с.

65. Рихтер К.Ю., Фишер П., Шнейдер Г. Статистические методы в транспортных исследованиях: Пер. с нем. - М.: Транспорт, 1982, 304 с.

66. Самойлов Б.В. Оптимизация предупредительных ремонтов арматуры// Нефтяное хозяйство, 1986, № 9.

67. Столяров Р.Н., Ращепкин К.Е., Гумеров А.Г. Вопросы организации аварийно-восстановительной службы на магистральных нефтепроводах. М.: ВНИИОЭНГ, 1979, 64 с.

68. Сухарев Е.Р., Ставровский Е.Р., Брянских Е.Р. Оптимальное развитие систем газоснабжения. М.: Недра, 1981, 294 с.

69. Телегин Л.Г., Курепин Б.Н., Беспалов В.Н., Задворнов Э.В. Организационно-технологическая надежность магистральных и промысловых трубопроводов. ОИ - М.: ВНИИОЭНГ, 1980, 45 с.

70. Тимашев С.А. Надежность больших механических систем. М.: Наука, 1982, 184 с.

71. Тимків Д.Ф., Грудз В.Я., Михалків В.Б., Лінчевський М.П. Керування режимами газотранспортних систем - Київ, Укргазпром, 1996 р., с.150

72. Горчинский Я.М. Оптимизация проектируемых и эксплуатируемых газораспределительных систем. Л.: Недра, 1988, 239 с.

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

74. Фарфель С.Я., Гомеров А.Г., Векштейн М.Г., Мавлютов Р.М. Метод решения задачи об оптимальном маршруте патрулирования магистральных нефтепроводов. М.: Изв. Вузов СССР - Нефть и газ, 1983, № 4, с.45-47.

75. Халлыев Н.Х., Порошин В.П., Ивочкин И.А. Совершенствование методов и средств ликвидации отказов на строящихся трубопроводах в процессе их испытаний. М.: ВНИИПКтехоргнефтегазстой, 1986, 48 с.

76. Шибнев А.В. К вопросу о прогнозировании ресурса линейной части газопроводов. Деп. во ВНИИЭГАЗпроме, № 661гз-84.

77. Шибнев А. В. Определение потокораспределения и текущего состояния сложных систем газоснабжения. ЭИ - Транспорт и хранение и использование газа в народном хозяйства. М.: ВНИИЭГАЗпром, 1983, № I, с.14-16.

78. Шубин А.С., Филиппов Ю.С., Комаров Е.И. Метод определения ущерба на предприятиях, ограничиваемых в газоснабжении. - Информ, листок Саратовского межотраслевого терр. центра НТИ и пропаганды, 1978, № 43778, 4с.

79. Яковлев Е.И., Иванов В.А., Шибнев А.В. и др.. Модели технического обслуживания и ремонта систем трубопроводного транспорта.- М.:ВНИИОЕНГ, 1993. -276 с.

80. J, Wiśniowski, R. Choosing the trenchless renovation methods and trenchless underground methods of pipelines refitting. (2006). Acta Montanistica Slovaca Ročník, 11, 1, 256-259.

81. Volodymyr Grudz1* , Yaroslav Grudz1 , Volodymyr Bevz1 , Mykhailo Chernetsky Dynamic analysis of well equipment to produce oil. Mining of Mineral Deposits Volume 14 (2020), Issue 4, 82-89

82. Reliability assurance of gas-hydrogen mixture transportation by gas pipeline system / V. Zapukhlyak, Yu. Melnychenko, I. Okipnyi, L. Poberezhny, Ya. Grudz, N.Drin, M.Chernetsky // Procedia Structural Integrity, Vol. 36, 2022, pp. 378-385.

83. Kramera, S, Liub, J, Provencio, G. Advantages and disadvantages of trenchless construction approach as compared to the traditional open cut installation of underground utility systems [Creative Construction Conference 2018]. (2018). t. Ljubljana (Slovenia): Diamond Congress Ltd, 129-138.

84. Det Norske Veritas (2010) Recommended Practice Dnv-Rp-J202 Design And Operation Of CO2 Pipelines 2010 (Det Norske Veritas (2010))

85. Bolzon, G., Rivolta, B., Nykyforchyn, H., Zvirko, O., 2018. Mechanical analysis at different scales of gas pipelines. Engineering Failure Analysis 90, 434–439.

86. Kryzhaniv's'kyi, E.I., Hrabovs'kyi, R.S., Mandryk, O.M., 2013. Estimation of the serviceability of oil and gas pipelines after long-term operation

according to the parameters of their defectiveness. *Materials Science* 49(1), 117–123.

87. Bang I.-W., Son Y.-P., OH K. H., Kim Y.-P., Kim W.-S/ Numerical simulation of sleeve repair welding of in-service gas pipelines / *Welding Journal*.– 2002.– № 2.– P. 273–282.

88. Grudz V. OPTIMAL GAS TRANSPORT MANAGEMENT TAKING INTO ACCOUNT RELIABILITY FACTOR [Text] / V. Grudz, YA. Grudz, V. Zapukhliak, I. Chudyk, L. Poberezhny, N. Slobodyan // *Management Systems in Production Engineering*. – 2020 – Vol. 28, № 3 . – P. 202–208. DOI 10.2478/mspe-2020-0030

89. Increasing the reliability of gas supply on the basis of improving the activity of the service system / Ya. Grudz, O. Ivanov, R. Maliutin, V. Sadlivskiy, O. Turovskiy, I. Datsko. *Procedia Structural Integrity*, Vol.59, 2024 pp.745-749. <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2024.04.106>

90. H. Su et al. "An integrated systemic method for supply reliability assessment of natural gas pipeline networks." *Applied Energy* 209 (2018): 489-501. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.108>

91. M. G. Sukharev and A. M. Karasevich. "Reliability models for gas supply systems." *Automation and Remote Control* 71.7 (2010): 1415-1424. <http://dx.doi.org/10.1134/S0005117910070155>

92. P. Cimellaro, O. Villa, and M. Bruneau. "Resilience-based design of natural gas distribution networks." *Journal of Infrastructure Systems* 21.1 (2015): 05014005. [http://dx.doi.org/10.1061/\(ASCE\)IS.1943-555X.0000204](http://dx.doi.org/10.1061/(ASCE)IS.1943-555X.0000204)

93. R. Z. Ríos-Mercado, and C. Borraz-Sánchez. "Optimization problems in natural gas transportation systems: A state-of-the-art review." *Applied Energy* 147 (2015): 536-555. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.017>

94. V. M. Zavala. "Stochastic optimal control model for natural gas networks." *Computers & Chemical Engineering* 64 (2014): 103-113. <http://dx.doi.org/10.1016/j.compchemeng.2014.02.002>

95. НАК «Нафтогаз України», Річний звіт, 2014, 101 с. [Електронний ресурс]

Режимдоступу:<http://www.naftogaz.com/files/Zvity/Naftogaz%20Annual%20Report%202014.pdf>

96. НАК «Нафтогаз України», Річний звіт, 2015, 135 с. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.naftogaz.com/files/Zvity/Naftogaz-Annual-report-2015.pdf>

97. НАК «Нафтогаз України», Річний звіт, 2016, 113 с. [Електронний ресурс].

Режимдоступу:http://www.naftogaz.com/files/Zvity/Annual_report_ukr170608.pdf

98. НАК «Нафтогаз України», Річний звіт, 2017, 148 с. [Електронний ресурс].

Режим доступу: http://www.naftogaz.com/files/Zvity/NAK_AnRep2017-UA.pdf

99. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» [Електронний ресурс]. – Режимдоступ<http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currD50358>

100. Офіційний сайт “Оператор ГТС України”. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://tsoua.com/>

101. Основні напрями диверсифікації імпорту енергетичних ресурсів країн-членів ЄС та заміщення їх нетрадиційними і поновлюваними джерелами енергії, К.: 2015 – 83 с. [Електронний ресурс]. – Режим доступу:https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/3.-Dyversyfik_energetych_resursiv.pdf

102. EU 28 Storage Data for Monday 21-12-2015. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://transparency.gie.eu/index.php>.

103. Державна служба статистики України. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://ukrstat.org/operativ/operativ2015/zd/tsztt/tsztt_r/tsztt0615_r.htm

104. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 5 серпня 2015

року № 809-р «Про затвердження плану заходів з підготовки об'єктів паливно-енергетичного комплексу до осінньо-зимового періоду 2015/16 року та його проходження». [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.kmu.gov.ua/control/uk/cardnpd?docid=248406431>

105. Материалы / 21.06.2016 / Интерконнектор Украина-Польша: доступ к ПХГ в обмен на доступ к СПГ-терминалу. Вокруг газа. Электронный журнал [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.trubagaz.ru/issue-of-the-day/interkonnektor-ukraina-polsha-dostup-k-pkhg-v-obmen-na-dostup-k-spg-terminalu/>

ДОДАТКИ

НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ
«НАФТОГАЗ УКРАЇНИ»
АТ УКРТРАНСГАЗ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

ПОГОДЖЕНО	ЗАТВЕРДЖУЮ
Проректор з наукової роботи ІФНТУНГ, д.т.н., проф.	Головний інженер АТ «Укртрансгаз», к.т.н.
 О. Кондрат	 В. Рудко
2024 р.	2024 р.



ГАЛУЗЕВА МЕТОДИКА

ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ
НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ І ОПТИМІЗАЦІЯ ЇХ
ОБСЛУГОВУВАННЯ

Івано-Франківськ – 2024

МЕТОДИКУ РОЗРОБИЛИ

Від Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу:

Науковий керівник

Доктор технічних наук, професор

Доктор технічних наук, професор

Доктор економічних наук, професор


Кандидат технічних наук, доцент

Аспірант

Аспірант

Аспірант

Аспірант



Грудз В.Я.
Грудз Я.В.
Запухляк І.Б.
Іванов О.В.
Гершун Б.І.
Дволітка М.Я.
Туровський О. А.
Запухляк Н.М.

Від НАК «Нафтогаз України»:

Т.в.о. Генерального директора

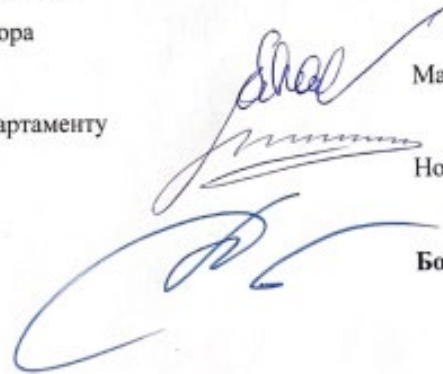
АТ УКРТРАНСГАЗ

Начальник технічного департаменту

АТ УКРТРАНСГАЗ

Начальник БМУ-4 БМФ

«Укргазпромбкд», к.т.н.



Малютін Р.Ю.
Новіков Н.Я.
Боднар В.М.