

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Інститут інформаційних технологій
Інформаційно-вимірювальних технологій

Волівецький Дмитро Вікторович

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 620.179

(індекс)

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Дослідження стану магістральних трубопроводів з використанням
інтелектуальних поршнів

(назва роботи)

Метрологія і вимірювальна техніка

(назва освітньої програми)

175- інформаційно-вимірювальні технології

(шифр і назва спеціальності)

Волівецький Д.В.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього ступеня)

Науковий керівник

Клочко Н.Б., к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Допущено до захисту

Завідувач кафедри

(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Рецензент

(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Івано-Франківськ

2024

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

(повне найменування закладу вищої освіти)

Інститут інформаційних технологій

Кафедра інформаційно-вимірювальних технологій

Освітній рівень магістр

Спеціальність інформаційно-вимірювальні технології
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІВТ

Середюк О.Є.

« » 20 року

**ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ**

Волівецькому Дмитру Вікторовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи Дослідження стану магістральних трубопроводів з використанням інтелектуальних поршнів

1. Керівник роботи Клочко Н.Б., к.т.н. доцент каф. ІВТ,

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затвержені наказом закладу вищої освіти від “ ” 20 року №

2. Строк подання студентом роботи 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Технічний опис роботи інтелектуального поршня

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1 Огляд методів для дослідження технічного стану магістральних трубопроводів

2 Дослідження технічного стану підземних магістральних газопроводів з використанням інтелектуальних поршнів

3 Метрологічне забезпечення інтелектуальних поршнів

Висновок Перелік посилань та джерел

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

МР. МТТм – 09.00.00.001 – Конструкція поршнів – розділювачів манжетних;

МР. МТТм – 09.00.00.002 – Конструкція поршнів – розділювачів змінного перерізу;

МР. МТТм – 09.00.00.003 – Схема чотирьохрівневого діагностичного дослідження магістральних газопроводів

МР. МТТм – 09.00.00.004 – Таблиця встановлення відповідності специфікації обстеження даних досліджень;

МР. МТТм – 09.00.00.005 – Вплив форми аномалії в металі трубопроводу на похибку вимірювання її розмірів

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Нормо-контроль	Лютак З.П., професор		
Консультант			

7. Дата видачі завдання _____ .2024 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Вступ	10.11.- 13.11.2024	
2.	1 Огляд методів для дослідження технічного стану магістральних трубопроводів	14.11.- 23.11.2024	
3.	2 Дослідження технічного стану підземних мігістральних газопровоів з використанням інтелектуальних поршнів	30.11.- 09.12.2024	
4.	3 Метрологічне забезпечення інтелектуальних поршнів	10.12.- 17.12.2024	
5	Редагування пояснювальної записки	18.12- 21.12.2024	

Студент _____ Волівецький Дмитро Вікторович
 (підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Клочко Н.Б.
 (підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

Вступ

1	ОГЛЯД МЕТОДІВ ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ	
1.1	Комплексна діагностика магістральних трубопроводів	
1.2	Акустико-емісійна діагностика.....	
1.3	Електрометричне обстеження трубопроводів	
1.4	Дефектоскопія магістральних трубопроводів	
1.5	Внутрішньотрубна діагностика стану магістральних трубопроводів.....	
1.6	Постановка завдання на магістерську роботу	
2	ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ПІДЗЕМНИХ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ З ВИКОРИСТАННЯМ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ ПОРШНІВ	
2.1	Камери запуску і піднімання інтелектуальних поршнів	
2.2	Очищення внутрішнього простору газопроводів.....	
2.3	Засоби для очищення порожнини і вилучення води із газопроводів.....	
2.4	Засоби очищення газопроводів	
2.5	Інспекційні снаряди для внутрішньої трубної діагностики.....	
2.6	Маркерні пристрої	
2.7	Системи глобального позиціонування	
2.8	Внутрішньотрубні поршні – профілеміри	

2.9	Ультразвукові діагностичні поршні – дефектоскопи	
2.10	Магнітні діагностичні поршні – дефектоскопи.....	
2.11	Проведення дослідження технічного стану магістрального газопроводу інтелектуальними магнітними поршнями.....	
	3 МЕТРОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ ПОРШНІВ	
	Висновки.....	
	Перелік посилань на джерела.....	
	Додатки.....	

РЕФЕРАТ

Магістерська робота: «Дослідження стану магістральних трубопроводів з використанням інтелектуальних поршнів» Волівецький Дмитро Вікторович., ІФНТУНГ, 2024 , 65 с., 14 рис., 6 табл., 11 джерел.

Об'єкт дослідження – метрологічне забезпечення використання інтелектуальних поршнів.

Мета роботи – діагностування магістральних трубопроводів з використанням інтелектуальних поршнів.

В даній магістерській роботі здійснено аналіз методів для дослідження технічного стану магістральних трубопроводів, проведено дослідження технічного стану підземних магістральних газопроводів з використанням інтелектуальних поршнів, розглянуто метрологічне забезпечення інтелектуальних поршнів вимірювання температури.

МАГІСТРАЛЬНІ ТРУБОПРОВОДИ, ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ ПОРШНІ,
МЕТРОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

ABSTRACT

Master's thesis: "Study of the state of main pipelines using intelligent pistons" Volivetskyi Dmytro Viktorovych., IFNTUNG, 2024, 65 p., 18 fig., 6 tab., 11 sources.

The object of the study is metrological support for the use of intelligent pistons.

The purpose of the work is to diagnose main pipelines using intelligent pistons

In this master's thesis, an analysis of methods for studying the technical state of main pipelines was carried out, a study of the technical state of underground main gas pipelines using intelligent pistons was carried out, and the metrological support for intelligent pistons for temperature measurement was considered.

MAIN PIPELINES, INTELLECTUAL PISTONS, METROLOGICAL
SUPPORT

ВСТУП

Тема магістерської роботи: «Дослідження стану магістральних трубопроводів з використанням інтелектуальних поршнів»

Об'єкт дослідження – метрологічне забезпечення використання інтелектуальних поршнів.

Мета роботи діагностування магістральних трубопроводів з використанням інтелектуальних поршнів.

Предмет досліджень – будова та принцип дії інтелектуальних поршнів.

Актуальність обраної теми- діагностика магістральних трубопроводів підвищує рівень ефективності і безпеки, а також залишкового ресурсу їх функціонування.

Практична цінність – в результаті такої комплексної діагностики є можливість за розробленими спеціальними методиками робити оцінку працездатності трубопровідних систем.

Методи та засоби досліджень – теорія невизначеності і математична статистика

Новизна магістерської роботи – метрологічне забезпечення використання інтелектуальних поршнів.

Проблема забезпечення надійності та безпеки постачання природного газу магістральними трубопроводами набуває дедалі більшої актуальності через значний ступінь зношеності та старіння устаткування вітчизняного нафтогазового комплексу. Попереджувальні міри дозволять значно збільшити безпеку експлуатації трубопроводів шляхом зменшення ризику виникнення небезпечних ситуацій. Проведення внутрішньотрубною технічної діагностики включено до одного з двох обов'язкових основних кваліфікаційних процесів Системи керування цілісності трубопроводу (PIMS), що є основою міждержавного стандарту ГОСТ СЕН/ТС 15173. Вивчаючи досвід науковців

ІФНТУНГ , зорема, результати наукових розробок поданих в праці [10] наведеноварто зауважити основні результати експериментальних досліджень та запропоновані шляхи практичної реалізації розробленого методу безконтактного ультразвукового контролю товщини стінки газопроводів у процесі внутрішньотрубної діагностики газопроводів, шляхом удосконалення існуючих засобів внутрішньотрубної діагностики та розробки відповідної нормативної документації. Відсутність нормативного забезпечення внутрішньотрубної діагностики в Україні призводить до неоднозначності щодо вимог проведення регулярного технічного обстеження існуючих газопроводів, створює значні труднощі та невизначеності щодо розроблення методик проведення внутрішньотрубної діагностики та оцінки її результатів. Заслужують уваги запропоновані основні підходи для розроблення та типова структура таких документів у відповідності до вимог безпеки в нафтогазовому комплексі та вимог Системи керування цілісністю трубопроводу та ГОСТ CEN/TS 15173.

В області внутрішньотрубної дефектоскопії проводяться роботи по обстеженню магістрального газопроводу шляхом проведення переддіагностичної очистки, це підготовчий етап робіт для забезпечення можливості пропускання внутрішньотрубних інспекційних снарядів та отримання якісних результатів діагностики, що є наступним етапом. На кожну ділянку запускається очисний, а потім два інтелектуальні поршні, які перевіряють стан труби за різними показниками. Середня вага одного поршня – 4-5 тон. Внутрішньотрубне діагностування дозволяє провести обстеження стану металу і зварних з'єднань газопроводів без розкриття системи. Таке своєчасне виявлення та усунення дефектів знижує ризики аварійних ситуацій, підвищуючи надійність роботи української газотранспортної системи. Актуальним завданням є проведення комплексу робіт, щоб забезпечити ефективне та безпечне транспортування газу для українських і європейських споживачів.

1. ОГЛЯД МЕТОДІВ ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

Для атестації технічного стану трубопроводу, який знаходиться на стадії будівництва, випробувань та приймання здійснюють шляхом контролю за кожною операцією, а також технічним наглядом за якістю будівництва та випробувань. На цьому етапі необхідно здійснювати не тільки контроль, але також експертиза технологічних рішень, які застосовуються, з кута зору визначення їх потенційної безпеки і можливості контролю [1].

На даному етапі створюється розділ банку даних, які є виконавчою базою даних для діагностики і прогнозування технічного стану лінійної частини трубопроводу.

На експлуатаційній стадії необхідно проводити постійне спостереження, а також контроль за технічним станом трубопроводу:

- візуальне спостереження (регулярне патрулювання обхідниками або при допомозі авіаційно-космічних засобів);
- вимірювання і контроль параметрів у реальному масштабі часу з використанням АСУ ТП;
- періодичне традиційне приладове діагностичне обстеження усієї траси трубопроводу, насосних, компресорних, резервуарних парків відомими методами з метою визначення місць можливого виникнення відмов;
- періодичні глибокі діагностичні обстеження виявлених або потенційно небезпечних ділянок трубопроводу з використанням внутрішньо трубних, акустико-емісійних та інших сучасних комп'ютеризованих засобів діагностики;
- аналіз роботи стаціонарних засобів превентивної діагностики [1].

На даному етапі формується оперативно(експлуатаційна) і архівна (ретроспективна) база даних, які є відповідними частинами загальної бази даних.

Вище перераховані положення разом складають методика діагностики магістральних трубопроводів.

1.1 Комплексна діагностика магістральних трубопроводів

Основу моніторингу магістральних трубопроводів становить комплексна діагностика. Під комплексністю вважається:

- Охоплення всіх споруд трубопровідного транспорту, лінійної частини з встановленими на ній обладнанням та арматурою , включаючи переходи під водними перешкодами, під шосейними і залізничними дорогами, компресорних та насосних станцій, резервуарних парків і підземних сховищ, які обслуговують трубопровідний транспорт споруд;
- Вивчення фізичного стану систем споруд і об'єктів трубопровідного транспорту та виявлення їхньої працездатності;
- Дотримання екологічної дисципліни, вивчення довготривалого впливу споруд трубопровідного транспорту на навколишні природні масиви; фіксація рівня взаємного впливу інженерних споруд і негативних для них природних явищ;
- Застосування всього арсеналу технічних засобів (акустична емісія, аерокосмічні методи, внутрішньо трубна діагностика, електрометрія, різноманітні фізичні методи визначення втрат)

Сукупність знань, які одержані в результаті такої комплексної діагностики дає можливість за розробленими спеціальними методиками робити оцінку працездатності трубопровідних систем та рівня їхньої безпеки, а також залишкового ресурсу їх функціонування [1].

1.2 Акустико-емісійна діагностика

Акустико-емісійна (АЕ) діагностика є в певному розумінні альтернативою внутрішньо трубній і застосовується на трубопроводах різноманітного призначення для виявлення небезпечних дефектів у стінках труб або зварних з'єднаннях, які розвиваються особливо інтенсивно.

АЕ метод вимірювання базується на аналізі пружних хвиль ультразвукового діапазону частот, які випромінюються у процесі створення і розвитку дефекту. Дані хвилі, рухаючись матеріалом труб і в середовищі, з яким даний матеріал контактує (газ), записуються спеціальними п'єзоперетворювачами, які встановлені на зовнішній поверхні труб. Для сприяння процесів випромінювання ультразвукових хвиль, які утворюються від дефектів, що стрімко розвиваються, ділянка трубопроводу, що досліджується, піддається дії надлишковим тиском. При цьому, для знаходження координат джерела випромінювання використовується методи лінійної локації [2].

Розповсюджуючись металом труб, ультразвукові хвилі мають значну ступінь затухання. Тому відстані, на яких ультразвукові п'єзоперетворювачі можуть реєструвати сигнали, які випромінюються дефектами, не перевищують десятки метрів. Тому АЕ діагностика застосовується для локальних ділянок трубопроводів. Похибка локації дефектів при АЕ діагностиці складає біля 1% від відстані між приймальними ультразвуковими п'єзоперетворювачами. При встановленні джерела АЕ аналізуються параметри прийнятих ультразвукових сигналів – амплітуда, інтенсивність, частотні характеристики. В результаті аналізу дефекти класифікуються по ступеню небезпеки у відповідності до діючих нормативних документів.

Програмне забезпечення сучасних АЕ комплексів дозволяє отримувати та обробляти інформацію про виявлені дефекти в режимі реального часу, а також створювати бази даних по досліджуваних об'єктах. Проте, до недоліків АЕ діагностики можна віднести її доволі низьку ефективність при вивченні зон, покритих корозією, особливо на початковій стадії ураження корозією, а також при наявності вм'ятин, гофрів та інше [2].

Останнім часом все частіше застосовується комплексний підхід до питання діагностики трубопровідних об'єктів для якого вибираються методи, поєднання яких дає змогу підвищити захищеність і точність визначення параметрів дефектних зон.

Фінішним етапом такого дослідження є вживання розрахункових методів оцінки остаточного ресурсу трубопроводів.

В межах комплексної діагностики багатообіцяючим є застосування наступних методів аналізу стану об'єктів:

- картографічних (з використанням аерокосмічної картографії) методів розрахунку зон і ділянок підвищеного екологічного ризику з врахуванням постійних даних відмов та аварій трубопроводів у даному регіоні;
- внутрішньо трубної та АЕ діагностики;
- електрометричних методів виявлення корозійно-активних зон трубопроводів;
- дефектоскопії;
- розрахунку залишкового ресурсу трубопроводів [2].

Електрометричні методи дають змогу оптимізувати об'єми робіт з обов'язкової діагностики, виділяючи ділянки, де можуть бути руйнування від корозії, а також досліджувати стан ізоляційного покриття на ділянках значної довжини.

1.3 Електрометричне обстеження трубопроводів

Більшість магістральних трубопроводів розміщена під землею, тому відмови та аварії через корозію є одна з причин зниження їхньої успішної роботи, а захист від ґрунтової корозії – одна з головних задач для забезпечення їх надійного функціонування. Електрометричне обстеження помагає визначити стан і відповідність вимогам нормативної документації захисного ізоляційного покриття трубопроводів, оцінити корозійний стан окремих ділянок трубопроводів, а також визначити ефективність дії електрохімзахисту на конкретних ділянках і трубопроводах [2].

До комплексу електрометричних робіт на трасах трубопроводів входять наступні вимірювання:

- питомого опору ґрунту;
- поляризаційних і сумарних захисних потенціалів об'єктів, які досліджуються:
- природних потенціалів вільної корозії;
- повздовжніх та поперечних градієнтів потенціалів землі на трасі та на площадках;
- електричного чи електромагнітного поля трубопроводу, які характеризують стан його ізоляційного покриття.

Лабораторні дослідження поляризованості конструкційної сталі трубопроводів, а також динаміка зміни кислотності навколишнього корозійного середовища доповнюють польову корозійну електрометрію. Результатом дослідження є оцінка швидкості корозії на досліджуваних об'єктах з подальшою оцінкою залишкового ресурсу їх безаварійної роботи [2].

Недолік електрометричного обстеження - це його довго тривалість та необхідність регулярного повторення через зміну характеристик ґрунтів.

1.4 Дефектоскопія магістральних трубопроводів

Визначення виду і параметрів дефектів, які отримані при застосуванні попередньо описаних методів, здійснюється традиційними методами контролю. А ось дані, які отримані при дефектоскопії, є основою для проведення аналітичних розрахунків з оцінювання термінів безаварійної роботи трубопроводу.

Методи для діагностики стану діючих трубопроводів:

- радіографія;
- визначення глибини залягання трубопроводу;
- ультразвукова товщинометрія;
- визначення фізико-механічних властивостей матеріалів;
- ультразвукова дефектоскопія;
- електромагнітна (магнітна) товщинометрія ізоляційного покриття;
- електроіскровий контроль суцільності ізоляційного покриття [3].

Загальною тенденцією можна вважати комп'ютиризацію обладнання для вимірювання і автоматизацію зберігання і обробки інформації.

Вданий час існують дефектоскопи і експертні системи, які мають змогу безпосередньо після завершення вимірювань отримувати дефекторами зварних стиків з вказаними параметрами дефектів виявлених під час дослідження. Недоліком дефектоскопії є необхідність зупинки транспортування газу і вивільнення від нього трубопроводу, а також довго тривалість та складність вимірювань.

1.5 Внутрішньотрубна діагностика стану магістральних трубопроводів

Згідно з ідеєю «безпечної експлуатації технічного стану», фізичний стан основного трубопроводу визначається за характеристиками, що забезпечують його стабільну й безпечну діяльність. Оцінка функціональності, аналіз решти міцності й ресурсу ґрунтуються на основних характеристиках фізичного стану, зміна котрих може спричинити несправність трубопроводу чи створити критичну ситуацію. Виявлення і моніторинг цих характеристик виконуються через застосування методик і інструментів фізичної діагностики.

Внутрішньотрубна діагностика (внутрішньо трубна інспекція) це комплекс технологічних операцій, який реалізується шляхом пропускання всередині трубопроводу спеціальних пристроїв. Вона дає можливість здійснювати обстеження лінійної частини трубопроводів по всій її довжині, виявляти різноманітні недосконалості та дефекти в стінках труб, які є вірогідними причинами аварій та відмов.

Зношеність магістралі проявляється у втраті характеристик матеріалу, виникненні ушкоджень і недоліків у поверхнях труб. Згодом робочі недоліки та ушкодження матеріалу перетворюються на основний чинник, що спричиняє збої та пошкодження трубопровідних мереж визначаючи цим їх фактичний технічний стан.

Взаємопов'язані міроприємства, реалізація яких забезпечує працездатність та безпеку експлуатації магістральних трубопроводів в умовах їх зношення:

- внутрішньотрубна дефектоскопія з використанням дефектоскопів з високою роздільною здатністю для виявлення та ідентифікації різноманітних недосконалостей, пошкоджень, дефектів металу, для

визначення їхніх розмірів і прогнозування подальшого їхнього розвитку;

- оцінювання прийнятності виявлених під час внутрішньотрубної дефектоскопії недоліків, ушкоджень і дефектів, їх класифікація за рівнем небезпеки, встановлення пріоритетності ремонтних заходів та частоти діагностичних перевірок;
- Вибіркові ремонти, засновані на використанні даних внутрішньотрубної дефектоскопії та результатів прогнозування залишкового ресурсу, що забезпечують повне відновлення несучої здатності пошкоджених ділянок і подовжують термін експлуатації магістральних трубопроводів .

Частота діагностики є критично важливою, оскільки вона безпосередньо впливає на надійність трубопроводів. Між плановими інспекціями дефекти не повинні розвиватися до критичних розмірів, що може призвести до відмов або аварій трубопроводів [4].

Визначення частоти діагностики вимагає врахування як факторів, що визначають ймовірність виникнення аварії, так і тих, які оцінюють потенційні збитки від можливих аварій.

Статистичні дані про відмови магістральних трубопроводів та аналіз механізмів виникнення і розвитку дефектів дозволяють виявити 37 основних факторів, що впливають на ймовірність аварій на магістральних трубопроводах, які згруповані в 6 груп.

Серед факторів, наведених у таблиці 1.1, найважливішою є інформація про дефекти (група 1). Фактори технічного стану досліджуваної ділянки магістрального газопроводу, отримані за результатами внутрішньотрубної інспекції, визначають вплив кількості та параметрів дефектів, виявлених внутрішньотрубними снарядами, на ймовірність аварії.

Висока точність вимірювання геометричних параметрів дефектів за допомогою внутрішньотрубних снарядів з високою роздільною здатністю дозволяє проводити розрахунки міцності дефектних ділянок [3].

Після розрахунку на міцність виявляються небезпечні дефекти, у зонах яких може статися руйнування трубопроводу. Такі дефекти ремонтуються в першу чергу .

Ті дефекти, які на час проведення внутрішньо трубної діагностики не підлягають негайному ремонту, надалі мають можливість розвинути до стану небезпечних .

У групі 2 приведено конструктивно-технологічні фактори, які впливають на ймовірність виникнення аварії конструктивних особливостей трубопроводу і якості будівельно-монтажних та ремонтних робіт.

Фактори групи 3 (експлуатаційного навантаження трубопроводів) впливають на імовірність виникнення аварії ступеня навантаження трубопроводу в процесі експлуатації та враховують циклічність внутрішнім тиском транспортування, розміщення насосно-компресорних станцій на досліджуваній ділянці, можливість появи гідроударів .

Фактори корозійного впливу (група 4) визначають вплив параметрів, які сприяють виникненню і розвитку корозійних дефектів, на ймовірність виникнення аварії трубопроводу .

Антропогенні фактори (група 5) визначають ймовірність пошкодження трубопроводу в результаті людської діяльності в зоні його залягання, тобто збільшується ризик пошкодження трубопроводу в результаті несанкціонованих робіт на трасі магістрального трубопроводу і аварії на сусідніх об'єктах.

Фактори природних впливів — це властивості, котрі визначають ймовірність пошкодження трубопроводу через рух ґрунту. Вони залежать від ландшафтно-геохімічного розташування, кліматичних та

гідрогеологічних умов на території, де розташована досліджувана ділянка магістрального трубопроводу [4].

При визначенні періодичності діагностики магістрального трубопроводу враховуються фактори, що визначають масштаби можливих збитків для навколишнього середовища та населення в разі аварії. Розмір збитків визначається такими параметрами:

- площею території, забрудненої внаслідок аварійного витоку газу;
- густотою населення в зоні, що межує з магістральним трубопроводом;
- природно-кліматичними умовами території, що знаходиться поруч з трубопроводом.
- об'ємом втраченого газу;
- економічними збитками від простою трубопроводу.

Схеми бальної оцінки факторів та значення їх вагових коефіцієнтів були встановлені за допомогою експертних оцінок із урахуванням статистичних даних про відмови вітчизняних магістральних трубопроводів. На основі величини індексу ризику, отриманого в результаті перемноження бальних оцінок ймовірності аварії і важкості їхніх наслідків, для кожної ділянки магістрального газопроводу і типу інспекційного внутрішньо трубного снаряду (ВІС) призначено показник першочерговості проведення внутрішньо трубної діагностики. Значення пріоритетності визначають черговість інспекції магістрального трубопроводу і терміни інтервалів між ними [4].

Порядок призначення величини періодичності в залежності від значень першочерговості визначається на основі принципів прийнятого ризику.

Прийнятий ризик – це ризик, рівень якого є економічно і соціально допустимим і обґрунтованим .

Проведений аналіз показав, що мінімальний термін періодичності діагностики, враховуючи принципи прийнятого ризику становить

приблизно 3 роки. Але якщо врахувати, що результати мінімум двох внутрішньо трубних інспекцій дають змогу достовірно оцінити швидкість розвитку дефектів, то вторинна внутрішньо трубна інспекція кожної ділянки магістрального трубопроводу певним типом снаряду – дефектоскопу повинна проводитись не пізніше, ніж через три роки після першої інспекції [4].

1.6 Постановка завдання на магістерську роботу

З усього вище приведеного можна зробити висновок, що внутрішньо трубна діагностика дає найбільш повну інформацію про поведінку та стан об'єкта досліджень, а за її даними можна розрахувати остаточний ресурс експлуатації магістрального трубопроводу. Тому завданням даної магістерської роботи є аналіз ВІС різних типів та технології проведення внутрішньо трубної діагностики підземних магістральних газопроводів на предмет оптимізації робіт, зменшення їх вартості та правильної інтерпретації отриманої вимірювальної інформації.

2 ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ПІДЗЕМНИХ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ З ВИКОРИСТАННЯМ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ ПОРШНІВ

Підтримання газотранспортної системи (ГТС) в належному технічному стані, запобігання виникненню нештатних ситуацій та відмов згідно з діючими нині в Україні нормативними документами вимагає регулярного моніторингу стану газопроводів. Зосереджують увагу на діагностуванні внутрішньої поверхні магістральних газопроводів, оскільки це найбільш інформативний і ефективний метод оцінки лінійної частини ГТС.

Діагностика внутрішньої поверхні магістральних газопроводів дозволяє виявляти різноманітні дефекти металу труби, такі як: розшарування матеріалу, сторонні вкраплення, конструктивні недоліки (вм'ятини, гофри, заломы, задири), аномалії зварних швів (недоварені ділянки, пористість, зміщення кромки), а також порушення цілісності стінки труби (корозія, тріщини, дефекти ізоляційного покриття) тощо [5].

Своєчасне виявлення та усунення цих дефектів дає змогу значно знизити ризик аварій на магістральних газопроводах, підвищити їхню надійність і забезпечити стабільне постачання газу українським споживачам, а також транспортування транзитного газу до країн Європи.

Вивчення технічного стану магістрального газопроводу з використанням інтелектуальних поршнів вимагає проведення цілого комплексу робіт з підготовки до експлуатації газопроводу. Спочатку визначається «контролепридатність» газопроводу. Термін «контролепридатність» встановлює вимоги до конструктивного та технологічного виконання магістрального трубопроводу, які є необхідними для проведення діагностики внутрішньотрубними інструментами [5].

На трубопроводах повинні бути встановлені вузли запуску та прийому внутрішньотрубних снарядів, які обладнуються сигнальними приладами, що реєструють проходження снаряду.

Лінійна ділянка одного трубопроводу у межах однієї досліджувальної ділянки повинна мати постійний внутрішній діаметр. Мінімальний радіус згину трубопроводу повинен становити не менше п'яти його діаметрів, що передбачено умовою проходження внутрішньотрубних інтелектуальних поршнів. Запірна та запобіжна арматура повинні бути рівнопрохідними, тобто мати однаковий діаметр з лінійною ділянкою трубопроводу і мати сигналізацію відкритого і закритого положень.

На відгалуженнях від магістралі повинні бути передбачені пристрої, що виключають попадання внутрішньотрубних снарядів у такі відгалуження. Для оцінки «контролепридатності» ділянки магістрального газопроводу підприємство, яке експлуатує і обслуговує цю ділянку, надає підприємству, що виконує діагностичні роботи, відомості про трубопроводи у вигляді опитувального листа, який складається на основі проектної, виконавчої та експлуатаційної документації [6].

2.1 Камери запуску і піднімання інтелектуальних поршнів

Для проведення внутрішньотрубної діагностики магістральний трубопровід повинен бути обладнаний камерами запуску і приймання внутрішньотрубних снарядів. Як правило, ці камери встановлюють на компресорних і насосних станціях. Камери запуску та приймання складаються з корпусу, кінцевого, кінцевого затвору, перехідника від камери і трубопроводу, пристроїв та механізмів для завантаження і вивантаження снарядів, запірної арматури або кранових вузлів, що входять до складу камер [6].

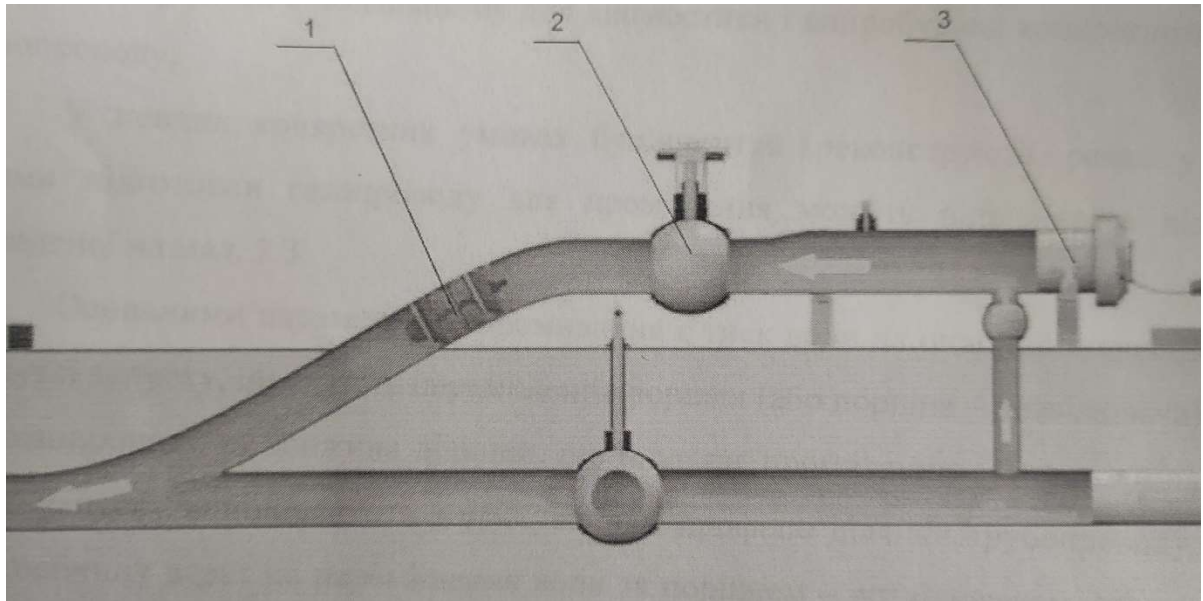
2.2 Очищення внутрішнього простору газопроводів

Після виконання всіх організаційних заходів з планування проведення діагностичних робіт розробляється графік пропускання очисних та діагностичних поршнів. Для виконання якісної очистки та діагностики необхідно забезпечити відповідні швидкості потоку на окремих ділянках газопроводів, для пропуску очисногопоршня швидкість потоку газу має бути приблизно 10 м/с, а діагностичного поршня – до 8 м/с [7]

Очищення внутрішньої порожнини магістральних газопроводів виконується одним з наступних способів:

- Промиванням з пропусканням очиснихпоршнів;
- Продувкою(газом або повітрям) із пропуском очисних поршнів, а при необхідності і поршнів – розділювачів
- Продувкою без пропуску очисних поршнів для газопроводів з діаметром меншим 219 мм.

З метою підвищення якості очищення внутрішньої порожнини газопроводів , що монтуються без застосування внутрішніх центраторів, нормативні документи вимагають виконання попереднього очищення порожнини способом протягування очисних засобів у процесі збирання газопроводу з окремих секцій чи труб [7].



1 – інтелектуальний поршень; 2 – кульковий кран; 3 – камери запуску та приймання інтелектуальних поршнів.

Рисунок 2.1 – Будова камери запуску та приймання інтелектуальних поршнів

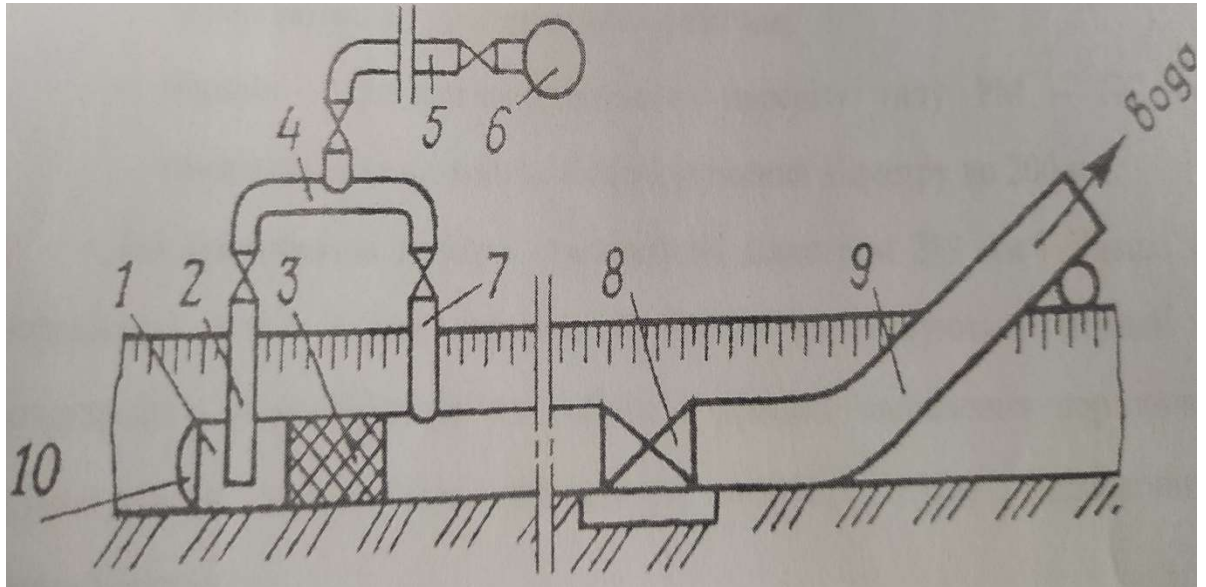
Магістральний газопровід очищується промиванням або продувкою як по всій довжині, так і різними способами на окремих його ділянках.

Промивання – найбільш ефективний метод очищення порожнини газопроводу. Цей метод, у порівнянні зі способами продувки, відрізняється перевагами у якісних показниках, тривалості та безпеці. Переваги цього методу закладені у самому принципі способу промивання, при якому практично три операції – очищення порожнини, вилучення повітря і заповнення газопроводу водою для наступного випробування. Таке поєднання операцій (рисунок 2.1) дозволяє зменшити загальну тривалість і вартість кінцевих етапів перед введенням газопроводу в експлуатацію. Змонтований для промивання газопроводу вузол і наповнювальні агрегати використовуються в подальшому для діагностики і випробувань конкретного газопроводу [7].

При реконструкції, ремонтних роботах та деяких інших умовах будівництва схеми підготовки газопроводу для промивання можуть відрізнятися від представленої схеми на рисунку 2.3. Основними параметрами промивання є тиск води на очисний поршень на вузлі запуску, швидкість переміщення поршня або поршня-розділювача по газопроводу та довжина ділянки, що підлягає промиванню. Тиск води на вузлі запуску встановлюють з урахуванням профілю ділянки трубопроводу, гідравлічних втрат на переміщення води за поршнем – розділювачем, втрати тиску на ділянці перед поршнем [7].

На практиці тиск води на ділянці вузла запуску встановлюють і підтримують на 0,2 – 0,3 МПа більшим, ніж напір рідини, що викликаний максимальною різницею вертикальних відміток на ділянці. Оптимальна швидкість переміщення поршня регламентована і не повинна бути менша за 1 км/год. Для забезпечення такої швидкості необхідно застосувати один або декілька наповнювальних агрегатів, які мають відповідну продуктивність і забезпечують необхідний тиск. Так, наприклад, для промивання газопроводів діаметром 1000, 1200 і 1400 мм продуктивність агрегатів повинна бути не меншою за 7585, 1130 і 1540 м/год.

Довжина ділянки, яка підлягає промиванню, нормативними документами не обмежується, але у залежності від зносостійкості очисних поршнів на практиці становить 15 – 60 км.



1 – газопровід; 2,7 – патрубки; 3 – очисний поршень; 4 – колектор; 5 – підвідний трубопровід; 6 – агрегат для заливання води; 7 – кран або засувка; 8 – зливний патрубок; 9 – сферична заглушка

Рисунок 2.2 – Принципова схема промивання трубопроводів

Для промивання газопроводів застосовуються наступні типи очисних поршнів:

- Еластичні поршні – розділювальні ДЗК для трубопроводів діаметром 100 – 700 мм;
- Поршні-розділювачі змінного перерізу на трубопроводах , що мають місцеві звуження діаметру до 200 мм [8]

Для промивання ділянок газопроводів ділянки яких від 219 мм на переходах через водяні перешкоди також застосовуються поршні-розділювачі, а ця робота виконується в процесі заповнення порожнини трубопроводу водою для проведення першого етапу гідравлічного випробування.

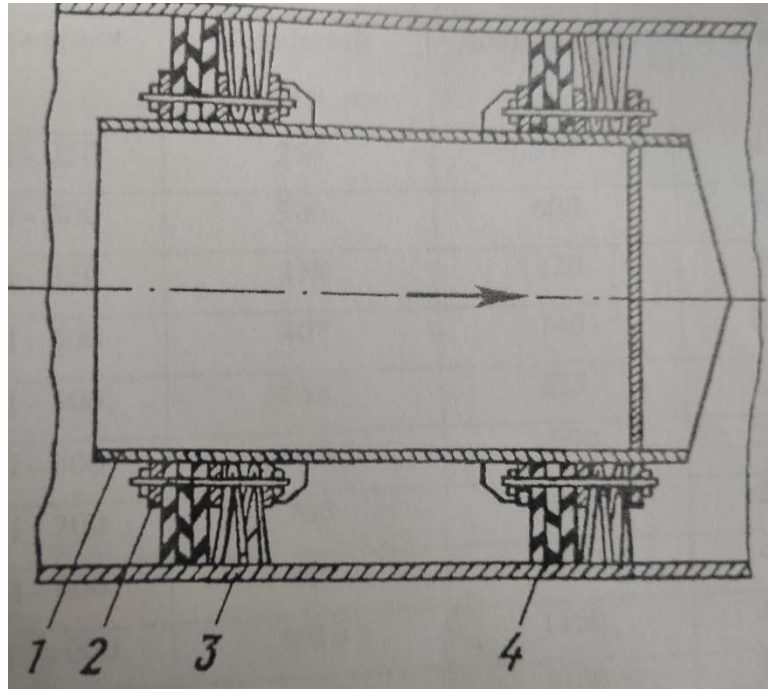
На підводних переходах газопроводів з діаметром меншим за 219 мм очищення порожнини здійснюється протягуванням очисних засобів у процесі їх збирання, промивання або продування без пропускання очисних засобів перед проведенням першого етапу випробування. Під час промивання, витіснення забруднень і потоці води і вилучення води з газопроводу, а також

під час продування газопроводу з повнопрохідною арматурою дозволяється пропускання очисних і розділюючих засобів через лінійну запірну арматуру [9].

2.3 Засоби для очищення порожнини і вилучення води із газопроводів

Очисні поршні, що зображено на рисунку 2.3 призначені для продування стиснутим повітрям або природним газом трубопровід будь-яких призначень і конструкцій, крім надземних і підводних переходів. Оптимальна швидкість руху поршня становить 30 км/год. Внаслідок наявності металевих щіток пропускання поршня через лінійну арматуру не дозволяється [9].

Поршні-розділювачі можуть ефективно використовуватись для продування наземних трубопроводів, остаточного звільнення від води (контрольний пуск) трубопроводів різноманітних призначень, конструкцій і конфігурацій, видалення з газопроводів газоконденсатних сумішей. Але у зв'язку з відносно низькою механічною міцністю пінополіуретану швидкість поршня не повинна перевищувати 10 км/год. Виготовляються поршні-розділювачі для трубопроводів діаметром 720 мм [9].



1 – корпус; 2 – фланець; 3 – металеві щітки; 4 – манжети

Рисунок 2.3 – Конструкція очисного поршня

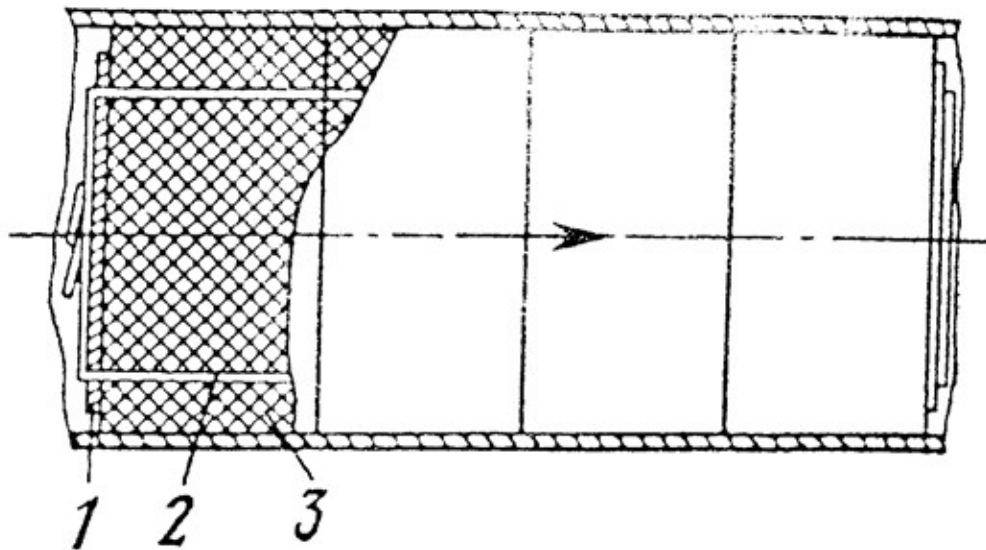
Поршні-розділювачі можуть ефективно використовуватись для продування наземних трубопроводів, остаточного звільнення від води (контрольний пуск) трубопроводів різноманітних призначень, конструкцій і конфігурацій, видалення з газопроводів газоконденсатних сумішей. Але у зв'язку з відносно низькою механічною міцністю пінополіуретану швидкість поршня не повинна перевищувати 10 км/год. Виготовляються поршні-розділювачі для трубопроводів діаметром 720 мм [9].

Основні технічні характеристики очисних поршнів подано в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Основні технічні характеристики очисних поршнів

Тип поршня	Зовнішній діаметр	Довжина, мм	Маса, кг
ОП – 250	254	575	47
ОП – 306	306	600	63
ОП – 358	358	720	90
ОП – 407	407 </td <td>740</td> <td>120</td>	740	120
ОП – 518	518	825	165
ОП – 615	615	1090	210
ОП – 700	705	1090	257
ОП -800	808	1190	450
ОП -1000	1010	1150	600
ОП -1200	1200	1300	810
ОП -1400	1400	1500	1020

Конструкція очисних поршнів типу ДКЗ наведено на рисунку 2.4



1 – диск; 2 – шнур; 3 – циліндр

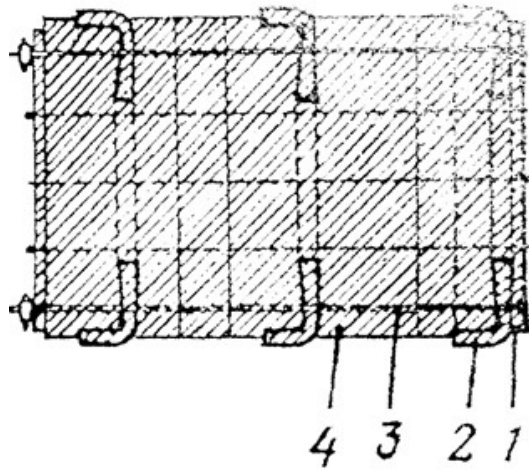
Рисунок 2.4 – Конструкція очисного поршня типу ДКЗ

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики очисних поршнів

Тип поршня	Діаметр, мм	Маса сухого поршня
ДЗК – 100	120	0,09
ДЗК – 150	180	0,3
ДЗК – 200	240	0,6
ДЗК – 250	300	1,4
ДЗК – 300	330	2,0
ДЗК – 350	385	3,2
ДЗК – 400	430	4,6
ДЗК – 500	530	8,7
ДЗК – 600	630	14,8
ДЗК - 700	730	23,2

Очисні поршні-розділювачі типу ДЗК забезпечують кращу, ніж попередні поршні герметичність у трубопроводі, рівномірний контакт зі стінками трубопроводу, стійкість форми під час руху та значну довжину пробігу, а саме до 150 км. Вони збираються з циліндричних частин, виготовлення з пінополіуретану, розміщених в торець до торця і відокремлених одна від одної манжетами, що самоущільнюються(рисунок 2.6). В процесі виготовлення розподілювачі попередньо стискають , прошивають і стягують у поздовжньому напрямі стальними тросами [10].

Очисні поршні-розділювачі типу ДЗК застосовують для звільнення внутрішнього простору трубопроводу діаметром 530-1420 мм від води після гідравлічного випробування, при швидкості пропускання 3 – 10 км/год, для промивання трубопроводів діаметром 530 – 1420 мм і одночасного звільнення їх від повітря в процесі заповнення водою для гідравлічного випробування при швидкості переміщення не менше 1 км / год і довжини ділянки не більше 10 км.



1 – диск; 2 – манжети; 3 – трос; 4 – циліндр

Рисунок 2.5 – Конструкція очисного поршня – розділювача типу ДЗК-РЕМ

Основні технічні характеристики очисних поршнів типу ОП наведено в таблиці 2.3

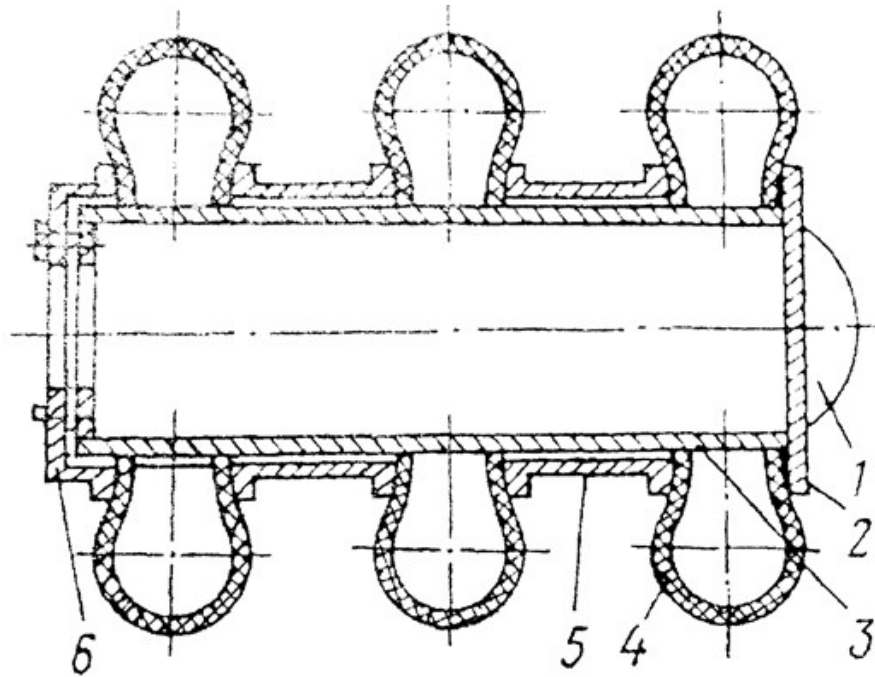
Очисні поршні – розділювачі типу ОПР – М є найбільш досконалими за описані вище засоби. Вони застосовуються для забезпечення незалежності зусиль, що створюють необхідну ступінь прилягання робочої поверхні розділювача до стінок трубопроводу від тиску середовища у трубопроводі. Крім того, такі поршні забезпечують незмінність зусиль притискання робочих елементів до внутрішньої поверхні трубопроводу під час руху розділювача та створення можливості періодичної заміни робочих елементів розділювача (рисунок 2.3).

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики очисних поршнів типу ДКЗ - РЕМ

Тип поршня	Зовнішній діаметр, мм	Довжина, мм	Маса, кг
ДКЗ-РЕМ-500	570	800	15
ДКЗ-РЕМ-600	650	900	25
ДКЗ-РЕМ-700	770	1100	50
ДКЗ-РЕМ-800	840	1200	70
ДКЗ-РЕМ-1000	1050	1500	90
ДКЗ-РЕМ-1200	1260	1800	150
ДКЗ-РЕМ-1400	1450	2100	300

Також очисні поршні - розділювачі типу ОПР – М використовуються для промивання та одночасного звільнення від повітря трубопроводів діаметрами 325-1420 мм. У процесі заповнення трубопроводів водою для гідравлічного випробування при швидкості пропускання не більше 1 км/год , а також для звільнення трубопроводів від води після гідравлічного випробування зі швидкістю пропускання 3 -10 км/год [10]

Основні технічні характеристики очисних поршнів типу ОПР-М наведено в таблиці 2.4



1 – оголовок; 2 – нерухома шайба; 3- корпус; 4 – очисний елемент; 5 – втулка; 6 – фігурна шайба

Рисунок 2.6 – Конструкція поршня – розділювача типу ОПР – М

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики очисних поршнів типу ОПР – М

Тип поршня	Діаметр, мм	Довжина, мм	Маса, кг
ОПР – М - 300	325	500	25
ОПР – М -500	570	785	60
ОПР – М -700	770	1130	106
ОПР – М -800	840	1254	179
ОПР – М -1000	1050	1470	281
ОПР – М -1200	1260	1610	410
ОПР – М -1400	1450	1990	639

У залежності від характеру забруднення трубопроводу поршні – розділювачі типу ОПР – М мають наступні варіанти монтажу: з двома, трьома і більше робочих очисних елементів., які мають гладку або рифлену поверхню. Зовнішні робочі елементи можна швидко демонтувати в польових

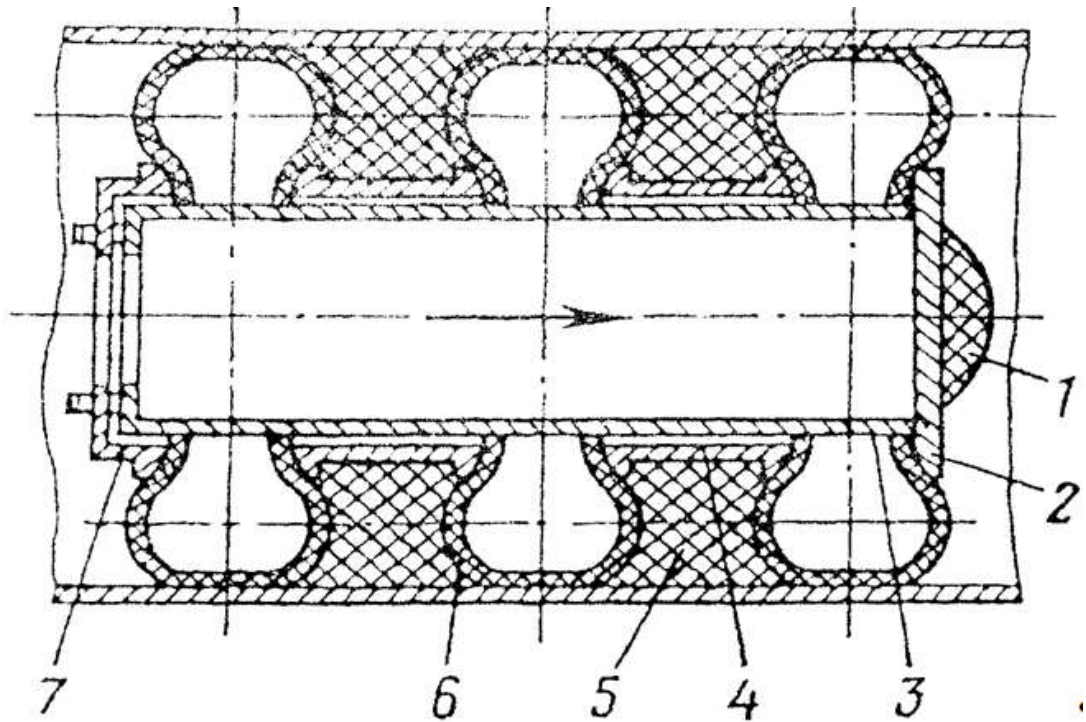
чи базових умовах, що значно підвищує економічність експлуатації поршня. Однак, очисні поршні-розділювачі типу ОПР – М мають ряд недоліків .

Зокрема, один з них це наявність порожнього простору між робочими елементами ,в якому можуть накопичуватися забруднення. Накопичення забруднення спричинятиме до деформації і підвищеного зношування кільцевих елементів , що значно понижує надійність роботи поршнів – розділювачів. Крім того, конструкція очисних елементів не забезпечує площі контакту з трубопроводом по всій довжині поршня.

Для ліквідації описаних недоліків були розроблені модернізовані поршні – розділювачі типу ОПР – М – Е, які застосовуються для промивання трубопроводів діаметрами 1020 – 1420 мм зі швидкістю руху 1 км/год, та звільнення від води трубопроводів після гідравлічного випробування (швидкість пропускання 3 – 10 км/год) [10].

Конструкція поршня- розділювача типу ОПР – М – Е аналогічна до конструкції поршня ОПР – М, але підвищення якості очищення порожнини трубопроводу поршень забезпечується циліндричними еластичними розділювальними елементами з пінополіуретану, які розміщуються між очисними елементами (рисунок 2.8). Зовнішній діаметр кожного з розділюючих елементів у вільному стані більший за зовнішній діаметр очисних елементів.

Основні технічні характеристики очисних поршнів типу ОПР – М – Е наведені в таблиці 2.5.



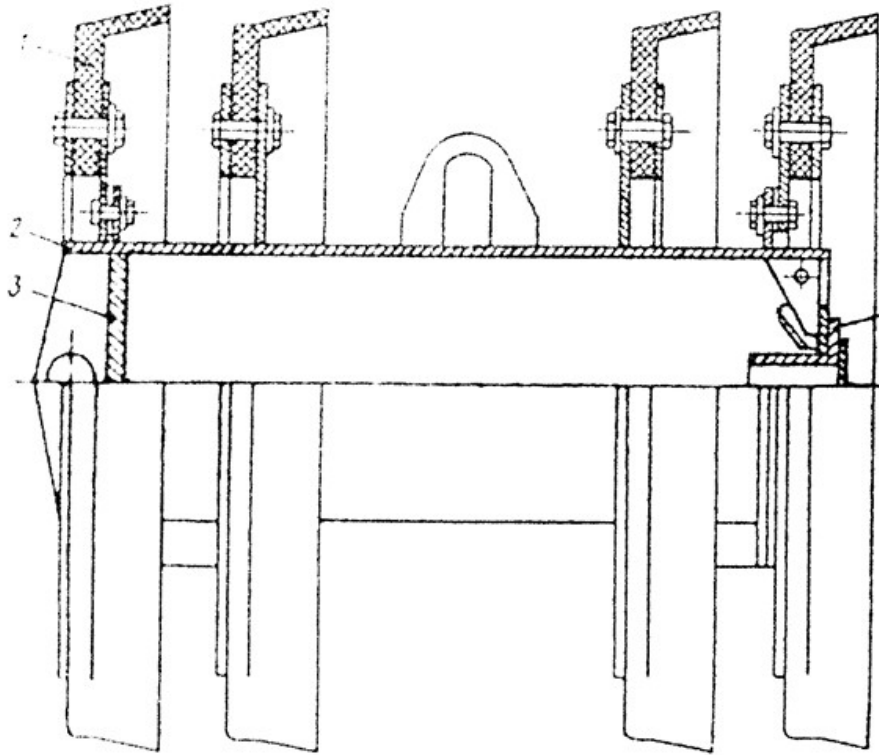
1 – оголовок; 2 – нерухома шайба; 3- корпус; 4 - втулка; 5 – еластичний розподільчий елемент; 6 – герметизуючий елемент; 7 – фігурна шайба

Рисунок 2.7 – Конструкція поршня – розділювача типу ОПР – М – Е

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики очисних поршнів – розділювачів типу ОПР – М – Е

Тип поршня	Діаметр, мм	Довжина, мм	Маса, кг
ОПР – М – Е - 1000	1050	1470	280
ОПР – М – Е - 1200	1260	1610	430
ОПР – М – Е - 1400	1250	1990	671

Поршні – розділювачі манжетні типу ПР (рисунок 2.8) є останньою і найбільш вдалою модифікацією поршнів – розділювачів.

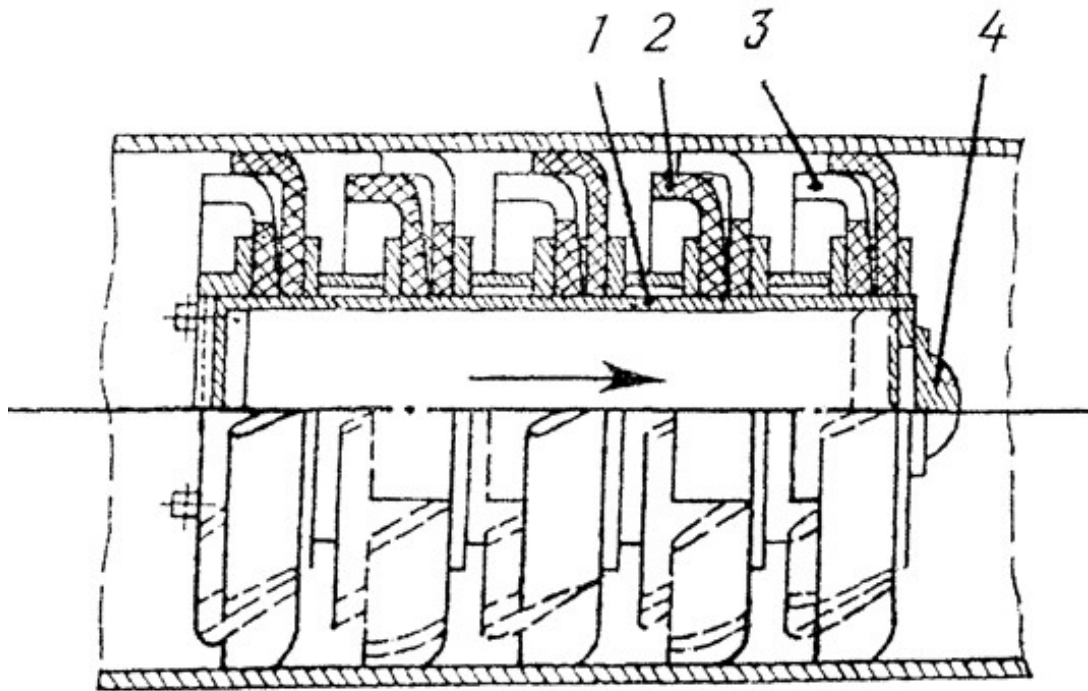


1 – манжети; 2 – корпус; 3 – заглушка; 4 – вузол кріплення приладів
Рисунок 2.8 – Конструкція поршня – розділювача типу ПР

Поршні типу ПР виготовляються діаметрами від 108 до 1420 мм і застосовуються для покращення якості очищення порожнин трубопроводів і видалення з них води такі поршні – розділювачі є найбільш перспективними завдяки високій зносостійкості манжетів і забезпеченню постійного рівня герметизації в трубопроводі. Поряд з тим застосування поршня розділювача типу Р не може повністю виключати можливості застосування поршнів – розділювачів типів ДКЗ чи ДКЗ – РЕМ, які можуть забезпечити повне вилучення залишків води (контрольний пуск) після попереднього пропускання поршня розділювача типу ПР. Поршні розділювачі типу ПР також можуть застосовуватися для очищення діючих трубопроводів у процесі експлуатації [10].

У практиці проектування і будівництва магістральних газопроводів трапляються випадки, коли діаметр запірної арматури менший

за діаметр основного трубопроводу(наприклад, підводні переходи через русла рік та озер). Щоб здійснити пропуск поршня – розділювача такими трубопроводами з найменшими затратами часу і коштів, застосовують очисні засоби зі змінним діаметром. Одним з таких засобів є поршень – розділювач змінного перерізу типу РМ – ПС (рисунок 2.9).



1 – корпус;2 – манжети;3 – профільний виріз у манжеті;4 – оголовок

Рисунок 2.10 – Конструкція поршня – розділювача змінного перерізу типу РМ – ПС

Такий поршень-розділювач застосовують для промивання трубопроводів зі швидкістю не менше за 1км.год і видалення води з порожнини трубопроводів, що мають місцеві звуження діаметра.

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики очисних поршнів – розділювачів типу РМ – ПС

Тип поршня	Умовний діаметр трубопроводу, що очищується, мм		Діаметр поршня			Довжина, мм	Маса, кг
	Максимальний	Мінімальний	До запуску	Після запуску в трубопровід			
				В основному перерізі	У звуженому перерізі		
РМ-ПС-700/500	700	500	770	700	500	119	165
РМ-ПС-700/500	800	700	865	800	700	1157	220
РМ-ПС-700/500	1000	800	1050	1000	800	1240	355
РМ-ПС-700/500	1200	1000	1260	1200	1000	1560	522
РМ-ПС-700/500	1400	1200	1450	1400	1200	1722	763

Під час проходження нерівно прохідних кранів, перехідників та вставок меншого діаметру манжети поршня рівномірно і симетрично складаються завдяки профільованим вирізам, і поршень вільно проходить місце звуження трубопроводу. При цьому манжети складаються, відгинаються вбік, протилежний до напрямку руху поршня віддаль між окремими групами манжетів вибрана таким чином, щоб манжети в сусідніх групах ніде не торкалися один одного і тому не перешкоджали взаємній роботі [13].

Основні технічні характеристики очисних поршнів типу РМ-ПС наведені у таблиці 2.6.

Однією з останніх модифікацій очисних засобів для очищення внутрішньої порожнини газопроводів від твердих забруднень, продуктів корозії, масла, води і конденсату є оболонки повітряно-рідинного заповнення. Ці оболонки виконуються у трьох варіантах конструкцій:

- ОО - ошинована оболонка;
- ГМО – гумово-металева оболонка;
- ГО – гумова оболонка [13].

Усі оболонки виготовляються у формі кулі з чистої малостійкої гуми (варіант конструкції ГО), армовані металом малостійкої гуми (варіант конструкції ГМО) і малостійкої ошинованої гуми (варіант конструкції ОО).

Технічні характеристики оболонок:

- зовнішній діаметр – 150.....1400мм;
- допустиме звуження трубопроводу – до 20%;
- швидкість проходження – 3...20км.год;
- перепад тиску в трубопроводі – 0,4 – 1,5 МПа;
- гарантована довжина ділянки очищення трубопроводу змінного діаметру – 150км;
- індикатор виявлення – магнітний [10].

Усі оболонки повітряно-рідинного заповнення є стійкими до механічних пошкоджень, зношування, агресивного середовища і можуть використовуватися багаторазово. Крім вище описаних типів очисних поршнів – розділювачів та оболонок повітряно-рідинного заповнення, широкого застосування в останні роки набули очисні поршні різного типу закордонного виробництва. Конструктивно такі поршні виготовляються у різних варіантах – з металевими щітками та без них, із постійними магнітами для вилучення із порожнини металевих предметів(шматочків окалин, залишків електродів) з різною кількістю очисних манжет із полімерних матеріалів. Вибір

конкретного типу очисного засобу здійснюється в залежності від прийнятої технології очищення порожнини трубопроводу, рельєфу місцевості, довжини ділянки, яка підлягає очищенню. Та діаметру трубопроводу.

2.4 Засоби очищення газопроводів

Як показує практика внутрішньої трубної діагностики найбільший вплив на якість діагностичного обстеження має сміття і сторонні предмети в порожнині трубопроводу і на його стінках. Перед застосуванням магнітних дефектоскопів після механічного очищення здійснюється магнітне очищення і підготовка металу за допомогою магнітних очисних поршнів- розділювачів. Зайві предмети, які знаходяться всередині трубопроводу збираються магнітам – збирачами і металевими щітками очисних поршнів.

Очищення порожнини магістральних газопроводів використовують такі типи поршнів-розділювачів: з калібрувальною пластиною (рис. 2.11), з щітками, з магнітами . Ці три типи поршнів-розділювачів використовують через економічну доцільність, яка полягає в тому, що технічні засоби кількох основних типів з майже однаковими масо-габаритними показниками легше експлуатувати і обслуговувати. Економічно вигідно мати справу з одним постачальником техніки ніж з багатьма. В цьому випадку суттєво спрощується вирішення ряду питань стосовно гарантійних зобов'язень, сервісного обслуговування, навчання персоналу. Поршень – розділювач з калібрувальною пластиною (рис. 2.11) використовуються для визначення мінімального прохідного перерізу трубопроводу [11].

При необхідності, місцево застосовується продування порожнини стисненим повітрям або газом, однак це робиться рідко через необхідність дотримання суворих заходів безпеки . Продування безпечне тим, що повітря

чи газ, на відміну від води, є речовиною яка має властивість суттєво стискатися, а тому на ділянці великої довжини при складному рельєфі місцевості при герметизації трубопроводу перед продуванням можуть існувати місця зі значною різницею в тисках. Це несе додаткову загрозу цілісності газопроводу. Тому продування застосовуються для очищення порожнини трубопроводу після ремонтних робіт на ділянках малої довжини зі зміною діаметру трубопроводу .



Рисунок 2.11 – Поршень – розділювач з металевими щітками

Певним недоліком наведених типів очисних поршнів, які використовуються, є неможливість виявлення місцезнаходження таких поршнів у трубопроводі під час руху, або коли поршень зупиняється. Це зумовлено наявністю значної кількості сміття в порожнині газопроводу, що попадає туди під час аварій і руйнування поверхні труби , спричиненого непрогнозованими зсувними процесами, просіданням ґрунту, розмиваннями русел річок, техногенною діяльністю людей та ін. [10].

В результаті виконання таких очисних операцій виявляються потенційно небезпечні ділянки трубопроводів, які необхідно обстежувати в першу чергу кількома діагностичними снарядами для встановлення причин виникнення пошкоджень тіла труби, які можуть виникнути не тільки через зміну її фізико-механічних характеристик. Для того, щоб запобігти пошкодженням тіла газопроводу в процесі проведення очисних операцій необхідно детально планувати роботи з їхнього проведення та здійснювати їх поетапно.

2.5 Інспекційні снаряди для внутрішньої трубної діагностики

Внутрішньотрубні інспекційні снаряди (ВІС) діляться на профілеміри та дефектоскопи (останнім часом з'явилися поршні з виконанням обох функцій) призначені для виявлення, вимірювання геометричних параметрів і визначення стану та нерегулярностей структури металу стінок трубопроводів. Поршні профілеміри використовуються для контролю геометрії поперечного перерізу трубопроводів. Магнітні та ультразвукові снаряди – дефектоскопи з високою роздільною здатністю застосовуються для проведення комплексної діагностики стану металу.

Для виконання покладених на них завдань ВІС мають розгалужену систему здавачів, які охоплюють периметр труби, містять одометричний пристрій для вимірювання пройденого шляху, систему для визначення орієнтації снаряду в просторі, пристрій для реєстрації проходження маркерних пунктів.

Інформація, яка отримується в ході інспектування порожнини трубопроводу, накопичується в блоці пам'яті снаряду. Інспекційні снаряди керуються програмованою мікропроцесорною системою. Вбудована система внутрішньої діагностики снаряду забезпечує тестування усіх його вимірювальних пристроїв перед пропуском, виявляє збої і несправності в

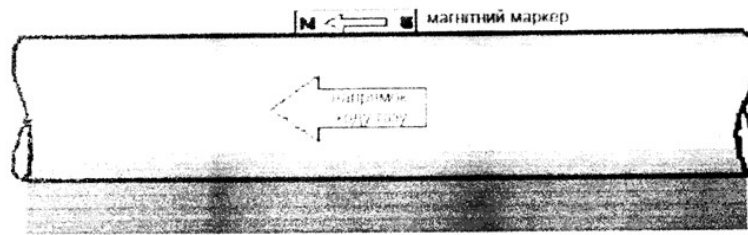
роботі бортового обладнання. Автономне електроживлення забезпечує функціонування електронного обладнання снаряду при проведенні інспекції. Снаряди виготовляються у вибухонебезпечному виконанні.

Якість проведення інспекції (виявлення аномалій та дефектів металу, точність визначення їхніх розмірів) суттєво залежить від тієї швидкості , з якою внутрішньо трубний снаряд рухається порожниною трубопроводу. Оптимальний діапазон руху швидкостей залежить від типу снаряду. Швидкість руху не перевищує 1.5 – 3м/с. Необхідна швидкість руху інспекційного снаряду досягається шляхом створення спеціального режиму транспортування продукту трубопроводом (зі зниженим об'ємом перекачування) або налаштуванням байпасної системи внутрішньо трубного снаряду, яка дає змогу знизити швидкість проходження снаряду по відношенню до швидкості транспортованого трубопроводом продукту [11].

2.6 Маркерні пристрої

Довжина ділянки трубопроводу, на якій здійснюється діагностика ВІС може сягати 100 і більше кілометрів. Для уточнення прив'язок на місцевості виявлених при внутрішньо трубній діагностиці особливостей і дефектів використовуються маркери. Маркерні передавачі генерують електромагнітні сигнали, які встановлюються і реєструються інспекційним снарядом, що рухається вздовж трубопроводу. Магнітні маркери встановлюють перед пропусканням діагностичного поршня безпосередньо над поверхнею газопроводу з інтервалом біля двох кілометрів, а також додатково на кутах поворотів та перетинів однієї нитки газопроводу іншою у випадку, коли вони проходять в одному технічному коридорі (рис. 2.12) [11]

При аналізі даних внутрішньо трубної діагностики сигнали магнітних маркерів легко ідентифікуються та використовуються як орієнтири на стадії складання звіту та при пошуку дефектних місць у трубопроводі.



Рисонок 2.12 – Схема встановлення магнітних маркерів на магістральному газопроводі

2.7 Системи глобального позиціонування

Для визначення місця пролягання трубопроводу на місцевості з високою точністю застосовуються системи глобального позиціонування GPS – системи [12].

GPS – системи дають змогу визначати геодезичні координати за допомогою космічних апаратів – штучних супутників Землі. Як реперні точки на трубопроводі використовуються елементи облаштування трубопроводу, або магнітні маркери. За допомогою GPS – систем результати внутрішньотрубної інспекції представляються на цифровій GPS – карті місцевості. GPS – координати використовуються для розмітки виявлених дефектів по трасі досліджуваної ділянки трубопроводу.

2.8 Внутрішньотрубні поршні – профілеміри

Внутрішньотрубні поршні – профілеміри призначені для контролю геометрії поперечного перерізу трубопроводу, реєстрації положення і розмірів порушення форми труби (овальність, зминання, гофри). Контроль форми поперечного перерізу здійснюється вимірювальною системою, яка складається з великої кількості важелів з коліщатками, які з'єднані з електронними давачами переміщення. Інформація з давачів накопичується у блоках пам'яті снаряду. Чутливість профілемірів до зміни діаметру труб становить 1-2 мм, що фіксувати підсилення зварювальних кільцевих швів [13].

Профілеміри також мають системи реєстрації кутів поворотів, що дає змогу при пропусканні поршнів. Поряд з отриманням інформації про форму поперечного перерізу, вимірювати радіуси кривизни осі і визначати профіль положення трубопроводу на ділянках місцевості зі значними перепадами висот.

Цифрові дані, що записуються поршнем, роздруковуються для аналізу у вигляді графіків, показують найменший прохідний переріз трубопроводу. Довжина графіку відображає, пройдено поршнем при проведенні діагностики. Як правило, на додачу до овальностей і зминань на графіку можна побачити також поперечні зварні шви, зміну товщини стінки, коліна, арматуру і т.д.

Часові відмітки з інтервалом 10 секунд вказують на швидкість руху діагностичного поршня всередині трубопроводу. Сигнали магнітного маркера показані на графіку у формі сигнальних смуг. Місцезнаходження маркера відповідає середині довжини відповідної смуги, яка служить як контрольна точка для виявлення дефектів. Також на сигнальній смузі наносяться усі виміряні параметри, одержані в процесі дефектоскопії, місцеположення яких

можна легко виявити за показами магнітного маркера, GPS – системи, або часової шкали. Кількість графіків з відповідними у звіті, на вимогу замовника, може бути різною. Основні технічні характеристики поршнів – профілемірів, які використовуються на магістральних газопроводах [13].

Таблиця 2.7 – Основні технічні характеристики поршнів – профілемірів

Виявлені особливості	Овальність, зминання, гофри, звуження, кільцеві зварні шви
Мінімальний прохідний переріз	60-70% до Дн
Мінімальний радіус кривизни, що може бути подоланий поршнем	1,5 Дн при повороті на 90 ⁰
Максимальний тиск середовища транспортування	8 – 10 МПа
Рекомендована швидкість руху	0,2 – 3,0 м/с
Зареєстровані відхилення форми поперечного перерізу	1 – 2 мм
Похибка вимірювань овальностей і зминань	±(0,1 – 0,4)% від Дн
Похибка локального позиціонування	±1 мм від найближчого кільцевого шва

2.9 Ультразвукові діагностичні поршні – дефектоскопи

Найбільшу чутливість і роздільну здатність по відношенню до дефектів різного роду має ультразвуковий метод дефектоскопії. Ультразвуковий снаряд – дефектоскоп має набір давачів для випромінювання та прийому ультразвукових акустичних коливань. Сигнал, що випромінюється давачем

відбивається спочатку від внутрішньої поверхні труби, а потім від зовнішньої її поверхні або від неоднорідності всередині стінки трубопроводу. Час приходу другого відбитого сигналу визначає довжину стінки труби або розташування внутрішньої неоднорідності. Внаслідок того, що ультразвукові діагностичні поршні – дефектоскопи повинні пропускатись в рідкому середовищі для забезпечення хорошого акустичного контакту між поверхнями давачів і стінками труби, вони використовуються при діагностичних обстеженнях нафтопроводів. На ділянках, що мають малу довжину при умові повного вилучення з них води ультразвукові акустичні поршні – дефектоскопи застосовуються і для інспекції магістральних газопроводів [11].

Основні технічні характеристики ультразвукових діагностичних поршнів – дефектоскопів має ультразвукові давачі з радіальним напрямком розповсюдження хвиль. Поршень виявляє корозійні та механічні втрати металу на зовнішній та внутрішній поверхні трубопроводу, а також розшарування металу в стінках труби. У снаряді використовуються давача, які направляють ультразвукові сигнали під кутом 45 градусів і застосовуються для виявлення і визначення розмірів тріщиноподібних дефектів осьової орієнтації: тріщини стрес – корозійного походження, дефекти у поздовжніх зварних швах і основному металі трубопроводу.

Таблиця 2.8 – Основні технічні характеристики ультразвукових діагностичних поршнів – дефектоскопів

Виявлені особливості	Корозійні та механічні втрати металу, розшарування, пори і включення, зміна номінальної товщини стінки
Мінімальний прохідний переріз	85% від Дн
Мінімальний радіус кривизни, що може бути подоланий поршнем	1.5 Дн при повороті на 90 ⁰
Максимальний тиск середовища транспортування	10МПа
Рекомендована швидкість руху	0,25 – 1,0 м/с
Максимальні розміри дефектів, що можуть бути виявлені	
Точкова корозія	10*10 мм, глибина 1,5 мм
Внутрішнє розшарування	10*10 мм
Подряпини та надрізи	Ширина 10 мм, глибина 1,5 мм
Похибки визначення розмірів	
Номінальна товщина стінки	±0,2 мм
Глибина втрати металу	±0,5 мм
Похибки визначення положення дефектів	
Відстань від кільцевого зварного шва	±0,2 мм
Кутове положення	±12 - 15

2.10 Магнітні діагностичні поршні - дефектоскопи

Обстеження лінійної частини магістральних газопроводів для виявлення корозійних дефектів та втрат металу здійснюється за допомогою магнітних

діагностичних поршнів, які працюють на принципі втрати магнітного потоку, що базується на ефекті Холла [18].

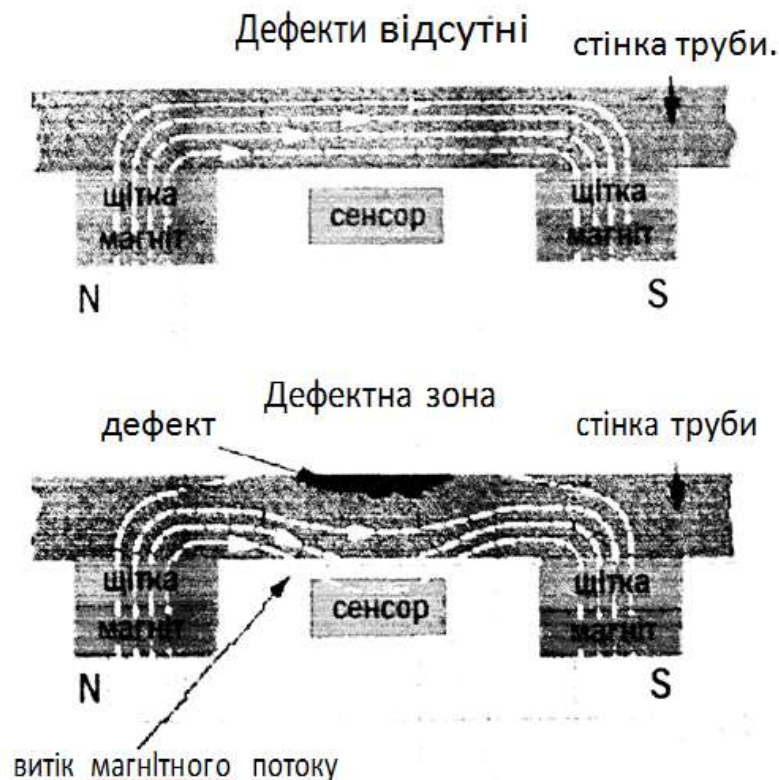


Рисунок 2.13 – Схема принципу втрати магнітного потоку, заснованого на ефекті Холла.

Під час впливу магнітів на стінку труби газопроводу в металі (за допомогою металевих щіток) формується магнітне поле. Коли магнітний діагностичний поршень проходить через ділянку, де кількість металу в стінці труби менша за номінальну, виникають втрати магнітного потоку. Дані сигнали запам'ятовуються в пам'яті поршня, що дозволяє під час обробки даних діагностики визначити наявність, місце розташування та рівень небезпеки дефектів, пов'язаних із втратою металу. Датчики, розташовані рядами по всьому периметру поршня, забезпечують повне покриття внутрішньої поверхні труби та реєструють зміни магнітного поля. Застосовуються діагностичні поршні з високою роздільною здатністю, здатні

визначати втрати металу як на внутрішній, так і на зовнішній поверхнях стінки труби [12].

Поршні можуть визначати:

- Втрату металу в стінках трубопроводу;
- Наявність і геометричні параметри поздовжньо – орієнтованих дефектів;
- Наявність і геометричні параметри поперечно– орієнтованих дефектів (тріщин).

Основні технічні характеристики інтелектуальних магнітних поршнів наведено в таблиці 2.9, додаткові метрологічні характеристики поршнів показано в розділі три. Магнітні діагностичні поршні можуть виявляти наступні типи дефектів: поперечний шліц, поздовжній шліц, поперечна канавка, поздовжня канавка, язва, аномалія значного розміру. Точкові корозійні дефекти методом втрати магнітного потоку виявити доволі складно через низку чутливість методу до дефектів з глибиною, меншою за 10% від товщини стінки труби .

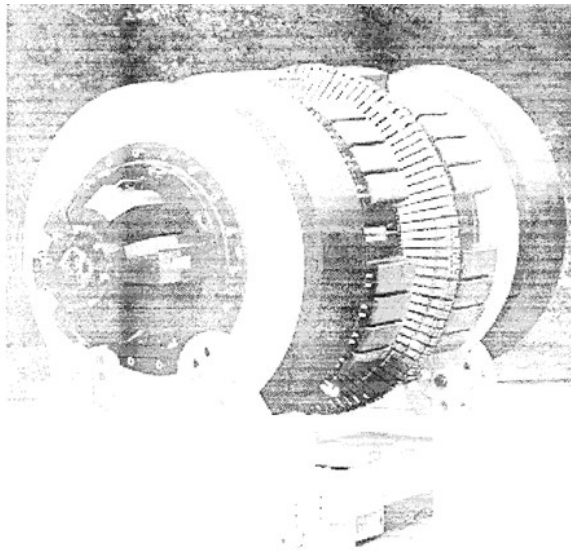


Рисунок 2.14 – Інтелектуальний магнітний діагностичний поршень

Таблиця 2.9 – Основні технічні характеристики інтелектуальних магнітних поршнів

Тип продукту	Рідина або газ
Температура продукту	0 – 65 ⁰ С
Максимальний робочий тиск	15 МПа
Швидкість руху поршня	0,5 – 5,0 м/с
Мінімальний радіус повороту трубопроводу	1,5 Дн
Товщина стінки трубопроводу	4 – 35 мм
Максимальний час пропускання	250 год
Максимальна довжина ділянки	800 км
Діаметр поршня	5 – 56 дм

2.11 Проведення дослідження технічного стану магістрального газопроводу інтелектуальними магнітними поршнями

Захист ізоляції магістрального газопроводу здійснюється катодними станціями в автоматичному режимі. Неруйнівний контроль звичайними засобами проводиться відповідною службою у строгій відповідності до вимог нормативної документації з певною періодичністю. Необхідність використання внутрішньотрубної діагностики з застосуванням поршня обумовлена наявністю численних підозрілих ділянок пошкоджень, де виникла підозра на втрату металу трубопроводом, виявлену за допомогою звичайних методів [11].

Основні обсяги вітчизняного газу поступають у Київську, Харківську, Черкаську та Львівську мережі магістральних трубопроводів. Для підготовки їхніх сегментів до пропуску діагностичних поршнів необхідно здійснювати, як показує досвід та практика виконання таких робіт, багаторазове пропускання очищувальних поршнів по одній ділянці магістрального трубопроводу.

Остаточний етап підготовки ділянок магістральних трубопроводів до внутрішньотрубної діагностики полягає в пропусканні очищувального поршня з калібрувальним диском, на основі деформації якого приймається рішення щодо можливості пропускання дорогих діагностичних поршнів. Наступний етап робіт включає визначення геометричних деформацій у газопроводі за допомогою електронного геометричного поршня. Геометричне обстеження дає змогу виявити овальності, вм'ятини, гофри та інші виступаючі елементи арматури, які можуть пошкодити магнітний або ультразвуковий діагностичний поршень. Для кожного геометричного дефекту потрібно визначити його довжину, ширину та глибину. Також необхідно реєструвати швидкість, прискорення та температуру, що дозволяє контролювати умови пропускання перед початком обстеження на втрати матеріалу. Це знижує ризик невдалого пропуску діагностичних поршнів до мінімуму .

Згідно з вищенаведеним перед проведенням внутрішньо трубної діагностики були проведені підготовчі роботи: очищення досліджуваної ділянки трубопроводу очисними поршнями з очисними магнітами та металевими щітками і калібруванні газопроводу двонаправленим поршнем з калібрувальною пластиною .

Спочатку записувались дані GPS – системи, інформація з яких після обробки переводилась у просторові координати X,Y,Z національної географічної сітки. Внутрішня геометрія трубопроводу перевірялась при допомозі електронного геометричного поршня. Після цього було прийнято рішення, що на ділянці досліджень немає перешкод для проходу корозійного

поршня, оснащеного блоком визначення просторового визначення трубопроводу. Геометричних аномалій, які перевищують прийнятий для звіту рівень $\geq 2\%$ від внутрішнього діаметру трубопроводу, виявлено не було.

Встановлення просторового положення трубопроводу виконувалось шляхом тривимірного дослідження траси трубопроводу за допомогою інерційного вимірювального блоку, встановленого на інспекційному поршні.

Ці просторові тривимірні дані були прив'язані до GPS координат Національної географічної сітки для отримання точних географічних координат для будь-якої точки вздовж трубопроводу.

Чітка прив'язка цих координат до результатів дослідження забезпечує отримання точних значень тривимірних координат для будь-якої особливості трубопроводу, вказаної у звіті з інспекції.

Обстеження на втрату металу трубопроводом здійснювались методом втрати магнітного поля .

За результатом дослідження виявлено 1580 аномалій стінок труби газопроводу з яких 25 є найбільш небезпечними. Згідно з прийнятою класифікацією дефектів 7 з них найбільш небезпечних відносяться до категорії «недопустимих», тобто їх розвиток може привести до зменшення прохідного діаметру труби нижче за 85% від нормального. 18 дефектів відносяться до категорії «небезпечних», тобто без їхнього усунення необхідно зменшувати робочий тиск у трубопроводі.

За результатами проведеної діагностики формується звіт з детальним описом поведінки поршня, швидкості його руху , розмірів аномалій, дефектних та бездефектних ділянок трубопроводу.

Для безпеки трубопровідної системи магістральних газопроводів з різними термінами експлуатації , умовами прокладання і рівнями навантаження необхідне виявлення усіх чотирьох перерахованих на рисунку 2.15 типів дефектів. Для отримання повної інформації про технічний стан системи газопроводів, потрібно використати комплекс дефектоскопів, який

забезпечить інтегрований чотирьохрівневий діагностичний контроль з використанням поршнів – дефектоскопів, заснованих на принципах неруйнівного контролю(рисунок 2.18). проведення такого контролю дасть змогу виявляти потенційно небезпечні дефекти усіх типів, що можуть бути причинами аварій на трубопроводах.

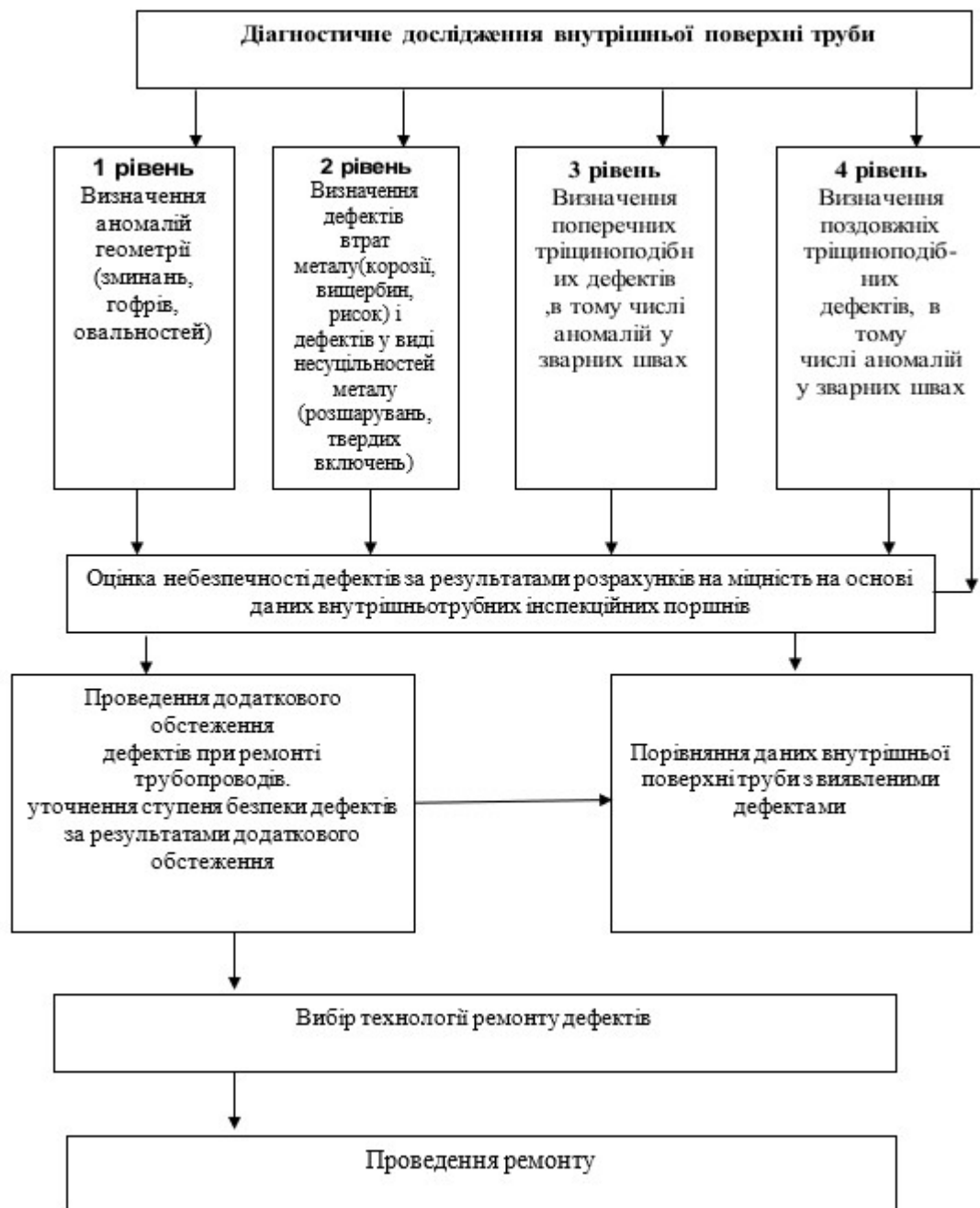


Рисунок 2.15 – Схема чотирьохрівневого діагностичного дослідження магістральних газопроводів

Висновком з проведеного аналізу і досліджень в даній магістерській роботі стосовно діагностування стану внутрішньої поверхні труби на сьогоднішній день є найбільш інформативним видом вимірювань параметрів трубопроводів з найменшими похибками і тому на сьогоднішній час розумної альтернативи до цього методу нема.

3 МЕТРОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ ПОРШНІВ

Для забезпечення необхідного мінімального рівня величини похибок при діагностиці в середині труби з використанням інтелектуальних поршнів необхідно об'єднати одиниці фізичної величини і статичні параметри різноманітних методів вимірювання.

Калібрувальні та ультразвукові прилади, як правило, визначають незалежну загальну товщину стінки і остаточну її товщину. Поряд з цим, діагностика методом втрати магнітного потоку визначає відносні значення втрат металу. Згідно специфікацій на ультразвукові прилади вони мають стандартні відхилення, використовується рівень достовірності 80%.

Найкраще в цьому випадку розраховувати відхилення відносної втрати товщини стінки трубопроводу для ультразвукового і калібрувального приладів в процентах при рівні достовірності 80%. Коли це було розраховано, стало очевидним, як і де типова техніка польових випробувань буде залежати від товщини стінки, і як вона буде залежати від точності обстеження внутрішньої поверхні труби.

На основі розподілу похибок Гауса похибка польового вимірювання розраховується наступним чином :

$$\Delta(d/t) = 1,28 \cdot \sqrt{\{[\sigma(d)/d]^2 + [\sigma(t)/t]^2\}} \cdot d/t,$$

$$\text{де } \sigma(d) = \sqrt{\{\sigma - (t-d)^2 + \sigma(t)^2\}},$$

(3.1)

δ – стандартне відхилення

d – абсолютна глибина, мм

t – загальна товщина стінки, мм

d/t – відносна глибина, %

$t-d$ – остаточна товщина стінки, мм

Δ - відхилення на основі 805 імовірності [11]

Індивідуальне вимірювання порушує загальні сподівання достовірності 80% , якщо порушується загальне сподівання достовірності 80%, якщо порушується так зване загальне допустиме відхилення, що розраховується за наступною формулою [15]:

$$\left| (d/t)_{calibr} - (d/t)_{field} \right| > \sqrt{\{ \Delta(d/t)_{calibr}^2 + \Delta(d/t)_{field}^2 \}} \quad (3.2)$$

В таблиці 3.1 наведена загальна кількість перевірочних вимірювань (N) у порівнянні з кількістю повірочних вимірювань, які повинні бути в межах допустимого відхилення (Nin) , щоб відповідати специфікації з проведення обстежень.

Якщо кількість повірочних вимірювань з відхиленням буде менша за (Nin), тоді результати обстеження внутрішнього простору труби не відповідають вимогам до рівня похибок.

Таблиця 3.1 наведена для дотримання відповідності специфікації обстеження (ймовірність відповідності точності визначення розмірів, що дорівнює 80:, а ймовірність дати правильну оцінку – 95%).

З неї визначається кількість польових розкопок Nin , які повинні відповідати заданій точності для N місць повірки. Тоді достовірність того, що вимоги специфікації обстеження будуть дотримані становить 95%.

Таблиця 3.1 – Таблиця встановлення відповідності специфікації
обстеження даних досліджень

N	N _{in}	N	N _{in}	N	N _{in}	N	N _{in}
5	2	18	11	31	21	44	31
6	3	19	12	32	22	45	31
7	4	10	13	33	22	46	32
8	4	21	14	34	23	47	33
9	5	22	14	35	24	48	34
10	6	23	16	36	25	49	24
11	6	24	16	37	25	50	35
12	7	25	17	38	26	51	36
13	8	26	17	39	27	52	37
14	9	27	18	40	28	53	37
15	10	28	19	41	28	54	38
16	10	29	20	42	29	55	39
17	11	30	20	43	30	56	40

Метод втрати магнітного поля є непрямим методом вимірювань. Він використовує і попадає під вплив декількох різноманітних фізичних факторів. Вплив форми аномалії в металі трубопроводу на похибку вимірювання її розмірів параметризовано за класами у залежності від довжини і ширини аномалії (рисунок 3.1).

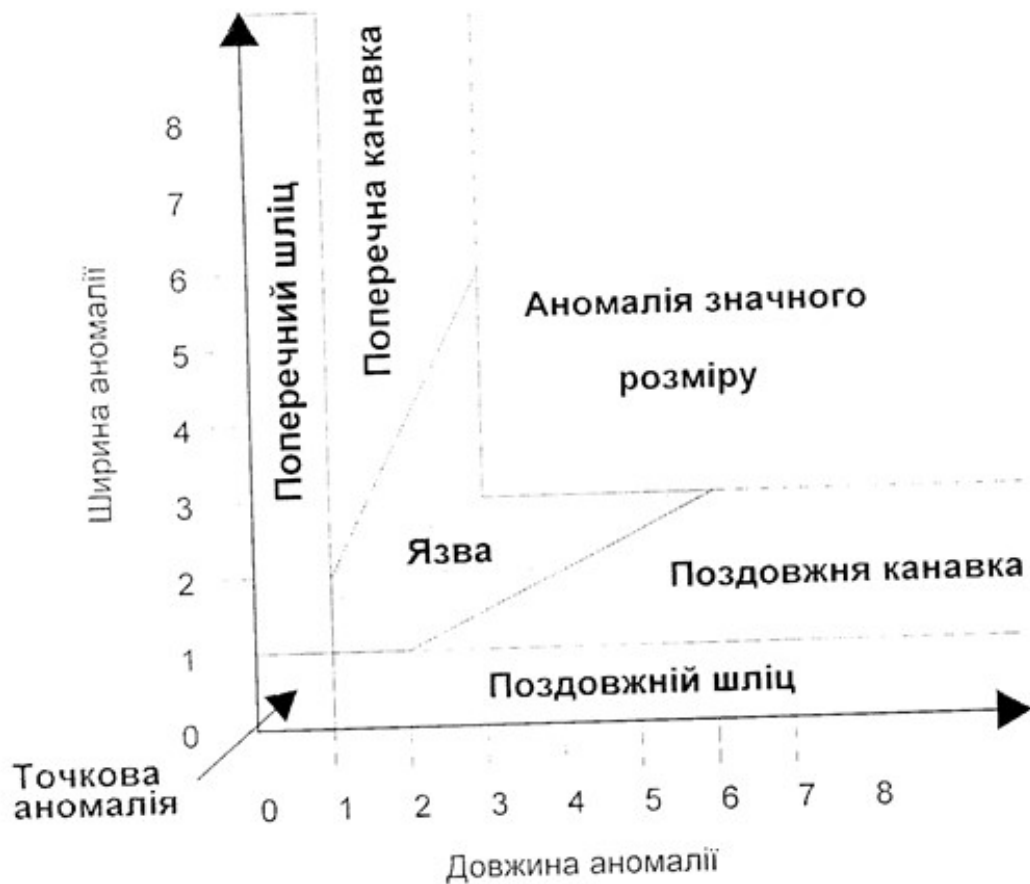


Рисунок 3.1 - Класифікація аномалій металу трубопроводів за їхніми розмірами

Значення похибок інтелектуального поршня при аналізі даних вимірювання геометричних параметрів дефектів трубопроводу наведено в таблиці 3.2. Похибки, які виникають при визначенні інтелектуальним поршнем свого місцезнаходження і орієнтації у просторі наведені в таблиці 3.3.

Наведені в таблицях значення похибок отримані зі статистичного аналізу результатів вимірювань за прямим стандартним методом. Результати вимірювань порівнювались з великою кількістю раніше визначених аномалій.

Таблиця 3.2 – Значення похибок інтелектуального поршня при аналізі даних вимірювання геометричних параметрів дефектів трубопроводу

Аналіз в автоматичному режимі				
Глибина при імовірності 90%(від товщини стінки)	0,15	0,18	0,3	0,15
Похибка вимірювання глибини при гарантованому рівні 80% (від товщини стінки)	0,15	0,19	0,25	0,20
Похибка вимірювання довжини при гарантованому рівні 80% (мм)	18	15	18	15
Похибка вимірювання ширини при гарантованому рівні 80% (мм)	23	15	15	23
Аналіз в ручному режимі				
Мінімальна глибина при імовірності 90% (від товщини стінки)	0,08	0,10	0,15	0,10
Похибка вимірювання глибини при гарантованому рівні 80% (від товщини стінки)	0,1	0,1	0,15	0,10
Похибка вимірювання довжини при гарантованому рівні 80% (мм)	15	12	15	12
Похибка вимірювання ширини при гарантованому рівні 80% (мм)	15	15	15	15

В цілому діагностичні магнітні поршні для дефектоскопії внутрішньої поверхні труб називаються інтелектуальними поршнями, в яких здійснюється автоматична корекція похибок в залежності від впливу параметрів об'єкта та оточуючого поршень середовища .

Таблиця 3.3 – Похибки визначення місцезнаходження і орієнтації у просторі

Похибка по поздовжній осі від орієнтира (маркера)	1:1000(0,1%) 1 м на кожні 000 м віддалення від маркера
Похибка вимірювання по поздовжній осі від найближчого зварного шва	0,1 м
Похибка від орієнтації по периметру	7,5°

ВИСНОВКИ

У даній магістерській роботі проведено аналіз існуючих методів дослідження технічного стану магістральних газопроводів. Особливу увагу зосереджено на аналізі комплексної і акустико-емісійної діагностики, електрометричним обстеженням, класичній дефектоскопії та внутрішньотрубній діагностиці.

У результаті виконання магістерської роботи отримано наступні висновки:

Найефективнішим проведенням дослідження стану магістральної газопровідної системи обгрунтовано обрано внутрішньотрубну діагностику, в основі якої використання інтелектуальних поршнів. Таке рішення особливоактуально для концепції безпечної експлуатації магістральних газопроводів

Визначено основні фактори можливості виникнення аварійна магістральних трубопроводах

Детально сформовано проведення дослідження технічного стану магістральних газопроводів при використанні діагностичних та очисних поршнів.

Розглянуто питання метрологічного забезпечення інтелектуальних діагностичних поршнів, за допомогою яких здійснюється дослідження ділянок магістральних газопроводів

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. О. І. Богатов, В. М. Супонєв, В. М. Рагулін, О. В. Ярижко, В. Д. Мусійко Сучасний технічний стан магістральних трубопроводів та аналіз екологічної безпеки під час транспортування ними енергетичних носіїв / Вісник Харківського національного автомобільно-дорожнього університету : зб. наук. пр. / М-во освіти і науки України, Харків. нац. автомоб.-дор. ун-т ; редкол.: А. Г. Батракова (гол. ред.) та ін. – Харків, 2022. – Вип. 99. – С. 151–158.
2. Богатов О. І.¹ , Супонєв В. М.¹ , Рагулін В. М.¹ , Ярижко О. В.¹ , Мусійко В. Д. Сучасний технічний стан магістральних трубопроводів та аналіз екологічної безпеки під час транспортування ними енергетичних носіїв Вісник Харків ХНАДУ, вип. 99, 2022
3. Камінський А. О., Бастун В. М., Фомічов С. К., Беспалова О. І., Урусова Г. П., Богданова О. С., Мінаков С. М. Комплексний підхід до проблеми діагностики технічного стану магістральних трубопроводів та усунення їх пошкоджень. Вісник Національної академії наук України. 2015. № 1. С. 49-61.
4. З. Возняк М. П., Возняк Л. В., Гривенко Г. М. Дослідження ризиків небезпеки під час експлуатації магістральних нафтопроводів. Прикарпатський вісник НТШ. Число. Івано-Франківськ, 2009. №1(5). С.263–268.
5. Кривенко Г. М., Семчук Я.М., Возняк М.П., Возняк Д.В. Класифікація дефектів з'єднувальних трубопроводів підземних сховищ. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. 2004. №2(8). С.192–193.

6. Тараєвський, О. С. Деякі аспекти технічного стану магістральних трубопроводів із урахуванням їх тривалої експлуатації / О. С. Тараєвський // Нафтогазова галузь України. - 2014. - № 2. - С. 43-46.
7. Лютак Ігор Зіновійович Контроль пружних властивостей металу стінок магістральних трубопроводів акустичними методами : дис. ... д-ра техн. наук : спец. 05.11.13 "Прилади і методи контролю та визначення складу речовин" : Дата захисту 20.05.11 / І. З. Лютак. - Івано-Франківськ, 2011. - 433 с. - 289-312.
8. Грудз В. Я., Тимків Д. Ф., Михалків В. Б. та ін Обслуговування і ремонт магістральних газопроводів /монографія/ – Івано-Франківськ .: Лілея-НВ – 2009. – 711 с. 3. Грудз В. Я., Грудз Я. В., Костів В. В. та ін. Технічна діагностика трубопровідних систем /монографія/– Івано-Франківськ.: Лілея-НВ – 2012. – 512 с. 4. Ковалко М. П., Грудз В. Я., Михалків В. Б. та ін. Трубопровідний транспорт газу /монографія/ – Київ.: АренаЕКО. - 2002 – 600 с.
9. <https://tsoua.com/news/ogtsu-ta-rozen-prodovzhuye-roboty-z-vnutrishnotrubnoyi-diagnostyky-gts/>
10. Шляхи практичної реалізації розробленого методу безконтактного ультразвукового контролю товщини стінки газопроводів у процесі внутрішньотрубної діагностики газопроводів Т.Т. Котурбаш, М.О. Карпаш Енергетика, контроль та діагностика об'єктів нафтогазового комплексу
11. Основи метрології та вимірювальної техніки: підручник / М. Дорожовець, В. Мотало, Б. Стадник, В. Василюк, А. Ковальчик; за ред. Б. Стадника. – Львів: Видавництво Національного університету „Львівська політехніка”, 2005. – 532 с.