

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Інститут інформаційних технологій
Інформаційно-вимірювальних технологій

Мох Юрій Мирославич

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 681.325

(індекс)

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Метрологічне забезпечення телемеханічних систем магістральних
газопроводів
(назва роботи)

Метрологія і вимірювальна техніка

(назва освітньої програми)

175- інформаційно-вимірювальні технології

(шифр і назва спеціальності)

Мох Ю.М.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього ступеня)

Науковий керівник Піндус Н.М., 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**

Мох Юрій Мирославич

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи Метрологічне забезпечення телемеханічних систем магістральних газопроводів

1. Керівник роботи Піндус Н.М., к.т.н. доцент каф. ІВТ,

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від " " 20 року №

2. Строк подання студентом роботи 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Технічний опис роботи магістральних газопроводів

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

1 Аналіз причин дефектів магістральних газопроводів

2 Розроблення метрологічного забезпечення засобів телемеханізації систем магістральних газопроводів

3 Розроблення метрологічного забезпечення вимірювальних каналів засобів телемеханізації магістральних газопроводів

Висновок Перелік посилань та джерел

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

МР. МТТм – 09.00.00.001 – Категорії трубопроводів та їх ділянок;

МР. МТТм – 09.00.00.002 – Схема магістрального газопроводу

МР. МТТм – 09.00.00.003 – Види пошкоджень трубопроводів

МР. МТТм – 09.00.00.004 – Метрологічні характеристики вимірювальних каналів;

МР. МТТм – 09.00.00.005 – Засоби перевірки Yokogawa EJX 530A

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Нормо-контроль	Біліщук В.Б., доцент		
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.	Аналіз причин дефектів магістральних газопроводів	14.11.- 23.11.2024	
3.	Розроблення метрологічного забезпечення засобів телемеханізації систем магістральних газопроводів	30.11.- 09.12.2024	
4.	Розроблення метрологічного забезпечення вимірювальних каналів засобів телемеханізації магістральних газопроводів	10.12.- 17.12.2024	
5	Редагування пояснювальної записки	18.12- 21.12.2024	

Студент _____ Мох Ю.М.
 (підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Піндус Н.М.
 (підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

Вступ

1 АНАЛІЗ ПРИЧИН ДЕФЕКТІВ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ.....

1.1. Особливості будівництва магістральних газопроводів. Дефекти магістральних газопроводів, та їх причини.....

1.2 Аналіз потреб реконструкції та метрологічного забезпечення системи телемеханізації.....

1.3 Характеристика засобів телемеханізації магістральних газопроводів.....

1.4 Постановка задач для дипломного проектування

2 РОЗРОБЛЕННЯ МЕТРОЛОГІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЗАСОБІВ ТЕЛЕМЕХАНІЗАЦІЇ СИСТЕМ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ.....

2.1 Вимірювальні канали та канали управління

2.2 Аналіз методик вимірювань

2.3 Забезпечення швидкодії і періодичності вимірювань.....

2.4 Забезпечення точності та метрологічного контролю вимірювань.....

3. РОЗРОБЛЕННЯ МЕТРОЛОГІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВИМІРЮВАЛЬНИХ КАНАЛІВ ЗАСОБІВ ТЕЛЕМЕХАНІЗАЦІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

3.1 Визначення номенклатури метрологічних характеристик вимірювальних систем засобів телемеханізації

3.2 Нормування метрологічних характеристик вимірювальних каналів вимірювальних систем

3.3 Розрахунок метрологічних характеристик вимірювальних каналів

3.4	Організація метрологічної служби	
3.5	Метрологічна експертиза проектної документації	
3.6	Перелік обладнання необхідного для повірки засобів вимірювань	
	Висновки.....	
	Перелік посилань на джерела.....	
	Додатки	

РЕФЕРАТ

Магістерська робота: «Метрологічне забезпечення телемеханічних систем магістральних газопроводів» виконана студентом Мох Ю. М. в ІФНТУНГ у 2024 році. Робота містить 54 сторінки, включає 8 рисунків, 7 таблиць і список із 13 джерел.

Об'єкт дослідження: телемеханічні системи магістральних газопроводів.

Мета роботи: розробка метрологічного забезпечення для засобів телемеханізації систем магістральних газопроводів.

У магістерській роботі розглянуто:

- особливості будівництва магістральних газопроводів;
- типові дефекти та причини їх виникнення;
- загальний стан засобів телемеханіки в управлінні лінійного виробництва.

Проаналізовано існуючі канали передачі інформації та методи виконання вимірювань. Проведено розрахунок метрологічних характеристик вимірювальних каналів телемеханічних систем для магістральних газопроводів.

ТЕЛЕМЕХАНІКА, МАГІСТРАЛЬНІ ГАЗОПРОВОДИ, МЕТРОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ.

ABSTRACT

Master's thesis: "Metrological support of telemechanical systems of main gas pipelines" was completed by student Mokh Yu. M. at IFNTUNG in 2024. The work contains 48 pages, includes 14 figures, 6 tables and a list of 10 sources.

Object of research: telemechanical systems of main gas pipelines.

Purpose of work: development of metrological support for telemechanization means of main gas pipeline systems. The master's thesis considers:

- features of the construction of main gas pipelines;
- typical defects and causes of their occurrence;
- general condition of telemechanics means in linear production management.

Existing information transmission channels and methods of performing measurements were analyzed. The metrological characteristics of the measuring channels of telemechanical systems for main gas pipelines were calculated.

TELEMECHANICS, MAIN GAS PIPES, METROLOGICAL SUPPORT.

ВСТУП

Тема магістерської роботи: «Метрологічне забезпечення телемеханічних систем магістральних газопроводів».

Об'єкт дослідження: телемеханічні системи магістральних газопроводів.

Мета роботи: розробка метрологічного забезпечення для засобів телемеханізації систем магістральних газопроводів.

Предмет дослідження: структура та принципи функціонування магістральних газопроводів.

Актуальність теми: необхідність розробки сучасних телемеханічних систем.

Практична цінність: створення телемеханічної системи, адаптованої для магістральних газопроводів.

Методи досліджень: теорія невизначеності та математична статистика.

Новизна роботи: запропоновано нове рішення для метрологічного забезпечення телемеханічної системи.

У процесі експлуатації магістральних газопроводів важливим завданням є їх реконструкція та модернізація. Ця робота спрямована на розробку метрологічного забезпечення засобів телемеханізації магістральних газопроводів.

Метрологічне забезпечення (МЗ) передбачає створення і застосування наукових, організаційних та технічних рішень для отримання єдності й потрібної точності вимірювань.

Цілі метрологічного забезпечення підприємства:

1. підвищення ефективності управління та автоматизації виробничих процесів;
2. забезпечення достовірного обліку витрат та параметрів природного газу під час транспортування і реалізації;
3. підвищення безпеки праці й охорони довкілля;
4. впровадження енергозберігаючих технологій;
5. гарантування промислової безпеки.

Таким чином, розробка МЗ є основним елементом у проектній документації для модернізації систем магістральних газопроводів.

1. АНАЛІЗ ЗАСОБІВ ТЕЛЕМЕХАНІЗАЦІЇ ПРАВОХЕТИНСЬКОГО ЛІНІЙНОГО ВИРОБНИЧОГО УПРАВЛІННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

1.2. Особливості будівництва магістральних газопроводів. Дефекти магістральних газопроводів, та їх причини

Магістральний газопровід — це трубопровід, що використовується для транспортування газу від місць видобутку або виробництва до споживачів, і для об'єднання різних газових родовищ. Відгалуженням магістрального газопроводу є трубопровід, який підключений до основної магістралі та призначений для постачання газу в окремі населені пункти чи на промислові об'єкти.

Магістральні газопроводи поділяються на такі класи залежно від робочого тиску:

- Клас 1 – трубопроводи з тиском від 2,5 до 10 МПа.
- Клас 2 – трубопроводи з тиском від 1,2 до 2,5 МПа. Газопроводи з тиском менше 1,2 МПа не вважаються магістральними і включають внутрішньопромислові та підвідні трубопроводи, а також газові мережі міст і селищ[1].

Магістральні газопроводи також класифікуються за типами лінійної частини:

- Однотиткові прості – з трубами однакового діаметра по всій довжині.
- Телескопічні – з трубами різного діаметра на окремих ділянках.
- Багатотиткові – з кількома паралельними нитками, що доповнюють основний трубопровід.

Кільцеві газопроводи будуються довколо міст для гарантії надійності газопостачання, рівномірного розподілу газу та інтеграції магістральних газопроводів у газотранспортну систему.

Магістральні газопроводи, а також їх окремі ділянки, класифікуються за різними категоріями, де вимоги до кожної категорії визначаються умовами експлуатації, обсягом контролю зварних швів та величиною випробувального тиску. Детальні вимоги для цих категорій наведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Категорії трубопроводів та їх ділянок

Категорія трубопроводу його ділянок	Коефіцієнт умов роботи трубопроводу при розрахунку його на міцність, стійкість і деформацію, m
B	0,60
1	0,75
2	0,75
3	0,9
4	0,9

На ділянках магістральних газопроводів, які характеризуються технічною складністю або є критично важливими (наприклад, болота, водні переходи та інші особливі місцевості), підвищується категорія газопроводів. Зокрема, ділянки, де розташовані компресорні станції, вузли запуску та прийому очисного обладнання або де є переходи через водні переправи з шириною водного дзеркала більше 25 метрів в меженний період, відносяться до найвищої категорії – I.

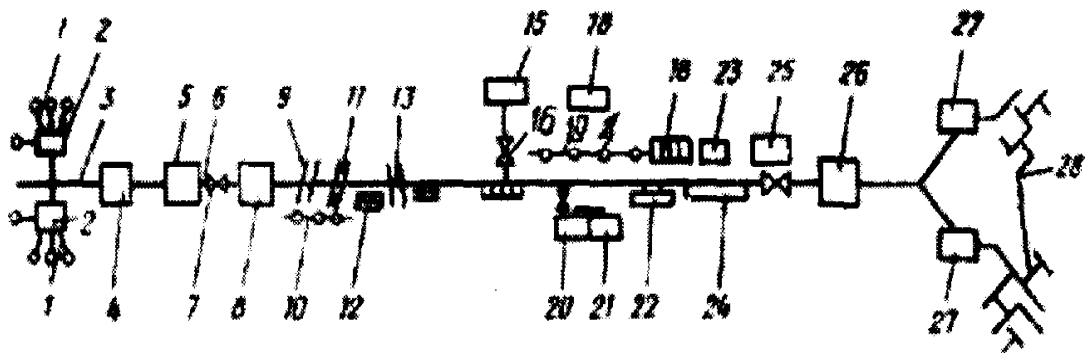
Газопроводи категорії B прокладають в будівлях та на територіях компресорних та ГРС.

Для кожної категорії магістральних газопроводів і їх ділянок встановлені вимоги, що враховують коефіцієнт умов експлуатації при

розрахунках на міцність. Ці вимоги включають обов'язковий контроль якості зварних з'єднань за допомогою фізичних методів та проведення попередніх випробувань.

Магістральними газопроводами вважаються трубопроводи та їх відгалуження з діаметром до 1420 мм і надлишковим тиском транспортування не більше 10 МПа. Ці трубопроводи призначені для транспортування:

- Природного або супутнього нафтового газу від місць видобутку (головних компресорних станцій) до газорозподільних станцій, міст і населених пунктів.



1 – газова свердловина з «шлейфом»; 2 – газозбірний пункт; 3 – газопромисловий колектор; 4 – головні споруди; 5 – ГКС (газовий компресорний станція); 6 – магістральний газопровід; 7 – запірна арматура; 8 – проміжна компресорна станція (КС); 9, 11, 13 – переходи через малу перешкоду, дорогу і велику водну перешкоду відповідно; 10 – лінія зв'язку; 12 – аварійний запас труб; 14 – дорога уздовж траси з під'їздами; 15, 26 – газорозподільні станції (ГРС); 16 – відвід від газопроводу; 17 – захисна споруда; 18 – система ЕХЗ; 19 – лінії електропередач (ЛЕП); 20 – пункт СГ (системи газопостачання); 21 – компресорна станція ПСГ (підземне сховище газу); 22 – водозбірник; 23 – будинок лінійного ремонтника-зв'язківця; 24 – лупінг; 25 – вертолітний майданчик; 27 – газорозподільний пункт (ГРП); 28 – міські газові мережі.

Рисунок 1 - Схема магістрального газопроводу

- Зріджених вуглеводневих газів з тиском насичених парів не більше 1,6 МПа при температурі 45 °С від заводів-виробників до місць споживання, таких як перевалочні бази, промислові та сільськогосподарські підприємства, порти, газорозподільні станції та пускові бази.
- Товарної продукції між головними та проміжними компресорними станціями, станціями підземного зберігання газу, газорозподільними станціями та вимірювальними пунктами.

Аналогічно класифікуються магістральні водо-, конденсато- та аміакопроводи.

До складу підземного магістрального газопроводу входять лінійна частина і наземні об'єкти (рис. 1.1).

Газ, що видобувається зі свердловин під впливом пластового тиску, транспортується через індивідуальні збірні газопроводи («шлейфи») до газозбірних пунктів, де проводиться первинне вимірювання і, за необхідності, редукування тиску. Далі газ через промисловий газозбірний колектор надходить на головні споруди, до яких відноситься установка комплексної підготовки газу (УКПГ), де газ очищається, осушується, здійснюється вторинне вимірювання та підготовка до товарної кондиції[1].

На головних компресорних станціях (ГКС) газ досягає необхідного робочого тиску (звичайно до 7,5 МПа) і потім транспортується в лінійну частину магістрального газопроводу. Лінійна частина газопроводу складається з трубопроводів, лінійної арматури, переходів через природні та штучні перешкоди, ліній зв'язку і електропередачі, доріг, захисних споруд, відводів до споживачів, водо- і конденсатозбірників, а також системи електрохімічного захисту.

До наземних об'єктів магістрального газопроводу відносяться компресорні станції (ГКС), газорозподільні станції (ГРС) та газорозподільні пункти (ГРП). Основні споруди на компресорних станціях включають компресорні установки, ремонтно-експлуатаційні блоки, пиловловлювачі,

градирні, резервуари для води, масляне господарство та установки охолодження газу. Зазвичай на території ГКС будують житловий комплекс для персоналу. Компресорні станції зазвичай розташовуються на відстані 125 км одна від одної.

Газ, що надходить на ГРС, додатково очищається, зневоднюється, редукується до 1,2 МПа і розподіляється через трубопроводи до споживачів. Підземні сховища газу, зазвичай поблизу великих міст або промислових центрів, призначені для регулювання сезонних коливань споживання газу: влітку газ накопичується, а взимку постачається споживачам. Підземні сховища зазвичай будують у водоносних горизонтах або в покладах солі.

Для будівництва магістральних газопроводів використовуються різні типи сталевих труб: безшовні, електрозварні, спіральні та інші, виготовлені з вуглецевих, легованих або низьколегованих сталей. Труби безшовні застосовуються для категорії В. Технічні умови для труб діаметром понад 800 мм вимагають суворого контролю зварних швів та приймання труб. Зварні шви повинні бути щільними, а відхилення діаметрів труб не повинні перевищувати 2 мм. Овальність кінців труб має бути не більше 1%, а для труб товщиною 20 мм і більше — 0,8%. Кривизна труб не повинна перевищувати 1,5 мм на 1 м довжини, а загальна кривизна не повинна перевищувати 0,2% довжини труби.

Довжина труб повинна бути в межах 10,5—11,6 м. Для труб діаметром 1020 мм і більше необхідний 100% контроль за фізичними методами. Зварювання труб виконується дуговим зварюванням: ручним, автоматичним під флюсом, механізованим в захисних газах або електроконтактним зварюванням. Метал труб не повинен містити тріщин, розшарувань понад 80 мм або дефектів на торцях труб. Зачистка дефектів має бути виконана таким чином, щоб товщина стінки труб залишалася в межах допустимих значень. Зварні шви повинні мати плавний перехід між основним металом і металом шва без дефектів.

Зсув зовнішнього та внутрішнього шарів заводського зварного шва не повинен перевищувати 20% товщини стінки для труб товщиною до 16 мм, і 15% для труб товщиною понад 16 мм. Кінці труб повинні бути обрізані під прямим кутом з обробкою крайок для зварювання. Форма оброблення крайок визначається технічними умовами, а косина різку торців труб не повинна перевищувати 2 мм.

Кожна труба на заводі повинна пройти випробування гідростатичним тиском. Всі зварні з'єднання труб перевіряються фізичними неруйнівними методами контролю, включаючи ультразвуковий контроль з подальшою розшифровкою дефектів.

Лінійна частина магістрального газопроводу є найбільш фондоемною частиною, і її стан значно впливає на надійність газопостачання. Оскільки об'єкти цієї частини розташовані на великих відстанях (сотні і тисячі кілометрів), експлуатація таких об'єктів ускладнюється. Для підтримки їх технічного стану необхідні кваліфіковані та своєчасні профілактичні та ремонтні роботи, для яких створюються відповідні відділи в рамках виробничого газотранспортного об'єднання[2].

Виробниче газотранспортне об'єднання забезпечує експлуатацію одного або кількох магістральних газопроводів, для чого створюються лінійні виробничі управління (ЛВУМГ), до складу яких входять лінійно-експлуатаційні служби (ЛЕС). Керівництво організацією експлуатації лінійної частини газопроводів здійснюється головним інженером через виробничо-технічний відділ (ВТО). Цей відділ відповідає за проведення єдиної технічної політики в галузі експлуатації газопроводів, розробку організаційно-технічних планів і заходів, складання планів випробувань, впровадження нових технологій і прийом документації на нововведені або відремонтовані ділянки газопроводів.

Також відділ координує роботу ЛВУМГ об'єднання, контролює виконання технічних заходів, веде звітність і надає її у вищі інстанції.

Експлуатацію лінійної частини магістральних газопроводів здійснюють лінійно-експлуатаційні служби (ЛЕС), до складу яких входять аварійні та лінійні бригади, групи електрохімічного захисту, автотранспорту, енерговодозабезпечення та газорозподільних станцій (ГРС).

Лінійно-експлуатаційна служба (ЛЕС) покладається на низку важливих обов'язків, спрямованих на забезпечення безпечної та ефективної експлуатації газопроводів. Ось основні з них:

1. Забезпечення безперебійного транспортування газу: ЛЕС повинна контролювати та підтримувати газопроводи в технічно справному стані.
2. Ремонт та профілактика: Необхідно здійснювати ремонтні роботи та профілактичні заходи для підтримки довговічності і надійності газопроводів.
3. Огляд і контроль за газорозподільними станціями (ГРС): Забезпечення їх безперебійної роботи.
4. Огляд газопроводів: Регулярні огляди для виявлення витоків газу та усунення несправностей.
5. Контроль стану ґрунтової основи газопроводів: Виявлення ерозії або просідання.
6. Здійснення аварійних заходів: Ліквідація аварій та несправностей на газопроводах та ГРС.
7. Підготовка до зимової експлуатації: Підготовка до осінньо-зимового сезону та паводкових умов.
8. Технічний нагляд та випробування: Контроль за станом нових газопроводів та їх випробування.

Дефекти трубопроводів можуть виникати через кілька причин:

1. Металургійні дефекти: Проблеми з металом на етапі виготовлення труб, такі як розшарування.
2. Технологічні дефекти: Недосконалість в процесі виготовлення труб, наприклад, дефекти зварювання або поверхневі дефекти.

3. Будівельні дефекти: Пошкодження, спричинені монтажними або транспортувальними процесами.
4. Механічні ушкодження: Утворення вм'ятин, подряпин або рисок під час транспортування.
5. Корозія: Зовнішні та внутрішні пошкодження через корозію або порушення ізоляції.

Дефекти зварних з'єднань:

1. Напливи, подрізи, пропали: Порушення форми і розміру шва, що може знижувати міцність з'єднання.
2. Незаварені кратери: Неоднорідності на кінцях швів, що можуть призводити до утворення тріщин.
3. Газові пори, шлакові включення: Недосконалості, які можуть бути виявлені за допомогою оптики.

Ці дефекти значно впливають на безпеку і надійність роботи трубопроводів, тому їх виявлення та усунення є важливою частиною обов'язків ЛЕС.



Рисунок 1.2 — Газові пори

Шлакові включення — це дефекти зварних з'єднань, які утворюються через кілька основних причин:

1. Високий вміст вуглецю в основному металі: Це може викликати утворення твердих включень, які можуть бути шлаковими.
2. Наявність іржі, масла або фарби на крайках основного металу і поверхні зварювального дроту: Це забруднення перешкоджають належному зварюванню та можуть сприяти появі шлакових включень.

3. Використання вологих або зволжених флюсів: Волога в флюсах може призвести до утворення газів під час зварювання, що також сприяє появі шлакових включень.
4. Недостатнє очищення кромки зварювальних деталей і дроту від окалини, іржі та інших забруднень: Це перешкоджає нормальному зварюванню і може призвести до утворення шлакових включень.
5. Неповне видалення шлаку між шарами при багат шаровому зварюванні: Якщо шлак не видаляється належним чином після кожного шару зварювання, це може призвести до накопичення шлакових включень.
6. Порушення технології зварювання: Технічні фактори, такі як неправильний нахил електрода, занадто довга зварювальна дуга, недостатня сила струму або надмірна швидкість зварювання, також можуть сприяти утворенню шлакових включень.

Шлакові включення можуть мати різну форму, від сферичної до голчастої, і розмір — від мікроскопічних до кількох міліметрів. Вони можуть розташовуватись:

- У корені шва.
- Між шарами зварного шва.
- В середині наплавленого металу.

Ці включення значно знижують міцність зварного з'єднання, ослаблюють перетин шва і створюють зони концентрації напружень. Вони є потенційними місцями для розвитку тріщин, що може привести до руйнування з'єднання під час експлуатації. Тому важливо проводити ретельне очищення і правильно регулювати параметри зварювання для уникнення таких дефектів[2].



Рисунок 1.3 - Шлакові включення

Непровари — це явище, коли основний метал не зливається з наплавленим металом, або коли окремі шари шва не сплавляються між собою при багат шаровому зварюванні. Це відбувається через наявність тонкого шару окислів або, іноді, товстого шлакового прошарку всередині швів.



Рисунок 1.4 - Непровари

Причинами виникнення непроварів є недостатнє очищення металу від окалини, іржі та бруду, занадто малий зазор у стику, надмірне притуплення та малий кут скосу кромки, низька сила струму або потужність пальника, висока швидкість зварювання, а також зміщення електрода від осі шва. Непровари в перерізі шва можуть виникати через перерви в процесі зварювання.

Тріщини - залежно від температури утворення поділяють на гарячі і холодні.

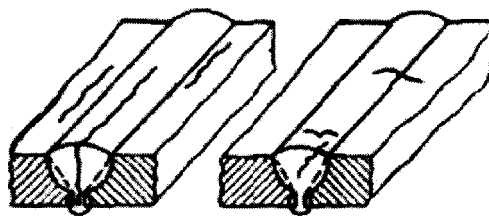


Рисунок 1.5 – Тріщини

Гарячі тріщини з'являються під час кристалізації металу шва при температурах від 1100 до 1300 °С. Вони виникають через наявність напіврідких прошарків між кристалами металу шва наприкінці його

затвердіння. Збільшена кількість вуглецю, кремнію, водню та нікелю в металі шва також сприяє їх утворенню, причому такі тріщини часто знаходяться всередині шва і важко виявляються.

Холодні тріщини утворюються при температурах від 100 до 300 °С в легуваних сталях або при температурах нижче 100 °С у вуглецевих сталях після охолодження шва або через деякий час. Основною причиною їх виникнення є значне напруження в зоні зварювання при розпаді твердого розчину і накопичення молекулярного водню в порожнечах металу шва. Ці тріщини зазвичай з'являються на поверхні шва, що робить їх легко помітними.

Дефекти мікроструктури зварного з'єднання включають:

1. Мікропори,
2. Мікротріщини,
3. Неметалеві включення, такі як нітриди та кисневі включення,
4. Крупнозернисті ділянки,
5. Зони перегріву та перепалу.

Дефекти ізоляції можуть бути різними, включаючи порушення суцільності, адгезії, занадто тонкий шар, гофри, зморшки, задираки, подряпини та проколи. Причини утворення дефектів ізоляційного покриття на трубопроводах можуть бути наступними:

1. Під час зберігання і підготовки матеріалів — засмічення бітуму та обводнення мастики.
2. При приготуванні ґрунтовки та мастики — неправильне дозування складових, порушення нагріву котла, недостатнє змішування бітуму.
3. Під час нанесення ґрунтовки та бітумної мастики — загущення ґрунтовки, утворення бульбашок, осідання пилу на трубах, пропуски та нерівномірне нанесення покриття.

4. Під час нанесення армуючих та обгорткових матеріалів — порушення однорідності покриття, недостатнє занурення в мастику.
5. Під час нанесення полімерних стрічок — наскрізні отвори, несучільний клейовий шар, нерівномірна товщина стрічки, неправильне налаштування намотувальної машини, порушення температурного режиму.
6. Під час укладання трубопроводів — порушення технології укладання, тертя труб по стінках траншеї, відсутність підготовки дна траншеї, неправильне налаштування ізоляційних машин.
7. Під час експлуатації трубопроводів — вплив ґрунту, вага труб, ґрунтові води, мікроорганізми, коріння рослин, температурні коливання та агресивність ґрунту.

1.2. Обґрунтування необхідності реконструкції і їх метрологічного забезпечення засобів телемеханізації системи магістральних газопроводів

Єдина система газопостачання (ЄСГ) на своєму життєвому циклі проходить кілька етапів, що впливають на надійність і безпеку газопроводів.

Ці етапи включають:

1. Прийом в експлуатацію,
2. Технічне обслуговування і діагностика,
3. Виведення в ремонт,
4. Проведення ремонтних робіт,
5. Здача в експлуатацію відремонтованого газопроводу та оцінка його подальшої експлуатації (атестація),
6. Реконструкція газопроводів.

Кожен етап має свої технічні, технологічні, економічні та організаційні аспекти, які потрібно враховувати при створенні алгоритму для підтримки та розвитку надійності й безпеки газотранспортної системи. Метою є ефективне використання технічних, фінансових і трудових ресурсів для забезпечення надійної та безпечної експлуатації газопроводів на всіх етапах.

Лінійна частина магістральних газопроводів (ЛЧ МГ) є складною системою з багатьма елементами, об'єктами і підсистемами, які потребують контролю та проведення профілактичних і ремонтних робіт. Структурний аналіз ЛЧ МГ показує, що працездатність залежить від стану елементів, які безпосередньо беруть участь у транспортуванні газу (труби, крани, відводи тощо), що визначає пріоритетність їх обслуговування[3].

Необхідність реструктуризації лінійної частини газопроводів обумовлена їх віковим станом і поганим технічним станом. Основними причинами для діагностики та ремонту є відмови магістральних газопроводів, обмежений термін служби ізоляційних покриттів (10-15 років) і перспектива підвищення робочого тиску. Зі збільшенням віку газопроводів зростають витрати на їх обслуговування. Основні вимоги до підтримки і розвитку надійності та безпеки газопроводів включають:

1. Забезпечення планових потоків газу споживачам,
2. Надійність і безпека газопроводів (екологічна та промислова),
3. Покращення технічного стану ЛЧ МГ,
4. Ефективне використання ресурсів для технічного обслуговування і ремонтів.

Реструктуризація лінійної частини газопроводів вимагає поетапного розвитку надійності й безпеки. Технічне обслуговування та ремонт повинні виконуватися спеціалізованими службами газотранспортного підприємства або залученими організаціями. Розроблена система технічного обслуговування повинна включати:

1. Періодичне технічне обслуговування,
2. Регламентоване обслуговування,
3. Поточний ремонт,
4. Середній і капітальний ремонт,
5. Калібрування засобів вимірювання,
6. Забезпечення якості і надійності,
7. Забезпечення експлуатаційної надійності.

Технічне обслуговування повинно бути узгоджене з графіками обслуговування основного обладнання, а періодичний контроль зазвичай проводиться без зупинки технологічного процесу.

Метрологічне забезпечення включає використання засобів для забезпечення єдності вимірювань. Це включає еталони, прилади, комплекси для вимірювання параметрів та інформаційно-вимірювальні системи, які мають відповідати вимогам законодавства і нормативно-технічної документації. Метрологічне забезпечення також включає організацію метрологічних служб і проведення повірки засобів вимірювання, включаючи первинну, періодичну та інспекційну. Непридатні для експлуатації засоби вимірювання не повинні використовуватися.

1.3 Опис засобів телемеханізації

Метою виконання робіт є підвищення ефективності та надійності роботи технологічного обладнання, попередження і усунення аварійних ситуацій, а також оптимізація функціонування магістрального газопроводу через впровадження телемеханічної системи.

Пульт управління знаходиться у диспетчерському пункті, а система складається з 1 газотурбінної установки (ГТУ) і 12 контрольних пунктів (КП). Для організації каналів зв'язку застосовуються радіорелейні лінії та радіомодеми. Електроживлення контрольованих точок здійснюється через поздовжні ЛЕП ЕХЗ.

Проектний тиск газу в трубопроводах становить 5,5—7,45 МПа. Об'єкти контролю та управління, що реконструюються, включають наступне технологічне обладнання:

- 193 майданчики лінійних кранів і кранів-перемичок;
- 10 УКЗ.

Об'єкти, які підлягають телемеханізації, будуть розміщені в контрольних пунктах (КП). Склад об'єктів проекту визначається на етапі збору вихідних даних і узгоджується з експлуатуючою організацією. Заміну ручних кранів на пневмогідроприводні та заміну СКЗ для дистанційного контролю не передбачено.

Режим роботи системи — безперервний, цілодобовий, цілорічний. Проект має передбачати систему лінійної телемеханіки згідно з затвердженою технологічною схемою ЛВУ МГ, включаючи:

- розміщення обладнання в блок-боксах на контрольних пунктах;
- заміну польових датчиків, вузлів керування кранами та кабельної продукції на майданчиках.

Зв'язок для телемеханічної системи буде здійснюватися через радіоканали з використанням радіомодемів.

Система лінійної телемеханіки побудована як ієрархічна, функціонально розподілена система контролю і управління, що виконує наступні функції:

1. Телеуправління:

- 1.1 Керування лінійними кранами газопроводу;
- 1.2 Управління кранами на перемичках;
- 1.3 Включення/вимикання перетворювачів катодного захисту;
- 1.4 Увімкнення/вимкнення автоматичного вимикача основного джерела живлення розподільчого пристрою.

2. Телесигналізація:

- 2.1 Контроль стану телекерованих кранів і сигналізаційних ліній;
- 2.2 Перевірка проходження очищувальних пристроїв після кожного лінійного крана;
- 2.3 Моніторинг несправностей датчиків очищувальних пристроїв;
- 2.4 Сигналізація про обриви або відсутність зв'язку;
- 2.5 Відхилення технологічних параметрів за межі встановлених норм.

3. Телевимірювання:

- 3.1 Вимірювання тиску до та після кожного лінійного крана;
- 3.2 Вимірювання температури газу та зовнішнього середовища на різних етапах;
- 3.3 Облік витрат електроенергії та часу роботи кожної СК;
- 3.4 Моніторинг поляризаційного потенціалу від кожного контрольно-вимірювального пункту.

4. Телерегулювання:

- 4.1 Регулювання вихідного струму і напруги СК;
- 4.2 Управління кранами-регуляторами на вході КС.

1.3. Постановка задачі на дипломне проектування

Метою даної магістерської роботи є розроблення метрологічного забезпечення засобів телемеханізації системи магістральних газопроводів

лінійного виробничого управління магістральних трубопроводів. Таким чином, слід вирішити наступні завдання:

- Розробити номенклатуру вимірюваних параметрів;
- Визначити основні динамічні характеристики швидкодії обміну даними та передачі керуючих сигналів;
- Проаналізувати основні метрологічні характеристики вимірювальних каналів і визначити вимоги до точності вимірювань;
- Визначити види і терміни повірки метрологічного контролю за засобами вимірювань засобів телемеханізації;
- Встановити номенклатуру метрологічних характеристик вимірювальних каналів;
- Провести розрахунок метрологічних характеристик вимірювальних каналів;
- Визначити організацію метрологічної служби і необхідне вимірювальне обладнання для забезпечення[3]

2. РОЗРОБЛЕННЯ МЕТРОЛОГІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЗАСОБІВ ТЕЛЕМЕХАНІЗАЦІЇ СИСТЕМИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ

2 Вимірювальні канали та канали управління

Вимірювальні канали є конструктивно або функціонально відокремленими частинами вимірювальних систем, що виконують повну функцію — від сприйняття вимірюваного параметра до отримання результату вимірювання у вигляді числового значення або відповідного коду. Усі засоби вимірювання, які входять до складу вимірювальних каналів, мають метрологічну атестацію.

Устаткування, що використовується в лініях зв'язку вимірювальних каналів, має сертифікат відповідності для каналів зв'язку та інформаційного обміну і дозволене для використання. Канали вимірювання складаються з таких елементів:

1. Вимірювальних компонентів, що включають датчики та сигналізатори з нормованими метрологічними характеристиками.
2. Кабельних ліній зв'язку, прокладених по лотках, металевих конструкціях та в землі.
3. Обчислювальних компонентів, виконаних на основі контролерів та засобів обчислювальної техніки з нормованими метрологічними характеристиками.
4. Засобів передачі інформації та комутаційного обладнання.
5. Комплексних компонентів, таких як комутатори технологічного зв'язку, локальні обчислювальні мережі (ЛОМ), сервери та автоматизовані робочі місця (АРМ).

Пропонується використовувати прості вимірювальні канали, які забезпечують прямий метод вимірювання одного параметра через серію вимірювальних перетворень. Канали вимірювання технологічних параметрів складаються з:

1. Первинних перетворювачів та засобів вимірювання (датчики тиску і температури) з нормованими метрологічними характеристиками.
2. Кабельних ліній зв'язку.
3. Технічних засобів системи лінійної телемеханіки, які включають лінії зв'язку та засоби відображення інформації.

Вимірювальні канали електрохімічного захисту від корозії включають:

- Первинні засоби вимірювання з нормуючими перетворювачами.
- Кабельні лінії зв'язку.
- Мікропроцесорний пристрій для збору та перетворення інформації.
- Технічні засоби лінійної телемеханіки, що включають лінії зв'язку та засоби відображення інформації.

Вимірювальні канали системи обліку енергоресурсів складаються з:

- Вимірювальних компонентів, таких як лічильники електроенергії з нормованими метрологічними характеристиками.
- Кабельних ліній зв'язку.
- Технічних засобів системи лінійної телемеханіки, що включають лінії зв'язку та засоби відображення інформації.

Проаналізовані канали управління технологічним процесом, зокрема для кранів, розподільних пристроїв низької напруги та електрохімічного захисту від корозії. Сполучні компоненти, такі як клемні з'єднувачі, кабельні роз'єми, провідні лінії зв'язку та зв'язок через радіоканали, є важливою частиною вимірювальних каналів і каналів управління[4].

Передбачено використання аналогових ліній зв'язку для передачі сигналів від вимірювальних компонентів (вимірювальних перетворювачів) до обчислювальних компонентів (контролерів), а також цифрових ліній зв'язку. Аналогові лінії зв'язку забезпечують взаємодію з обчислювальними та комплексними компонентами. Для функціонування вимірювальних каналів також використовуються допоміжні компоненти, такі як системи живлення та обігріву, що забезпечують зручність управління та експлуатації, але вони не беруть участі в безпосередніх вимірювальних перетвореннях, тому в структурах вимірювальних каналів не згадуються. Комплексні допоміжні компоненти, лінії та канали зв'язку не мають метрологічних характеристик.

2.2. Методики виконання вимірювань

Методика вимірювань являє собою сукупність операцій та правил, дотримання яких гарантує отримання результатів із заданою похибкою. Важливо, щоб похибка не перевищувала допустимі межі, а також забезпечувалась єдність вимірювань.

Методики вимірювань можуть бути зафіксовані в окремих документах або реалізовані через алгоритми та програмні засоби автоматичних вимірювальних пристроїв, із зазначенням основних метрологічних характеристик у конструкторській та експлуатаційній документації.

У цьому проекті канали вимірювання технологічних параметрів, таких як тиск та температура, канали для вимірювання параметрів електрохімічного захисту від корозії, а також канали для вимірювання параметрів системи електропостачання складаються з вимірювальних засобів із визначеними метрологічними характеристиками, підключених через електричні лінії зв'язку до програмно-технічних засобів[4].

Оскільки засоби вимірювання та програмно-технічне забезпечення, використані в проєкті, містять методики повірки та калібрування, а також інструкції з монтажу, процес вимірювань цих параметрів регламентується проєктними рішеннями.

2.3. Рішення щодо забезпечення необхідної швидкодії і періодичності вимірювань та видачі керуючих впливів

Динамічні характеристики засобів вимірювань проявляються в тому, що на вихідний сигнал засоби вимірювань впливають значення вхідного сигналу і будь-яка зміна значення вхідного сигналу в часі.

Параметри інформаційного обміну та управляючих впливів повинні мати такі характеристики:

- Швидкість передачі даних по каналах зв'язку може перебувати в межах від 300 до 115 Кбіт/с і вибиратися вручну або автоматично залежно від структури і стану застосовуваних каналів зв'язку та скорочення часу передачі інформації по каналах. Більш переважними є швидкості передачі від 4800 біт/с до 38 Кбіт/с при роботі по ущільненим каналах зв'язку і 64 Кбіт/с і більше при використанні цифрових каналів передачі даних.

Програмно-технічні засоби повинні забезпечувати наступні характеристики:

1. Час доставки одиничного аварійного сигналу при максимальній кількості КП на напрямку - не більше 3 с;
2. Періодичність оновлення інформації по обраному КП на екрані відеотерміналу (режим роботи за запитом, в тому числі режим ТУ-ТР) - до 1 с,
3. Збір повного обсягу технологічної інформації при циклі опитування з лінійної частини не більше 2 хв.
4. Повний час доставки узагальненого аварійного сигналу від КП до

ПУ з видачею сигналу "Поява на КП аварійного сигналу" не повинно перевищувати 1 с;

5. Час оновлення на стороні ПУ параметрів ТІ і ТЗ на КП при ТУ — не більше 1 с.
6. Зниження частоти опитування вимірюваних параметрів і сигналів вносить додаткову затримку в контури управління і, таким чином, знижує їх стійкість.
7. Максимальна затримка (транспортне запізнювання) інформації з вимірювання технологічних параметрів (тиску і температури) на КП визначається за формулою:

$$T_{\text{датчика}} + T_{\text{кп}} + T_{\text{каналу зв'язку}} + T_{\text{серверу}}$$

де,

$T_{\text{датчика}}$ — час перетворення датчиком фізичного значення параметра у вихідний сигнал;

$T_{\text{кп}}$ — час передачі масиву інформації від первинного перетворювача;

$T_{\text{каналу зв'язку}}$ - час передачі масиву даних по каналах зв'язку системи лінійної телемеханіки;

8. Час доставки одиничного аварійного сигналу при максимальній кількості КП на напрямку - не більше 3 с;

9. Періодичність оновлення інформації по обраному КП на екрані відеотермінала (режим роботи за запитом, в тому числі режим ТУ-ТР) - до 1 с,

10. Збір повного обсягу технологічної інформації при циклі опитування з лінійної частини не більше 2 хв.

11. Повний час доставки узагальненого аварійного сигналу від КП до ПУ з видачею сигналу "Поява на КП аварійного сигналу" не повинно перевищувати 1 с;

12. Час оновлення на стороні ПУ параметрів ТІ і ТЗ на КП

при ТУ – не більше 1 с.

Зниження частоти опитування вимірюваних параметрів і сигналів вносить додаткову затримку в контури управління і, таким чином, знижує їх стійкість[5].

Максимальна затримка (транспортне запізнювання) інформації з вимірювання технологічних параметрів (тиску і температури) на КП визначається за формулою:

$$MЗ = T_{\text{датчика}} + T_{\text{КП ТМ}} + T_{\text{каналу зв'язку}} + T_{\text{серверу КП}}$$

де, $T_{\text{датчика}}$ - перетворення датчиком фізичного значення параметра у вихідний сигнал;

$T_{\text{КП ТМ}}$ — час передачі масиву інформації від первинного перетворювача до КП ТМ;

Для обміну даними з системою телемеханіки використовується протокол MODBUS з характеристиками:

- Режим передачі даних RTU;
- Швидкість передачі даних — 9600 біт / с;
- Кількість біт даних — 8;
- Кількість степових біт - 1 ;
- Режим функціонування КССМ - ведений;
- Мінімальний період опитування КССМ — 1 с.

Максимальний час, необхідний для запуску систем моніторингу, не перевищує 30 секунд після подачі живлення. Максимальний час опитування 32 вимірювальних блоків складає не більше 10 секунд.

Динамічні характеристики системи лінійної телемеханіки (СЛТМ) передбачають, що інформаційний обмін відбувається через канали тональної частоти та ультракороткохвильового зв'язку, а також взаємодіє

з обладнанням кабельних і радіорелейних систем зв'язку. Вимоги до організації каналів зв'язку вказані в опитувальних листах для замовлення обладнання, на основі яких комплекс СЛТМ комплектується відповідними компонентами для каналів зв'язку.

Комплекс СЛТМ має такі характеристики:

- Час доставки єдиного сигналу телесигналізації — не більше 3 с;
- Час доставки єдиного сигналу телеуправління — не більше 1 с;
- Швидкість передачі інформації по каналах зв'язку: RS232 / RS485 — 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400;

Враховуючи викладене вище, максимальна затримка передачі інформації про вимірювання технологічних параметрів визначається за формулою: $T_{\text{датчика}} + T_{\text{СЛТМ}} = T_{\text{МЗП}}$ і відповідає вимогам нормативних документів, що стосуються параметрів інформаційного обміну та управляючих впливів.

2.4. Рішення щодо забезпечення вимог до точності вимірювань і підтримки параметрів на заданому рівні

Розрахунок складових похибки вимірювань здійснюється на основі вихідної інформації, що отримана. Вимірювальні канали для технологічних параметрів газу включають такі первинні перетворювачі і засоби вимірювання з певними метрологічними характеристиками:

- **Канал вимірювання тиску газу:**
 - Датчик тиску Yakogawa EJX 530A;
 - Програмно-технічний комплекс.

- **Канали вимірювання температури газу в трубопроводі та температури ґрунту:**

- Датчик температури ТСМУ;
- Програмно-технічний комплекс.

- **Канал вимірювання температури зовнішнього повітря:**

- Датчик температури ТСМУ 014.16;
- Програмно-технічний комплекс «СТН-3000».

- **Канал вимірювання температури повітря в блок-боксі:**

- Датчик температури ТСПУ Метран-276;
- Програмно-технічний комплекс «СТН-3000».

Вимірювальні канали для системи електрохімічного захисту від корозії формуються за допомогою технічних засобів контрольно-вимірювальних пунктів, станцій корозійного моніторингу та станцій катодного захисту. Контрольно-вимірювальний пункт (КВП) включає:

1. Блок вимірювання;
2. Індикатор корозійних процесів;
3. Пристрій сполучення.

Від КВП на КП ТМ «СТН-3000» через станцію корозійного моніторингу передаються параметри:

1. Швидкість корозії;
2. Захисний потенціал;
3. Поляризаційний потенціал.

Від СКЗ на КП ТМ «СТН-3000» передаються параметри:

1. Вихідний струм СКЗ;
2. Вихідна напруга СКЗ;
3. Витрати електроенергії і час напрацювання СКЗ;
4. Поляризаційний потенціал по кожному газопроводу;
5. Захисний потенціал по кожному газопроводу;
6. Сигнал датчиків швидкості корозії.

Вимірювальні канали для системи обліку енергоресурсів:

1. Лічильники електроенергії «DMTE-I-485-96»;
2. Програмно-технічний комплекс «СТН-3000».

Для визначення точності вимірювань технологічних параметрів газу і параметрів у системі електрохімічного захисту від корозії ретельно розглянуті метрологічні характеристики всіх складових вимірювальних каналів[5].

Метрологічні характеристики датчика надлишкового тиску Yakogawa EJX 530A:

1. Допустима основна зведена похибка: $\pm 0,25\%$;
2. Додаткова похибка через зміни температури навколишнього середовища: від $0,018\%$ до $0,08\%$ на кожні 10°C .

Термоперетворювачі Метран-270, Метран-270-Ех, призначені для вимірювання температури різних середовищ, мають такі метрологічні характеристики:

1. Допустима основна зведена похибка: $0,5\%$;
2. Додаткова похибка через зміни температури навколишнього середовища: $0,45\%$ на кожні 10°C ;

3. Пульсація вихідного сигналу: не більше 0,25%.

Зміна температури навколишнього середовища для термометрів з вихідним струмовим сигналом 4...20 мА становить +0,1%.

Метрологічні характеристики системи вимірювальної інформаційної та керуючої «СТН-3000»:

- Допустима основна зведена похибка: 0,1%.

Для контролю тиску газу в проекті передбачені манометри технічні МП-4У. МП-4У має клас точності 1,5 і діапазон вимірювань надлишкового тиску від 0 до 75% діапазону показань. Манометри встановлюються на стояках відбору газу, що передбачені в технологічній частині проекту.

Таблиця 2.1 - Робочі засоби вимірювання

Найменування	Кількість	Спеціал	Засіб вимірювальної техніки	Діапазон вимірювання	Клас точності	Примітка
1	2	3	4	5	6	7
КП 101 (км 228)						
Тиск газу до після крана, тиск ресівері	38	АРМ Інженер	Датчик надлишкового тиск	0,2. - 10 МПа		
Місцевий манометр	73		Манометр показуючий	0,2. - 10 МПа	1,5%	
Температура (труби) газопровду 1420	8	АРМ інженер	Термоперетворювач опору	-50 до.+50°C	30,5%	

Температура в боксі	і	АРМ інженер	Термоперетворювач опору	-25. - 40°C	30,5%	
Температура	і	АРМ інженер	Термоперетворювач опору	-25. - 40	30,5%	
Температура ґрунту	1	АРМ інженер	Термоперетворювач опору	-25. - 40	30,5%	
Тиск газу до після крана, на ресівері	38	АРМ інженер	Датчик надлишкового тиску	0,2... . 10 МП	30,25%	
Місцевий манометр	73	АРМ інженер	Манометр показуючий	0. . . 100 кгс/см ²	1,5%	
Температура (труби) у		АРМ інженер	Термоперетворювач опор	-50до50 °С	0,5%	

газопровод ду 1420						
Температура повітря	1	АРМ інженер	Термоперетворювач ч опору	-50до50 °С	0,5%	
Температура зовнішнього повітря	1	АРМ інженер	Термоперетворювач ч опору	-50до50 °С	0,5%	

Існуючі метрологічні служби передбачають наступну процедуру обслуговування засобів вимірювань:

1. Під час експлуатації технічні засоби вимірювання і перетворювачі проходять регулярні огляди, включаючи планові профілактичні перевірки.
2. Штатне обслуговування (періодична повірка або калібрування) здійснюється в межах метрологічного контролю за засобами вимірювань.
3. Якщо в процесі експлуатації виявляється, що показання будь-якого засобу вимірювання не відповідають реальним значенням, засіб вважається несправним. Він демонтується і замінюється з резерву запасних засобів.
4. У разі заміни компонентів, що входять до складу вимірювальних каналів, проводиться позачергова калібрування вимірювального каналу.
5. Повірка або калібрування проводиться за затвердженими методиками.

У цьому розділі наведені рекомендації щодо видів метрологічного контролю засобів вимірювань.

Повірка засобів вимірювань включає операції, які виконуються органами Державної метрологічної служби або іншими уповноваженими організаціями для визначення та підтвердження відповідності характеристик засобу вимірювання встановленим вимогам. Калібрування включає операції, які визначають співвідношення між значеннями величини, отриманими за допомогою засобу вимірювань і значенням, визначеним за допомогою еталона, з метою оцінки точності вимірювань. Юстирування полягає в доведенні похибок засобів вимірювань до нормованих значень.

Основним критерієм вибору виду метрологічного контролю є область застосування засобу вимірювання, а також його технічні та метрологічні характеристики.

Повірка підлягають ті засоби вимірювань, результати яких використовуються в таких областях:

1. Забезпечення безпеки праці;
2. Охорона навколишнього середовища;
3. Взаємні розрахунки між постачальниками та споживачами енергоресурсів, таких як газ, електрична і теплова енергія, вода;
4. Контроль якості продукції для відповідності державним стандартам;
5. Засоби вимірювання, що використовуються для контролю параметрів продукції, яка підлягає сертифікації;
6. Засоби вимірювання, що забезпечують безпеку технологічних процесів, а також системи пожежної безпеки, сигналізатори вибухонебезпечних концентрацій та екологічної безпеки.

Періодичність і методи повірки визначаються згідно з інструкціями виробника.

Далі подано методика і періодичність повірки засобів вимірювань, які використовуються в проекті, відповідно до сертифікатів і свідоцтв про затвердження типу засобів вимірювань.

Автоматизована система лінійної телемеханіки має дві ієрархічні рівні управління:

- Верхній рівень — рівень оперативно-диспетчерської служби з централізованим зберіганням і обробкою інформації;
- Нижній рівень — рівень контрольних пунктів ТМ з розподіленою структурою і реалізацією виконуваних функцій.

На нижньому рівні система виконує функції взаємодії з обладнанням контрольних пунктів, забезпечує життєдіяльність допоміжних систем і передає сигнали:

1. постійного струму в діапазоні 4...20 мА;
2. дискретні сигнали типу «сухий контакт» або «відкритий колектор»;
3. імпульсні сигнали, пропорційні технологічним параметрам;
4. цифрові сигнали через інтерфейси RS-232, RS-485 з підтримкою протоколів Modbus RTU, Modbus TCP/IP, DNP 3.0, MDLC;
5. сигналізацію відхилень параметрів від встановлених значень;
6. передачу інформації на верхній рівень.

Верхній рівень здійснює безперервне опитування параметрів, виявлення нових подій, роботу з контрольними пунктами, формування оперативної бази даних, управління командними сигналами і реєстрацію подій. Він також відповідає за реєстрацію звітних документів, діагностику стану контролерів і управління технологічним обладнанням, здійснення аварійного захисту та автоматичний перехід на резервне живлення[6].

Розподіл технічних засобів нижнього рівня відбувається за територіальним принципом, де кожен контрольний пункт має свою локальну систему управління.

3 РОЗРОБЛЕННЯ МЕТРОЛОГІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВИМІРЮВАЛЬНИХ КАНАЛІВ ЗАСОБІВ ТЕЛЕМЕХАНІЗАЦІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

3.1 Визначення номенклатури метрологічних характеристик вимірювальних систем засобів телемеханізації

Вимірювальні системи є комплексом вимірювальних, з'єднувальних та обчислювальних компонентів, які формують вимірювальні канали, а також допоміжних пристроїв, що працюють як єдине ціле. Ці системи призначені для збору інформації про стан об'єкта за допомогою вимірювальних перетворювачів, які поширюються в просторі та часі, обробки результатів вимірювань та відображення отриманих даних[7].

Вимірювальний канал системи є окремою частиною системи, яка функціонально або конструктивно виокремлена і виконує завершену операцію — від сприйняття вимірюваної величини до отримання результатів вимірювання.

Метрологічні характеристики вимірювальних та обчислювальних компонентів встановлені і є складовою частиною вихідних даних для виконання таких функцій:

1. Визначення результатів вимірювань та оцінки інструментальних похибок;
2. Розрахунок метрологічних характеристик каналів вимірювальних систем, що складаються із засобів вимірювань з нормованими метрологічними характеристиками;

3. Оптимальний вибір засобів вимірювань, а також їх контроль на відповідність встановленим стандартам.

3.2. Нормування метрологічних характеристик вимірювальних каналів вимірювальних систем

Вимірювальні канали системи лінійної телемеханіки формуються шляхом проектування з окремих вимірювальних компонентів, таких як засоби вимірювань, комплексні компоненти, що генерують вихідні сигнали, сполучні елементи — лінії зв'язку, а також допоміжні компоненти, включаючи блоки живлення, системи вентиляції та інше.

Номенклатура метрологічних характеристик вимірювальних каналів СЛТМ визначається на основі характеристик окремих компонентів, що входять до їх складу[8].

Метрологічні характеристики засобів вимірювань і перетворювальних компонентів встановлюються відповідно до вимог і є частиною вихідної інформації, що використовується для:

1. Визначення результатів вимірювань і оцінки інструментальної складової похибки вимірювань;
2. Розрахунку метрологічних характеристик каналів вимірювальних систем;
3. Оптимального вибору засобів вимірювань;
4. Використання цих характеристик при контролі відповідності засобів вимірювань установленим стандартам.

Основна похибка для наскрізного каналу вимірювання, який включає датчик і пристрій відображення, не повинна перевищувати:

1. Для вимірювання тиску — 0,4% від верхньої межі діапазону вимірювання;
2. Для вимірювання температури — 1,0% від верхньої межі діапазону вимірювання.

3.3. Розрахунок метрологічних характеристик вимірювальних каналів

Розрахунок складових похибки вимірювань здійснюється на основі даних, отриманих з сертифікатів і свідоцтв. У випадках обмеженої вихідної інформації для оцінки похибки вимірювань застосовуються такі припущення:

1. Немає кореляції між складовими похибки вимірювань;
2. Похибка вимірювань поточних значень розглядається як високочастотна випадкова величина;
3. Функції розподілу для характеристик зовнішніх впливів вважаються рівномірними або нормальними;
4. Частотні характеристики змін вимірюваної величини не враховуються, оскільки інерційні властивості засобів вимірювань не впливають істотно на похибки вимірюваних параметрів.

Оскільки для системи телемеханіки визначені нормовані похибки вимірювань тиску та температури, необхідно перевірити відповідність точності оцінки межі похибки для цих вимірювань[9].

Результати розрахунків виражаються у вигляді меж складових відносної похибки. Структура вимірювального каналу включає комплексний компонент із програмним забезпеченням.

Комплексні допоміжні компоненти, такі як лінії і канали зв'язку, є сполучними і не мають метрологічних характеристик. Зв'язок між контролерами КП СЛТМ і серверною станцією системи телемеханіки здійснюється через радіоканал, при цьому апаратура для передачі даних інтегрована в контролери СЛТМ.

З огляду на це, схему засобів вимірювань та допоміжних пристроїв можна розглядати як одноканальну, послідовно з'єднану [10]. Для такого з'єднання у вимірювальному каналі оцінка межі відносної похибки вимірювань обчислюється за формулою:

$$\bar{\delta} = \sqrt{\sum \delta_i^2}$$

де δ — оцінка границі і—ої складової, відносно похибки вимірювання;

Границя складової відносної похибки обумовлена основною похибкою і—го засобу вимірювання розраховується за формулою:

Складові похибки основної та додаткової, обумовлені зовнішніми факторами, такими як лінії зв'язку з датчиками, температура навколишнього повітря, вібрація, напруга живлення обчислювального комплексу, частота струму живлення і перешкоди різного виду, приймаємо несуттєвими, що не впливають на точність оцінки межі похибки:

- для датчиків тиску Yakogawa EJX 530A приймаємо:

$$\delta_1 = \delta_{01} = 0,25\%$$

- для датчиків температури ТСПУ Метран—276 приймаємо:

$$\delta_2 = \delta_{02} = 0,5\%$$

- для датчиків температури ТСМУ 01 I приймаємо:

$$\delta_3 = \delta_{03} = 0,5\%$$

- для датчиків температури ТСМУ 014 приймаємо:

$$\delta_4 = \delta_{04} = 0,5\%$$

- для системи вимірювально — інформаційній і управляючій «СТН-3000» приймаємо:

$$\delta_5 = \delta_{05} = 0,1\%$$

Визначаємо границі відносної похибки каналів вимірювання технологічних параметрів:

Вимірювання тиску газу до крана, тиск газу після крана і тиск імпульсного газу в ресивері:

$$\delta_{\text{вимір. тиску}} = \sqrt{\delta_1^2 + \delta_2^2}$$

$$\delta_{\text{вимір. тиску}} = \sqrt{0,25^2 + 0,1^2} = 0,27\%$$

Вимірювання температури газу (трубопроводу) після крана:

$$\delta_{\text{вимір. температури газу}} = \sqrt{\delta_3^2 + \delta_5^2}$$

$$\delta_{\text{вимір. температури газу}} = \sqrt{0,5^2 + 0,1^2} = 0,51\%$$

Вимірювання температури повітря всередині блок-боксу:

$$\delta_{\text{вимір. температури в блок-боксі}} = \sqrt{\delta_2^2 + \delta_5^2}$$

$$\delta_{\text{вимір. температури в блок-боксі}} = \sqrt{0,5^2 + 0,1^2} = 0,51\%$$

Вимірювання температури зовнішнього повітря:

$$\delta_{\text{вимір. температури в блок-боксі}} = \sqrt{\delta_4^2 + \delta_5^2}$$

$$\delta_{\text{вимір. температури в блок-боксі}} = \sqrt{0,5^2 + 0,1^2} = 0,51\%$$

Для системи лінійної телемеханіки нормуються межа допустимої відносної похибки для вимірювання тиску і температури [11]. Значення розрахункових похибок вимірювань по наскрізному каналу вимірювання «датчик - пристрій відображення» і нормованих похибок представлені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 Метрологічні характеристики вимірювальних каналів

Найменування параметру	Основна зведена похибка по каналу вимірювання «датчик - пристрій відображення»	
	Розрахункове значення%	Нормоване значення%
Тиск газу до крану	0,27	0,4
Тиск газу після крану	0,27	0,4
Тиск імпульсного газу у ресивері	0,27	0,4
Температура газу (трубопровід після крану)	0,51	1,0
Температура повітря всередині блок-боксу	0,51	1,0
Температура зовнішнього повітря	0,51	1,0

З таблиці випливає, що по кожному каналу вимірювань нормоване значення основної зведеної похибки перевищує розрахункове, отже, точність вимірювання технологічних параметрів є задовільною.

3.4. Організація метрологічної служби на об'єкті та її оснащення

Метрологічна служба має область акредитації для калібрування наступних засобів вимірювання

Таблиця 3.3 - Перелік повірочної апаратури

№	Найменування	Тип	Кількість
1	Багатофункціональний калібратор	МС—5R багатошкальний	1 комл.
2.	Багатофункціональний калібратор	Fluke 725 багатошкальний	1 комл. 1 комл.
3	Реєструючий калібратор	Fluke 744	1 шт
4	Інфрачервоний пірометр (вимірювання температури)	Fluke 65	
5	Модульний калібратор тиску	APC багатошкальний	1 комл. 1 комл.
6	Калібратор акселерометричний	EN-0082	1 шт
7	Барометр-анероїд лабораторний метеорологічний	БАММ-1 80 ,106кМа	
8	Термометр ртутний взірцевий	TGL—11998 50...150 ‘C	1 шт
9	Калібратор - вимірювач	КС-3	1 комл.
10	Манометр деформаційний	МД 0...60 кг/см ²	1 шт
	Манометр	МО	1 шт

11	деформаційний	0...100 кг/см ²	
12	Манометр деформаційний	МО 0...160 кг/см ²	2 шт
13	Барометр	М-67	1 шт

Автоматизація процедури калібрування відсутня.

Міжповірочні інтервали для кожного засобу вимірювання встановлюються відповідно до сертифікатами та свідоцтвами про затвердження типу засобів вимірювань

3.5 Метрологічна експертиза проєктної документації

В обсязі даного розділу проєкту був проведений аналіз метрологічних і динамічних характеристик вимірювальних каналів і каналів управління. Також був виконаний розрахунок похибки каналів вимірювання технологічних параметрів. Отримані результати були звірені з вимогами нормативних документів та зроблено висновок, що комплекс програмно—технічних засобів системи телемеханіки по метрологічних і динамічних характеристиках задовольняє вимогам нормативних документів[12]

3.6 Перелік обладнання необхідного для повірки засобів вимірювання

Складено перелік основних засобів повірки, які рекомендуються заводами-виробниками.

Основні засоби повірки для перетворювача тиску вимірювального Yokogawa EJX 530A наведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 - Засоби перевірки Yokogawa EJX 530A

№	Засоби повірки	Основні характеристики
1	Вантажопоршневі робочі еталони PE-2,5	Клас точності 0,005
2	Вантажопоршневі робочі еталони	Клас точності 0,005
3	Вольтметр цифровий	Клас точності 0,01
4	Котушка опору взірцева	Клас точності 0,005, опір 100 Ом

Основні засоби повірки для вимірювально-інформаційної системи приведені у таблиці 3.8.

Таблиця 3.5 - Засоби повірки СТН-3000

№	Засоби повірки	Основні характеристики
1	Калібратор багатофункціональний ASC300—R	ПВ відтворення сили постійно струму 2%
2	Магазин опорів	Клас точності -0,02

В обсязі даного документу проведено аналіз оснащення засобами повірки та калібрування метрологічної служби на об'єкті. Перелік повірочної апаратури, яка є в наявності в служби автоматики та метрології[13]

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі розроблено метрологічне забезпечення засобів телемеханізації для системи магістральних газопроводів. Була розглянута специфіка будівництва магістральних газопроводів, їх дефекти, а також причини їх виникнення. Зокрема, обґрунтована необхідність розробки розділу, що стосується метрологічного забезпечення при зведенні об'єктів промислового призначення.

Описано загальний стан засобів телемеханіки, надано перелік об'єктів, які підлягають реконструкції, а також умови їх експлуатації. У роботі було проведено аналіз наявних каналів передачі інформації, описано методики проведення вимірювань, а також визначено перелік засобів вимірювальної техніки, які повинні забезпечувати кожен окремий пункт КП ТМ, і встановлено вид метрологічного контролю для кожного з них.

У кінцевому розділі виконано розрахунок метрологічних характеристик вимірювальних каналів засобів телемеханізації для магістральних газопроводів.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Луцик Я.Т., Гук О.П., Лах О.І., Стадник Б.І. Вимірювання температури: теорія і практика. - Львів: Бескид Біт, 2006. – 560 с.
2. Піндус Н.М. Технологічні вимірювання і прилади: Конспект лекцій. - Івано-Франківськ: Факел, 2005. - 258 с.
3. І. М. Фика Розробка та експлуатація нафтових та нафтогазових родовищ: посібник для студ. ВНЗ / під ред. д-ра. техн. наук, проф. І. М. Фика. – Харків, 2019. – 149 с.
4. Д'ячук В. В. Основи розробки та облаштування родовищ природних газів: навчальний посібник. – Харків: Б.в., 2005. – 321 с.
5. Д'ячук В. В. Бікман Є. С., Кисельова С. О. Проектування розробки та облаштування газових (газоконденсатних) родовищ: навч. посіб. / за заг. ред. д-ра техн. наук, проф. О. Ф. Редько. – Харків: БУРУН і К, 2009. – 304 с.
6. СОУ 49.5-30019801-115:2014 Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів
7. СОУ 60.3-30019801-050:2008 Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів. 12
8. СТП 320.30019801.033-2001 Правила технічної експлуатації газорозподільних станцій магістральних газопроводів.
9. СТП 320.30019801.091-2003 Правила технічної експлуатації підземних сховищ газу.
10. М.П.Ковалко, В.Я.Грудз, В.Б.Михалків Трубопровідний транспорт газу/М.П.Ковалко, В.Я.Грудз, В.Б.Михалків та ін. – Київ:-АренаЕКО, - 2002. – 600 с.
11. Середюк М. Д., Малик В. Я., Болонний В. П. Проектування та експлуатація систем газопостачання населених пунктів: навчальний посібник.- Івано-Франківськ: Факел, 2003.- 436 с.

12. Гончарук М. І., Середюк М. Д., Шелудченко В. І. Довідник з газопостачання населених пунктів України. - Івано-Франківськ.: Сімик, 2006.- 1313 с
13. А.А. Рудник Експлуатація і технічне обслуговування газорозподільних станцій магістральних газопроводів. Довідник за загальною редакцією А.А. Рудника.- К.: Росток, 2003.- 572 с.