

Український державний університет залізничного транспорту

Кафедра інженерії вагонів та якості продукції

ВПРОВАДЖЕННЯ ПЕРЕДОВИХ МЕТОДІВ НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ
ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ КОНТРОЛЮ ЯКОСТІ ДЕТАЛЕЙ

Пояснювальна записка і розрахунки
до магістерської кваліфікаційної роботи

МКРМЕ.175.26.07.00 ПЗ

Розробив здобувач групи 217-ЯСС-324
спеціальності 175 «Інформаційно-
вимірювальні технології» ОП Якість,
стандартизація та сертифікація (роботу виконано
самостійно, відповідно до принципів академічної
добросовісності)

 Юрій ДАВИДЕНКО

Керівник: професор, д.т.н.

Едвін ГЕВОРКЯН

Рецензент: доцент, к.т.н.

доцент кафедри ЕТЕМ

Володимир НЕРУБАЦЬКИЙ

Український державний університет залізничного транспорту

Факультет «Механіко-енергетичний»

Кафедра «Інженерія вагонів та якість продукції»

Освітньо-кваліфікаційний рівень: магістр

Спеціальність: 175 «Інформаційно-вимірювальні технології»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІВ та ЯП,
професор, д-р техн. наук


(підпис)

Василь РАВЛЮК
(ініціали і прізвище)

2025 р.

З А В Д А Н Н Я на кваліфікаційну роботу магістра

Давиденко Юрію Євгенійовичу

1. Тема: «Впровадження передових методів неруйнівного контролю для підвищення надійності контролю якості деталей»

керівник роботи професор, д.т.н. Геворкян Е.С., затверджена розпорядженням по механіко-енергетичному факультету від «24» лютого 2025 року № 21/25

2. Строк подання студентом роботи «16» грудня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи: ТОВ «Газорозподільні мережі України», Статут товариства, Положення про Харківську міську філію ТОВ «Газорозподільні мережі України», технології діагностики мереж, стандарти ISO 9001, ISO 55000, ISO/IEC 17025, галузеві стандарти та технічні регламенти щодо методів діагностики, експлуатаційна документація виробника обладнання

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:

Вступ

Розділ 1 Дослідження сучасного стану технологічного забезпечення систем газопостачання України;

Розділ 2 Огляд загальних питань експлуатації газових мереж;

Розділ 3 Аналіз системи технічної діагностики газових мереж;

Розділ 4 Застосування прогресивного методу неруйнівного контролю для забезпечення надійності газових мереж;

Висновки

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових):

Мета і задачі дослідження; Дослідження сучасного стану технологічного забезпечення систем газопостачання України; Аналіз практичного досвіду експлуатації систем газопостачання; Комплексний аналіз сучасних методів технічної діагностики газорозподільних мереж; Загальна характеристика системи перспективного неруйнівного контролю; Висновки.

6. Дата видачі завдання 06.10.2025р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Аналіз матеріалу, отриманого на базовому підприємстві	01.10 - 10.10	виконано
2	Написання основних розділів пояснювальної записки	06.10 – 28.10	виконано
3	Розробка презентацій основної частини	29.10 – 02.11	виконано
4	Розробка та написання індивідуальної частини роботи	03.11 – 16.11	виконано
5	Розробка презентаційного матеріалу індивідуальної частини роботи	17.11 – 25.11	виконано
6	Формулювання висновків роботи	26.11 – 30.11	виконано
7	Перевірка роботи на плагіат	01.12 – 14.12	виконано
8	Оформлення пояснювальної записки та ілюстративного матеріалу	01.12 – 14.12	виконано
9	Перевірка роботи нормоконтролером	15.12 – 25.12	виконано
10	Подання роботи на рецензування	15.12 – 25.12	виконано
11	Підписання роботи керівником	15.12 – 25.12	виконано
12	Підписання роботи завідувачем кафедри	15.12 – 25.12	виконано
13	Підготовка до захисту роботи	26.12 – 10.01.26	виконано
14	Захист кваліфікаційної роботи	12.01 – 17.01.26	

Здобувач


(підпис)

Юрій ДАВИДЕНКО
(ім'я та прізвище)

Керівник роботи


(підпис)

Едвін ГЕВОРКЯН
(ім'я та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Дана кваліфікаційна робота включає в себе 13 слайдів презентації, 87 аркушів пояснювальної записки формату А4, що включає 10 рисунків, 4 таблиці, 29 найменувань літературних джерел.

Ключові слова: СИСТЕМИ ГАЗОПОСТАЧАННЯ, ТЕХНОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ, ЕКСПЛУАТАЦІЯ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ, ТЕХНІЧНА ДІАГНОСТИКА, ГАЗОРОЗПОДІЛЬНА СТАНЦІЯ, АКУСТИЧНА ЕМІСІЯ.

Об'єктом дослідження є процес технічної діагностики стану газових мереж з метою підвищення якості функціонування.

Метою магістерської кваліфікаційної роботи є впровадження передових методів неруйнівного контролю для підвищення надійності та якості експлуатації газових мереж.

Однією з ключових причин зниження експлуатаційної надійності газових мереж є саме нестача комплексного інструментарію, який би забезпечував всебічну оцінку та прогнозування технічного стану з урахуванням усіх релевантних чинників. Розв'язання цієї проблеми є можливим шляхом впровадження математичних моделей управлінського вибору, побудованих на принципах теорії нечіткої логіки та апарату лінгвістичних змінних.

В магістерській кваліфікаційній роботі запропоновано використання прогресивного обладнання на основі методу акустичної емісії газових мереж, яке дозволить значно підвищити надійність газового обладнання, підвищити якість проведення діагностичних операцій та знизити кількість відмов в експлуатації.

ABSTRACT

This qualification work includes 13-slide presentation and 87 A4 pages of an explanatory report, comprising 10 figures, 4 tables, and 29 bibliographic references.

Keywords: GAS SUPPLY SYSTEMS, TECHNOLOGICAL SUPPORT, OPERATION OF GAS NETWORKS, TECHNICAL DIAGNOSTICS, GAS DISTRIBUTION STATION, ACOUSTIC EMISSION.

The object of the research is the technical diagnostics of the condition of gas networks aimed at improving the quality of their operation.

The aim of the master's qualification thesis is the implementation of advanced non-destructive testing methods to improve the reliability and quality of gas network operation.

One of the key reasons for the decrease in the operational reliability of gas networks is the lack of a comprehensive toolkit that would ensure an integrated assessment and forecasting of the technical condition while taking into account all relevant factors. Addressing this problem is possible through the implementation of managerial decision-making mathematical models based on the principles of fuzzy logic theory and the apparatus of linguistic variables.

In the master's qualification thesis, the use of advanced equipment based on the acoustic emission method for gas networks is proposed, which will significantly increase the reliability of gas equipment, improve the quality of diagnostic operations, and reduce the number of operational failures.

Зміст

Вступ	6
1 Дослідження сучасного стану технологічного забезпечення систем газопостачання України	10
1.1 Аналіз основних причин низької ефективності газорозподільної системи	10
1.2 Аналіз практичного досвіду експлуатації систем газопостачання	16
1.3 Аналіз основних чинників забезпечення надійності систем газопостачання	22
2 Огляд загальних питань експлуатації газових мереж	31
2.1 Аналіз технічних вимог до проектування мереж газорозподілення	31
2.2 Аналіз особливостей технічного обслуговування газових мереж	42
3 Аналіз системи технічної діагностики газових мереж	46
3.1 Теоретичні основи сучасних підходів до діагностики газових мереж	46
3.2 Основні задачі та компоненти перспективної діагностичної системи газових мереж	52
3.3 Комплексний аналіз сучасних методів технічної діагностики газорозподільних мереж контролю	58

					МКРМЕ.175.26.07.00 ПЗ				
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Впровадження передових методів неруйнівного контролю для підвищення надійності контролю якості деталей	Літ.	Арк.	Аркушів	
Розроб.		Давиденко		06.02.25					
Перевір.		Геворкян		20.02.25			4	87	
Реценз.						УкрДУЗТ			
Н. Контр.		Шовкун		20.02.25					
Затверд.		Равлюк		20.02.25					

4 Застосування прогресивного методу неруйнівного контролю для забезпечення надійності газових мереж	72
4.1 Характеристика газорозподільних мереж	72
4.2 Характеристика прогресивного неруйнівного контролю в умовах ГРП	76
4.3 Загальна характеристика системи RAEM1-6	80
Висновки по роботі	83
Список використаних джерел	85

Вступ

Одним із визначальних напрямів забезпечення стабільності поставок природного газу до країн Європи, а також гарантованого енергопостачання українських споживачів, є утримання газотранспортної системи України в технічно досконалому стані та її поступальний розвиток. Для цього необхідним є систематичний контроль магістральних газопроводів та пов'язаних із ними об'єктів інфраструктури, що дає змогу встановити реальний рівень їхньої працездатності, оцінити ступінь зношеності та визначити умови подальшої експлуатації.

Комплексне технічне обстеження, яке включає неруйнівний контроль, діагностику корозійних процесів, оцінку стану захисних покриттів, аналіз роботи компресорних агрегатів і перевірку вузлів вимірювання витрат, є ключовим інструментом попередження аварійних ситуацій і мінімізації техногенних ризиків. Отримані позитивні результати таких перевірок свідчать про здатність системи функціонувати безпечно, надійно та безперервно, забезпечуючи вимоги як транзиту, так і внутрішнього споживання природного газу.

Станом на сьогодні в інфраструктурі газопостачання фіксується відчутне зростання кількості аварійних подій, що супроводжуються істотними екологічними ризиками. Основним чинником формування такої ситуації є значний рівень зношеності ключових елементів газотранспортної мережі. Зокрема, орієнтовно 29 % магістральних і розподільчих газопроводів уже повністю вичерпали встановлений амортизаційний ресурс, а майже 60 % перебувають в експлуатації у діапазоні від 10 до 33 років, що суттєво підвищує ймовірність виникнення дефектів та відмов.

Критичним є і стан технологічного обладнання: близько третини компресорних агрегатів відпрацювали свій моторесурс і потребують реконструкції або заміни. Значний рівень зношеності простежується також у мережах розподілу газу - понад 11,6 тис. км трубопроводів (близько 7 %) та близько 4,9 тис. газорегуляторних пунктів (орієнтовно 14 %) експлуатуються понад нормативний строк служби, що створює додаткові ризики для надійності системи.

Додатковою проблемою є дефіцит достовірної статистично обґрунтованої інформації щодо надійності обладнання та конструкцій. У ряді випадків параметри надійності є неповними, суперечливими або мають значний рівень невизначеності. Через це традиційні методики оцінювання ризиків аварій у системах газопостачання не здатні забезпечити комплексну картину функціональних загроз, оскільки ґрунтуються на використанні неточних або неповних даних, що обмежує їхню прогностичну ефективність.

Сучасні вітчизняні дослідження у сфері газотранспортної інфраструктури здебільшого зосереджені на вдосконаленні традиційних методів оцінювання та контролю технічного стану газопроводів, а також на розробленні нових технічних засобів діагностування. Водночас майже відсутні системні експериментальні та аналітичні роботи, спрямовані на вивчення впливу комплексів кількісних і якісних зовнішніх факторів на зміну технічного стану елементів газорозподільної системи. Це формує суттєвий науково-методичний розрив, оскільки реальні умови експлуатації охоплюють широкий спектр динамічних, неоднорідних і слабоформалізованих впливів, які неможливо врахувати за допомогою класичних детермінованих моделей.

На сьогодні не розроблено узгоджених підходів до управління організаційно-технологічними процедурами діагностування, що ускладнює формування єдиної стратегії моніторингу технічного стану системи газопостачання. Відсутні також науково обґрунтовані моделі інтелектуальної підтримки прийняття рішень, здатні інтегрувати як кількісні показники, так і нечітко визначені якісні характеристики, що супроводжують процеси старіння, деградації та зовнішнього впливу на обладнання. Однією з ключових причин зниження експлуатаційної надійності газових мереж є саме нестача комплексного інструментарію, який би забезпечував всебічну оцінку та прогнозування технічного стану з урахуванням усіх релевантних чинників.

Розв'язання цієї проблеми є можливим шляхом впровадження математичних моделей управлінського вибору, побудованих на принципах теорії нечіткої логіки та апарату лінгвістичних змінних. Такий підхід дає змогу враховувати багатозначні,

недостатньо формалізовані або частково невизначені параметри, що суттєво впливають на надійність газорозподільних систем. Нечіткі системи керування виявляють особливу ефективність у випадках, коли об'єкт є висококомплексним, а доступна апріорна інформація недостатня для побудови детальної аналітичної моделі. Саме цими характеристиками вирізняється система газопостачання.

Функціонування нечітких систем керування базується на використанні структурованої бази знань та елементів штучного інтелекту. Обробка інформації здійснюється шляхом логічного виведення: значення вихідних лінгвістичних змінних визначаються через систему правил, що пов'язують їх з характеристиками вхідних параметрів. Реалізація таких систем можлива як у вигляді спеціалізованих нечітких контролерів, так і в програмно-алгоритмічних комплексах, орієнтованих на підтримку прийняття рішень у складних техногенних системах.

Метою даної магістерської роботи є впровадження передових методів неруйнівного контролю для підвищення надійності та якості експлуатації газових мереж.

Для досягнення заданої мети були поставлені наступні завдання:

- провести дослідження сучасного стану технологічного забезпечення систем газопостачання України;
- провести аналіз технічних вимог до проєктування мереж газорозподілення;
- провести аналіз особливостей технічного обслуговування газових мереж;
- провести аналіз системи технічної діагностики газових мереж;
- запропонувати прогресивний метод неруйнівного контролю для забезпечення надійності газових мереж.

Об'єктом дослідження є процес технічної діагностики стану газових мереж з метою підвищення якості функціонування.

Предметом дослідження - розробка і обґрунтування рекомендацій стосовно підвищення якості та надійності експлуатації газових мереж України.

В магістерській кваліфікаційній роботі запропоновано до використання прогресивне обладнання на основі методу акустичної емісії газових мереж, яке

дозволить значно підвищити надійність газового обладнання, підвищити якість проведення діагностичних операцій та знизити кількість відмов в експлуатації.

Наукова новизна. У роботі удосконалено підхід до технічної діагностики газорозподільних мереж шляхом застосування акустико-емісійних методів неруйнівного контролю, що дозволяє виявляти активні деградаційні процеси та оцінювати технічний стан об'єктів у режимі експлуатації.

Практична цінність. Результати роботи можуть бути використані операторами газорозподільних мереж для підвищення надійності та безпеки експлуатації газового обладнання, зниження аварійності та оптимізації системи технічного обслуговування за фактичним технічним станом.

Апробація результатів досліджень. За темою дослідження опубліковано тези доповіді в збірнику 85 студентської наукової-технічної конференції УкрДУЗТ (10 - 12 грудня 2025 р.) [28].

Структура та обсяг кваліфікаційної роботи. Кваліфікаційна робота складається із вступу, чотирьох розділів, висновків та списку використаних джерел. Повний обсяг роботи складає 87 сторінок комп'ютерного тексту. Матеріали кваліфікаційної роботи проілюстровані 10 рисунками та 4 таблицями. Перелік використаних джерел налічує 29 найменувань.

1 Дослідження сучасного стану технологічного забезпечення систем газопостачання України

1.1 Аналіз основних причин низької ефективності газорозподільної системи

Згідно даних експертів, газовий сектор України не використовує повною мірою значний потенціал в умовах зростаючих викликів. При цьому, країна має один із найбільших обсягів видобутку та запасів природного газу серед своїх сусідів, та є ключовим партнером у транзиті природного газу за рахунок високого рівня розвитку газової інфраструктури, що дає змогу забезпечувати енергетичну безпеку України та країн ЄС [1-3].

Для забезпечення внутрішнього споживання природним газом комерційного сектору, домогосподарств та бюджетних організацій виключно важливу роль відіграє одна із найбільш у Європі система газорозподільних мереж (ГРМ) загальною протяжністю 289 тис. км. Під час аналізу її стану слід враховувати, що робота ГРМ нерозривно пов'язана із попитом на природний газ, завантаженістю газотранспортної системи України (ГТС, магістральні газопроводи), власним газовидобутком та економічними умовами.

З 1950-х до середини 1970-х років Україна була однією з провідних газовидобувних країн регіону та експортером газу. Газ з українських родовищ використовувався як для потреб внутрішніх споживачів, так і для споживачів Російської Федерації, Білорусі, Молдови, Польщі та ще 5-ти нині Європейських країн. В 1975р. сумарний обсяг видобування сягнув історичного максимуму склавши 68,1 млрд. куб. м (проти 20 млрд. куб. м у 2020 році, що майже у 3,5 рази менше). Паралельно розвивалися і інтенсивні споживачі газу – хімічна, металургійна та важка промисловість.

Активно проводились заходи з газифікації – за цим показником Україна і на поточний момент є одним з лідерів серед країн ЄС (в структурі джерел енергії для домогосподарств в Україні на газ припадає майже 60%, в той час як в країнах ЄС –

менше ніж 40%). Але з часом, по мірі розвитку видобувної промисловості у інших країнах, і паралельним виснаженням газових родовищ, Україну стали розглядати як ключового транзитера газу до Європи. Отже, виникла потреба в будівництві потужної газотранспортної системи, яка й досі займає 2-ге місце в Європі за масштабами, та 3-тє місце в світі за обсягами зберігання в газосховищах (ПСГ).

Ціною цього стало зростання споживання газу все менш за рахунок власного видобутку, та все більш за рахунок імпорту з інших країн, яка забезпечила постійну можливість купувати газ в практично необмежених обсягах. На початку 90-х, країна могла забезпечити тільки 20% своїх потреб в споживанні за рахунок власного видобутку, сформувалася значна імпортна залежність від імпортного газу, а роль ключового транзитера газу в Європу остаточно закріпилась за Україною.

Події початку 90-х спричинили значну політичну та економічну нестабільність, яка відобразилася на газовому секторі України. Зменшилося загальне споживання природного газу приблизно в 4 рази (зі 118,2 млрд. куб. м. у 1991р. до 30 млрд. куб. м. у 2020р.), натомість залишилися додаткові проблеми у вигляді викривлених ринкових механізмів та неефективного управління державними підприємствами, які ще більше підірвали стабільний розвиток газової галузі в Україні, сформувавши ряд сучасних системних викликів. У загальному вигляді, газовий сектор можна розділити на 4 функціональних сектори та коротко охарактеризувати наступні системні виклики (рис. 1.1).

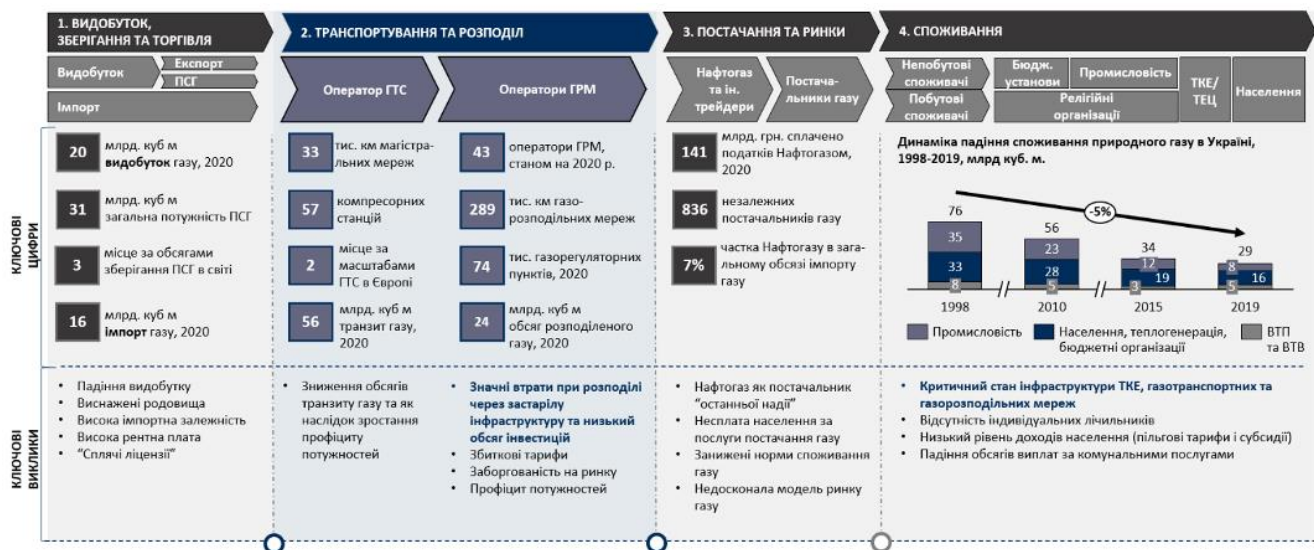


Рисунок 1.1 – Характеристика функціональних напрямків

- *I напрям* - видобуток, зберігання та торгівля природним газом. Існуючі проблеми: високий рівень зарегульованості процедур (складність отримання ліцензії, значна кількість “сплячих” ліцензій) пов’язаних з експлуатацією родовищ і веденням геологорозвідувальних робіт спричиняє щорічне падіння видобутку і стагнацію галузі; виснажені діючі родовища (ключові родовища, з яких видобувається природний газ були відкриті в 1950 - 1980-ті роки. Рівень виснаженості родовищ коливається в межах 75-90%, що призводить до зниження обсягів видобутку та збільшення собівартості видобутку); висока імпортна залежність;

- *II напрям* - транспортування та розподіл. Високий рівень розвитку газової інфраструктури дає змогу забезпечувати енергетичну безпеку України та ЄС, але через проблему профіциту потужностей, та відсутність стимулів для модернізації її технічний стан наразі критичний Оператор ГТС. Ризик суттєвого зменшення транзиту. На сьогодні потужності ГТС використовуються лише на 30%. Таким чином, збільшуються додаткові непродуктивні витрати через профіцит потужностей. Дивлячись на економічну складову транзиту, потрібно вказати, що, наразі, це одна з найбільш вразливих точок газотранспортної інфраструктури та взагалі економіки країни. Оператор ГРМ. Профіцит газорозподільчих потужностей. Внутрішнє споживання дозволяє завантажити внутрішні потужності операторів ГРМ лише на 25%. Відсутність стимулюючого тарифоутворення не дає змоги оновлювати інфраструктуру, що призводить до збільшення ВТВ та підвищує ризики розподілу газу, а значить і газозабезпечення економіки;

III напрям - постачання та ринки. Занижені норми споживання газу. КМУ встановив необґрунтовані норми, які в 2,5 рази менші за фактичне споживання газу мотивуючи споживачів ухилятися від встановлення лічильників газу. Несплата населення за послуги постачання газу, яка призводить до дефіциту коштів. Недосконала модель ринку газу, яка сприяє накопиченню боргів.

IV напрям - споживання газу. В Україні в період з 1991 року до 2020 року скоротилося приблизно в 4 рази. Ключовими причинами скорочення споживання є падіння промислового виробництва, перехід ТЕС/ТЕЦ на використання вугілля у

якості палива, втрата контролю над частиною території та запровадження заходів з підвищення енергоефективності (опалення). Значна частина інфраструктури ТКЕ, газотранспортних та газорозподільних мереж побудована в середині минулого століття та значно вичерпала свій ресурс і перебуває в аварійному стані. За даними Держстату, 18,6% теплових мереж визнано аварійними. В результаті цього мають місце великі технологічні та фінансові втрати. Відсутність індивідуальних лічильників. Встановлення лічильників здійснюється за рахунок коштів передбачених Регулятором в тарифах на розподіл газу, але сума закладена в тарифах у 5-10 разів менша, аніж необхідна для забезпечення всіх споживачів лічильниками газу. Відсутність лічильників призводить до зменшення надходжень від населення до постачальників через діючі наразі низькі норми споживання

Тенденція падіння газовидобутку в Україні продовжується, споживання газу не відзначається позитивною динамікою (- 4% з 2015р. по 2020р.) але незважаючи на всі перелічені виклики, газотранспортна система продовжує працювати як єдиний організм, маючи свою основу - мережу газотранспортних та газорозподільних труб. Незалежно від обсягу споживання, мережа потребує стабільного підтримання її в робочому стані, зокрема, певного обсягу технологічного газу (ВТВ) для збереження робочого тиску, відповідної кількості підстанцій та працівників.

Водночас, масштаб газотранспортної системи залишився таким же, як і кілька десятків років тому (100 млрд куб.м). Це призводить до зайвих витрат технологічного газу, завдає збитків операторам ГТС та позбавляє можливостей інвестувати значні кошти в модернізацію мережі. Незважаючи на зменшення обсягу споживання природного газу, витрати на утримання мереж постійно зростають.

В цілому, зростання втрат в газотранспортних мережах в Україні обумовлено двома основними причинами:

- проблемою профіциту потужностей у зв'язку із падінням споживання та падінням обсягів транзиту. Якщо брати середній показник завантаженості газотранспортних систем, в країнах ЄС цей показник сягає 80%, коли в Україні він знаходиться на рівні 25% (з розрахованого обсягу розподілення у 100 млрд. куб. м, в мережі розподіляється в середньому тільки 24-25 млрд. куб. м щорічно). У той же

час, для оптимальної роботи систем в ЄС витрачається в середньому 2% технологічного газу від загального обсягу, в Україні - 5%;

- проблемою хронічно низького рівня інвестицій, який унеможливує мінімально необхідні обсяги робіт з реконструкції та модернізації. Станом на 2020р., для модернізації та оновлення мереж, критично необхідний щорічний обсяг інвестицій знаходиться на рівні 4 млрд. грн, у той час коли історичний обсяг сягає близько 0.3 млрд грн. Для порівняння, станом на 2020 рік в Європейських країнах середній обсяг інвестицій у 27 разів вищий.

Як наслідок, кількість аварійних газопроводів в Україні з кожним роком збільшується. Якщо у 2015р. капітальних інвестицій потребували близько 1,6 тис км, то за п'ять років їх обсяг мереж зріс у десять разів до 15 тис км.

Відмітимо, що оператори газорозподільчих мереж (оператори ГРМ) є природними монополістами, які доставляють газ споживачам через газорозподільні системи. Станом на 2021р. в Україні діяло 43 оператори ГРМ. Саме ці оператори відповідальні за розподіл газу та технічний стан мереж (рис. 1.2).

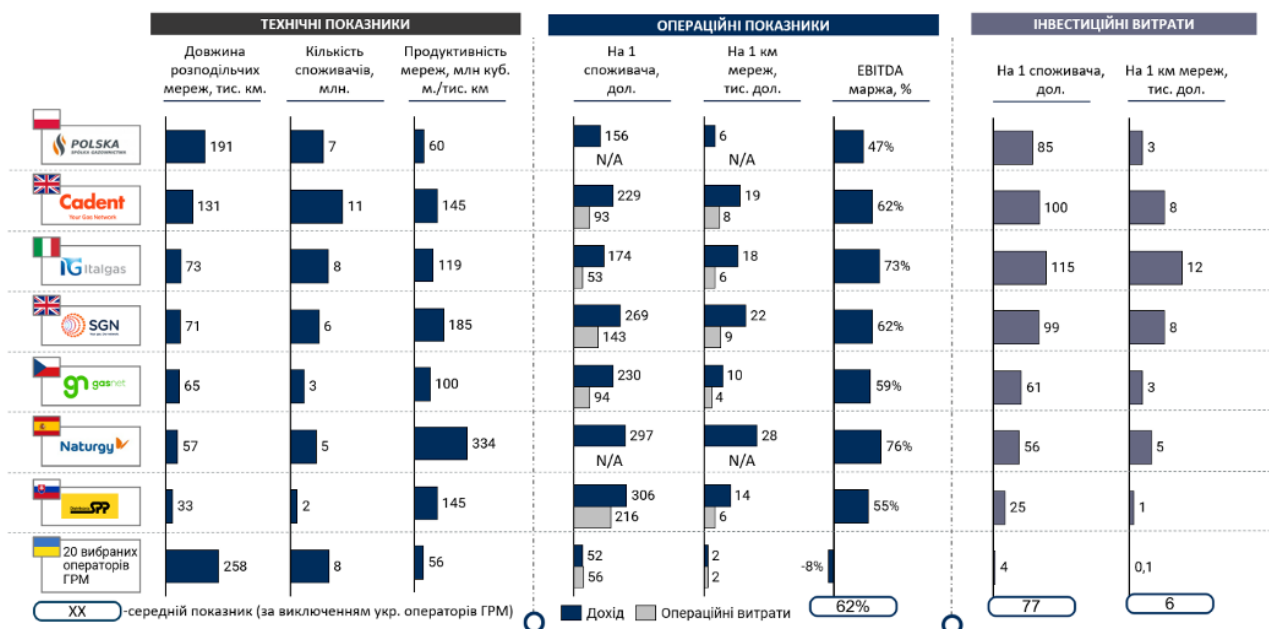


Рисунок 1.2 – Порівняльний аналіз показників операційної діяльності операторів ГРМ в Україні та Європі

Технічні показники. Українські оператори ГРМ одні з найбільших за довжиною розподільчих мереж але у той же час мають продуктивність мереж (обсяг розподіленого газу/довжину газопроводів) в середньому нижче на 50% ніж в Європі.

Для більшості українських операторів, характерне збалансоване поєднання промислових споживачів і клієнтів житлового/комерційного сектору. Здебільшого промислове споживання складає 35-40% від загального обсягу споживання.

Операційні показники. Для операторів розподільних систем ЄС характерна EBITDA маржа на рівні 62%, водночас всі розглянуті українські оператори у 2019 р. показали збитки, що призвело до від'ємної EBITDA маржі на рівні - 8%.

Дохідна частина Європейських операторів дозволяє генерувати достатній операційний прибуток. Враховуючи високі показники EBITDA маржі, компанії самостійно генерують достатній обсяг грошових коштів для подальших капітальних інвестицій в модернізацію системи. Дохідна частина українських операторів, навіть не дозволяє покрити операційні витрати необхідні для належного обслуговування мереж(52 млрд. грн. доходу проти 56 млрд. грн. операційних витрат).

Порівнянність питомих витрат українських операторів розподільних систем з операторами ЄС зумовлена тим, що більша частина операційних витрат українських операторів пов'язана з витратами на газ (закупівля на покриття можливих втрат).

Інвестиційні витрати. Показник капітальних витрат операторів розподільних систем ЄС є набагато вищим, ніж в українських операторів розподільних систем. В середньому, оператор в ЄС витрачає 77 дол. США на одного споживача (український оператор – 4 дол. США, що в 19 разів менше), та 6 тис. дол. США на 1 км мереж (український оператор витрачає 0,1 тис. дол. США, що в 60 разів менше). Вік та поганий технічний стан деяких ділянок розподільної системи зумовлюють значні витоки газу та значні його технологічні втрати.

Капітальні витрати українських операторів розподільної системи є дуже низькими, як у результаті законодавчих обмежень і відсутності стимулів для компаній інвестувати у розвиток мережі, так і через відсутність стимулів у сфері запровадження інновацій.

1.2 Аналіз практичного досвіду експлуатації систем газопостачання

У сучасному світовому енергетичному балансі природний газ посідає дедалі вагомніше місце, що зумовлено сукупністю його техніко-економічних та екологічних переваг порівняно з іншими видами паливно-енергетичних ресурсів. Висока теплотворна здатність, відносно низький рівень шкідливих викидів під час спалювання, а також гнучкість у використанні в різних секторах економіки сприяють сталому зростанню попиту на природний газ у глобальному масштабі. Для України зазначений енергоресурс має особливе стратегічне значення, оскільки близько половини загального обсягу енергоспоживання країни формується саме за рахунок природного газу, що визначає його ключову роль у забезпеченні енергетичної безпеки та стабільності функціонування національної економіки [4].

Газова галузь України функціонує як цілісна, багаторівнева та технологічно складна інтегрована система газопостачання, до складу якої входять взаємопов'язані структурні підсистеми видобутку, магістрального транспортування та газорозподілу природного газу. Ефективність функціонування цієї системи безпосередньо залежить від узгодженості роботи всіх її елементів, стабільності технологічних режимів та рівня технічної надійності обладнання. При цьому порушення або збої в роботі будь-якої з ланок ланцюга газопостачання неминуче призводять до негативних наслідків, що проявляються у зниженні надійності та безперебійності постачання газу споживачам, зростанні втрат енергоресурсів і погіршенні економічних показників галузі в цілому.

Особливе місце в структурі газової галузі займає газорозподільна система, яка є найбільш розгалуженою, функціонально насиченою та технічно складною складовою системи газопостачання (рис. 1.3). Саме на цьому рівні здійснюється транспортування природного газу безпосередньо до регіонів, населених пунктів і кінцевих споживачів, його поділ за напрямками споживання, регулювання тиску та витрат, а також точний комерційний і технологічний облік споживаних обсягів. Безперебійне функціонування газорозподільних мереж, підтримання належного

технічного стану трубопроводів, запірно-регулювальної арматури та контрольно-вимірювальних приладів є визначальними чинниками забезпечення стабільності всієї системи газопостачання та енергетичної безпеки регіонів.

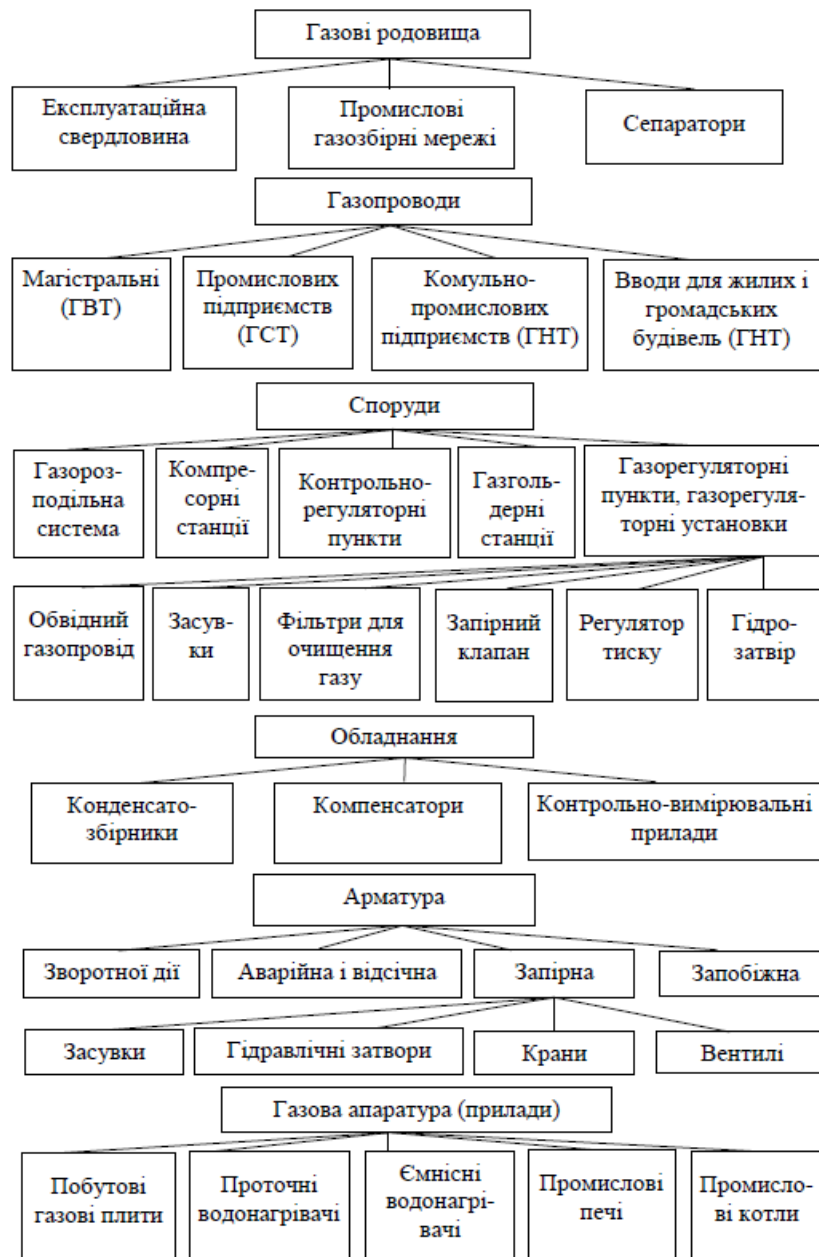


Рисунок 1.3 – Структурна схема системи газопостачання

В умовах поступового ускладнення структури газорозподільних мереж, зростання їх загальної протяжності, підвищення енергоемності процесів транспортування та істотної зміни режимів експлуатації традиційні підходи до управління та диспетчерського регулювання виявляються недостатньо

ефективними. Класичні методи управління газовими потоками, які раніше забезпечували прийнятний рівень надійності, вже не відповідають сучасним вимогам до ефективності, економічності та гнучкості функціонування регіональних систем газопостачання. Унаслідок цього зростає рівень непродуктивних втрат природного газу, збільшуються витрати матеріальних, фінансових і енергетичних ресурсів газорозподільних підприємств, прискорюється зношування інфраструктурних об'єктів, а також знижується загальний рівень задоволення споживачів як обсягами, так і якістю наданих послуг з газопостачання. Зазначені обставини обумовлюють необхідність проведення поглиблених наукових досліджень та впровадження сучасних управлінських і інформаційно-аналітичних технологій у сфері експлуатації газорозподільних систем [1, 2].

Технічний стан розподільних газопроводів і пов'язаних з ними інженерних споруд виступає одним із ключових інтегральних показників, що комплексно характеризує рівень безпеки, надійності та довговічності їх експлуатації. Саме від фактичного стану трубопроводів, арматури, захисних систем і допоміжних об'єктів залежить імовірність виникнення аварійних ситуацій, обсяги втрат природного газу, а також стабільність газопостачання споживачів. У зв'язку з цим особливої актуальності набуває детальне оцінювання технічного стану тих ділянок газорозподільних мереж, для яких нормативний строк експлуатації або амортизаційний ресурс уже вичерпано, а також об'єктів, включених до перспективних або поточних планів капітального ремонту та реконструкції.

Підвищений рівень ненадійності, як правило, притаманний газопроводам, на яких у процесі експлуатації фіксувалися витoki природного газу, порушення герметичності, руйнування або дефекти зварних стиків, наскрізні корозійні пошкодження металу труб, а також тривалі або систематичні відмови в роботі систем електрохімічного захисту. Сукупність зазначених факторів істотно збільшує ймовірність розвитку аварійних процесів і потребує підвищеної уваги з боку експлуатаційних служб та органів технічного контролю.

Основними критеріями діагностування технічного стану підземних газопроводів є комплекс взаємопов'язаних показників, що відображають як

поточний стан об'єкта, так і динаміку його деградації. До таких критеріїв належать: перевірка щільності трубопроводу та рівня його герметичності; діагностика стану зовнішнього ізоляційного та захисного покриття; контроль металу труб із оцінюванням фізико-механічних властивостей і ступеня деградаційних змін; аналіз корозійної небезпеки з урахуванням ґрунтових та електрохімічних умов; оцінювання якості, міцності та цілісності зварних з'єднань; визначення наявності, працездатності та ефективності систем електрохімічного захисту. Сукупний аналіз цих параметрів дає змогу сформувати об'єктивне уявлення про реальні експлуатаційні ризики, рівень технічної безпеки та залишковий ресурс газорозподільної мережі.

На сучасному етапі розвитку газотранспортної та газорозподільної інфраструктури однією з пріоритетних задач у сфері будівництва та експлуатації газопроводів є забезпечення гарантованої надійності їх функціонування впродовж усього життєвого циклу. Реалізація цього завдання потребує застосування максимально точних, інформативних і достовірних методів технічної діагностики, а також розроблення науково обґрунтованих прогнозів технічної придатності як окремих елементів, так і системи в цілому. Процеси фізичного та морального старіння інфраструктурних споруд значно підсилюють необхідність своєчасного попередження масштабних техногенних інцидентів, що обумовлює впровадження систематичного моніторингу, регулярного оцінювання та комплексної діагностики трубопровідних комплексів.

Високий рівень структурної складності газотранспортних і газорозподільних систем, їх значна протяжність, а також наявність великої кількості елементів, що функціонують у різних режимах навантаження, істотно ускладнюють можливість достовірної оцінки технічного стану із застосуванням виключно традиційних методів контролю. Недостатність точних, повних і репрезентативних даних щодо фактичного стану окремих ділянок і вузлів системи створює серйозні труднощі під час планування експлуатації та технічного обслуговування. В умовах високої розгалуженості мережі це може призводити до зростання експлуатаційних ризиків,

прийняття неоптимальних управлінських рішень та поступової втрати контролюваності над технічним ресурсом інфраструктури.

Експлуатація лінійних ділянок газотранспортної системи за відсутності достовірної інформації про їх реальний технічний стан неминуче супроводжується збільшенням непродуктивних втрат енергоносіїв, зниженням пропускної здатності магістралей та погіршенням гідравлічних режимів роботи. Для сучасної економіки України такі втрати мають критичний характер, оскільки безпосередньо впливають на загальну ефективність транспортування природного газу, економічні показники підприємств галузі та надійність забезпечення промислових і побутових споживачів.

Важливим і перспективним напрямом підвищення ефективності експлуатації газопроводів є впровадження сучасних діагностичних технологій, здатних забезпечити своєчасне отримання об'єктивних і високоточних даних про технічний стан трубопроводних систем. Одним із найбільш ефективних інструментів у цій сфері є внутрішньотрубне діагностування із застосуванням так званих «інтелектуальних поршнів» – спеціалізованих засобів контролю, що дають змогу без зупинки транспортування газу оцінювати геометричні параметри труб, виявляти корозійні ушкодження, локальні дефекти металу та інші небезпечні відхилення. Оперативне виявлення і своєчасне усунення таких дефектів істотно знижує імовірність виникнення аварій, підвищує експлуатаційну надійність магістралей і забезпечує стабільність газопостачання.

Разом із тим для досягнення високої точності результатів внутрішньотрубного контролю необхідно забезпечити рівномірний рух «інтелектуального поршня» із заздалегідь заданою швидкістю. Це вимагає коригування режимів роботи газоперекачувальних агрегатів, оптимізації подачі газу та ретельного управління гідравлічними параметрами на обстежуваних ділянках. Водночас використання внутрішньотрубних діагностичних засобів має низку технічних обмежень: зокрема, під час проходження поршня криволінійними ділянками трубопроводу виникають додаткові динамічні навантаження, що здатні спричиняти підвищені амплітудні напруження у стінках труб. За наявності корозійних, тріщиноподібних або втомних

дефектів це може призводити до їх подальшого розвитку, локальних руйнувань або навіть розривів трубної стінки.

Зростання вимог до рівня технічного контролю, оперативності аналізу інформації та швидкодії управлінських рішень зумовлює актуальність розроблення й упровадження сучасних методів диспетчерського управління газорозподільними системами. Такі методи мають враховувати стохастичний характер функціонування мереж, багатофакторність впливів зовнішнього середовища та необхідність інтеграції значних обсягів різнорідних даних. Одним із найбільш перспективних напрямів у цій сфері є застосування геоінформаційних систем (ГІС), які поєднують інструменти просторового аналізу, цифрового картографування та моделювання технологічних процесів.

ГІС-технології створюють основу для формування інтегрованих інформаційно-аналітичних комплексів, що забезпечують моделювання та прогнозування експлуатаційних процесів, а також підтримку прийняття управлінських рішень у режимі, наближеному до реального часу. Серед практичних реалізацій таких підходів особливе місце займають системи управління надійністю газорозподільних мереж, які базуються на використанні вільнопоширюваного програмного забезпечення ГІС та включають функціональні модулі оцінювання надійності мереж різних рівнів тиску, прогнозування потоків відмов і несправностей, а також моделювання та прогнозування роботи аварійно-диспетчерських служб.

Подібні системи, як правило, містять цифрову топографічну основу та детальну технологічну модель газорозподільної мережі з повним набором характеристик трубопроводів, обладнання та вузлів. Використання ГІС-технологій забезпечує інтеграцію даних, отриманих на етапах проєктування, будівництва та експлуатації мереж, дозволяє аналізувати історичну та оперативну інформацію, оцінювати показники надійності, прогнозувати виникнення несправностей і обґрунтовано планувати заходи з технічного обслуговування та ремонту. Крім того, моделювання виконання аварійних заявок у середовищі ГІС суттєво підвищує якість

і оперативність реагування на позаштатні ситуації, що є критично важливим для забезпечення безпеки та надійності газорозподільних мереж.

1.3 Аналіз основних чинників забезпечення надійності систем газопостачання

Інтенсивні процеси фізичного та морального старіння трубопровідних газорозподільних мереж, зумовлені тривалими строками експлуатації, зміною нормативних вимог і зростанням навантажень, формують об'єктивну та нагальну потребу їх поетапної модернізації й реконструкції. Значна частина діючої інфраструктури була збудована за застарілими технологіями та розрахунковими схемами, що не повною мірою відповідають сучасним умовам експлуатації, вимогам енергоефективності та безпеки. За таких умов практично єдиним ефективним стратегічним підходом до забезпечення високого рівня надійності, безпечності та стабільності транспортування природного газу стає впровадження ресурсозберігаючої концепції технічного обслуговування «за технічним станом».

Зазначена концепція ґрунтується на принципах диференційованого та науково обґрунтованого планування ремонтних і відновлювальних втручань з урахуванням фактичного технічного стану трубопроводів, а не лише їх нормативного строку служби. Реалізація такого підходу потребує розроблення комплексу теоретичних методів, аналітичних моделей та прикладних рекомендацій, спрямованих на об'єктивне оцінювання стану тривало експлуатованих ділянок газорозподільних мереж. У цьому контексті ключовим науково-практичним завданням є ідентифікація та систематизація основних чинників, які визначають довговічність, працездатність і залишковий ресурс трубопроводів за наявності дефектів різної природи.

У працях низки дослідників запропоновано розширену класифікацію дефектів металу трубопровідних систем, що дозволяє впорядкувати різноманіття пошкоджень за їх походженням, геометричними параметрами та потенційною небезпекою. На основі класифікаційних ознак, пов'язаних із ремонтпридатністю трубопроводів, а

також із урахуванням сучасних технологій відновлення і факторів, що визначають допустимі рівні напружень у стінці труби під час проведення ремонтних операцій, було розроблено математичні моделі для розрахунку напружено-деформованого стану трубопроводу при застосуванні різних методів ремонту. Такі моделі дають змогу оцінювати вплив дефектів на несучу здатність труб та обґрунтовувати вибір найбільш доцільних технологічних рішень.

Поглиблений аналіз технічного стану магістральних і розподільних трубопроводів показав, що лінійні ділянки з різними строками експлуатації характеризуються значною нерівномірністю деградаційних процесів і, відповідно, потребують індивідуалізованого підходу до оцінювання та прийняття рішень щодо ремонту або заміни. Таке оцінювання має базуватися на кількісних характеристиках наявних пошкоджень, які зазвичай поділяють на дефекти геометрії труб, порушення цілісності стінки, дефекти зварних з'єднань, комбіновані пошкодження, а також недопустимі або застарілі конструктивні елементи. З огляду на широку варіативність типів і параметрів дефектів, їх класифікацію доцільно здійснювати з позицій ремонтпридатності та потенційної небезпеки для подальшої експлуатації об'єкта.

При цьому встановлено, що лише частина виявлених дефектів становить реальну загрозу руйнування трубопроводу або розвитку аварійної ситуації. Значна кількість пошкоджень має локальний характер і за певних умов експлуатації не призводить до критичного зниження міцності чи герметичності труби. Співвідношення небезпечних дефектів до їх загальної кількості, як правило, є відносно невеликим і узагальнюється у відповідних аналітичних матеріалах, зокрема у вигляді табличних даних (табл. 1.1).

Для дефектів однакової природи рівень експлуатаційної небезпеки може суттєво відрізнятися залежно від конкретних умов роботи трубопроводу. Визначальними факторами у цьому випадку є робочий тиск, агресивність корозійного середовища, стан і якість захисних покриттів, рівень механічних та температурних навантажень, а також особливості режимів експлуатації. Саме з цієї причини чинні методики оцінювання дефектності трубопроводів, які переважно

орієнтуються на граничні, найбільш несприятливі умови, характеризуються підвищеним ступенем консерватизму.

Надмірний консерватизм у підходах до оцінювання пошкоджень, з одного боку, підвищує загальний рівень безпеки, проте з іншого — призводить до формування завищених обсягів ремонтних і відновлювальних робіт, що не завжди є економічно обґрунтованим. Це створює передумови для оптимізації існуючих методів технічної діагностики та планування реконструкції шляхом впровадження адаптивних підходів, орієнтованих на аналіз фактичного технічного стану та реальних експлуатаційних ризиків.

Таким чином, характер небезпеки, яку становлять дефекти трубопроводу, визначається не лише їх типом і геометричними параметрами, а й комплексом зовнішніх і внутрішніх експлуатаційних факторів. Один і той самий дефект може проявлятися як критичний або практично безпечний залежно від умов роботи системи та стану захисних елементів. Це зумовлює необхідність подальшого розвитку методів оцінювання технічного стану газорозподільних мереж, спрямованих на підвищення точності діагностики, зменшення необґрунтованих витрат і забезпечення раціонального використання матеріальних та фінансових ресурсів.

Таблиця 1.1 – Приклад критичних дефектів в експлуатації

Вид дефекту	Процентна частка згідно статистичних даних, %
Корозія (втрати металу)	42,8–59,2
Розшарування	24,6–47,1
Розшарування з виходом на поверхню	1,5–2,6
Розшарування в околосшовній зоні	6,2–7,7
Ризики	1,3–7,0

До найбільш небезпечних і потенційно аварійно-небезпечних ушкоджень підземних газопроводів належать корозійні дефекти, інтенсивність і щільність яких, як правило, зростає у нижній частині поперечного перерізу трубопроводу. Це зумовлено особливостями технології засипання траншей, за якої ґрунт чинить додатковий тиск на трубу та сприяє сповзанню або локальному порушенню цілісності ізоляційної плівки. У результаті формуються зони підвищеної корозійної активності, де відбувається прискорене електрохімічне руйнування металу. Особливу небезпеку становлять дефекти, локалізовані в безпосередній близькості до зварних з'єднань. Геометричні підсилення зварного шва перешкоджають щільному приляганням ізоляційного покриття, що створює сприятливі умови для накопичення вологи та агресивних компонентів ґрунту, а отже — для ініціювання та розвитку корозійних процесів. Саме від таких ослаблених зон часто відбувається зародження і поширення тріщин, які з часом можуть набути критичних розмірів.

Додатковий рівень небезпеки виникає під час повторного засипання трубопроводу після його розкриття в процесі ремонтних або аварійно-відновлювальних робіт. Поєднання гофрованих деформацій труби з наявністю кільцевого зварного шва за умов неконтрольованих або нерівномірно розподілених осьових напружень істотно підвищує ризик розвитку локальних концентрацій напружень і, як наслідок, аварійного руйнування трубної стінки.

Усі підземні газопроводи та пов'язані з ними інженерні споруди, незалежно від тривалості експлуатації, року введення в дію чи фактичних режимів роботи, повинні підлягати обов'язковому комплексному обстеженню. Метою таких обстежень є всебічне визначення технічного стану об'єктів і формування науково обґрунтованих рішень щодо можливості та умов їх подальшої безпечної експлуатації. Оцінювання залишкового ресурсу та встановлення допустимого рівня безпечної роботи трубопроводів є взаємопов'язаними завданнями, реалізація яких потребує застосування сукупності взаємодоповнювальних методів діагностики. Технічний стан газопроводу характеризується не окремим параметром, а комплексом показників, що охоплюють стан металу і захисної ізоляції,

інтенсивність корозійних процесів, якість зварних з'єднань, умови експлуатації, а також фактичний вік конструкції та історію її навантажень.

Причини виникнення витоків газу в підземних газопроводах мають багатофакторний характер. Одним із найбільш поширених і небезпечних механізмів є електрохімічна корозія, яка розвивається в анодних зонах за наявності дефектів або пошкоджень ізоляційного покриття. Порушення ізоляції можуть виникати ще на етапі будівництва - внаслідок механічних ударів, використання неякісної підсипки, недотримання технологічних вимог під час монтажу або формуватися вже в процесі експлуатації під впливом агресивних властивостей ґрунтів, ґрунтових вод, а також хімічних і біологічних чинників. Значна частина дефектів пов'язана з технологічними порушеннями під час виготовлення або нанесення ізоляційного шару, зокрема з недостатньою адгезією, відхиленнями температурного режиму, незадовільним очищенням поверхні труби, помилками у складі ізоляційних матеріалів чи мастик та іншими виробничими недоліками.

Окрему групу підвищеного ризику становлять зварні з'єднання труб. Неналежна якість виконання зварювальних робіт у поєднанні з дією температурних напружень і змінних динамічних навантажень може призводити до утворення мікротріщин і розривів у стиках. Підземний трубопровід перебуває під постійним впливом зовнішніх сил, що формують додаткові напруження в металі труби, особливо в зонах стикових з'єднань. Складність і мінливість взаємодії зовнішніх факторів, зокрема деформацій ґрунту, не дозволяє однозначно визначити величину діючих навантажень, а випадкові поєднання несприятливих умов можуть призводити до виникнення небезпечних напружених станів і подальшого руйнування трубопроводу.

До зовнішніх силових чинників випадкового характеру належать прогини труб при осіданні ґрунту, температурні деформації, обумовлені сезонними коливаннями температур, а також пучнистість ґрунтів, здатна спричиняти вигин трубопроводів на прямолінійних ділянках і крутіння на поворотах. Значної шкоди надійності системи завдають механічні пошкодження, що виникають під час виконання земляних робіт у безпосередній близькості до газових мереж. У реальних умовах експлуатації

трубопровід одночасно зазнає дії механічних напружень, корозійно-активних середовищ та абразивного зносу. Сумісний вплив цих чинників прискорює розвиток корозійно-механічного руйнування, яке проявляється у формах загальної механохімічної корозії, корозійного розтріскування та корозійної втоми. Інтенсивність зазначених процесів додатково зростає за наявності блукаючих електричних струмів.

Герметичність є головним інтегральним критерієм технічного стану сталевих газопроводів. Застосування дистанційних методів контролю герметичності вважається одним із найбільш ефективних напрямів діагностики, оскільки дозволяє виявляти витoki з мінімальними дебітами на ранніх стадіях їх розвитку, суттєво знижуючи експлуатаційні ризики та витрати на ліквідацію наслідків. Відомою є методика дистанційного виявлення витоків підземних газопроводів, що ґрунтується на одночасній реєстрації температурної аномалії на поверхні ґрунту, спричиненої виходом газу, та фіксації підвищеної концентрації метану у приземному шарі повітря. Для наукового обґрунтування такого підходу було виконано комплекс математичного та фізичного моделювання, у межах якого досліджено температурні поля над непошкодженими ділянками трубопроводів і над зонами з витками газу.

Окремими науково-виробничими колективами запропоновано спеціалізовані комплекси для виявлення та локалізації витоків магістральних газопроводів, принцип дії яких базується на лазерно-тепловізійних технологіях контролю. Такі системи забезпечують можливість дистанційного обстеження як з земної поверхні, так і з повітря, причому авіаційний моніторинг є особливо ефективним для діагностики протяжних ділянок трубопроводів. Застосування лазерно-тепловізійних комплексів дозволяє виявляти витoki різного об'єму незалежно від глибини залягання труби та оперативно визначати їх просторову локалізацію.

Фізична основа зазначеного методу полягає у реєстрації температурної аномалії на поверхні ґрунту, що виникає внаслідок різкого зниження температури газу при його виході з трубопроводу через ефект Джоуля - Томпсона. Температура в зоні аномалії відрізняється від середньої температури земної поверхні на кілька градусів і має характерну форму, що дає змогу надійно ідентифікувати її за

допомогою сучасних тепловізорів з точністю вимірювання до 0,1 °С. Після завершення польових вимірювань здійснюється аналітичне опрацювання отриманих даних, за результатами якого формується висновок щодо технічного стану трубопроводу з просторовою прив'язкою до конкретних ділянок місцевості.

Достовірність діагностичних результатів суттєво підвищується шляхом інтеграції тепловізійних даних з результатами дистанційного газового аналізу. Будь-який тип витоку, включно з мікроскопічними свищами, супроводжується викидом перекачуваного газу в атмосферу. Застосування лазерних дистанційних детекторів метану, зокрема типу «ДЛС Пергам», дозволяє реєструвати концентрацію метану безпосередньо з повітря без відбору проб. Висока чутливість таких приладів забезпечує виявлення навіть мінімальних концентрацій газу в зоні малих витоків. Поєднання тепловізійного контролю та газоаналізу з використанням відповідних програмно-технічних засобів створює основу для комплексного виявлення небезпечних ділянок трубопроводів, фіксації витоків різного масштабу та формування архівів даних для подальшого аналізу і документування технічного стану об'єктів.

Окремий науково-практичний інтерес становить застосування радіометрів-газоаналізаторів, призначених для визначення концентрації метану в атмосферному повітрі. Такі прилади здійснюють селекцію характерних смуг поглинання-випромінювання метану в інфрачервоній області спектра (близько 3000 см⁻¹) на фоні численних завад від атмосферних газів і природних джерел випромінювання, таких як ґрунт і рослинність. Радіометр автоматично сканує смугу поверхні ґрунту, ширина якої відповідає ширині траншеї з трубопроводом, під кутом 10–20° до горизонту, що дозволяє оперативно фіксувати наявність витоку без застосування традиційних методів відбору проб. Це забезпечує високу мобільність і можливість обстеження важкодоступних ділянок, недосяжних для пересувних лабораторій.

Комплексне оцінювання технічного стану трубопроводів також передбачає визначення напруженого стану труби, особливо у зонах дефектів і зварних з'єднань, на які припадає до 70 - 80 % відмов магістральних газопроводів. Найбільш уразливими є кільцеві зварні шви, які зазвичай не піддаються додатковій механічній

обробці після зварювання, що спричиняє наявність залишкових технологічних напружень. За наявності дефектів у прилеглих зонах під час експлуатації це може призводити до передчасного руйнування трубопроводу. Корозійні та тріщиноподібні дефекти виступають концентраторами напружень і суттєво впливають на довговічність конструкції. Хоча з позицій механіки руйнування в пластичних трубних сталях можуть існувати відносно великі докритичні тріщини, експлуатаційний досвід свідчить, що за складних умов роботи навіть при дотриманні нормативних навантажень такі дефекти здатні прогресувати і досягати критичних розмірів, провокуючи аварійні ситуації.

Узагальнення результатів наукових досліджень і практичного досвіду експлуатації дозволило виокремити ключові чинники, що визначають організаційно-технологічні умови забезпечення надійності та довговічності підземних сталевих газопроводів. До них належать контроль стану антикорозійного ізоляційного покриття, діагностика металу труб, оцінювання корозійної небезпеки, контроль якості зварних стиків, наявність і ефективність систем електрохімічного захисту, а також перевірка герметичності та міцності труб. Виявлення та кількісна оцінка зазначених чинників створюють основу для розроблення математичних моделей комплексного оцінювання та прогнозування надійності трубопровідних систем газопостачання, що є необхідною умовою їх безпечної та ефективної експлуатації.

З позицій соціотехнічного підходу газорозподільна система розглядається як складна сукупність взаємопов'язаних елементів, функціонування яких спрямоване на цілеспрямоване управління її станом і властивостями. За сучасного рівня розвитку науки і техніки створення газорозподільних систем, що не потребували б технічного обслуговування та ремонтних робіт протягом усього життєвого циклу, є економічно та технологічно недоцільним. Крім того, завжди зберігається імовірність виникнення аварійних пошкоджень, усунення яких потребує оперативних ремонтних втручань. У зв'язку з цим однією з ключових вимог до газорозподільних систем є їх ремонтоздатність - властивість, що забезпечує здатність системи своєчасно виявляти відмови, встановлювати їх причини та усувати негативні наслідки шляхом організованих ремонтно-експлуатаційних заходів [14].

Ремонтоздатну газорозподільну систему доцільно розглядати як технічний об'єкт із тривалим життєвим циклом, у межах якого дефекти, що виникають у процесі експлуатації та порушують виконання заданих функцій, можуть бути усунуті шляхом реалізації спеціалізованих ремонтних проєктів. Такі проєкти ґрунтуються на результатах поглибленого технічного діагностування, оцінюванні фактичного стану системи та прогнозуванні її залишкового ресурсу. Раціонально організоване управління ремонтними процесами забезпечує необхідний рівень надійності, безпеки та довговічності інженерних мереж газопостачання.

Особливо важливою складовою експлуатації лінійної частини трубопровідних систем є оцінювання їхнього технічного стану безпосередньо в реальних умовах роботи. У цьому контексті технічне діагностування виступає ключовим інструментом прогнозування, аналізу та попередження аварійних ситуацій, а також забезпечення промислової й екологічної безпеки. Сучасні підходи до підтримання надійної експлуатації газорозподільних мереж базуються на своєчасному виявленні дефектів, аналізі динаміки їх розвитку та оцінюванні залишкового ресурсу трубопроводів з урахуванням реальних експлуатаційних умов.

Вагомим напрямом забезпечення цілісності трубопроводів є дослідження ґрунтових умов їх експлуатації. У низці робіт проаналізовано вплив показника рН, електропровідності ґрунтів і вмісту сульфат-іонів на інтенсивність корозійних процесів на зовнішній поверхні труб. Запропоновано залежності для оцінювання швидкості корозії на окремих ділянках газопроводів та обґрунтовано доцільність застосування комплексного підходу до дослідження впливу зовнішнього середовища із використанням математичного моделювання, що дозволяє підвищити точність прогнозування розвитку корозійних ушкоджень і своєчасно планувати заходи з технічного обслуговування та реконструкції.

2 Огляд загальних питань експлуатації газових мереж

2.1 Аналіз технічних вимог до проєктування мереж газорозподілення

Проектують та будують мережі газорозподілення, сервісні мережі та мережі газоспоживання з дотримуванням усіх вимог чинного законодавства, що стосуються планування та розвитку територій, а також вимог ДБН В.2.5-20, ДБН В.2.5-41 та інших нормативних документів. Матеріали та технічні вироби, передбачені у проєктах газорозподільчих систем (далі - ГРМ), мають відповідати вимогам чинних нормативних документів на їх виготовлення, постачання, строки служби, характеристики, властивості та призначення, що підтверджують відповідність чинним технічним регламентам, з урахуванням умов їхньої експлуатації [5-10].

Роботи, пов'язані з проєктуванням та будівництвом мереж газорозподілення, сервісних мереж та мереж газоспоживання, мають виконувати спеціалізовані організації, які мають усі необхідні дозвільні документи на їх виконання згідно з чинним законодавством.

Розподіл газу в мережах забезпечується технічними засобами та пристроями. ГРМ має забезпечувати подавання газу споживачам в кількості та з параметрами, визначеними у проєктній документації. Пропускна здатність газопроводів потрібно визначати обчисленням за умови газопостачання всіх споживачів у години максимального споживання.

Якість природного газу має відповідати вимогам відповідної нормативної документації. Вибраний варіант схеми газорозподілення має бути обґрунтований економічно та бути забезпечений необхідним ступенем надійності та безпеки. За необхідності безперебійного подавання газу споживачам, перелік яких визначено відповідно до чинного законодавства, рекомендовано використовувати не менше ніж два джерела подавання газу.

За робочим тиском газопроводи поділяють на газопроводи високого тиску І та ІІ категорій, газопроводи середнього тиску та газопроводи низького тиску відповідно (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 - Класифікація газопроводів за тиском

Класифікація газопроводів за тиском, категорія		Робочий тиск в газопроводі, МПа
Високий	I	Понад 0,6 до 1,2 включ.
II		Понад 0,3 до 0,6 включ.
Середній	-	Понад 0,005 до 0,3 включ.
Низький	-	До 0,005 включ.

Тиск газу у внутрішніх газопроводах не повинен перевищувати значень, вказаних у таблиці 2.1. Для підтримування безперебійної роботи тиск газу перед газовикористовувальним устаткуванням (далі - ГВУ) не повинен перевищувати значень, вказаних у технічній документації виробника цього устаткування.

Проектувати та будувати мережі газорозподілення, сервісні мережі та мережі газоспоживання потрібно з урахуванням забезпечення необхідної стійкості, міцності та герметичності у разі виникнення можливих впливів та навантажень протягом усього строку експлуатації. Вибирати спосіб прокладання та матеріал труб газопроводів необхідно з передбаченням та урахуванням особливостей кліматичних та ґрунтових умов експлуатації. Для збільшення несучої здатності та підвищення надійності під час будівництва та реконструкції газопроводів допустиме використання композитних підсилювальних бандажів, що мають сертифікат відповідності на їх застосування.

Підземні сталеві газопроводи, сталеві вставки поліетиленових газопроводів, сталеві футляри газопроводів потрібно захищати від ґрунтової корозії і корозії блукаючими струмами відповідно до вимог ДСТУ Б В.2.5-29. Надземні та внутрішні сталеві газопроводи треба захищати від атмосферної корозії відповідно до ДСТУ Б В.2.6-193.

Таблиця 2.2 - Тиск газу у внутрішніх газопроводах

Споживачі газу всередині будинків	МРТ газу у внутрішньому газопроводі, МПа
- Виробничі будинки, в яких значення тиску обумовлено технологією виробництва	До 1,2 включ.
- Інші виробничі будинки	До 0,6 включ.
- Котельні: окремо розташовані; прибудовані, вбудовані та дахові виробничих будинків; прибудовані, вбудовані та дахові котельні громадських та житлових будинків	До 0,6 включ. До 0,6 включ. До 0,005 включ.
- Житлові будинки	До 0,003 включ.

Конструкція запірної арматури має забезпечувати стійкість до транспортованого середовища та випробовувального тиску. Запірна та регулювальна арматура мають забезпечувати герметичність затворів не нижче класу В. Арматура, призначена для захисного вимикання та відокремлювання, має забезпечувати герметичність затворів не нижче класу А. Класи герметичності затворів визначають згідно з ДСТУ ISO 5208.

Приєднання газопроводів без або зі зниженням тиску необхідно виконувати з використанням спеціального устаткування, яке забезпечує проведення робіт згідно з погодженими та затвердженими інструкціями. Труби, призначені для систем газопостачання, мають бути випробувані гідравлічним тиском на заводах-виробниках або мати запис у сертифікаті щодо гарантії того, що труби витримують гідравлічний тиск, величина якого відповідає вимогам чинних нормативних документів на труби.

Газопроводи зі сталевих труб та їхні з'єднувальні частини застосовують для зовнішнього та внутрішнього прокладання для всіх тисків. Газопроводи із поліетилену потрібно застосовувати для підземного прокладання:

- по території міст - тиском до 0,3 МПа;
- по території селищ і сіл та на міжселищних газопроводах - тиском до 1,0 МПа.

Газопроводи із поліетиленових труб та їхні з'єднувальні частини застосовують відповідно до ДБН В.2.5-41. Газопроводи із мідних труб та їхні з'єднувальні частини застосовують для внутрішнього прокладання для тисків природного газу до 0,005 МПа. З'єднання труб потрібно використовувати нерознімними. Рознімні з'єднання допустимі в місцях встановлення технічних пристроїв.

Підземні газопроводи. Розміщувати інженерні мережі відносно будівель, споруд та інших інженерних мереж потрібно відповідно до додатка А. Відстані до фундаментів будинків і споруд від підземних сталевих газопроводів тиском до 0,3 МПа включно, класифіковані за якісними показниками відповідно до стандартів ДСТУ EN з додатковими вимогами щодо механічних властивостей, дозволено зменшувати до 1 м за умови 100%-го контролю монтажних стиків фізичними методами на усій ділянці зближення та по 5 м у сторони від ділянки зближення.

В усіх інших випадках, для газопроводів тиском до 0,6 МПа в стиснених умовах, на окремих ділянках траси між будинками та під арками будинків, відстані, вказані у додатку А, допустимо скорочувати не більше ніж на 50 % (у разі прокладання в особливих природних умовах не більше ніж на 25 %), а для газопроводів тиском понад 0,6 МПа вказане зближення допустиме до нежитлових будівель (крім будівель лікарень та оздоровчих закладів). Зближення з іншими мережами слід погоджувати з їх власником.

На ділянках зближення по 5 м в сторони від ділянки зближення рекомендовано застосовувати один з таких варіантів використання:

- а) для сталевих газопроводів:
 - застосування безшовних або електрозварних труб, що пройшли стовідсотковий контроль заводського зварного з'єднання фізичними методами

контролювання, або електрозварних труб, що не пройшли такого контролю, але прокладені в захисному футлярі;

- перевіряння всіх монтажних зварних стиків фізичними методами контролю на ділянках зі стисненими умовами і по одному стику в кожен бік від цих ділянок;

б) для поліетиленових газопроводів:

- застосування труб з коефіцієнтом запасу міцності не менше ніж 3,15, без зварних з'єднань або прямих відрізків труб, з'єднаних терморезисторним зварюванням;

- прокладання труб, доставлених у прямих відрізках, у футлярах.

На відстані 200 мм над поліетиленовими газопроводами, прокладеними без футлярів, треба укласти попереджувальну стрічку жовтого кольору завширшки не менше ніж 200 мм із незмивним написом «Обережно! Газ». За надземного прокладання газопроводів в обвалуванні матеріал та габарити обвалування рекомендовано приймати відповідно до теплотехнічних розрахунків та з урахуванням забезпечення стійкості та збережності газопроводу та обвалування.

Футляри, застосовувані у стиснених умовах, потрібно виготовляти зі сталевих труб. Внутрішні діаметри футлярів для сталевих газопроводів мають бути більші зовнішніх діаметрів газопроводів не менше ніж на 100 мм у разі діаметрів газопроводів до 250 мм (включно) і не менше ніж 200 мм у разі діаметрів газопроводів понад 250 мм. Допустимо застосовувати замість футлярів композитні підсилювальні бандажі типу ППС товщиною не менше 5 мм.

Кінці футлярів під час прокладання в них газопроводів потрібно ущільнювати:

- у разі прокладання сталевих газопроводів - смоленим клоччям, бітумом;
- у разі прокладання поліетиленових газопроводів - діелектричними водонепроникними матеріалами (гумові втулки, термозсідальні плівки, пінополіуретан–мікрофлекс, пінофлекс).

У межах футляра газопроводи мають відповідати таким вимогам:

- сталевий газопровід повинен мати мінімальну кількість зварних стиків та бути укладеним на центрувальні прокладки. Усі зварні стики сталевих

газопроводу, які розміщені у межах футляра, потрібно перевіряти фізичними методами контролю. Газопровід потрібно покривати захисним покривом дуже посиленого типу та укладати на діелектричні прокладки;

- поліетиленовий газопровід у межах футляра і по 1 м в обидва боки від нього не повинен мати зварних та інших з'єднань та бути укладеним на центрувальні прокладки. У разі неможливості виконання вказаних вимог, допустиме застосування труб у прямих відрізках, з'єднаних терморезисторним зварюванням. Для труб діаметром понад 110 мм у разі їх прокладання у футлярі допустимо застосовувати зварювання нагрітим інструментом встик.

На одному кінці футляра потрібно передбачати контрольну трубку, що виходить під захисний пристрій.

У міжтрубному просторі футляра і газопроводу дозволено прокладання експлуатаційних кабелів (зв'язку, телемеханіки та дренажного кабелю електрозахисту, призначених для обслуговування системи газопостачання).

Глибину прокладання газопроводів потрібно визначати: - для сталевих газопроводів - не менше ніж 0,8 м до верху газопроводів або футлярів. Допустимо приймати глибину прокладання до 0,6 м в місцях, де немає руху транспорту;⁹

- для поліетиленових газопроводів - не менше ніж 1 м до верху газопроводів або футлярів. У разі прокладання під проїзними частинами доріг та вуличних проїздів (у футлярах або без футлярів) глибину прокладання потрібно обирати не менше ніж 1,2 м до верху газопроводів або футлярів.

У разі прокладання по ораних та зрошувальних землях рекомендовано глибину прокладання визначати не менше ніж 1 м до верху газопроводів.

У обґрунтованих за фізичними та техніко-економічними показниками випадках, дозволено зменшувати глибину залягання підземних газопроводів: сталевих - до 0,3 м, поліетиленових - до 0,6 м, у разі виконання додаткових компенсуювальних заходів, таких як захист газопроводу та ділянки не менше ніж 1,5 м від його осі дорожніми плитами тощо.

Під час проектування газопроводів усіх тисків (підземно, наземно, надземно) на земляних дамбах потрібно враховувати такі вимоги:

- міцність та стійкість земляних дамб не повинні порушуватися;
- прокладені газопроводи не повинні заважати руху транспорту та людей;
- можливість від'єднання газопроводів, прокладених по дамбах (у випадку аварії або ремонту);
- у разі прокладання газопроводів на опорах на ділянках ближче ніж 2 м до краю проїздної частини необхідно передбачати улаштування захисного металевого дорожнього огороження бар'єрного типу.

Пункти редукування та обліку газу. Для зниження тиску газу та підтримування його на заданому рівні в ГРМ, незалежно від витрати газу, мають бути передбачені наступні пункти редукування газу (далі - ПРГ): газорегуляторні пункти (далі - ГРП), газорегуляторні пункти блокові (далі - ГРПБ), шафові газорегуляторні пункти (далі - ШГРП), газорегуляторні установки (далі - ГРУ), підземні газорегуляторні пункти (далі - ППРП), які мають відповідати вимогам ДБН В.2.5-20, ДСТУ EN 12186, ДСТУ EN 12279. Для обліковування газу можуть бути передбачені вузли обліку газу (ВОГ) як самостійні (блокові або шафові пункти обліковування газу), так і в складі ПРГ.

Кількість ліній редукування в ПРГ визначають на підставі необхідної пропускної здатності, витрати та вихідного тиску газу, призначеності ПРГ в системі газопостачання, а також за наявності умов щодо безперебійного газопостачання і можливості проведення регламентних робіт. Для ШГРП, ППРП, як правило, прийнято не більше двох робочих ліній редукування. Для забезпечення безперервного подавання газу споживачам в ПРГ, пропускна здатність яких забезпечена однією лінією редукування, передбачають резервну лінію редукування. Для ШГРП, ППРП допустиме застосування резервної лінії редукування знімного типу, якщо це передбачено конструкцією виробів.

В ПРГ потрібно передбачати встановлення: фільтра, приладів безпеки — запобіжного запірного клапана (далі - ЗЗК) та/або контрольного регулятора-монітора, регулятора тиску газу, запірної арматури, контрольно-вимірювальних приладів (далі - КВП), захисного скидного клапана (далі - ЗСК) та, за необхідності, приладів технологічного обліковування витрат газу та засобів телеметрії.

ПРГ слід розміщувати:

- окремо розташованими;
- прибудованими до газифікованих виробничих будівель та котелень;
- вбудованими в одноповерхові виробничі будинки та котельні, що газифікуються (крім розташованих у підвальних та цокольних приміщеннях);
- на покриттях покрівель (з негорючим утеплювачем) будівель, що газифікуються;
- на відкритих огорожених під навісом майданчиках на території промислових підприємств.

Системи редукування тиску газу. Система редукування тиску газу в ПРГ має підтримувати сталий режим тиску у вихідному газопроводі, що забезпечує надійну та безпечну роботу ГВУ. Вибирати пропускну здатність регуляторів тиску ГРП та ГРУ потрібно за розрахунковими максимальними витратами газу споживачами та фактичним тиском газу на вході в ГРП. Пропускна здатність регуляторів тиску потрібно встановлювати в межах від 15 % до 20 % більше розрахункової максимальної витрати газу.

Редукування із вхідного тиску 0,6 МПа і більше до вихідного тиску 0,005 МПа та менше, у разі газопостачання споживачів з нестабільним режимом споживання газу, має бути двоступеневим та послідовним.

Конструкція лінії редукування і резервної лінії редукування (за наявності) мають забезпечувати можливість налаштування параметрів редукаційної, запобіжної арматури та арматури вимикання, а також перевіряння герметичності закриття їхніх затворів, без від'єднання або зміни значення тиску газу у споживача.

У ГРП та ГРПБ за наявності декількох робочих ліній з одним вихідним тиском резервні лінії редукування потрібно передбачати у кількості:

- однієї - за наявності не більше трьох робочих ліній редукування;
- двох - за наявності більше трьох робочих ліній редукування.

Нижні межі робочого тиску та способи захисту від зниженого тиску визначають проектом, якщо згідно з експлуатаційною документацією виробника це необхідно для роботи ГВУ. ПРГ, призначені для систем газопостачання низького

тиску до 0,003 МПа, рекомендовано забезпечувати від'єднанням подавання газу споживачам у разі зниження тиску за ПРГ менше ніж 0,0007 МПа.

Системи захисту від підвищеного тиску. Система захисту від підвищеного тиску має в автоматичному режимі забезпечити захист газопроводів та технічних засобів від неприпустимого підвищення тиску у випадку несправності системи редукування. Під час проектування систем захисту від підвищеного тиску треба передбачати технічні пристрої:

- без скидання газу - регулятор-монітор або ЗЗК;
- зі скиданням газу - ЗСК.

Систему захисту від підвищеного тиску не передбачено за виконання однієї з таких умов:

- максимальний робочий тиск (далі - МРТ) на вході не перевищує максимального пікового тиску (далі - МПТ) на виході;
- тиск газу перед регулятором - не більше ніж 0,01 МПа.

Автоматизовані системи контролювання та керування технологічними процесами. Автоматизована система контролювання та керування технологічними процесами (АСКК ТП) призначена для забезпечення оперативного дистанційного централізованого контролювання та керування параметрами технологічного процесу газорозподілу та комерційного обліку споживання газу. Автоматизована система контролювання технологічними процесами (АСК ТП) - для забезпечення оперативного дистанційного централізованого контролю без забезпечення функції керування.

АСК ТП необхідно передбачати під час проектування ГРМ за необхідності (яку визначає замовник/власник та/або експлуатувальна організація). Для подальшого вдосконалення оперативного контролювання роботи ГРМ потрібно передбачати влаштування засобів технологічного обліку під час нового будівництва, реконструкції, капітального ремонту або технічного переоснащення об'єктів ГРМ для наступних категорій споживачів:

- окремий населений пункт, садове товариство та т.п.;

- тупикова мережа населеного пункту (перед ПРГ потужністю понад 250 мЗ/год).

АСКК ТП населених пунктів треба передбачати під час проектування ГРМ з кількістю об'єктів газоспоживання, що підлягають контролю за вимогою оператора ГРМ за необхідності (яку визначає замовник/власник та/або експлуатувальна організація).

Впровадження АСК ТП та АСКК ТП має забезпечувати безперебійне та безпечне подавання та використання газу, поліпшення техніко-економічних показників в ГРМ, вироблення та реалізацію оптимальних (раціональних) впливів керування на систему розподілу газу в режимах нормального її функціонування.

АСК ТП та АСКК ТП повинні мати централізовану структуру, основними елементами якої є контрольовані пункти (КП) на зовнішніх мережах та спорудах системи розподілу газу та центральні диспетчерські пункти ЦДП) в апараті управління оператора ГРМ. У разі з'єднання багаторівневої АСКК ТП у відповідних підрозділах оператора ГРМ мають бути створені пункти управління (ПУ). Робота ПУ координується ЦДП. Допустимо поєднувати ЦДП з одним із ПУ.

На спорудах, що забезпечені частково засобами автоматики та потребують обслуговування постійного чергового персоналу, допустимо влаштування оперативних пунктів, підпорядкованих службам ПУ або ЦДП.

АСК ТП, АСКК ТП мають охоплювати такі КП:

- ГРС, що зв'язують магістральний газопровід з ГРМ, за відповідного погодження з організацією, що експлуатує магістральні газопроводи (допустиме встановлення КП та ВОГ поза територією ГРС)
- ВОГ технологічні або комерційні;
- ПРГ, що забезпечує редукування тиску газу в мережах високого та середнього тисків;
- ПРГ, що живлять розподільчі мережі низького тиску населених пунктів побутових споживачів;
- ПРГ, що живлять мережі юридичних осіб за технологічною необхідністю, яку визначає оператор ГРМ;

- ПРГ споживачів із розрахунковою витратою газу понад 1000 м³/год, що мають особливі режими газопостачання (вимоги до стабільності тиску газу, вибір джерел газопостачання тощо);

- станції ЕХЗ;

- КПТ - контрольний перетворювач тиску для визначання досягнення критичної та аварійної межі тиску на відповідних ділянках ГРМ за технологічною необхідністю, яку визначає оператор ГРМ.

Комплекс засобів автоматизації, що забезпечує функціонування АСК ТП, АСКК виконує такі функції:

а) вимірювання параметрів:

- тиску газу на вході і виході з ПРГ;
- тиску газу перед ВОГ;
- температури газу перед ВОГ;
- перепаду тиску газу на кожному звужувальному пристрої або фізичний об'єм газу за кожним замірним вузлом витрат газу (у разі застосування лічильників витрат газу);

- фізико-хімічних параметрів газу;

- об'єм газу, приведений до нормальних умов;

б) порівнювання вимірних значень параметрів функціонування елементів ГРМ із заданими контрольними мінімальними та максимальними значеннями фіксування та зберігання контрольованих параметрів та значень відхилів;

в) контролювання таких параметрів та стану технологічного устаткування:

- тиску газу на вході та на виході ПРГ;
- засміченості фільтра (норма/вище норми/аварія);
- спрацювання ЗЗК (закритий/відкритий);
- загазованості приміщення ПРГ (норма/вище норми);
- контролювання доступу та ознаки доступу (свій/чужий) до устаткування ПРГ та ВОГ;

- контролювання роботи засобів електрохімзахисту (напруги, струму, потенціалу тощо);

г) контролювання відхилів параметрів стану технологічного устаткування від встановлених значень;

ж) комплекс засобів автоматизації ПРГ має запам'ятовувати та передавати за кожним ВОГ інформацію, необхідну для упорядкування на верхньому рівні системи таких видів звітів: місячного, добового, періодичного, оперативного.

Кожний вид звіту має містити:

- назву (код) КП;
- код (номер) ВОГ КП;
- дату та час складання звіту;
- значення усіх введених оператором констант та час їхнього введення.

2.2 Аналіз особливостей технічного обслуговування газових мереж

Найважливішими завданнями технічного обслуговування газового обладнання та мереж є забезпечення безпеки, стабільності та надійності функціонування газових систем. До основних завдань відносяться:

- попередження аварійного виходу з ладу дорогої апаратури та обладнання, що може бути викликано нестабільною подачею газу або технічними дефектами;
- своєчасна заміна деталей, вузлів та комплектуючих, що мають високий ступінь зносу, для запобігання їх передчасній деградації;
- усунення засорів у трубопроводах, колодязях, конденсатозбирачах та окремих елементах системи, що підвищує ефективність роботи та знижує ризики аварій;
- мінімізація ймовірності виникнення вибухонебезпечних та пожежонебезпечних ситуацій під час експлуатації газових мереж.

Система технічного обслуговування в газовому господарстві являє собою комплекс взаємопов'язаних засобів, матеріалів, документації та кваліфікованого

персоналу, спрямованих на попередження несправностей і аварійних ситуацій у системах газопостачання. Технічне обслуговування охоплює комплекс робіт, включаючи контроль технічного стану, очищення, змащення, регулювання та інші операції, які забезпечують безперебійну та безпечну роботу газопроводів, газовикористовуючих установок і приладів.

Технічне обслуговування та ремонт газопроводів і обладнання на промислових підприємствах проводяться відповідними газовими службами за графіками, затвердженими керівництвом підприємства. У разі залучення сторонніх організацій графіки робіт узгоджуються з керівництвом відповідних організацій. Такий підхід гарантує чітку координацію дій та дотримання встановлених норм безпеки.

Основні види робіт під час технічного обслуговування включають:

- перевірку герметичності з'єднань газопроводів, обладнання та приладів з метою своєчасного виявлення та усунення витоків газу;
- огляд і контроль роботи запірної арматури;
- перевірку працездатності запобіжних та запобіжно-запірних пристроїв, а також автоматичних систем регулювання і безпеки (не рідше ніж раз на три місяці);
- контроль стану електроосвітлення, вентиляційних систем та сигналізації в приміщеннях;
- очищення обладнання та трубопроводів від забруднень;
- вимір електричних потенціалів на металевих газопроводах для контролю корозійного стану.

Усі роботи повинні виконуватися відповідно до Правил безпеки систем газорозподілу та газоспоживання, галузевих нормативних актів і державних стандартів (ДСТУ). Особлива увага приділяється обходу трас газопроводів, де проводяться наступні дії:

- перевірка колодязів, підвалів та інших підземних споруджень на наявність газу, контроль стану контрольних трубок та настінних показчиків; видалення води, снігу, льоду та бруду з газових коверів;
- перевірка конденсатозбирачів та видалення накопиченого конденсату;

- спостереження за будівельними та дорожніми роботами, що проводяться поруч із газопроводами, для запобігання їх пошкодженню.

Витоки газу, особливо з газопроводів середнього та високого тиску, можуть поширюватися на значні відстані та проникати у підземні комунікації й будівлі. Тому контроль включає огляд підвалів, колодязів, камер тепломереж і приміщень, розташованих у радіусі до 15 м від осі газопроводів, а у разі виявлення газу – у радіусі до 50 м. Визначення наявності газу здійснюється газоаналізаторами вибухозахисного типу.

За наявності газу у підвалах виконуються такі заходи:

- провітрювання підвалів та повідомлення аварійної служби;
- перевірка повітря квартир розташованих вище, за необхідності – провітрювання;
- встановлення спостереження за зміною концентрації газу;
- попередження мешканців про заборону використання джерел іскроутворення;
- евакуація людей у випадку загазованості понад 1% та усунення витoku газу;
- контроль після виконання робіт щодо безпеки перебування людей та використання електроприладів.

При обслуговуванні конденсатозбирачів та підземних газопроводів виконується ряд спеціалізованих робіт: від видалення конденсату різними методами до перевірки герметичності з'єднань. Найпоширеніші несправності конденсатозбирачів – витоки газу через крани, нарізні з'єднання та забивання осадам, для чого застосовують методи промивки водою та відкачування.

Періодичне обстеження газопроводів також передбачає контроль стану ізоляції, захисту від ґрунтової корозії (пасивного та активного типу) та виявлення механічних ушкоджень. Використовуються різноманітні захисні покриття, включаючи полімерні, бітумно-резинові та армовані матеріали, з урахуванням типу ґрунту і умов прокладки трубопроводів.

Технічне обслуговування арматури включає очищення від бруду та іржі, перевірку герметичності з'єднань, регулювання та змащення рухомих частин, а також контроль стану кришок і ковертів колодязів. У випадку виявлення витоків газу або серйозних дефектів роботи в колодязях або на поверхні припиняються до усунення проблеми за спеціальним алгоритмом безпеки.

Витоки газу найчастіше виникають у стикових з'єднаннях, конденсатозбирачах, арматурі та пошкоджених ділянках трубопроводів. Практика показує, що до 3% витоків відбувається в муфтах і зварних стиках конденсатозбирачів, близько 10% – через неповно загорнені пробки, понад 30% – на стояках конденсатозбирачів, а 20% випадків – через механічні пошкодження під час будівельних робіт.

Сучасні методи пошуку витоків включають три етапи:

- встановлення факту витoku та уточнення його ознак.
- визначення ймовірної причини витoku: корозія, механічні пошкодження, розриви стиків.
- проведення перевіірочних операцій для точної локалізації витoku.

Для контролю підземних газопроводів застосовуються сучасні приладові методи, включаючи лазерні газоаналітичні системи (ЛГА), полум'яно-іонізаційні детектори, апаратуру для визначення пошкоджень ізоляції (АЗПІ) та інші прилади, що дозволяють виявляти витoki без проведення розкопок. Принцип роботи таких систем заснований на вимірюванні змін потенціалів, поглинання метаном інфрачервоного випромінювання або реєстрації магнітного поля навколо газопроводу.

Вибір методу усунення витоків залежить від типу ушкодження та тиску газу. Систематичне застосування приладових методів контролю підвищує якість обслуговування газових мереж, мінімізує ризики аварій і забезпечує безпечну експлуатацію газопроводів у містах та на промислових підприємствах.

3 Аналіз системи технічної діагностики газових мереж

3.1 Теоретичні основи сучасних підходів до діагностики газових мереж

Сучасні газорозподільні мережі (ГРМ) є складною технологічною та просторово-розподіленою інфраструктурою, яка забезпечує життєдіяльність населених пунктів і функціонування промисловості. Їх експлуатація відбувається в умовах постійного фізичного старіння матеріалів, впливу агресивних середовищ, динамічних навантажень та антропогенних факторів. У такому контексті запобігання аваріям, які несуть загрозу життю людей, екології та економіці, стає пріоритетним завданням. Ключову роль у його вирішенні відіграє технічна діагностика (ТД) - науково-практична дисципліна, яка трансформувалася від епізодичного контролю до цілісної системи управління технічним станом [11].

Технічна діагностика – це галузь знань, що охоплює теорію, методи та засоби визначення технічного стану об'єктів. Її ядром є процес отримання та аналізу інформації для виявлення дефектів, оцінки придатності до експлуатації та прогнозування залишкового ресурсу.

У контексті газових мереж поняття ТД пройшло значну еволюцію:

- *реактивний підхід* (діагностика за відмовою). Історично перша форма. Дії вживалися після виникнення аварії або явного витoku. Діагностика зводилася до локалізації та усунення наслідків. Економічні витрати та витрати на забезпечення безпечної експлуатації при такому підході максимальні;
- *профілактичний (планово-попереджувальний) підхід*. Основа сучасної експлуатації. Технічний стан перевіряється через задані інтервали часу незалежно від його реальних показників. Це дозволяє виявляти дефекти до відмови, але часто веде до надмірних витрат (заміна ще придатних елементів) або, навпаки, не встигає за темпом деградації;
- *предиктивний (прогнозно-передбачувальний) підхід*. Сучасна парадигма ТД. Стан об'єкта моніториться в режимі, близькому до реального часу, або

регулярно з високою частотою. На основі отриманих даних (тренди, коливання) будується модель його поведінки та прогнозується момент, коли параметри стану вийдуть за допустимі межі. Роботи плануються саме на цей прогнозований момент, що максимізує використання ресурсу та мінімізує простої;

- *пресцептивний (інтелектуально-адаптивний) підхід* (майбутня тенденція). Розвиток предиктивного підходу з використанням штучного інтелекту (ШІ), машинного навчання та цифрових двійників. Система не тільки прогнозує, але і оптимізує режими експлуатації, пропонує сценарії втручання, імітує наслідки різних рішень. Діагностика стає безперервним, інтегрованим у систему управління процесом.

Таким чином, технічна діагностика на сучасний момент – це не просто набір методів контролю, а стратегія управління життєвим циклом інженерного об'єкта на основі об'єктивних даних про його фізичний стан.

Методологічна структура технічної діагностики газових мереж. Технічна діагностика газових мереж має чітку внутрішню структуру, що включає наступні взаємопов'язані етапи:

- *Об'єкт діагностики та його модель.* Об'єктом виступає ділянка мережі чи окремий її елемент (трубопровід, запірна арматура, компенсатор, конденсатозбірник тощо). Створюється інформаційна модель об'єкта, яка включає: паспортні дані (матеріал, діаметр, тиск, рік укладання), історію експлуатації та ремонтів, дані про ґрунтові умови, корозійну активність середовища, навантаження.

- *Діагностичні ознаки* (параметри стану). Це фізичні величини, вимірювання яких дає інформацію про стан. Для ГРМ це:

- Прямі ознаки. Товщина стінки труби, наявність та глибина дефектів (корозійних, механічних), рівень механічних напружень, герметичність з'єднань.
- Непрямі ознаки. Концентрація газу в прилеглому ґрунті або каналізації (ознака витoku), потенціал «труба-ґрунт» (для оцінки ефективності катодного захисту), рівень вібрації, акустичний шум.

- *Методи та засоби діагностики.* Класифікуються за принципом дії та місцем застосування:

- *Внутрішні (інлайнові) методи.* Виконуються без виведення мережі з експлуатації.
- візуально-вимірювальний контроль (ВВК). За допомогою телеінспекційних комплексів (камер, сканерів), що просуваються всередині трубопроводу. Виявляють механічні пошкодження, відкладення, корозію;
- магнітний флюс leakage (MFL). Поширений метод для сталевих труб. Апарат-«свинка» з магнітами намагнічує стінку труби; датчики фіксують витoki магнітного потоку в місцях втрати металу, визначаючи розмір та локалізацію дефектів;
- ультразвуковий контроль (УЗК). «Свинки» з ультразвуковими датчиками безпосередньо вимірюють товщину стінки. Високоточний метод, але вимагає акустичного зв'язку (контактного гелю), що ускладнює використання в газових середовищах;
- акустична емісія (АЕ). Фіксує хвилі напружень, що генеруються в місці росту тріщини або пластичної деформації. Дозволяє виявляти активні, що розвиваються, дефекти.
- *Зовнішні (позаланійнові) методи.* Застосовуються зовні, часто без зупинки подачі газу.
- приборне обстеження трас (ПОТ). Пошук прихованих витоків газу за допомогою газоаналізаторів (шлейфовий метод, пробоотборники);
- електроміжвимірювальний контроль катодного захисту. Вимірювання потенціалу «труба-грунт» для оцінки ефективності протикорозійного захисту;
- наземні геофізичні методи. Трасо- та дефектошукачі, що визначають глибину залягання, магнітну аномалію від зварних швів, індукційні методи виявлення дефектів ізолюваного покриття;

- безпілотні аерокосмічні засоби. Мультиспектральна та теплова зйомка для виявлення аномалій росту рослинності (ознака витоку метану), несанкціонованих будівель у смузі відведення, просідань ґрунту.

Алгоритм прийняття рішень. Отримані дані підлягають інтеграції та аналізу. На основі нормативних документів (наприклад, ДСТУ, ДБН, галузеві стандарти) проводиться:

- детекція - факт наявності відхилення;
- ідентифікація - визначення типу дефекту (корозія, тріщина, вм'ятина);
- класифікація та оцінка небезпечності - визначення глибини, довжини дефекту, розрахунок рівня напружень, порівняння з допустимими значеннями за методами механіки руйнування;
- прогнозування - розрахунок швидкості розвитку дефекту та залишкового ресурсу ділянки;
- формування діагностичного висновку та рекомендацій: Рішення про придатність, необхідність ремонту, його терміни та тип, зниження робочого тиску, посилення моніторингу.

Системоутворююче місце технічної діагностики в експлуатаційній системі ГРМ. Технічна діагностика не є ізольованою функцією; вона інтегрована в усі процеси експлуатаційного циклу, виконуючи роль інформаційної центральної нервової системи.

Існує прямий зв'язок із системою планово-попереджувального ремонту (ППР). Технічна діагностика є об'єктивною основою для формування річних та перспективних планів ремонтів. Замість календарного підходу («раз на 5 років») впроваджується ремонт за фактичним станом. Це дозволяє:

- оптимізувати витрати, спрямовуючи кошти на найбільш дефектні ділянки;
- продовжити ресурс елементів, що знаходяться в доброму стані;
- запобігти аварійним ремонтам;

Існує зв'язок із системою безпеки та ризик-менеджменту. Технічна діагностика основний інструмент проактивного управління ризиками. На основі даних діагностики будується карта ризиків мережі, де кожній ділянці присвоюється індекс ризику (за формулою: Ризик = Імовірність відмови × Серйозність наслідків). Це дозволяє сконцентрувати ресурси на ділянках з високим ризиком (наприклад, під залізницями, в щільній забудові, з високою корозійною активністю).

Існує зв'язок із системою управління активами (EAM/CMMS). Дані технічної діагностики є живим оновленням цифрового паспорта активу. Інтеграція з EAM-системами забезпечує:

- повну історію життєвого циклу: від монтажу через усі діагностики та ремонти до виведення з експлуатації;
- можливість прогнозування капітальних витрат на реновацію мереж;
- обґрунтування інвестиційних програм.

Зв'язок із нормативно-технічною базою. Результати масової діагностики впливають на розвиток нормативних документів. Статистика дефектів, реальні показники довговічності матеріалів в різних умовах дозволяють оновлювати міжремонтні періоди, уточнювати методики оцінки придатності, удосконалювати вимоги до матеріалів та монтажу.

Зв'язок із системою кризового реагування. У разі аварії дані останньої діагностики дозволяють швидко визначити найімовірніші причини та слабкі місця, спрямувати аварійні бригади, прийняти рішення про відключення суміжних ділянок, мінімізуючи час відновлення та наслідки.

Незважаючи на постійний розвиток, технічна діагностика ГРМ стикається з рядом характерних проблем:

- гетерогенність мережі. Одночасна експлуатація старих сталевих (часто без ізоляції) та сучасних поліетиленових труб вимагає різних методів діагностики;
- складність моніторингу підземних комунікацій. Більша частина мережі прихована, що ускладнює безперервний контроль.
- великі обсяги даних та необхідність їх інтеграції. Масив даних від різних систем потребує нових аналітичних інструментів.

Перспективні напрями розвитку системи діагностики мереж прямо пов'язані з цифровізацією та Індустрією 4.0. До них можна віднести:

- впровадження сенсорних мереж – датчиків тиску, акустичних сенсорів витoku, оптоволоконних систем (DTS, DAS), що дозволяють виявляти події в режимі, близькому до реального часу;
- створення цифрових двійників (Digital Twin) газової мережі. Динамічна віртуальна модель, що синхронізується з фізичним об'єктом через датчики та дані технічної діагностики. Двійник дозволяє моделювати різні сценарії навантаження, аварій, оцінювати наслідки, оптимізувати режими;
- застосування штучного інтелекту та машинного навчання для автоматичної інтерпретації дефектоскопічних даних (наприклад, розпізнавання типів дефектів на MFL-сигналах); прогнозування розвитку корозії на основі сукупності даних (властивості ґрунту, рівень катодного захисту, вік труби); оптимізації маршрутів та періодичності обстежень;
- використання робототехнічних комплексів. Автономні або керовані роботи для обстеження важкодоступних місць (колодязі, камери, внутрішні порожнини великодіаметрових труб).

В цілому можна зазначити, що технічна діагностика перестала бути супутньою службою в експлуатації газорозподільних мереж. Вона трансформувалася в стратегічну, системоутворюючу функцію, що лежить в основі сучасних моделей управління надійністю, безпекою та ефективністю активів. Її місце - це інтелектуальне ядро, яке на основі об'єктивних даних про фізичний стан інфраструктури забезпечує перехід від реактивного лікування наслідків відмов до проактивного, прогностичного управління життєвим циклом.

Майбутнє технічної діагностики - це конвергенція традиційних методів неруйнівного контролю з передовими цифровими технологіями, що призведе до створення «керованих за даними» (data-driven) інтелектуальних газових мереж. Це не лише технічне вдосконалення, але і фундаментальна зміна філософії експлуатації, спрямована на гарантування стабільності, безпеки та економічної обґрунтованості газопостачання в довгостроковій перспективі.

3.2 Основні задачі та компоненти перспективної діагностичної системи газових мереж

Газорозподільна мережа (ГРМ) як складний технічний об'єкт, що функціонує в умовах детермінованого старіння та стохастичних зовнішніх впливів, потребує системного підходу до оцінки свого стану. Фрагментарні контрольні заходи, що не об'єднані єдиною методологією та інформаційним контуром, не забезпечують ні економічної ефективності, ні достатнього рівня безпеки. Відповіддю на цю потребу є формування цілісної діагностичної системи (ДС), яка інтегрує методи, засоби, персонал, процедури та інформаційні потоки в єдиний механізм управління технічним станом.

Діагностична система газових мереж - це організаційно-технічний комплекс, призначений для безперервного або періодичного отримання, збору, обробки, аналізу та інтерпретації інформації про технічний стан елементів мережі з метою обґрунтування управлінських рішень щодо їх експлуатації, технічного обслуговування та ремонту.

Головна мета-задача діагностичної системи – мінімізація ризиків (безпекових, екологічних, економічних) шляхом трансформації невизначеності відносно стану мережі в обґрунтовані знання для відповідних дій та рішень. Ця мета реалізується через низку взаємопов'язаних основним завдань:

1. Завдання виявлення та кваліфікації дефектів (завдання ідентифікації):

- детекція. Встановлення факту наявності відхилення фактичних параметрів від нормативних або початкових (наявність витоку, втрата товщини стінки, пошкодження ізоляції);
- локалізація. Точне визначення місця розташування дефекту в просторі (з координатною прив'язкою до траси);
- ідентифікація. Визначення типу дефекту (позашовна корозія, каверна, тріщина, вм'ятина, розтягнення зварного шва, розгерметизація муфти та ін.) та його геометричних характеристик (глибина, довжина, ширина, орієнтація).

2. Завдання оцінки придатності до експлуатації (завдання верифікації):

- кількісна оцінка впливу виявленого дефекту на несучу здатність трубопроводу. Це передбачає проведення розрахунків міцності та довговічності за методами механіки руйнування;
- визначення класу небезпеки дефекту (незначний, допустимий, критичний, аварійний) на основі порівняння розрахункових показників з гранично допустимими значеннями, що визначаються робочим тиском, місцем прокладання, матеріалом труби;
- формування бінарного висновку: «придатна до експлуатації в заданих умовах» або «непридатна».

3. Завдання прогнозування залишкового ресурсу та моменту відмови (завдання прогнозування):

- моделювання подальшої еволюції виявленого дефекту або стану ділянки в цілому з урахуванням механізмів деградації (корозія, втома, повзучість);
- розрахунок прогнозованої швидкості розвитку дефекту на основі даних про агресивність середовища, ефективність катодного захисту, історію навантажень;
- визначення прогнозованого залишкового ресурсу (у роках, циклах навантаження) та прогнозованого моменту, коли параметри стану досягнуть граничного значення.

4. Завдання раннього виявлення аварійних ситуацій та попередження розвитку інцидентів (завдання моніторингу безпеки):

- безперервне або періодичне відстеження параметрів, що безпосередньо свідчать про загрозу: концентрація газу в каналах, колодязях, підвалах; раптові падіння тиску в мережі; акустичні ознаки великого витoku;
- швидке оповіщення диспетчерської служби та аварійних бригад про події, що вимагають негайного втручання;
- ідентифікація прекурсорів великих аварій (наприклад, поступове збільшення мікровитоку).

5. Завдання підтримки прийняття управлінських рішень (завдання підтримки рішень):

- формування обґрунтованих рекомендацій щодо необхідності, термінів, пріоритетності та виду ремонтно-відновлювальних робіт (капітальний ремонт, санація, сегментна заміна, локальне посилення);
- обґрунтування можливості експлуатації зі зниженим робочим тиском;
- формування довгострокових інвестиційних програм реновації мереж на основі агрегованих даних про стан активів;
- оптимізація графіків та обсягів планово-попереджувальних обстежень.

6. Завдання валідації та коригування моделей старіння (завдання калібрування знань):

- накопичення статистично значущих даних про реальну швидкість деградації матеріалів (сталь, ПЕ) у конкретних ґрунтово-експлуатаційних умовах;
- уточнення емпіричних коефіцієнтів і кореляцій, що використовуються в розрахункових моделях;
- надання зворотного зв'язку для поліпшення нормативної бази, вимог до матеріалів і технологій будівництва.

Діагностична система є ієрархічною та багаторівневою структурою, яку можна декомпонувати на наступні взаємопов'язані компоненти. На інформаційно-вимірювальному рівні (рівень датчиків та збору даних) створюється фізична основа системи, що забезпечує первинне отримання сигналів про стан:

а) Вбудовані (стаціонарні) засоби моніторингу:

- датчики тиску та витрати. Фіксують аномалії, що можуть свідчити про витік. Системи на основі оптоволоконних кабелів: DAS (Distributed Acoustic Sensing) - виявляє акустичний шум від витіку, по сторонніх втручань; DTS (Distributed Temperature Sensing) - фіксує аномалії температури. Датчики концентрації метану в колодязях, контрольних точках;

- системи контролю катодного захисту. Стаціонарні електроди збору потенціалу, трансформатори струму, що забезпечують безперервний контроль ефективності протикорозійного захисту.

б) Мобільні та портативні засоби обстеження:

- інлайнові дефектоскопічні пристрої («свинки»). MFL-, УЗК-, комбіновані скенери для внутрішньотрубного обстеження;
- наземні геофізичні комплекси. Приладова шлейфова зйомка, трасо- та дефектошукачі, прилади для вимірювання потенціалу «труба-ґрунт»;
- беспілотні літальні апарати (БПЛА): З тепловізорами та спектрометрами для виявлення витоку метану з повітря;
- мобільні газоаналізатори та шукачі витоків.

На методолого-технологічному рівні (рівень процедур та методів) створюється інтелектуальна основа, що визначає як отримувати та інтерпретувати дані.

в) Бібліотека діагностичних методик:

- стандартизовані інструкції та технологічні регламенти для кожного виду обстеження (внутрішньотрубна діагностика, вимірювання потенціалу та ін.).
- методики калібрування апаратури, проведення вимірювань, обробки первинних сигналів.

г) Алгоритми та моделі обробки та аналізу даних;

- алгоритми фільтрації шуму, кореляції сигналів;
- фізико-математичні моделі для оцінки міцності та прогнозу ресурсу.
- критерії прийняття рішень (граничні розміри дефектів, мінімальна товщина стінки), закріплені в корпоративних стандартах і/або державних нормах.

На інформаційно-аналітичному рівні (рівень даних та платформ) створюється цифрове середовище, де дані трансформуються в інформацію та знання.

д) Геоінформаційна система (ГІС) з шаровою структурою:

- базовий шар. Картографічна основа, траси мереж з атрибутами (діаметр, матеріал, тиск, рік укладання);
- діагностичний шар. Результати усіх історичних та поточних обстежень, прив'язані до координат. Дефекти, профілі товщини, потенціали;
- шар ризиків. розраховані індекси ризику для ділянок, зони підвищеної небезпеки;
- експлуатаційний шар. Місця встановлення запірної арматури, дані о проведених ремонтах, аваріях.

г) База даних діагностичної інформації (БДДІ) є централізованим сховищем структурованої інформації: «паспортів» дефектів, файлів сигналів від «свинок», протоколів вимірювань, фотодокументації. Забезпечує цілісність, історію змін та доступ до даних для аналітичних інструментів.

є) Аналітичні платформи та інструменти:

- програмні модулі для статистичного аналізу, побудови трендів (наприклад, динаміки зниження потенціалу катодного захисту);
- системи підтримки прийняття рішень (СППР), які на основі вбудованих алгоритмів пропонують варіанти дій;
- інструменти машинного навчання для прогнозування корозії, автоматичної класифікації дефектів.

На організаційно-управлінському рівні (рівень операторів та процесів) забезпечується функціонування всієї технічної інфраструктури.

ж) Організаційна структура:

- служба діагностики або відповідні підрозділи в структурі експлуатуючої організації.
- чітке розмежування ролей: оператори вимірювань, інженери-дефектоскопісти, аналітики даних, керівники програм.

з) Регламентуюча документація:

- положення про діагностичну службу;
- пічні та перспективні програми діагностичних обстежень, що узгоджуються з планами ремонтів;
- регламенти взаємодії зі службами експлуатації, ремонту, диспетчеризації.

і) Система кваліфікації персоналу:

- програми навчання та атестації спеціалістів з неруйнівного контролю (рівні I, II, III за міжнародними схемами);
- тренування з використання нового обладнання та програмного забезпечення.

На інтеграційному рівні (рівень інтерфейсів) забезпечується зв'язок ДС з зовнішніми системами.

к) Зв'язок із системами управління активами (EAM/CMMS)/ Автоматична передача діагностичних висновків для планування робіт, управління матеріально-технічним забезпеченням, обліку витрат.

л) Зв'язок із системою диспетчерського управління та даними SCADA. Отримання оперативних параметрів (тиск, витрата) для аналізу та передачі інформації про критичні витoki для негайного реагування.

м) Зв'язок із системами документообігу та звітності. Відбувається автоматизоване формування регламентних звітів для наглядових органів.

Для того щоб сукупність перелічених компонентів працювала як єдина система, необхідно дотримуватися ключових принципів:

- принцип цілісності та системності. Діагностична система повинна охоплювати всі етапи: від планування обстеження до впливу на прийняття рішень. Усі компоненти мають бути узгоджені;

- принцип ієрархічності. Рівень деталізації діагностики має відповідати рівню ризику. На основі ГІС та карт ризиків визначаються ділянки для найбільш детального (наприклад, внутрішньотрубного) контролю;

- принцип адаптивності. Система повинна вміти коригувати програми обстежень на основі отриманих результатів (наприклад, збільшувати частоту контролю на ділянках з виявленими активними дефектами);

- принцип економічної доцільності. Витрати на діагностику мають бути обґрунтованими очікуваним економічним ефектом від запобігання аваріям, оптимізації ремонтів та продовження ресурсу;

- принцип безперервного вдосконалення. Система повинна мати зворотний зв'язок для оновлення методик, моделей, критеріїв на основі накопиченого досвіду та нових технологій.

Діагностична система газових мереж - це не статичний набір приладів, а динамічна, самовдосконалювана організаційно-технологічна екосистема. Її основні задачі виходять далеко за межі простого виявлення дефектів, сягаючи в область прогнозування, управління ризиками та стратегічного планування.

Структура такої системи є багаторівневою, що поєднує фізичні засоби вимірювань, формалізовані методи та алгоритми, потужні інформаційні платформи, компетентний персонал та чіткі процеси. Ключем до її ефективності є повна інтеграція компонентів як по горизонталі (між різними методами діагностики), так і по вертикалі (від датчика до системи підтримки управлінських рішень).

Побудова та розвиток повноцінної діагностичної системи є найважливішою інвестицією в безпеку, надійність та економічну сталість газорозподільної інфраструктури. Вона трансформує газову мережу з пасивного об'єкта експлуатації в керований, інтелектуальний актив, технічний стан якого є основою для обґрунтованих стратегічних рішень.

3.3 Комплексний аналіз сучасних методів технічної діагностики газорозподільних мереж

Ефективність сучасної системи діагностики газорозподільних мереж (ГРМ) ґрунтується на раціональному виборі та комбінуванні різноманітних методів контролю. Кожен метод має власні фізичні принципи дії, експлуатаційні обмеження, діагностичні можливості та економічну доцільність. Відсутність універсального методу, здатного одночасно вирішити всі завдання з оцінки стану розгалуженої, багатосегментної та значною мірою прихованої інфраструктури, зумовлює необхідність глибокого аналітичного підходу до їх вивчення.

Основною задачею в даному підрозділі є проведення комплексного аналізу основних методів технічної діагностики ГРМ. Необхідно навести системну класифікацію, детальний опис фізичних основ, критичну оцінку переваг, недоліків та оптимальних сфер застосування кожного методу, а також формування принципів їх синергетичного поєднання в рамках єдиної діагностичної стратегії.

Класифікація методів діагностики газових мереж може бути побудована за низкою ключових ознак, що відображають сутнісні характеристики діагностичного втручання (табл. 3.1).

Таблиця 3.1 - Класифікація методів діагностики газових мереж

Класифікаційна ознака	Види методів	Характеристика та особливості застосування
1	2	3
<i>За принципом взаємодії з об'єктом контролю та місцем проведення</i>	Внутрішні	Контроль проводиться безпосередньо з середини трубопроводу за допомогою спеціальних інспекційних пристроїв, що переміщуються потоком газу. Об'єктом діагностики є внутрішня поверхня та тіло стінки труби.
	Зовнішні	Контроль проводиться ззовні трубопроводу, на поверхні землі або в траншеї. Діагностуються як сама труба (через шари ізоляції та ґрунту), так і зовнішнє середовище на предмет ознак деградації.
	Дистанційні	Контроль здійснюється на відстані, часто з повітряного простору, без прямого фізичного контакту з об'єктом або прилеглим ґрунтом.
<i>За характером отримуваної інформації</i>	Прямі	Безпосередньо вимірюють параметри, що характеризують цілісність матеріалу (товщину стінки, геометрію дефекту, напруження).
	Непрямі	Фіксують вторинні ознаки або наслідки пошкодження (наявність газу в ґрунті, зміни температурних полів, акустичний шум витоку).
	Інтегральні	Оцінюють стан протяжної ділянки в цілому (наприклад, ефективність катодного захисту, герметичність перетину).
<i>За фізичною природою використовуваного поля або випромінювання</i>	Магнітні	MFL - Magnetic Flux Leakage
	Ультразвукові	УЗК - ультразвуковий контроль, ЕМАР - електромагнітно-акустичне перетворення)
	Візуально-оптичні	Телеінспекція, термографія, лазерне сканування
	Акустичні	Коротко - та довго-базова акустична емісія, пасивний акустичний моніторинг
	Електричні та електромагнітні	Вимірювання потенціалів катодного захисту, вихревопотіковий контроль, радіохвильовий

Продовження таблиці 3.1

1	2	3
		метод
	Газоаналітичні	Шлейфове обстеження, спектрометрія
За частотою та тривалістю контролю	Періодичні (планові)	Виконуються з інтервалами (раз на 1, 3, 5, 10 років) або після певних подій
	Безперервні (моніторингові)	Забезпечують постійний потік даних у реальному або близькому до реального часу

Внутрішні методи діагностики. Ця група методів дає найбільш точну та об'єктивну інформацію про стан тіла труби, але їх застосування вимагає організаційно-технологічної підготовки (встановлення пускових та приймальних камер, тимчасового виведення ділянки з експлуатації, очищення).

Метод «MFL». Пристрій (MFL-PIG) оснащений потужними постійними магнітами або електромагнітами, які намагнічують стінку сталеві труби до стану насичення (рис. 3.1). У зоні дефекту (втрати металу, корозійної каверни, вм'ятини) магнітний потік "витікає" з тіла труби. Цей витік фіксується масивами чутливих датчиків (найчастіше ефект Холла або магніторезистори), розташованих між полюсами магнітів. Область вимірювання охоплює до 80% товщини стінки від внутрішньої сторони. Чутливість до зовнішніх дефектів нижча, ніж до внутрішніх, але достатня для оцінки корозії.

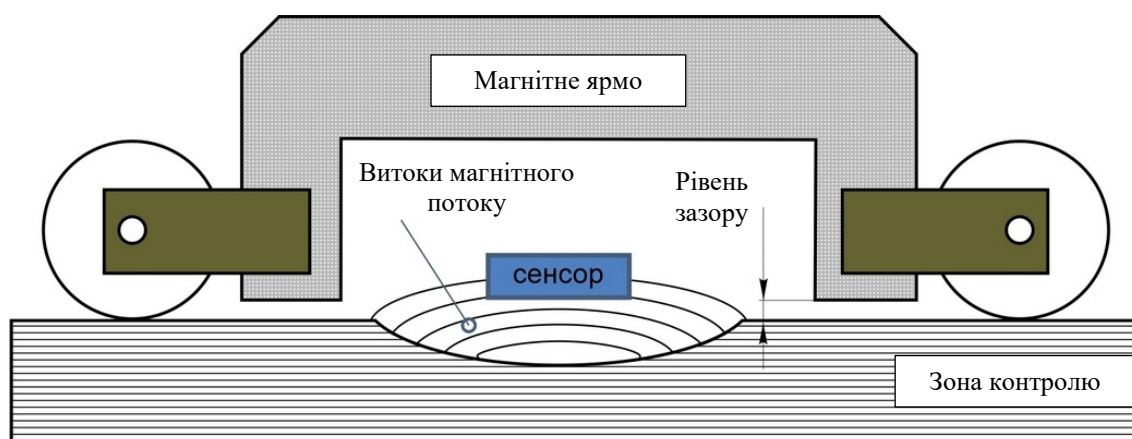


Рисунок 3.1 – Схема скануючої частини обладнання методу MFL

Переваги методу:

- висока швидкість обстеження - до 5 м/с;
- можливість використання в трубопроводах з різними продуктами, включаючи "сухий" газ;
- виявляє дефекти втрати металу різної форми;
- розвинена індустрія обробки даних;
- стандартизовані методи аналізу сигналів.

Обмеження методу:

- застосування лише для феромагнітних (сталевих) труб;
- погано розрізняє дефекти на зовнішній і внутрішній поверхні без додаткової інформації;
- обмежена здатність виявляти поздовжні тріщини та дефекти, що не викликають значної втрати металу (наприклад, міжкристалітна корозія);
- утливність до залишкової намагніченості труби та залізних окалини.

Оптимальною сферою застосування є періодичне обстеження магістральних та розподільчих сталевих газопроводів середнього та великого діаметра (від 150 мм) для оцінки загальної корозійної та механічної деградації, складання карт дефектів, пріоритизації проведення ремонтів.

Ультразвукові методи (УЗК). Ультразвукова "свинка" (UT-PIG) оснащена кільцевими масивами п'єзоелектричних датчиків, що випромінюють короткі ВЧ-імпульси (зазвичай 1-10 МГц) перпендикулярно до стінки труби (рис. 3.2).

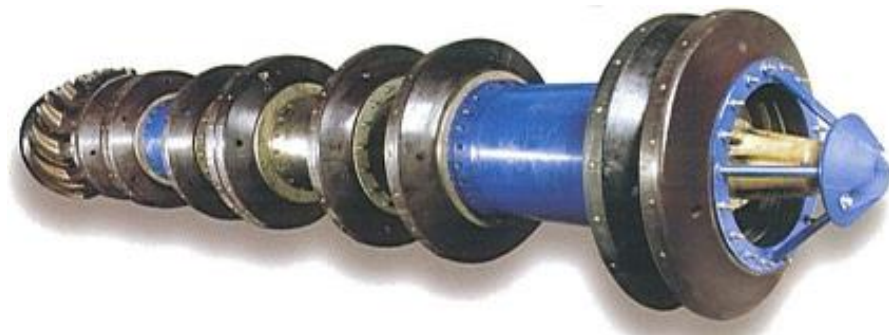


Рисунок 3.2 – Ультразвукова інспекційна контрольно-вимірювальна машина (UT-PIG)

Вимірюється час проходження імпульсу до зовнішньої поверхні та назад. При відомій швидкості звуку в матеріалі розраховується товщина стінки. Це дозволяє провести пряме та точне вимірювання залишкової товщини стінки по всій площі діагностованої ділянки.

Переваги:

- висока точність вимірювання товщини (до ± 0.1 мм);
- можливість розрізнити внутрішні та зовнішні дефекти;
- прямий вимір, не вимагає емпіричних кореляцій;
- може виявляти поздовжні та поперечні тріщини при використанні

відбиття під кутом.

Обмеження:

- вимагає акустичного зв'язку між датчиком і стінкою труби (рідке середовище-зв'язка, наприклад, вода або гель). Для газопроводів це критичне обмеження, що вимагає використання спеціальних конструкцій датчиків;
- більш висока вартість та складність пристрою порівняно з MFL.
- чутливість до шорсткості поверхні та внутрішніх відкладень.
- нижча швидкість руху (1 - 2 м/с).

Оптимальна сферою застосування є високоточне обстеження критичних ділянок сталевих газопроводів (під перешкодами, у щільній забудові), де необхідна максимально точна оцінка мінімальної товщини стінки. Часто використовується в комбінації з MFL для верифікації найбільш критичних дефектів.

Візуально-оптичні методи (телеінспекція). В даному випадку діагностичний пристрій оснащений системою освітлення та відеокамерами високої роздільної здатності, лазерними сканерами або профілометрами (рис. 3.3). При цьому передається зображення внутрішньої поверхні труби в реальному часі. Область вимірювання стосується виключно внутрішньої поверхні: наявність відкладень, механічних пошкоджень, корозії, деформацій, стану вкладок.

Переваги:

- наочність, простота інтерпретації результату;

- може виявляти типи дефектів, не фіксовані MFL/УЗК (наприклад, сліди ерозії, розшарування внутрішнього покриття);
- підходить для труб з будь-якого матеріалу (сталь, ПЕ, чавун).

Обмеження:

- не дає інформації про товщину стінки або глибину дефекту;
- ефективність різко падає при наявності вологи, конденсату, забруднень на стінках;
- залежить від якості освітлення.

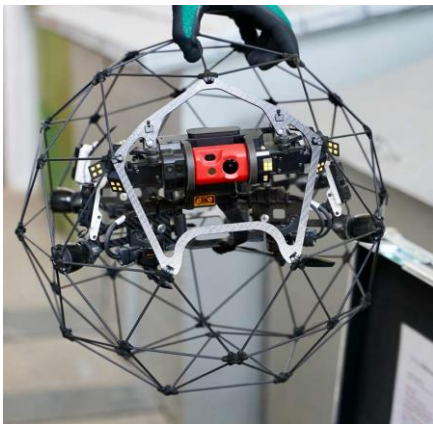


Рисунок 3.3 – Загальний вигляд контрольно-вимірювальних приладів для проведення телеінспекції

Оптимальною сферою застосування є первинне оцінювання внутрішнього стану трубопроводу, контроль якості очищення, пошук крупних об'єктів, що перешкоджають руху інших "свинок". Часто використовується як попередній етап перед запуском MFL/УЗ-дефектоскопів.

Аналіз зовнішніх методів діагностики. Ця група методів є основною для повсякденної експлуатаційної діагностики, оскільки може застосовуватися без зупинки подачі газу та має відносно низьку вартість.

Приборне обстеження трас (ПОТ) або шлейфовий контроль. Метод ґрунтується на відборі проб ґрунтового повітря або повітря з каналізаційних колекторів, камер комунальних служб, підвалів будівель, розташованих поблизу

траси газопроводу, з подальшим аналізом на концентрацію метану за допомогою високочутливих газоаналізаторів (найчастіше з використанням каталітичних сенсорів або інфрачервоної спектроскопії). Метод орієнтовано на аналіз наявності та інтенсивності дифузійного витоку газу з підземного трубопроводу в навколишнє середовище.

Переваги:

- безпосередньо виявляє наслідки критичного з точки зору безпеки дефекту - розгерметизації.
- може застосовуватися для трубопроводів будь-якого матеріалу та діаметра;
- відносно невисока вартість обладнання;
- дозволяє локалізувати місце витоку з подальшим уточненням.

Обмеження:

- не дозволяє виявити дефект до моменту витоку;
- ефективність залежить від проникності ґрунту, атмосферних умов (тиск, температура, опади), наявності контрольних точок для відбору проб;
- можливі хибно-позитивні спрацьовування від біогенного метану;
- трудомісткий процес для великих трас.

Оптимальною сферою застосування є регулярне (щорічне або частіше) планове обстеження всіх категорій підземних газопроводів з метою виявлення діючих витоків. Обов'язковий метод експлуатаційного контролю.

Методи контролю катодного захисту (КЗ). Вимірювання електрохімічного потенціалу "труба-ґрунт". Захищена труба є катодом в гальванічній парі з анодним ґрунтом або зовнішнім джерелом струму. Підтримання потенціалу в заданому негативному діапазоні гарантує повне приглушення електрохімічної корозії (рис. 3.4).

Основні вимірювання:

- потенціал на включеному струмі - вимірювання в нормальному режимі роботи установки КЗ;

- потенціал на вимкненому струмі - вимірювання миттєво (менше 1 с) після відключення захисного струму для виключення впливу омичного падіння напруги в ґрунті;

- поляризаційний потенціал - вимагає спеціальної апаратури для виключення падіння напруги.

Переваги:

- інтегральна оцінка ефективності основного засобу боротьби зі зовнішньою корозією сталі;

- може виявити зони недо- або перезахисту, що також небезпечні;

- відносно прості та стандартизовані вимірювання.

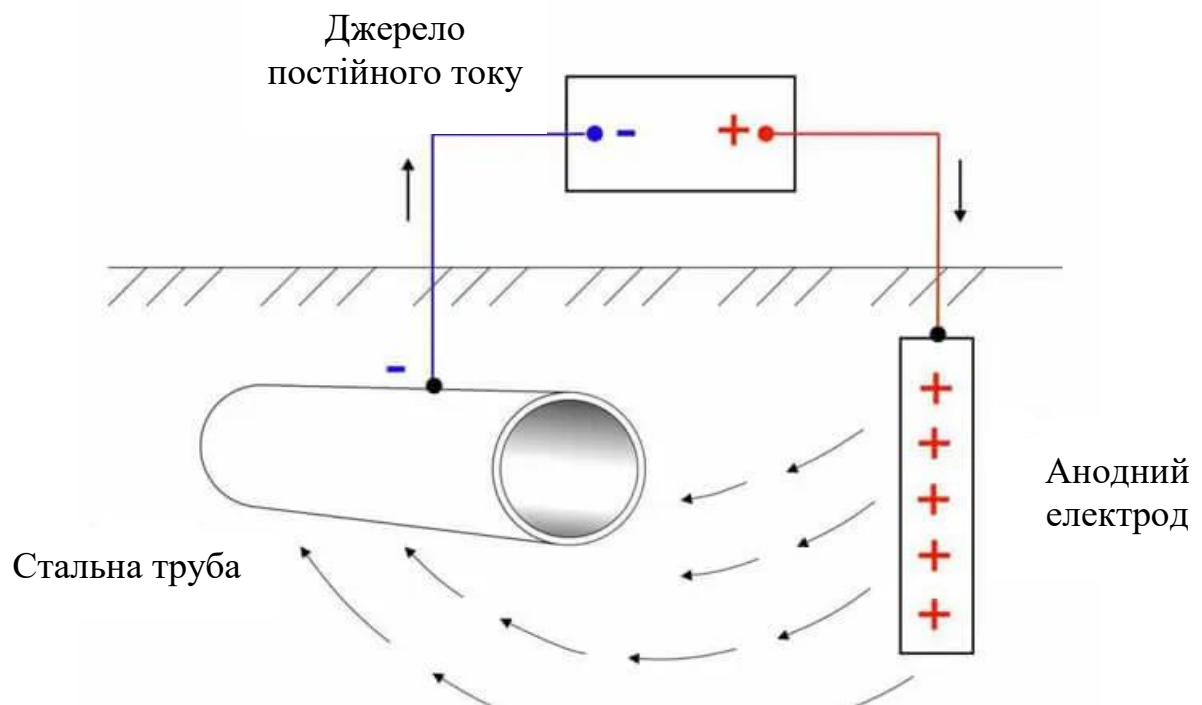


Рисунок 3.4 – Схема катодного захисту газових трубопроводів

Обмеження:

- дає оцінку умов захисту, але не виявляє конкретні дефекти або втрату металу;

- точність залежить від правильності встановлення електродів порівняння та якості контакту з ґрунтом;

- важко інтерпретувати на ділянках з блукаючими струмами або в щільній міській забудові.

Оптимальною сферою застосування є регулярний (щомісячний/щоквартальний) моніторинг ефективності КЗ на всіх сталевих підземних газопроводах. Необхідний елемент будь-якої діагностичної програми для сталевих мереж.

Наземні геофізичні методи (дефектошукування). Використовуються різні фізичні поля для виявлення аномалій, пов'язаних із трубопроводом.

Метод пошуку блукаючих струмів. Дозволяє фіксувати паразитні струми в землі, що можуть прискорювати корозію.

Індукційний метод (ACVG - Alternating Current Voltage Gradient). На трубопроводі створюється змінний струм певної частоти від генератора. На поверхні землі два електроди вимірюють градієнт напруги цього сигналу. Різке збільшення градієнта вказує на місце пошкодження ізоляційного покриття, де струм "витікає" у ґрунт.

Метод потенціального градієнта (DCVG - Direct Current Voltage Gradient). Аналогічний ACVG, але з використанням імпульсного постійного струму від установки КЗ. Дозволяє не тільки виявити, але і оцінити розмір пошкодження ізоляції (рис. 3.5).

Переваги:

- дозволяє виявити дефект покриття - початкову причину корозії - до втрати металу;
- висока точність локалізації (до ± 10 см);
- метод DCVG дозволяє оцінити тяжкість пошкодження.

Обмеження:

- не дає інформації про втрату металу;
- ефективність знижується для труб глибокого закладення або в умовах високого омичного опору ґрунту;

Областю вимірювання даних методів є цілісність зовнішнього ізоляційного (захисного) покриття сталевих труб.



Рисунок 3.5 – Обстеження методом DCVG дефектів покриття трубопроводу

Оптимальною сферою застосування є детальне обстеження трас сталевих газопроводів для оцінки стану ізоляції, планування ремонтів покриття. Часто виконується разом із вимірюваннями потенціалів КЗ.

Дистанційні та моніторингові методи. Дана група методів набувають дедалі більшого значення завдяки розвитку сенсорних та інформаційних технологій.

Аерокосмічні та БПЛА-методи. Дозволяють проводити лідарне сканування (LiDAR). Створюють точну 3D-модель місцевості, виявляючи просідання, несанкціоновані будівлі в смузі відведення (рис 3.6.).

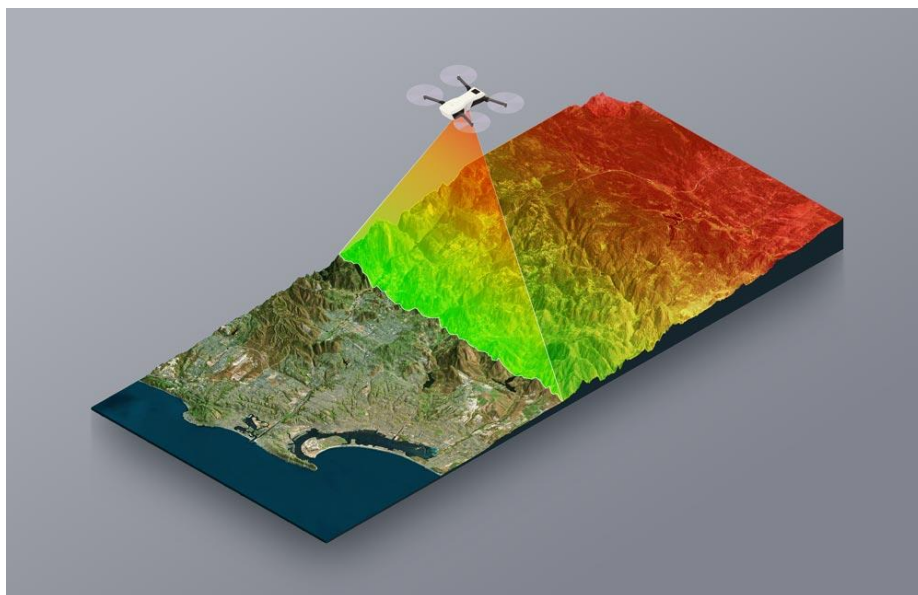


Рисунок 3.6 – Принцип лідарного сканування поверхні

Гіперспектральна та мультиспектральна зйомка. Проводиться фіксація змін в спектрі відбиття рослинності, що може бути ознакою стресу від витоку газу в кореневу зону (рис. 3.7).

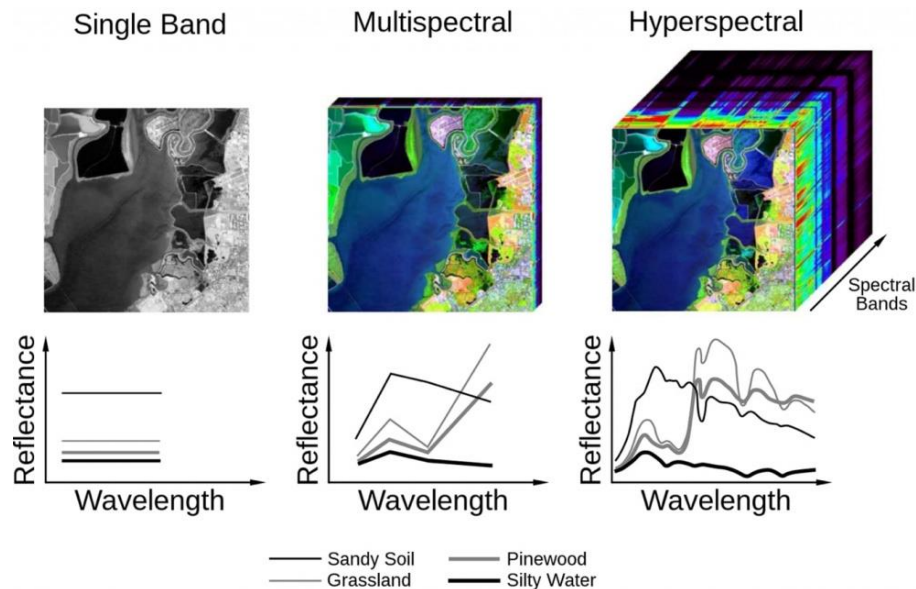


Рисунок 3.7 – Приклад гіперспектральної та мультиспектральної зйомки

Теплова інфрачервона зйомка (TIP). Дозволяє виявити температурні аномалії на поверхні землі, спричинені ефектом Джоуля-Томсона при розширенні газу під час витоку.

Дистанційна спектроскопія (наприклад, за методом Differential Absorption LiDAR - DIAL): Пряме виявлення концентрацій метану в атмосферному стовпі над трасою.

Переваги:

- висока швидкість обстеження великих площ і важкодоступних територій.
- неінвазивність, безпековий дистанційний контроль.
- отримання інтегрованої картини стану смуги відведення.

Обмеження:

- висока вартість обладнання та обробки даних (особливо для DIAL);
- залежність від погодних умов (хмарність, опади, вітер).

- для оптичних методів - чутливість до фонових джерел метану (сільгосп підприємства, звалища).
- обмежена проникність у ґрунт, виявляються лише достатньо інтенсивні витіки.

Оптимальною сферою застосування є регулярний моніторинг смуг відведення магістральних та основних розподільчих газопроводів, оцінка наслідків надзвичайних ситуацій (повені, зсуви), планування наземних обстежень.

Системи постійного акустичного моніторингу (на базі оптоволокна – DAS) (рис. 3.8). Застосовується звичайний оптоволоконний кабель, прокладений уздовж траси газопроводу для використання в якості розподіленого мікрофону. Лазерні імпульси, що посиляються по волокну, зазнають розсіювання Релея. Зовнішні вібрації та акустичні події (витік, земляні роботи, прохід транспорту) змінюють характеристики розсіювання, що дозволяє локалізувати подію з точністю до кількох метрів на десятки кілометрів.

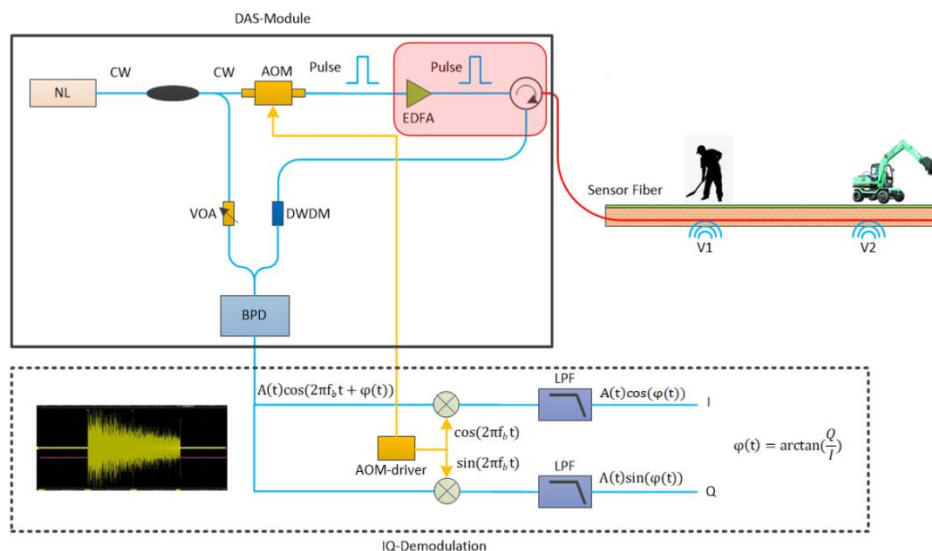


Рисунок 3.8 - Принцип розподіленого акустичного зондування (DAS)

Область вимірювання є акустичні події, пов'язані з витіком (характерний свист), сторонніми втручаннями, рухом транспорту над трасою.

Переваги:

- безперервний моніторинг у реальному часі;

- висока чутливість та точність локалізації;
- один кабель - одночасно засіб зв'язку та тисячі точок виявлення;
- пасивна система, не вимагає живлення по трасі.

Обмеження:

- висока початкова інвестиція в систему;
- складність налаштування алгоритмів розпізнавання корисних сигналів серед шумів;
- може потребувати підтвердження витоку іншими методами (наприклад, ПОТ).

Оптимальна сфера застосування є моніторинг критично важливих та високоризикових ділянок газопроводів для миттєвого виявлення витоків та несанкціонованих втручань.

Жоден з вказаних методів не є самодостатнім. Наприклад, MFL виявить втрату металу, але не виявить активний витік, який фіксує ПОТ. КЗ покаже недостатній захист, але не локалізує конкретну каверну. Що потребує розробки та використання відповідних критеріїв вибору методів.

Наприклад. матеріал труби: MFL - тільки сталь; УЗК - переважно сталь з акустичним зв'язком; візуальні методи та ПОТ - універсальні. Для нових труб - перевірка якості будівництва (візуальні, УЗК); для старих - оцінка корозії (MFL, КЗ, ПОТ). До того ж потрібно зберігати баланс між вартістю обстеження та вартістю потенційних наслідків відмови.

До основних принципів комплексного підходу можна віднести:

- *ієрархічність*. Від загального до часткового. Спочатку - аерокосмічний моніторинг або ПОТ для виявлення зон уваги, на другому етапі - детальні наземні геофізичні методи, на третьому – зовнішня та внутрішня діагностика або розкопка для найнебезпечніших ділянок;
- *компліментарність*. Методи повинні доповнювати один одного, покриваючи різні аспекти стану (наявність дефекту → його глибина → наслідки у вигляді витоку → ефективність захисту);

- *синхронізація даних*. Всі отримані діагностичні результати повинні збиратися в єдиній геоінформаційній системі (ГІС) з прив'язкою до координат, що дозволяє будувати інтегровану картину.

Аналіз методів технічної діагностики газових мереж демонструє значне розмаїття фізичних підходів, кожен з яких вирішує специфічне коло завдань в межах загальної проблеми оцінки стану. Від примітивного шлейфового обстеження до високотехнологічних систем DAS та гіперспектрального зондування - розвиток методів йде шляхом підвищення чутливості, точності, продуктивності та переходу до безперервного моніторингу.

Вирішенням задач діагностування ризикових подій в сучасних умовах є не впровадження найновітніших технологій, а раціональне, обґрунтоване ризиками формування багаторівневої комплексної діагностичної програми. Така програма повинна інтегрувати прості та надійні експлуатаційні методи (ПОТ, контроль КЗ) з періодичними детальними обстеженнями та, де це економічно та технічно виправдано, - системами постійного дистанційного моніторингу. Лише системний підхід, що враховує сильні та слабкі сторони кожного методу, дозволяє трансформувати потік різнорідних даних в єдину систему знань, достатню для прийняття обґрунтованих управлінських рішень стосовно безпеки, надійності та економічної ефективності експлуатації газорозподільних мереж.

4 Застосування прогресивного методу неруйнівного контролю для забезпечення надійності газових мереж

4.1 Характеристика газорозподільних мереж

Газорозподільні системи оснащують приладами для вимірювання тиску і витрат газу, пристроями зв'язку, сигналізації, запірною арматурою для відключення окремих ділянок системи або об'єктів споживання газу в разі аварій, ремонтних робіт та ін.

Особливість газорозподільної системи - відсутність пристроїв підвищення тиску газу (компресорних станцій). Вибір системи газорозподілу залежить від виду джерела та властивостей газу, ступеня його очищення, розмірів газифікованої території, особливостей її планування і забудови, густоти населення, кількості й характеру промислових і комунально-побутових підприємств.

Газорозподільні системи відрізняються схемами газорозподільних мереж, способом постачання від магістральних газопроводів, типом обладнання та споруд на газорозподільних мережах, системами зв'язку і телемеханіки.

Найбільші ризики для функціонування газорозподільних систем пов'язані з природними явищами. Так, середня кількість аварій на км для умов США 2004–2015, за даними Управління безпеки трубопроводів та небезпечних матеріалів (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration), складала $2,09 \times 10^{-5}$.

У розробленні та експлуатаційному плануванні сучасних газорозподільних мереж важливими є їх моделювання та симуляція режимів роботи.

Газорозподільна станція - сукупність споруд та обладнання для газоочищення, зниження тиску, одоризації, розподілу та обліку газу, що надходить з магістральних газопроводів до споживачів, захисту трубопроводів і лінійного обладнання від перевищення тиску.

Розрізняють:

- власне газорозподільні станції (споруджують на кінцевих пунктах магістральних газопроводів або газопроводів, що відходять від них, продуктивністю до 500 тисяч м³/год);

- промислові газорозподільні станції контрольно-розподільні пункти;
- газорегуляторні пункти;
- автоматичні газорозподільні станції.

Промислові газорозподільні станції служать для оброблення газу, який видобувають на промислах та для постачання газом прилеглого до промислу населеного пункту.

Контрольно-розподільні пункти обслуговують промислові або сільськогосподарські об'єкти, а також постачають газ у кільцеві системи газопроводів, споруджені навколо міста; продуктивність - 2 - 12 тисяч м³/год.

Газорегуляторні пункти використовують для постачання газорозподільних мереж або об'єктів зі споживанням до 1,5 тисяч м³/год.

Автоматичні газорозподільні станції постачають газом невеликі населені пункти, колективні господарства на відгалуженнях від магістральних газопроводів.

Газорозподільні станції бувають із вахтовим і безвахтовим обслуговуванням за пропускної здатності відповідно понад і до 200 тисяч м³/год.

Газорозподільні станції на магістральних газопроводах знижують початковий тиск газу по одно-, дво- або триступінчастій схемі до 1,2 МПа і менше, газорегуляторні пункти - до 0,6 МПа і менше.

Основний типовий ряд пропускної здатності газорозподільних станцій: 10, 50, 100, 200 тисяч м³/год; його модифікації: 1, 5, 25, 150 тисяч м³/год.

До складу газорозподільних станцій входять основні блоки:

- комутаційних пристроїв;
- очищення газу;
- попередження гідратуутворення (за необхідності);
- автоматичного редукування (регулювання тиску, вимірювання витрати газу);
- автоматичної одоризації газу.

Газ із вхідного газопроводу надходить до блоку комутаційних пристроїв і подається на очищення в масляні пиловловлювачі або вісцинові фільтри блоку очищення, потім надходить до блоку автоматичного регулювання тиску. Далі газ надходить до вихідних газопроводів низького тиску, де проводять вимірювання витрати газу та одоризацію. Кількість ліній редукування на газорозподільних станціях залежить від витрати газу; одна лінія резервна.

Автоматизовані газорозподільні станції оснащують комплектом, що за аварійної ситуації забезпечує автоматичне введення в дію та відключення робочих і резервних ліній редукування. Для безперебійного постачання споживачів газом у разі виходу з ладу регулятора тиску, заміни, ремонту або огляду обладнання передбачено обвідний газопровід (байпас) із ручним регулюванням тиску. Поширені газорозподільні станції, споруджені за типовими проектами, або блочні - заводського виготовлення.

Газорозподільна мережа - система трубопроводів для транспортування і розподілу газу по об'єктах. Газ у газорозподільній мережі високого тиску надходить із магістрального газопроводу через газорозподільну станцію, у газорозподільній мережі середнього і низького тиску - через газорозподільні пункти.

Газопроводи газорозподільних мереж розрізняють за призначенням:

- магістральні міські й міжселищні - проходять до головних газорозподільних пунктів;
- розподільні (вуличні, внутрішньоквартальні, міжцехові та інші) - від газорозподільних пунктів до введів (вводи - від розподільного газопроводу до вимикаючого пристрою на вході до будівлі);
- ввідні газопроводи - від вимикаючого пристрою;
- внутрішні газопроводи - від ввідного газопроводу до місця включення газового приладу.

Газопроводи газорозподільної мережі бувають:

- низького (до 0,005 МПа);
- середнього (від 0,005 до 0,3 МПа);
- високого (від 0,3 до 0,6 і від 0,6 до 1,2 МПа) тисків.

Характер джерел живлення і конфігурацію газорозподільної мережі визначають об'ємами газопостачання, структурою, щільністю забудови тощо. Траси газорозподільної мережі проектують із врахуванням забезпечення мінімальної довжини трубопроводів. Газорозподільні мережі виконують тупиковими і кільцевими з дублюванням окремих елементів для підвищення надійності газопостачання. Кільцевим газопроводам надають видовженої в напрямку основного руху газу форми.

Гідравлічні режими роботи газорозподільних мереж приймають за умов забезпечення стійкої роботи газорегуляторних пунктів та обладнання, а також пальників комунальних і промислових споживачів за максимально допустимих перепадів тиску газу.

Газорозподільний пункт - устаткування, призначене для редукування газу, вимірювання та обліку його витрати, одоризації й розподілу споживачам. Вузол редукування газу - сукупність обладнання, призначеного для безперервного зниження та автоматичної підтримки заданого тиску транспортованого газу, з метою перепуску його з газопроводу з більш високим тиском у газопровід із більш низьким тиском. Входить до складу лінійної частини газопроводу. Як правило, містить паралельно встановлені регулюючі клапани з пневматичними мембранно-пружинними приводами.

Технологічна схема газорозподільного пункту:

- робочий і резервний регулятори ліній регулювання тиску газу;
- витратовимірювальні пристрої;
- блок введення одоранта, призначеного для індикації витоків газу з мереж газорозподілу споживача;
- підігрівач газу або пристрій для введення інгібітора гідратоутворення (для забезпечення надійної роботи регуляторів тиску);
- фільтри для очищення газу від твердих механічних домішок;
- система аварійного захисту і прилади технічного контролю.

Деякі газорозподільні пункти обладнують оливними пиловловлювачами. Редукування газу від рівня його тиску в магістральному газопроводі до тиску,

необхідного споживачам, здійснюють за допомогою регуляторів тиску. Температура газу на вході в літній період - 10–25 °С; у зимовий унаслідок зниження температури ґрунту знижується до - (2–3) °С. Зменшується вона також приблизно на 2°С у результаті редукування тиску на 1 МПа. Продуктивність газорозподільного пункту - 5 - 50 000 м³/год. Менші величини вихідного тиску газу та продуктивності характерні для газорозподільного пункту - невеликих комунально-побутових споживачів, великі - для газорозподільного пункту промислових споживачів.

Основне технологічне і контрольне обладнання газорозподільного пункту розміщують в автономних опалюваних приміщеннях або монтують у металевих шафах на відкритому повітрі, що найбільш характерно для газорозподільного пункту невеликих територіально розосереджених споживачів. Сучасні газорозподільні пункти працюють автоматично.

4.2 Характеристика прогресивного неруйнівного контролю в умовах ГРП

Газорегуляторні пункти (ГРП) є критичними вузлами газорозподільної інфраструктури, що забезпечують контроль тиску, витрату та безпеку газу на рівні міських і промислових споживачів. Надійність їх роботи безпосередньо впливає на безперервність постачання, безпеку навколишнього середовища та економічну ефективність експлуатації газових мереж. Через високі вимоги до безпеки та ризики аварій необхідно впроваджувати ефективні системи технічного контролю стану обладнання та трубопроводів. Неруйнівний контроль (НК) дозволяє виявляти дефекти на ранніх стадіях без припинення експлуатації, що особливо важливо для об'єктів, де зупинка процесу недоцільна або небезпечна.

Сучасний підхід до НК передбачає комплексний моніторинг стану конструкцій та обладнання в режимі експлуатації, зокрема шляхом застосування акустичних та вібраційних методів контролю. Одним із найбільш перспективних серед них є метод акустичної емісії (АЕ) та пов'язані з ним акустико-вібраційні

методи, які дозволяють не лише фіксувати наявність дефекту, а й оцінювати його розвиток у часі.

Акустична емісія (АЕ) - це фізичне явище виникнення короточасних пружних хвиль у матеріалі під впливом внутрішніх деформацій, зокрема мікророзривів, тертя поверхонь, розростання тріщин або зміни в структурі матеріалу. Ці хвилі поширюються по конструкції та можуть бути зафіксовані спеціальними датчиками (п'єзоелектричними перетворювачами). Основна ідея методу полягає в тому, що дефект генерує власні сигнали, які можна виявити без зовнішнього навантаження та без руйнування об'єкта.

Інформаційна цінність АЕ-сигналів визначається низкою параметрів:

- амплітуда - пов'язана з енергією джерела емісії;
- тривалість та форма імпульсу - можуть вказувати на тип дефекту;
- частотний спектр - дозволяє розрізняти механізми пошкодження;
- часова кореляція та локалізація джерела - для оцінки положення дефекту.

АЕ-сигнали зазвичай мають високі частоти (кілька десятків кГц і більше), що вимагає якісних датчиків та апаратури обробки.

Сучасна система акустико-емісійного НК складається з таких елементів:

- датчики АЕ - п'єзоелектричні або акустичні сенсори, що фіксують хвильові сигнали на поверхні труб і обладнання;
- передавальна апаратура - підсилювачі, фільтри, аналого-цифрові перетворювачі;
- система збору даних (DAQ) - мультиканальні системи для синхронного збору та збереження сигналів у реальному часі;
- аналітичне програмне забезпечення для обробки сигналів, виділення характерних ознак, класифікації та локалізації джерел;
- інтерфейси інтеграції з АСУ ТП - для передачі даних у диспетчерські системи та підтримки прийняття рішень.

Ця архітектура дозволяє організувати як періодичний огляд, так і безперервний моніторинг стану ГРП.

Системи АЕ можуть працювати у двох основних режимах:

- активний моніторинг у реальному часі - сигнали аналізуються під час експлуатації, дозволяючи фіксувати аномалії негайно;
- плановий огляд/тестування - система включається на визначений період для оцінки стану без тривалого моніторингу.

Комплексний підхід до НК на ГРП включає комбінацію цих режимів залежно від вимог експлуатації та ризику.

АЕ-методи дозволяють виявляти мікротріщини та початкові стадії зносу вузлів і елементів регуляторної арматури, ще на стадії, коли вони не призводять до відмови. Це досягається шляхом аналізу емісійних імпульсів, що виникають при зростанні внутрішніх дефектів у матеріалі.

Зварні шви є потенційно слабкими місцями у трубопроводах. Під час їх експлуатації виникають мікродефекти, які можуть привести до тріщиноутворення. Ультрараннє виявлення цих явищ за допомогою АЕ дозволяє спланувати технічне втручання до появи критичних пошкоджень.

Хоча АЕ у першу чергу застосовується для структурного контролю, сигнали, що генеруються під тиском газу через дефект у стінці, також можуть фіксуватися як акустичні імпульси, що робить метод ефективним для раннього виявлення витоків.

Перед основним аналізом АЕ-сигнали зазвичай фільтруються для видалення шуму, нормалізуються та сегментуються. Це дозволяє підвищити якість вибірки, особливо в умовах експлуатації, де фоновий шум може бути значним.

Обробка сигналів включає виділення амплітудних, часових і частотних характеристик для подальшої класифікації дефектів. Використовують такі підходи:

- спектральний аналіз;
- часово-частотний аналіз (вейвлет-перетворення);
- машинне навчання для розпізнавання типових патернів.

Інтеграція АЕ-моніторингу з автоматизованими системами управління дозволяє перейти до стан-орієнтованого обслуговування (CBM), коли техобслуговування проводиться не за графіком, а за фактичним станом обладнання.

Сучасні рішення передбачають підключення датчиків через IoT-мережі, збереження і обробку даних у хмарних системах, а також використання цифрових двійників для моделювання розвитку дефектів. Це зменшує час реагування та підвищує надійність прогнозів.

Основні переваги даного методу:

- висока чутливість до ранніх стадій ушкоджень;
- можливість моніторингу під навантаженням;
- безперервний контроль без демонтажу обладнання;
- кількісні дані для аналізу розвитку дефектів.

Обмеження:

- складність інтерпретації сигналів у шумних умовах;
- необхідність високої кваліфікації операторів та аналітиків;
- вимоги до якісних датчиків та апаратури.

Важливою складовою впровадження є дотримання стандартів, зокрема ISO 12716 “Acoustic Emission of Pipelines”, які описують вимоги та методики застосування АЕ для оцінки цілісності трубопроводів.

Загальний алгоритм використання АЕ можна представити наступною послідовністю:

- попередній аналіз об'єкта контролю - оцінка геометрії, матеріалів, режимів експлуатації;
- конфігурація датчиків оптимальне розташування для локалізації джерел дефектів;
- налаштування DAQ-системи - вибір частотного діапазону, фільтрації, порогів;
- навчання персоналу - для коректної інтерпретації результатів;
- інтеграція з АСУ ТП - для оперативного оповіщення і прийняття рішень.

Акустико-емісійний та вібраційний контроль є прогресивним методом неруйнівного контролю для ГРП [12].

Ефективність цього підходу залежить від правильної архітектури системи, якісної апаратури та аналітичного супроводу. Впровадження АЕ-моніторингу

сприяє трансформації традиційного технічного обслуговування у сучасну стан-орієнтовану стратегію управління станом активів.

4.3 Загальна характеристика системи RAEM1-6

Система RAEM1-6 є багатоканальним апаратно-програмним комплексом акустичної емісії, призначеним для реєстрації, оброблення та аналізу сигналів АЕ, що виникають у матеріалах і конструкціях під час їх навантаження або експлуатації (рис. 4.1). Конструктивно система складається з шести незалежних вимірювальних каналів, кожен з яких включає датчик акустичної емісії, попередній підсилювач, аналого-цифровий перетворювач та модуль синхронізації.



Рисунок 4.1 – Многоканальная интеллектуальная IoT-система збору акустичних емісійних сигналів

Особливістю RAEM1-6 є можливість одночасної роботи з кількома датчиками, що забезпечує просторову локалізацію джерел акустичної активності. Це має принципове значення для діагностики складних об'єктів, до яких належать газорегуляторні пункти, де дефекти можуть виникати в різних вузлах і елементах конструкції.

Система підтримує високі частоти дискретизації та широкий динамічний діапазон, що дозволяє реєструвати як слабкі сигнали, характерні для початкових стадій пошкодження, так і інтенсивні імпульси, пов'язані з активним розвитком

дефектів. Програмне забезпечення RAEM1-6 забезпечує накопичення даних, їх параметричний та спектральний аналіз, візуалізацію результатів і формування діагностичних висновків.

Метод акустичної емісії ґрунтується на реєстрації пружних хвиль, які виникають у матеріалі внаслідок локальних процесів деформації та руйнування. Для обладнання ГРП такими процесами можуть бути мікротріщиноутворення в корпусах регуляторів тиску, розвиток корозійних пошкоджень трубопроводів, витіки газу через ущільнення, а також зношування рухомих елементів запірної арматури (рис. 4.2).

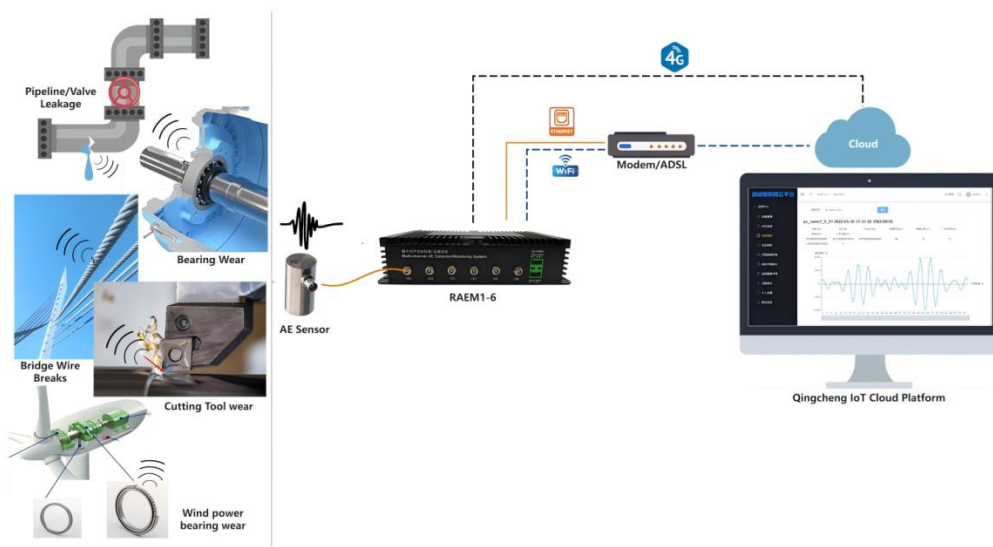


Рисунок 4.2 – Загальний вигляд системи онлайн-моніторинга

На відміну від традиційних методів неруйнівного контролю, АЕ не потребує штучного збудження об'єкта і дозволяє фіксувати саме активні дефекти, які розвиваються під дією робочих навантажень. Це робить метод особливо ефективним для діагностики ГРП, які функціонують у безперервному режимі.

Застосування системи RAEM1-6 передбачає розміщення датчиків АЕ на найбільш відповідальних елементах ГРП: корпусах регуляторів тиску, фланцевих з'єднаннях, ділянках трубопроводів із підвищеним ризиком корозії, а також на вузлах із підвищеною вібраційною активністю. Отримані сигнали аналізуються з урахуванням режимів роботи ГРП, тиску газу та зовнішніх факторів.

Використання RAEM1-6 для діагностики технічного стану ГРП забезпечує розширені функціональні можливості. По-перше, система дозволяє здійснювати раннє виявлення дефектів на стадії їх зародження, коли традиційні методи контролю ще не фіксують відхилень. Це особливо важливо для попередження аварійних ситуацій, пов'язаних із витоками газу або руйнуванням елементів обладнання.

По-друге, багатоканальна архітектура RAEM1-6 дає змогу визначати координати джерел акустичної емісії шляхом аналізу часу приходу сигналів на різні датчики. Просторова локалізація дефектів значно спрощує подальші ремонтні та профілактичні роботи.

По-третє, система забезпечує можливість тривалого моніторингу технічного стану ГРП з накопиченням статистичних даних. Аналіз динаміки параметрів АЕ у часі дозволяє оцінювати швидкість розвитку пошкоджень, прогнозувати залишковий ресурс обладнання та обґрунтовувати рішення щодо оптимальних термінів технічного обслуговування.

Впровадження системи RAEM1-6 у практику експлуатації газорегуляторних пунктів доцільно розглядати як елемент комплексної системи технічної діагностики та управління ризиками. Дані акустичної емісії можуть інтегруватися з результатами інших методів контролю, таких як вібраційна діагностика, контроль герметичності та параметрів технологічного процесу.

Завдяки можливості автоматизованої обробки та передачі даних система RAEM1-6 може бути включена до складу диспетчерських та інформаційно-аналітичних систем газорозподільних підприємств. Це створює передумови для переходу від регламентного обслуговування до обслуговування за технічним станом, що відповідає сучасним концепціям управління надійністю.

Система акустичної емісії RAEM1-6 є сучасним і ефективним інструментом діагностики технічного стану газорегуляторних пунктів. Її застосування дозволяє забезпечити безперервний моніторинг обладнання, своєчасне виявлення небезпечних дефектів та підвищення рівня промислової безпеки.

Висновки по роботі

У магістерській кваліфікаційній роботі вирішено актуальну науково-прикладну задачу підвищення надійності та якості експлуатації газорозподільних мереж шляхом впровадження передових методів неруйнівного контролю. Поставлена мета роботи була досягнута в повному обсязі.

У процесі виконання роботи досліджено сучасний стан технологічного забезпечення систем газопостачання України та встановлено, що значний рівень зношеності елементів газорозподільної інфраструктури потребує переходу до більш інформативних і чутливих методів технічної діагностики. Проведений аналіз технічних вимог до проєктування газорозподільних мереж дозволив обґрунтувати необхідність урахування фактичного технічного стану об'єктів на всіх етапах їх життєвого циклу.

Проаналізовано особливості технічного обслуговування газових мереж та показано обмеженість традиційних регламентних підходів щодо своєчасного виявлення прихованих дефектів і початкових стадій деградації. За результатами аналізу існуючої системи технічної діагностики газових мереж визначено доцільність комплексного використання різних методів неруйнівного контролю з орієнтацією на контроль активних деградаційних процесів.

У роботі запропоновано прогресивний метод неруйнівного контролю на основі акустичної емісії, застосування якого забезпечує можливість безперервного моніторингу технічного стану елементів газових мереж у процесі експлуатації. Реалізація запропонованих підходів сприятиме підвищенню рівня промислової безпеки, зниженню аварійності та оптимізації системи технічного обслуговування газорозподільної інфраструктури.

Отримані результати підтверджують доцільність впровадження передових методів неруйнівного контролю як одного з ключових напрямів підвищення надійності та якості функціонування газових мереж.

Прогресивні методи неруйнівного контролю, зокрема акустико-емісійна та вібраційна діагностика, створюють принципово нові можливості для оцінювання технічного стану регуляторного обладнання, трубопроводів обв'язки та зварних з'єднань без зупинки технологічного процесу. Їх ключовою перевагою є здатність фіксувати активні дефекти та динаміку їх розвитку в реальному часі, що дозволяє виявляти небезпечні відхилення ще на докритичних стадіях. Такий підхід суттєво підвищує інформативність контролю порівняно з традиційними методами, які здебільшого констатують вже сформовані пошкодження.

Багатоканальна структура, висока чутливість і розвинене програмне забезпечення роблять RAEM1-6 перспективним рішенням для впровадження у системах експлуатаційного контролю газових мереж. У довгостроковій перспективі використання таких систем сприяє зниженню аварійності, оптимізації витрат на технічне обслуговування та підвищенню загальної надійності газорозподільної інфраструктури.

Список використаних джерел

1. Закон України “Про засади функціонування ринку природного газу”
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/329-19#Text>
2. Інтеграція України до внутрішнього ринку газу ЄС https://www.civic-synergy.org.ua/wp-content/uploads/2019/03/Integratsia-Ukrainy-do-vnutrishniogo-Rynku-Gazu_EU_2019.pdf
3. УГОДА ПРО АСОЦІАЦІЮ між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони. Дата підписання: 27.06.2014, дата ратифікації Україною: 16.09.2014, дата набрання чинності для України: 01.09.2017
https://ips.ligazakon.net/document/view/mu14097?an=3&ed=2021_11_22
4. Єнін П.М. Газопостачання населених пунктів і об’єктів природним газом: навчальний посібник / П.М. Єнін, Г.Г Шишко, К.М. Предун. – К.: Логос, 2002. – 198 с.
5. ДБН В.2.5-20-2018 Газопостачання, 2018 – 287 с.
6. ДБН В.2.5-41:2009 Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Газопроводи з поліетиленових труб. Частина І. Проектування. Частина ІІ. Будівництво 2010. – 145 с.
7. ISO 12716 – Acoustic Emission of Pipelines (технічний стандарт).
8. ДСТУ-Н Б А.3.1-18:2013 Настанова щодо зварювання конструкцій газопроводів зі сталевих труб
9. ДБН А.3.2-2-2009 Охорона праці і промислова безпека в будівництві
10. КОДЕКС 2:2021 ГАЗОРОЗПОДІЛЬЧІ СИСТЕМИ. Рекомендації щодо проектування, будівництва, контролювання за будівництвом, введення та виведення з експлуатації газорозподільчих систем. – Київ, ДП УкрДНДЦ, 2022.
11. Троїцький В.О., Бондаренко О.Г., Глуховський В.Ю. Особливості створення засобів для оцінки параметрів дефектів тепловим неруйнівним

контролем. *Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд і машин*. Київ: ІЕЗ ім. Є.О.Патона НАН України, 2012. С. 105-110.

12. Скальський В.Р., Коваль П.М. Акустична емісія під час руйнування матеріалів, виробів і конструкцій. Львів, СПОЛОМ, 2005. 396 с.

13. REMIT розширить повноваження регулятора на здійснення моніторингу ринку – НКРЕКП. *Українська енергетика* <https://ua-energy.org/uk/posts/remit-rozshyryt-povnovazhennia-rehuliatora-na-zdiisnennia-monitorynhu-rynku-nkrekp>

14. Управління змістом проектів із забезпечення надійності зовнішніх газорозподільних мереж : монографія / Г. С. Ратушняк, О. І. Ободянська. – Вінниця, 2014. – 128 с.

15. Підвищення надійності газотранспортних систем: монографія / Б. В. Копей, А. Бенмуна, В. І. Слободян, А. Беллауар, С. І. Галій, Д. Халімі, А. М. Найда. Серія «Нафтогазове обладнання», том 8 – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. – 300 с.

16. Обслуговування і ремонт газопроводів / Грудз В. Я., Тимків Д. Ф., Михалків В. Б., Костів В. В. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2009. – 711 с.

17. Довідник працівника газотранспортного підприємства /В. В. Розгонюк, А.А. Руднік, В.М. Коломєєв та ін. – Київ:РОСТОК, 2001. – 1090 с.

18. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: наук.-техн. посіб.: у 3 т. /Є. І. Крижанівський, Г. М. Никифорчин [за ред. В. В. Панасюка]. – Т. 3: Деградація газопроводів та її запобігання. – Івано-Франківськ: вид-во Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, 2012. – 433 с.

19. Гончарук М. І., Середюк М. Д., Шелудченко В. І. Довідник з газопостачання населених пунктів України. Івано-Франківськ, 2006. 1313 с.

20. Якість газу [Електронний ресурс] // АТ "Укртрансгаз". – 2014. – Режим доступу до ресурсу: <http://utg.ua/utg/business-info/yakst-gazu.html>.

21. Пономарчук І. А., Слободян Н. М. Газопостачання населених пунктів. Вінниця: ВДТУ, 2001. 110 с.

22. Сідак В.С. Інноваційні технології в діагностиці та експлуатації систем газопостачання: Навч. посібник. – Харків: ХНАМГ, 2005. – 227 с.
23. Сідак В.С., Дудолад О.С. Комплексні підходи до керування надійністю систем газопостачання: Навч. посібник. – Харків, 2006. – 248 с.
24. Сідак В.С., Дудолад О.С. Новітні технології будівництва та реновації інженерних мереж: Навч. Посібник. – Харків; 2006. – 356 с.
25. Barschdorff, D., Haupt, H., 2001. Monitoring of deep drawing by means of acoustic emission, Technisches Messen, Bd. 68, Heft 4, p. 166-169.
26. Miller, R., Hill, E., 2005. Non-destructive Testing Handbook, Acoustic Emission Testing, Bd. 6, ASNT.
27. Єнин П. М., Шишко Г. Г., Предун К. М. Газопостачання населених пунктів і об'єктів природним газом. Навчальний посібник. К. : Логос, 2002. 193 с.
28. Впровадження передових методів неруйнівного контролю для підвищення надійності контролю якості деталей Юрій ДАВИДЕНКО (217-ЯСС-324) Керівник – проф. Едвін ГЕВОРКЯН Збірник тез 85 студентської наукової-технічної конференції УкрДУЗТ (10 - 12 грудня 2025 р.) Харків : УкрДУЗТ. 2025.С.96-97
29. Студентська навчальна звітність. Текстова частина (пояснювальна записка). Загальні вимоги до побудови, викладення та оформлення : методичний посібник з додержання вимог нормоконтролю у студентській навчальній звітності / укладачі : Л. М. Козар, Є. В. Коновалов, А. О. Лапко, О. Е. Наумова, Г. В. Шаповал, Д. В. Шумик, В. М. Петухов, С. В. Панарін. - Харків : УкрДУЗТ, 2014. - 46 с.



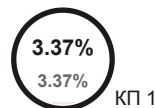
Звіт подібності

Метадані

Назва організації		підрозділ		
Ukrainian State University of Railway Transport		Кафедра "Інженерія вагонів та якість продукції"		
Заголовок				
Проверка_Давиденко_ЯССмаг_Геворкян				
Автор		Науковий керівник / Експерт		
Давиденко		Геворкян		
Кількість слів	Кількість символів	Дата звіту	Дата редагування	ІД документу
2165	18553	12/14/2025	---	332860156

Обсяг знайдених подібностей

Коефіцієнт подібності визначає, який відсоток тексту по відношенню до загального обсягу тексту було знайдено в різних джерелах. Зверніть увагу, що високі значення коефіцієнта не автоматично означають плагіат. Звіт має аналізувати компетентна / уповноважена особа.



2165
Кількість слів

18553
Кількість символів

Тривога

У цьому розділі ви знайдете інформацію щодо текстових спотворень. Ці спотворення в тексті можуть говорити про МОЖЛИВІ маніпуляції в тексті. Спотворення в тексті можуть мати навмисний характер, але частіше характер технічних помилок при конвертації документа та його збереженні, тому ми рекомендуємо вам підходити до аналізу цього модуля відповідально. У разі виникнення запитань, просимо звертатися до нашої служби підтримки.

Заміна букв	Б	0
Інтервали	A→	0
Мікропробіли	:	0
Білі знаки	Б	0
Парафрази (SmartMarks)	a	10

Джерела

Нижче наведений список джерел. В цьому списку є джерела із різних баз даних. Колір тексту означає в якому джерелі він був знайдений. Ці джерела і значення Коефіцієнту Подібності не відображають прямого плагіату. Необхідно відкрити кожне джерело і проаналізувати зміст і правильність оформлення джерела.

10 найдовших фраз

Колір тексту

ПОРЯДКОВИЙ НОМЕР	НАЗВА ТА АДРЕСА ДЖЕРЕЛА URL (НАЗВА БАЗИ)	КІЛЬКІСТЬ ІДЕНТИЧНИХ СЛІВ (ФРАГМЕНТІВ)
1	https://core.ac.uk/download/52161084.pdf	23 1.06 %
2	https://core.ac.uk/download/52161084.pdf	19 0.88 %
3	https://core.ac.uk/download/52161084.pdf	11 0.51 %
4	https://westudents.com.ua/glavy/72819-5-pdstavi-zvlnennya-vd-vdpovdalnost.html	8 0.37 %
5	https://infopedia.su/21xbd78.html	7 0.32 %

з бази даних RefBooks (0.00 %)



ПОРЯДКОВИЙ НОМЕР	ЗАГОЛОВОК	КІЛЬКІСТЬ ІДЕНТИЧНИХ СЛІВ (ФРАГМЕНТІВ)
------------------	-----------	--

з домашньої бази даних (0.00 %)



ПОРЯДКОВИЙ НОМЕР	ЗАГОЛОВОК	КІЛЬКІСТЬ ІДЕНТИЧНИХ СЛІВ (ФРАГМЕНТІВ)
------------------	-----------	--

з програми обміну базами даних (0.00 %)



ПОРЯДКОВИЙ НОМЕР	ЗАГОЛОВОК	КІЛЬКІСТЬ ІДЕНТИЧНИХ СЛІВ (ФРАГМЕНТІВ)
------------------	-----------	--

з Інтернету (3.37 %)



ПОРЯДКОВИЙ НОМЕР	ДЖЕРЕЛО URL	КІЛЬКІСТЬ ІДЕНТИЧНИХ СЛІВ (ФРАГМЕНТІВ)
1	https://core.ac.uk/download/52161084.pdf	53 (3) 2.45 %
2	https://westudents.com.ua/glavy/72819-5-pdstavi-zvinennya-vd-vdpovdalnost.html	8 (1) 0.37 %
3	https://infopedia.su/21xbd78.html	7 (1) 0.32 %
4	https://docplayer.net/amp/75425499-Gurzhiyivski-istorichni-chitannya-vipusk.html	5 (1) 0.23 %

Список прийнятих фрагментів

ПОРЯДКОВИЙ НОМЕР	ЗМІСТ	КІЛЬКІСТЬ ОДНАКОВИХ СЛІВ (ФРАГМЕНТІВ)
------------------	-------	---------------------------------------