

На правах рукопису

ЮЗЕВИЧ ЛАРИСА ВОЛОДИМИРІВНА

УДК 006; 004.9; 60; 620

**Удосконалення нормативного забезпечення якості підземних
газопроводів**

05.01.02 – стандартизація, сертифікація та метрологічне забезпечення

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Науковий керівник -
доктор технічних наук, професор
Микийчук М. М.

Ідентичність всіх примірників дисертації
ЗАСВІДЧУЮ:
Учений секретар спеціалізованої
вченої ради /Т. Бубела/



Львів – 2018

АНОТАЦІЯ

Юзевич Л. В. Удосконалення нормативного забезпечення якості підземних газопроводів. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.01.02 – стандартизація, сертифікація та метрологічне забезпечення. Робота виконана в Національному університеті «Львівська політехніка», Львів, 2018.

Зміст дисертації. Дисертація присвячена дослідженню інформації, яка використана для формулювання рекомендацій і прийняття рішень щодо оцінювання якості та довговічності підземних металевих газопроводів в умовах корозійної втоми. Встановлено особливості раннього виявлення кризових (передаварійних) ситуацій. Уведено комплексний кваліметричний критерій для визначення рівня якості лінійної частини трубопроводу з урахуванням катодного захисту та інших аспектів технологічної специфіки.

У зонах з нестаціонарними пластичними деформаціями використовуються критерії адгезійної міцності, біокорозійної агресивності ґрунтів, механічний критерій для коефіцієнта інтенсивності напружень, критерій корозійної стійкості дефекту тощо.

У першому розділі дисертації “Правила експлуатації підземних трубопроводів” виконано аналіз нормативно-технічного забезпечення та методів оцінювання якості інформації для лінійної частини підземних металевих газопроводів. Для них сформульовано основні проблеми, пов’язані із захистом металу трубопроводу від корозії, оскільки волога проникає в область між металом і покриттям і приводить до появи дефектів.

Запропоновано процедуру відбору інформації та елементи імітаційної математичної моделі для опису балансових процесів у ґрунтовому електроліті з урахуванням відповідних умов та чинників.

У підрозділі 1.1 «Аналіз нормативного забезпечення трубопроводного транспорту» проведено аналіз основних технічних та фізико-хімічних параметрів, які характеризують процеси у підземних газопроводах. На основі

порівняння міжнародних та вітчизняних стандартів визначено умови удосконалення стандартів, які дозволять покращити якість і функціональність методик контролю підземних газопроводів.

У підрозділі 1.2 «Аналіз основних показників, які характеризують якість підземних трубопроводів» за результатами аналізу процесів у трубопроводах і відповідного нормативного забезпечення виділено множину найважливіших чинників та параметрів, які дозволяють забезпечити функціональність та надійність підземних газопроводів.

У підрозділі 1.3 «Аналіз методів контролю якості системи “підземний газопровід – установка катодного захисту”» проведено аналіз актуальних методів контролю якості складних технічних систем та визначено напрямки удосконалення методик контролю якості стосовно підземних газопроводів, які функціонують в умовах агресивного середовища.

У другому розділі «Моделювання процесів у підземних трубопровідних системах» розглянуто удосконалену модель корозіометрії з урахуванням малоциклової втоми металів, а також відповідну інформаційну технологію стосовно метрології системи підземний газопровід – установка катодного захисту; сформульовано основні вимоги до методик контролю якості лінійної частини газопроводу; встановлено рівень параметрів, відповідно до яких прилади неруйнівного контролю повинні забезпечувати достатній рівень контролю захищеності газопроводу від негативного впливу ґрунтового електроліту і механічних навантажень.

Розроблено математичну модель системи захисту технологічних процесів з двох позицій (недостовірні інформація в результаті діагностування, ризик руйнування труби) з урахуванням критеріїв якості і методів оптимізації.

У підрозділі 2.1 «Основні фізико-хімічні процеси у підземних трубопровідних системах» проведено деталізацію інформації, необхідної для математичного моделювання фізико-хімічних процесів у підземних трубопроводах. Впорядковано множину параметрів, з допомогою яких

проводимо оптимізацію методик оцінювання якості інформації, отриманої в результаті діагностування трубопроводу.

У підрозділі 2.2 «Оцінювання надійності методів і засобів контролю якості стосовно підземних трубопровідних систем» здійснено систематизацію і проведено статистичну оцінку інформації щодо підземних газопроводів на основі експлуатаційних даних про відмови, конструктивні параметри і умови їх експлуатації з урахуванням впливу ґрунтового електроліту.

У підрозділі 2.3 «Моделювання функціональних особливостей підземних трубопровідних систем» проаналізовано характеристики деформування і руйнування металу підземних газопроводів, які зв'язані з інформацією про розкриття тріщини δ_1 . Розглянуто критичне розкриття δ_{fc} вершини тріщини, яке зв'язано з її довжиною L_t , перенапруженням електродної реакції і енергетичною характеристикою міжфазних шарів. Такого типу параметри входить у КРТ критерій міцності (критичного розкриття тріщини). Цей критерій визначає гранично рівноважний стан пружнопластичного тіла з тріщиною.

У третьому розділі «Контроль захищеності сталевих підземних газопроводів» проведено аналіз методів контролю захищеності підземних металевих газопроводів від корозії.

У підрозділі 3.1 «Контроль стану труб з корозійними тріщинами з урахуванням поляризаційного потенціалу» запропоновано підхід до розв'язування задач прогнозу стану труб з корозійними тріщинами з урахуванням поляризаційного потенціалу U_p і ризиків Y у вигляді рекомендацій для подальшої реалізації з допомогою алгоритму контролю стану труб ПГ.

У підрозділі 3.2 «Особливості функціонування підземних газопроводів в умовах малоциклової втоми з урахуванням впливу ґрунтового електроліту» запропоновано алгоритм відбору й впорядкування інформації про підземні

газопроводи в умовах малоциклової втоми з урахуванням втомно-корозійних процесів, нагромаджених пошкоджень і елементів теорії ризиків.

У підрозділі 3.3 «Моделювання процесу поширення корозійних втомних тріщин у підземних газопроводах з використанням критерію і функціоналу якості» запропоновано систему співвідношень для контролю механізмів поширення корозійних втомних тріщин у підземних металевих трубопроводах, що знаходяться в агресивних середовищах, зокрема, у ґрунтовому електроліті з урахуванням ризику.

У четвертому розділі «Рекомендації щодо удосконалення нормативного забезпечення якості функціонування підземних газопроводів» на основі аналізу проведених досліджень та результатів моделювання розроблено рекомендації щодо впровадження проекту стандарту “Електрохімічний захист від корозії підземних металевих газопроводів з урахуванням втомної довговічності”, в основу якого покладено методику розрахунку параметрів, які характеризують корозійні процеси, корозійну втому і результати стрес-корозійного розтріскування для системи “трубопровід – катодний захист”.

У підрозділі 4.1 «Рекомендації щодо підвищення якості методик оцінювання параметрів, які характеризують поверхневі дефекти газопроводів» запропоновано алгоритм відбору й впорядкування інформації про електрохімічний захист підземних газопроводів від корозії.

У підрозділі 4.2 «Рекомендації щодо удосконалення нормативного забезпечення якості функціонування підземних газопроводів з урахуванням втомної довговічності» запропоновано сумісно використати співвідношення математичної моделі, що описує корозійні процеси на поверхні газопроводу і критерії корозійного моніторингу трубопроводів. Це дозволяє детально з позицій корозійної втоми, електрохімії, фізики поверхневих процесів, механіки руйнування і теорії ризиків вивчати механізми поширення корозійних втомних тріщин у підземних металевих газопроводах, що знаходяться в агресивних середовищах, зокрема, у ґрунтовому електроліті. На основі результатів відповідних досліджень розроблено рекомендації щодо

удосконалення нормативного забезпечення і підвищення якості функціонування системи “підземний газопровід – установка катодного захисту” у контексті протикорозійного захисту.

У підрозділі 4.3 «Рекомендації щодо удосконалення нормативного забезпечення якості системи “металевий газопровід – катодний захист”» враховано більш досконалі методи розрахунку механічних і електрохімічних процесів, які характеризують поширення корозійної тріщини, утвореної на зовнішній поверхні підземного трубопроводу, частина якої межує з ґрунтовим електролітом. Враховано специфічні особливості електрохімічної корозії металу і вплив локальних чинників різної природи на функціонування підземного газопроводу з урахуванням внутрішнього тиску, електроліту в дефектах зовнішнього покриття, катодного захисту. Відповідні результати досліджень дозволяють вносити корективи у нормативне забезпечення, яке стосується підземного металевого газопроводу, а також установки катодного захисту.

***Ключові слова:** сталевий газопровід, якість, нормативно-технічна документація, механічне навантаження, малоциклова втома, корозія, катодний захист, математичне моделювання, ресурс, ризики.*

ПЕРЕЛІК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Статті у наукових фахових виданнях України

1. Чабан О., Юзевич Л. Нормативні вимоги щодо захисту магістральних трубопроводів від корозії // Вимірювальна техніка та метрологія. 2012. № 73. С. 122-127.

2. Чабан О., Юзевич Л. Нормативні вимоги щодо контролю параметрів корозійного стану підземних трубопроводів // Вимірювальна техніка та метрологія. 2013. Вип. 74. С. 81-88. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/metrolog_2013_74_20.

3. Чабан О., Юзевич Л. Розвиток структурних складових нормативно-технічної документації в технічній та медичній діагностиці // Метрологія та прилади. 2014. № 4. С. 51-57.

4. Чабан О., Юзевич Л. Моделювання та якість моніторингу діагностичних систем // Вимірювальна техніка та метрологія: міжвідомчий науково-технічний збірник / відповідальний редактор Б. І. Стадник. Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2015. Випуск 76. С. 92–98.

5. Юзевич Л. Математичне моделювання якості підземних трубопроводів в умовах корозійної втоми // Вимірювальна техніка та метрологія: міжвідомчий науково-технічний збірник / відповідальний редактор Б. І. Стадник. Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2016. Випуск 77. С. 136–143.

Стаття у науковому періодичному виданні України, що включене до міжнародної наукометричної бази

1. Микийчук М., Юзевич Л. Контроль якості підземних газопроводів з урахуванням корозійної втоми, міцності та нормативної документації // Вимірювальна техніка та метрологія: міжвідомчий науково-технічний збірник / відповідальний редактор Б. І. Стадник. Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2017. Випуск 78. С. 101–107

Статті у наукових періодичних виданнях інших держав

1. Yuzevych L., Skrynkovsky R., Koman B. Development of information support of quality management of underground pipelines // EUREKA: Physical Sciences and Engineering. 2017. No. 4. P. 49-60.

2. Yuzevych L., Skrynkovsky R., Mykyuchuk M. Improvement of Regulatory Requirements for Ensuring the Quality of Underground Gas Pipelines in Conditions of Corrosion Fatigue // Path of Science. 2017. Vol. 3, No 9. P. 1001-1008. [Електронний ресурс]. – doi: 10.22178/pos.26-1 – <http://dx.doi.org/10.22178/pos.25-8>. Slovak Republik.

Тези конференцій

1. Юзевич Л. Критерії корозійного стану газопроводів із сталі / Л. Юзевич // Збірник тез доповідей 3-ї науково-практичної конференції студентів і молодих вчених “Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання”. 29-30.11.2011. Івано-Франківськ, 2011. С. 187-188.
2. Джала Р. М., Мельник М. І., Юзевич Л. В. Термодинамічний підхід до контролю параметрів на границі сталь-водне середовище // Матеріали 17-ї міжнародної науково-технічної конференції “Електромагнітні та акустичні методи неруйнівного контролю матеріалів та виробів ЛЕОТЕСТ-2012”. 20-25.02.2012. Славське Львівської області. Львів, 2012. С. 132-134.
3. Чабан О. П., Юзевич Л. В. Нормативні вимоги до якості зварних з’єднань сталевих труб // Матеріали 1-ї міжнародної науково-практичної конференції “Актуальні проблеми прикладної фізики”. Секція № 8. Метрологія, автоматизація та інформаційні системи в прикладній фізиці. 24-28.09.2012. Севастополь, 2012. С. 260-261.
4. Чабан О., Юзевич Л. Моніторинг температури та механічних напружень в сталевих трубопроводах // IX Міжнародна науково-технічна конференція “Методи і засоби вимірювань фізичних величин ”Температура-2012: Тези доповідей. 25-28.09.2012. Львів, 2012. С. 129-130.
5. Юзевич Л. Нормативні вимоги щодо підвищення надійності ізоляційних покриттів підземних трубопроводів // Міжнародна науково-практична конференція "Управління якістю в освіті та промисловості: досвід, проблеми та перспективи", 22-24 травня 2013 року: тези доповідей / Відп. за вип. Б. І. Стадник. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2013. С. 258-259.
6. Юзевич Л. Контроль якості катодного захисту підземних трубопроводів з урахуванням поляризаційного потенціалу // II Міжнародна науково-практична конференція "Управління якістю в освіті та промисловості: досвід, проблеми та перспективи", 28-30 травня 2015 року: тези доповідей /

Відп. за вип. М. М. Микийчук. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. С. 264-265.

7. Юзевич Л. Принципи підвищення якості підземних трубопроводів в умовах корозійної втоми // Шоста Міжнародна науково-практична конференція "Метрологія, технічне регулювання, якість: досягнення та перспективи", 11-12 жовтня 2016 року: тези доповідей. Одеса: Видавництво Одеської державної академії технічного регулювання та якості, 2016. С. 195-196.

8. Микийчук М., Юзевич Л. Оцінювання якості підземних трубопроводів з урахуванням втомної довговічності // Управління якістю в освіті та промисловості: досвід, проблеми та перспективи: тези доповідей III Міжнародної науково-практичної конференції пам'яті професора Петра Столярчука, 11–12 травня 2017 року / відп. за вип. М. М. Микийчук. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2017. С. 105–106.

ANNOTATION

Yuzevych L. V. Improvement of normative providing of underground gas pipelines quality. – On the rights of manuscripts.

The dissertation for obtaining the scientific degree of the candidate of technical sciences in the specialty 05.01.02 – standardization, certification and metrological support. The work was carried out at the Lviv Polytechnic National University, Lviv, 2018.

The content of the dissertation. This thesis is devoted to research of information that is used for formulation of recommendations and making decision in relation to the evaluation of quality and longevity of underground metallic gas pipelines in the conditions of corrosive tiredness. The features of early exposure of critical situations are set. The complex qualitative criterion for determination of level of quality of linear part of pipeline taking cathode defence and other aspects of technological specific into account is introduced.

In zones with non-stationary plastic strain the criteria of adhesion strength, biocorrosive aggressiveness of soils, mechanical criterion for the coefficient of intensity of tensions, criterion of corrosive firmness of defect and others are used.

In the first chapter of thesis "Rule of technical exploitation of underground pipelines" the analysis of the normative and technical providing and methods of evaluation of quality of information is executed for linear part of underground metallic gas pipelines. For them the basic problems related to the corrosion protection of metal pipeline are set forth, as moisture gets to the area between a metal and coverage and results in appearance of defects.

Procedure of selection of information and elements of simulation mathematical model are offered for description of balance processes in the ground electrolyte taking corresponding terms and factors into account.

In section 1.1 "Analysis of the normative and technical providing of pipeline transport" analysis of basic technical, physical and chemical parameters that characterize processes in underground gas pipelines is conducted. On the basis of comparison of international and home standards terms are certain improvements of standards, that will allow to improve quality and functionality of methodologies of control of underground gas pipelines.

In section 1.2 "Analysis of basic indexes, that characterize quality of underground pipelines" on results the analysis of processes in pipelines and corresponding normative providing the great number of the most important factors and parameters that allow to provide functionality and reliability of underground gas pipelines is distinguished.

In section 1.3 "Analysis of methods of control of quality of the system" the underground gas pipeline – setting of cathode defence" the analysis of actual methods of control of quality of the difficult technical systems is conducted and directions of improvement of control methodologies regarding to underground gas pipelines, that function in the conditions of aggressive environment is defined.

In the second chapter of "Modeling of processes in the underground pipeline systems" the improved model of corrosimetry is considered taking the low-cycle

fatigue of metals into account, and also corresponding information technology regarding to metrology of the system underground gas pipeline – setting of cathode defence; the basic requirements for methodologies of control of quality of linear part of gas pipeline are set; the level of parameters in accordance with that the devices of non-destructive control must provide the sufficient level of control of security of gas pipeline from negative influence of the ground electrolyte and mechanical loading is defined.

The mathematical model of the system of defence of technological processes is worked out from two positions (unreliable information as a result of diagnosis, risk of destruction of pipe) taking the criteria of quality and methods of optimization into account.

In section 2.1 the "Basic processes in the underground pipeline systems" the detailing of information necessary for the mathematical design of physical and chemical processes in underground pipelines is conducted. The great number of parameters, with the help of that conduct optimization of methodologies of evaluation of quality of the information got as a result of diagnosis of pipeline, is well-organized.

In section 2.2 "Evaluation of reliability of methods and controls of quality in relation to the underground pipeline systems" systematization is carried out and conducted statistical estimation of information on underground gas pipelines on the basis of operating data about refuses, structural parameters and their external environments taking influence of the ground electrolyte into account.

Descriptions of deformation and destruction of metal of underground gas pipelines, that is related to information about opening of crack δl . The critical opening δ_{fC} of crack top, that is related to its length of L_v , by the overstrain of electrode reaction and power description of interphase layers, are analyzed in section 2.3 "Modeling of functional features of the underground pipeline systems". Such type parameters the criterion of durability (critical opening of crack) enters in CCO. This criterion determines maximum the equilibrium state of elastoplastic body with a crack.

In the third chapter "Control of security of steel underground gas pipelines" the analysis of methods of control of security of underground metallic gas pipelines from corrosion is conducted.

In section 3.1 "Control of the state of pipes with corrosive cracks taking polarization potential into account" approach to task solving of prognosis of the state of pipes with corrosive cracks taking polarization potential of U_p and risks Y into account as recommendations for further realization with the help of algorithm for monitoring the state of underground pipelines is offered.

In section 3.2 "Feature of electrochemical defence of underground gas pipelines in the conditions low fatigue taking influence of the ground electrolyte into account" the algorithm of selection and organization of information about underground gas pipelines in the conditions of low fatigue is offered taking tireless-corrosive processes, accumulated damages and elements of theory of risks into account.

In section 3.3 "Modeling of process of distribution of corrosive fatigue cracks in underground gas pipelines with the use of criterion and the functional of quality " the system of correlations for control of mechanisms of distribution of corrosive fatigue cracks in underground metallic pipelines that are in aggressive environments, in particular, in the ground electrolyte, is offered taking a risk into account.

In the fourth chapter of "Recommendation in relation to the improvement of the normatively-technical providing of quality of functioning of underground gas pipelines" on the basis of analysis undertaken studies and design results recommendations are worked out in relation to introduction of project of standard the "Electrochemical protection against corrosion of underground metal gas pipelines, taking fatigue longevity into account", methodology of calculation of parameters, that characterize corrosive processes, corrosive tiredness and results of the stress-corrosive cracking for the system "pipeline –cathode defence", is fixed in basis of that.

In section 4.1 "Recommendations for improving the quality assessment methodology of parameters characterizing surface defects of gas pipelines" the algorithm of selection and organization of information is offered about the electrochemical corrosion protection of underground gas pipelines..

In section 4.2 "Recommendations on improving the normative and technical maintenance of the quality of operation of underground gas pipelines taking into account fatigue life expectancy" it is suggested to use correlation of mathematical model that describes corrosive processes on the surface of gas pipeline and criterion of the corrosive monitoring of pipelines. It allows to study in detail the mechanisms of distribution of corrosive fatigue cracks in underground metallic gas pipelines that are in aggressive environments, in particular, in the ground electrolyte from positions of corrosive tiredness, electrochemistry, physics of superficial processes, mechanics of destruction and theory of risks. On the basis of results of corresponding researches recommendations are worked out in relation to the improvement of the normative and technical providing and upgrading of functioning of the system "underground gas pipeline – cathode defence setting " in the context of anticorrosion defence..

In section 4.3 "Recommendations for improving the regulatory quality of the system "metal gas pipeline – cathode protection", more advanced methods of calculating mechanical and electrochemical processes characterizing the distribution of a corrosion crack formed on the outer surface of an underground pipeline, part of which is adjacent to the soil electrolyte, are taken into account. Specific features of electrochemical metal corrosion and the influence of local factors of different nature on the functioning of the underground gas pipeline, taking into account internal pressure, electrolyte in defects of external coating, cathode protection, are taken into account. Relevant research results make it possible to make adjustments to the normative provision, which concerns the underground metal gas pipeline, as well as cathodic protection installations.

Keywords: *steel gas pipeline, quality, normative and technical documentation, mechanical loading, low cycle fatigue, corrosion, cathodic protection, mathematical modeling, resource, risks.*

LIST OF PUBLICATIONS BY THE SUBJECT OF THESIS

Articles in scientific professional editions of Ukraine

1. Chaban O., Yuzevych L. Regulatory requirements for protection of main pipelines against corrosion // Measuring equipment and metrology. 2012. № 73. С. 122-127.

2. Chaban O., Yusevych L. Regulatory requirements for control of parameters of corrosive state of underground pipelines // Measuring equipment and metrology. 2013. Issue 74. P. 81-88. - Access mode: http://nbuv.gov.ua/UJRN/metrolog_2013_74_20.

3. Chaban O., Yusevych L. Development of structural components of normative and technical documentation in technical and medical diagnostics // Metrology and devices. 2014. No. 4. S. 51-57.

4. Chaban O., Yusevych L. Modeling and quality of monitoring of diagnostic systems // Measuring equipment and metrology: interdepartmental scientific and technical collection / responsible editor B.I. Stadnyk. Lviv: Publishing house of the National University "Lviv Polytechnic", 2015. Issue 76. S. 92-98.

5. Yusevych L. Mathematical modeling of the quality of underground pipelines in conditions of corrosion fatigue // Measuring equipment and metrology: interdepartmental scientific and technical collection / responsible editor B. I. Stadnyk. Lviv: Publishing house of the National University "Lviv Polytechnic", 2016. Issue 77. P. 136-143.

Article in the scientific periodical publication of Ukraine included in the international science-based database

1. Mykyichuk M., Yusevych L. Quality control of underground gas pipelines taking into account corrosion fatigue, durability and normative documentation // Measuring equipment and metrology: interdepartmental scientific and technical

collection / responsible editor B. I. Stadnyk. Lviv: Publishing house of the National University "Lviv Polytechnic", 2017. Issue 78. P. 101-107.

Articles in scientific periodicals of other states

1. Yuzevych L., Skrynkovskyy R., Koman B. Development of information support for quality management of underground pipelines // EUREKA: Physical Sciences and Engineering. 2017. No. 4. P. 49-60.

2. Yuzevych L., Skrynkovskyy R., Mykyichuk M. Improvement of Regulatory Requirements for Ensuring the Quality of Underground Gas Pipelines in Conditions of Corrosion Fatigue // Path of Science. 2017. Vol. 3, No. 9. P. 1001-1008. [Electronic resource]. - doi: 10.22178 / pos.26-1 - <http://dx.doi.org/10.22178/pos.25-8>. Slovak Republic

Abstracts of conferences

1. Yusevych L. Criteria for the corrosion of gas pipelines from steel / L. Yusevich // Collection of abstracts of reports of the 3rd scientific and practical conference of students and young scientists "Methods and means of non-destructive testing of industrial equipment". 29-30-11-2011. Ivano-Frankivsk, 2011. C. 187-188.

2. Jala P.M., Melnyk M.I., Yusevych L.V. Thermodynamic approach to the control of parameters on the boundary of the steel-water environment // Materials of the 17th International Scientific and Technical Conference "Electromagnetic and Acoustic Methods of Non-Destructive Testing of Materials and Products of LEOTEST-2012". 20-25.02.2012. Slavske Lviv region. Lviv, 2012. C. 132-134.

3. Chaban O.P., Yuzevych LV Regulatory requirements for the quality of welded joints of steel pipes // Materials of the 1 st International Scientific and Practical Conference "Current Problems of Applied Physics". Section 8. Metrology, Automation and Information Systems in Applied Physics. 24-28.09.2012. Sevastopol, 2012. C. 260-261.

4. Chaban O., Yusevych L. Monitoring of temperature and mechanical stresses in steel pipelines // IX International Scientific and Technical Conference "Methods and Means of Measuring the Physical Variables" Temperature 2012: Abstracts. 25-28.09.2012. Lviv, 2012. C. 129-130.

5. Yusevych L. Regulatory requirements for increasing the reliability of insulating coatings of underground pipelines // International scientific and practical conference "Quality management in education and industry: experience, problems and perspectives", May 22-24, 2013: thesis of reports / Отп. for the issue B.I. Stadnik. Lviv: Publishing House of Lviv Polytechnic, 2013. C. 258-259.

6. Yusevych L. Quality control of cathodic protection of underground pipelines taking into account polarization potential // II International scientific and practical conference "Quality management in education and industry: experience, problems and perspectives", May 28-30, 2015: thesis of reports / Отп. for the issue M. M. Mikiychuk. Lviv: Lviv Polytechnic Publishing, 2015. C. 264-265.

7. Yusevych L. Principles of improving the quality of underground pipelines in conditions of corrosion fatigue // Sixth International Scientific and Practical Conference "Metrology, Technical Regulation, Quality: Achievements and Prospects, October 11-12, 2016: Theses of Reports. Odessa: Publishing house of the Odessa State Academy of Technical Regulation and Quality, 2016. C. 195-196.

8. Mykyichuk M., Yusevych L. Evaluation of the quality of underground pipelines in view of fatigue longevity // Quality management in education and industry: experience, problems and perspectives: theses of reports of the III International scientific and practical conference of the memory of Professor Petr Stolyarchuk, 11-12 May 2017 / rep. for the issue M. M. Mykyichuk. Lviv: Publishing House of Lviv Polytechnic, 2017. 105-106 pp.

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень	19
Вступ	21
РОЗДІЛ 1. ПРАВИЛА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВОДІВ.....	28
1.1. Аналіз нормативного забезпечення трубопровідного транспорту.....	28
1.2. Аналіз основних показників, які характеризують якість підземних трубопроводів.....	31
1.3. Аналіз методів контролю якості системи “підземний газопровід – установка катодного захисту”.....	37
Висновки до розділу I	39
РОЗДІЛ 2. МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ У ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВІДНИХ СИСТЕМАХ.....	42
2.1. Основні фізико-хімічні процеси у підземних трубопровідних системах.....	42
2.2. Оцінювання надійності методів і засобів контролю якості стосовно підземних трубопровідних систем.....	47
2.3. Моделювання функціональних особливостей газопроводів.....	51
Висновки до розділу 2	53
РОЗДІЛ 3. КОНТРОЛЬ ЗАХИЩЕНОСТІ СТАЛЬНИХ ПІДЗЕМНИХ ГАЗОПРОВОДІВ	55
3.1. Контроль стану труб з корозійними тріщинами з урахуванням поляризаційного потенціалу.	55
3.2. Особливості функціонування підземних газопроводів в умовах малоциклової втоми з урахуванням впливу ґрунтового електроліту	60
3.3. Моделювання процесу поширення корозійних втомних тріщин у підземних газопроводах з використанням критерію і функціоналу якості.....	65
Висновки до розділу 3	71

РОЗДІЛ IV. РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО УДОСКОНАЛЕННЯ НОРМАТИВНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЯКОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ПІДЗЕМНИХ ГАЗОПРОВІДІВ.....	73
4.1. Рекомендації щодо підвищення якості методик оцінювання параметрів, які характеризують поверхневі дефекти газопроводів	73
4.2. Рекомендації щодо удосконалення нормативного забезпечення якості функціонування підземних газопроводів з урахуванням втомної довговічності.....	95
4.3. Рекомендації щодо удосконалення нормативного забезпечення якості системи «металевий газопровід – катодний захист»	110
Висновки до розділу 4	128
ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ	131
Список використаних літературних джерел	134
Додаток А	159
Додаток Б	177
Додаток В	186

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

БД – база даних

БЗ – база знань

ВБ – вимірювальний блок

ВО – водневе окрихчення

ВПП – вимірювач поляризаційного потенціалу (прилад)

ВТД – внутрішньотрубна діагностика

ГП – генеруюче програмування

ДЕ – допоміжний електрод

ЕОМ – електронна обчислювальна машина

ЕП – електродний потенціал

ЕПОР – електрод порівняння

ЕХЗ – електрохімічний захист

ЕХМС – електрохімічна мікропроцесорна система

ЖЦ – життєвий цикл (об'єкту)

ЗВТ – засоби вимірювальної техніки

ІВС – інформаційно-вимірювальні системи

КВ – коефіцієнт вагомості

КЗ – катодний захист

КІН – коефіцієнт інтенсивності напружень

КРН – корозійне розтріскування під напругою

КС – компресорні станції

ЛАР – локальне анодне розчинення

МДТТ – механіка деформівного твердого тіла

МЕШ – міжфазний електричний шар

МСЕ – мідносульфатний електрод (порівняння)

МЦВ – малоциклова втома

НД – нормативний документ

НТД – нормативно-технічні документи,

ПГ – підземний газопровід

ПЕ – поверхнева енергія

ПЕШ – подвійний електричний шар

ПЗ – програмне забезпечення

ПН – поверхневий натяг

ПСГ – підземний сталевий газопровід

ПП – поляризаційний потенціал

ПрО – проблемна область

ПС – програмні системи

ПТ – підземний трубопровід

ПЯ – показник якості

САПР – система автоматичного проектування

СВБ – сульфатвідновлювальні бактерії

СКМ – система корозійного моніторингу

СКЗ – система катодного захисту

СКР – стрес-корозійне розтріскування

СУЯ – система управління якістю

УКЗ – установка катодного захисту

ЮП – ювенільна поверхня

GPS – система глобального супутникового позиціювання

(Global Positioning System)

ВСТУП

Актуальність теми. Надійність трубопровідного транспорту – основа своєчасних постачань газу для держави на внутрішній і зарубіжний ринки. Відмови підземних газопроводів пов'язані з суттєвими матеріальними та екологічними втратами, призводять до локальних забруднень довкілля, створюють загрозу для здоров'я обслуговуючому персоналу і населенню, що проживає на відповідній території.

Газопроводи, як правило, у процесі експлуатації піддаються впливу циклічних механічних навантажень і одночасної дії корозійних середовищ. Корозійні процеси і втрата стійкості металу є головними чинниками, що призводять до зменшення ресурсу підземних сталевих газопроводів. Велика частина труб знаходиться в умовах контакту з ґрунтовим електролітом, який проникає в дефекти між металом і захисним покриттям. В період експлуатації трубопроводу (газопроводу) проявляються різні типи корозійної пошкоджуваності, а також зростає вірогідність аварійних відмов, пов'язаних із стрес-корозійним розтріскуванням під напругою.

Нові підходи з даної проблематики стосуються стрес-корозійних дефектів на поверхні металу, характер розвитку яких під час експлуатації труб доцільно уточнювати та удосконалювати на основі інформації, отриманої в результаті моніторингу трубопроводу, а також результатів математичного моделювання. Відповідні дослідження у цьому напрямку допоможуть уточнити надійність, ефективність та якість катодного захисту (КЗ) трубопроводів.

Такого типу методи контролю спрямовані, в основному, на прогнозування характеру стрес-корозійного руйнування, зокрема, оцінювання глибини міжфазного дефекту, а також густини корозійного струму, що дозволяє забезпечити аналіз технічного стану системи “підземний газопровід (ПГ) – установка катодного захисту (УКЗ)”, виходячи з критеріїв міцності

металу з корозійними дефектами і обмежень, які накладають на досліджувану систему нормативні документи.

В останній час інтенсивно розвиваються методи неруйнівного контролю і вони застосовуються для моніторингу газопроводів. Вони допомагають створювати різнопрофільні бази даних. Ті дані в основному неструктуровані і характеризуються великим обсягом. Відбір та впорядкування відповідної інформації і створення єдиної бази даних характеризується певними труднощами, оскільки потрібно враховувати велике число параметрів і приймати рішення про оптимізацію процесів керування процедурами електрохімічного захисту (ЕХЗ).

Потребують подальших глибоких досліджень питання нормативно-технічного забезпечення газопроводів, що експлуатуються в умовах малоциклової корозійної втоми. Важливим завданням у цьому напрямку є розроблення теоретичної бази, уніфікованого підходу і модифікованого стандарту, орієнтованих на оптимізацію процесів керування параметрами ЕХЗ та на оцінювання якості системи “ПГ – УКЗ”.

Зв’язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Тема дисертації відповідає науковому напрямку кафедри інформаційно-вимірювальних технологій Національного університету «Львівська політехніка», а саме: “Розвиток теоретичних і методичних засад нормування характеристик якості продукції і послуг та створення метрологічного забезпечення для їх вимірювання та контролю при сертифікації і її підтвердженні відповідності”. Дисертація виконана в межах науково-дослідних робіт: “Розроблення та дослідження нових методів і засобів експрес-контролю характеристик якості та безпечності продукції” (№01107U001097), а також “Дослідження властивостей та показників якості процесів, матеріалів і продукції оптичними, електромагнітними (безконтактними) методами” (№0107U006223).

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є удосконалення нормативно-технічного забезпечення якості для підземних металевих

газопроводів на основі **аналізу** математичної моделі, яка описує корозійні процеси, втому і результати технічного діагностування в елементах конструкцій.

Досягнення поставленої мети передбачає розв'язання таких наукових і прикладних завдань:

1. Проаналізувати причини руйнування підземних газопроводів, а також методи оцінювання міцності та надійності елементів конструкцій.
2. Систематизувати вимоги до метрологічного забезпечення контролю якості складних технічних систем (на основі урахування функціоналу якості).
3. Виокремити, систематизувати, дослідити та обґрунтувати чинники впливу на лінійну частину підземного газопроводу в процесі експлуатації з урахуванням вимог до катодного захисту.
4. Розробити спосіб ідентифікації дефектів металу та методи оцінювання якості системи «трубопровід – катодний захист» у процесі функціонування ЕХЗ.
5. Розробити метод прийняття рішень щодо якості функціонування системи «трубопровід – катодний захист» з урахуванням якості та надійності прогнозу.
6. Розробити рекомендації щодо оптимізації нормативних документів, які характеризують процедуру функціонування системи «підземний газопровід – установка катодного захисту».
7. Розробити проект нормативного документу щодо експлуатації лінійної частини підземного газопроводу з урахуванням корозійної втоми.

Об'єктом дослідження є процес оцінювання та удосконалення якості системи «трубопровід – катодний захист» у процесі функціонування електрохімічного захисту.

Предмет дослідження – методи контролю якості і нормативно-технічна документація газопровідного транспорту в умовах ризику.

Методи дослідження. Для досягнення визначеної мети та розв'язання поставлених завдань використано методи: наукового пізнання – для встановлення суті наукових та практичних завдань; діалектичний – для аргументації взаємозв'язку інформаційних потоків; порівняльного аналізу – для інтерпретації параметрів якості; факторного аналізу – для дослідження структури процесів; системного підходу – для встановлення оптимізаційних критеріїв; інформаційних технологій – для прогнозування етапів функціонування системи; оптимізації – для впорядкування інформаційного наповнення математичної моделі; кореляційного аналізу – для порівняння процесів; експертних оцінок – для встановлення зв'язку між параметрами; теорії ризиків – для встановлення умов виникнення критичних ситуацій; статистичний – для відбору інформації щодо об'єкту дослідження і процесів; математичного моделювання – для опису процесів та ризиків у системі “трубопровід – катодний захист”.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Вперше запропоновано метод оцінювання якості лінійної частини підземного металевого газопроводу (ПМГ) і системи катодного захисту ПМГ, за яким враховано корозійну втому і стрес-корозійне розтріскування, що може бути покладено в основу розроблення єдиного нормативного документу.

2. Вперше на основі результатів метрологічних досліджень, пов'язаних із струмом корозії підземного газопроводу, запропоновано функціонал якості та відповідність інформаційних показників вимогам міжнародних стандартів, зокрема, NACE SP0285-2011 (External Corrosion Control of Underground Storage Tank Systems by Cathodic Protection) і SP0169-2013 (Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems).

3. Удосконалено методику для системи “металева труба – ізоляційне діелектричне покриття”, яка містить такі основні процедури, як: оцінювання граничних та оптимальних значень потенціалів і струмів для системи катодного захисту трубопроводу; встановлення критеріїв міцності металу на межі метал – діелектричне покриття і в дефекті ізоляційного покриття, яке

моделюємо каверною (пітингом) з тріщиною у вершині.

4. Виявлено закономірності зміни інформативних параметрів у системі моніторингу підземних газопроводів, які характеризують покращення системи протикорозійного захисту з урахуванням обернених зв'язків і принципів інженерії якості.

Практичне значення одержаних результатів.

Розроблено проект стандарту “Електрохімічний захист від корозії лінійної частини підземних металевих газопроводів з урахуванням втомної довговічності”, який дає змогу підвищити вірогідність інформації про рівень небезпеки процесів лінійної частини газопроводу.

Структурна схема підсистеми моніторингу системи “ПГ – УКЗ” дозволяє визначати небезпечні ділянки ПГ і сприяє підвищенню ефективності контролю умов технічного діагностування на основі оптимізації УКЗ. Впровадження методики ранжування ділянок ПГ за концентрацією дефектів і оптимізація діагностичних процедур дозволяє знизити обсяги діагностування небезпечних ділянок.

Запропоновано рекомендації щодо оцінювання ресурсу металу газопроводу з урахуванням результатів моделювання процесу поширення корозійної тріщини.

Результати роботи використовуються в навчальному процесі кафедри “Інформаційно-вимірювальні технології” національного університету “Львівська політехніка” для підготовки фахівців за спеціальністю 152 «Метрологія та інформаційно-вимірювальні технології», а саме при вивченні дисциплін «Вимірювальний контроль у машинобудуванні», «Оцінювання якості», «Фізико-хімічні вимірювання».

Особистий внесок здобувача. Основні положення та результати дисертаційної роботи отримано автором особисто. У публікаціях, написаних у співавторстві, здобувачеві наукового ступеня належать: [1], [2], [3] – математичне моделювання фізико-механічних та корозійних процесів у дефектах на поверхні підземних трубопроводів; [5], [6], [7] – проаналізовано і

узагальнено нормативне забезпечення якості підземних трубопровідних систем; [8], [9] – проаналізовано і узагальнено нормативне забезпечення щодо захисту підземних трубопровідних систем від корозії, впливу температури та механічного навантаження; [11], [15] – сформульовано комплексний показник якості і критерій якості, який дозволяє оптимізувати процеси контролю трубопроводів з урахуванням втомної довговічності; [16] – запропоновано алгоритми щодо оцінювання ризиків і опрацювання інформації, які характеризують систему корозійних дефектів на поверхні металевого підземного трубопроводу.

Апробація результатів дисертації. Викладені в дисертаційній роботі наукові положення та наукові результати доповідались та обговорювались на 7 міжнародних і одній всеукраїнській науково-технічних конференціях:

1. III науково-практична конференція студентів і молодих вчених “Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання” (м. Івано-Франківськ, 2011).
2. 17 Міжнародна науково-технічна конференція “Електромагнітні та акустичні методи неруйнівного контролю матеріалів та виробів ЛЕОТЕСТ-2012” (м. Львів, 2012).
3. I Міжнародна науково-практична конференція “Актуальні проблеми прикладної фізики”, секція “Метрологія, автоматизація та інформаційні системи”. (м. Севастополь, 2012).
4. IX Міжнародна науково-технічна конференція “Методи і засоби вимірювань фізичних величин”, Температура-2012 (м. Львів, 2012).
5. Міжнародна науково-практична конференція "Управління якістю в освіті та промисловості: досвід, проблеми та перспективи" (м. Львів, 2013).
6. II Міжнародна науково-практична конференція "Управління якістю в освіті та промисловості: досвід, проблеми та перспективи" (м. Львів, 2015).
7. VI Міжнародна науково-практична конференція "Метрологія,

технічне регулювання, якість: досягнення та перспективи" (м. Одеса, 2016).

8. III Міжнародна науково-практична конференція "Управління якістю в освіті та промисловості: досвід, проблеми та перспективи" (м. Львів, 2017).

Публікації. За результатами дисертаційного дослідження опубліковано 16 науково-технічних статей (з них 5 статей у наукових фахових виданнях України, 1 стаття у науковому фаховому виданні України, що включено до міжнародної наукометричної бази, 2 статті у наукових періодичних виданнях інших держав та 8 тез доповідей).

Структура та об'єм роботи. Дисертаційна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку літератури і додатків. Загальний обсяг роботи становить 188 сторінок, у тому числі 133 сторінки основного тексту, рисунків – 16, таблиць – 8, додатків – 3 на 30 сторінках. Бібліографія включає 212 джерел і викладена на 25 сторінках.

РОЗДІЛ 1. ПРАВИЛА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

1.1. Аналіз нормативно забезпечення трубопровідного транспорту

Розглянемо нормативне забезпечення стосовно технічного стану системи “підземний газопровід (ПГ) – катодний захист” (тобто системи підземного сталевих газопроводу (ПСГТ) і устаткування (установки) для катодного захисту (УКЗ)). В цьому контексті важливим є прогнозування явища руйнування металу, внаслідок чого труба втрачає несучу здатність.

Інтенсивність руйнування металу газопроводу визначається, в першу чергу, корозійною агресивністю ґрунту, тобто здатністю його компонентів до фізико-хімічної взаємодії з металом. Відповідні процеси залежать від поруватості ґрунту, структури та гранулометричного складу, електропровідності, вологості, сольового складу і кислотності, а також присутності мікроорганізмів (мікробіологічна корозія).

Для ЕХЗ (електрохімічного захисту) трубопроводу необхідно покрити метал захисною плівкою (зокрема, діелектричною, металевою або комбінованою) і реалізувати катодну поляризацію ($-0,85 \dots -1,15$ В) зовнішнім електричним струмом, який забезпечує УКЗ [1].

З часом захисні покриття деградують і втрачають свою еластичність, що призводить до утворення дефектів металу труби, плівки, а також перехідного шару між металом і покриттям. Волога і ґрунтовий електроліт проникають у такі дефекти і електрохімічний корозійний процес пришвидшується.

Дуже важливим постає завдання моніторингу (регулярного діагностування) стану поверхні металу труби, оскільки подані в даній праці методи захисту потребують постійного удосконалення, оновлення та контролю.

Більшість стандартів, які використовуються для контролю стану параметрів трубопровідного транспортування газу, застарілі. Сучасна газотранспортна система потребує модернізації. Одночасно з модернізацією

газопроводів необхідно провести і модернізацію стандартів, оскільки в науковій літературі накопичено значний обсяг теоретичних і практичних розробок, які допоможуть удосконалити стандарти, регламенти та інші нормативні документи.

Розроблено елементи імітаційної математичної моделі для опису балансових процесів у ґрунтовому електроліті, що контактує з металом, з урахуванням відповідних умов та чинників, які подано на рис. 1.1 [2].

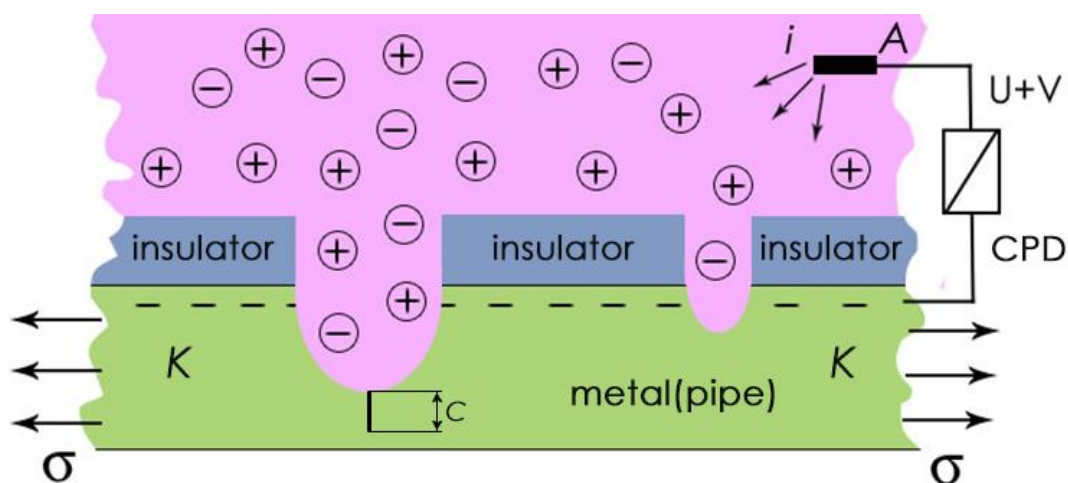


Рис. 1.1. Поверхневий шар металу з діелектричним покриттям у розчині електроліту, К – катод, А – анод; *metal (pipe)* – метал труби; *insulator* – діелектрик (покриття); *CPD (cathodic protection device)* – пристрій катодного захисту; $\Delta\varphi=U+V=U_{MG}+V_{MG}$ – різниця потенціалів; σ – механічне напруження; i – густина електричного струму; c – глибина дефекту (тріщини).

На рис. 1.1 U_{MG} – різниця потенціалів між металом і електродом порівняння (ЕПОР); V_{MG} – змінна напруга між металом і розміщеним у середовищі ЕПОР; аналогічно додатково приймаємо до уваги – U_{GG} і V_{GG} між ЕПОР і допоміжним електродом (ДЕ) [3].

Основним принципом організації спостережень та експериментальних досліджень корозійних процесів для трубопроводів є їх комплексність, згідно з якою враховано стандарти і основні з них подано на рис. 1.2.

Трубопроводи. Корозія. Малоциклова втома

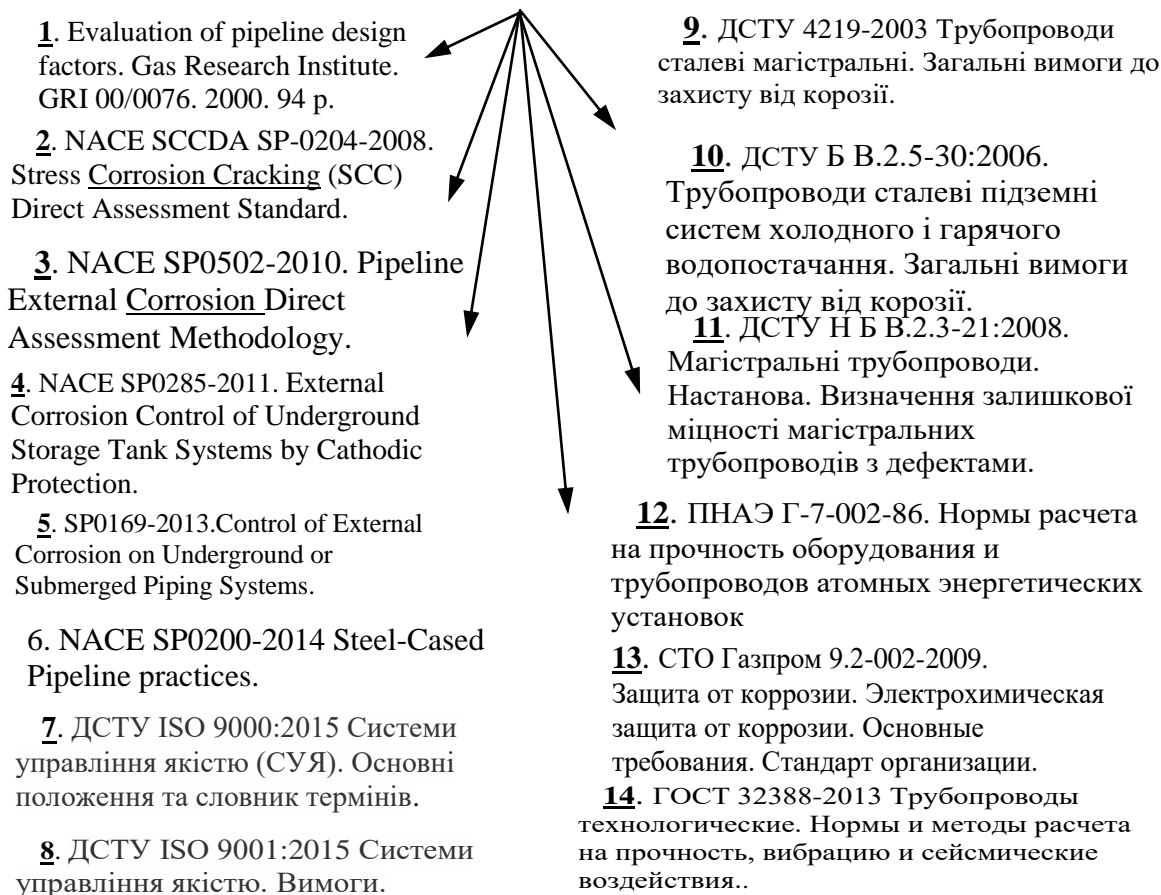


Рис. 1.2. Нормативна документація (щодо якості ЕХЗ), яка може бути корисною для підземних газопроводів (ПГ)

Стандарти 1-6 міжнародні і основні результати для них сформувала міжнародна асоціація інженерів-корозіоністів **NACE** (**NACE** – «National Association of Corrosion Engineers») [4–9]. Інформація стандартів 7 і 8 стосується загальних положень систем управління якістю [10, 11]. Стандарти 9, 10 ДСТУ стосуються загальних вимог щодо захисту підземних трубопроводів від корозії [12, 13].

Стандарт 11 (ДСТУ Н Б В.2.3-21:2008) має відношення до критеріїв залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами [14]. Великий обсяг інформації стосовно трубопроводів наведено у нормативних документах Російської Федерації, зокрема, [15–21].

Але у перелічених вище стандартах [4–21] не враховано результати, отримані на основі використання нових дистанційних методів контролю корозії та міцності підземних трубопроводів за вимірами електричних струмів і потенціалів [3, 22, 23].

1.2. Аналіз основних показників, які характеризують якість підземних трубопроводів

Для аналізу якості підземних газопроводів виділимо: стан металу труб: визначальні параметри технічного стану металу (сталі); методики оцінювання параметрів, які характеризують експлуатаційні та граничні стани системи ПГ – УКЗ. Обмежимося розглядом зовнішньої поверхні металевої труби з діелектричним покриттям і корозійними дефектами, критерії міцності та пластичності металу, методики оцінювання ресурсу газопроводу, ризику тощо.

Якість системи ПСГТ – УКЗ розглядаємо у контексті функціональності і надійності. Уведемо в розгляд інтегральний показник якості E_F функціонування системи моніторингу підземних газопроводів (ПГ) з доповненням параметрами системи управління якістю (СУЯ) аналогічно як у праці [24]:

$$E_F = f(F(R), F(D), F(Q), F(I_b, P_t), FB(X_i), U_p) \Rightarrow opt. \quad (1.1)$$

Тут $F(R)$ – показник якості використання ресурсів з погляду моделі корозіометрії; $F(D)$ – показник якості діяльності структурних підрозділів, які мають відношення до ПГ; $F(Q)$ – показник якості процесів у результаті функціонування СУЯ; $F(I_b, P_t)$ – функція результативності, а також ефективності діяльності працівників (персоналу); I_t – індекс творчого потенціалу, кваліфікації та лояльності працівників; P_t – модель вибору поведінки працівників (персоналу), включаючи якісні і кількісні параметри P_{ti} . ($i = 1, 2, \dots, n_p$; n_p – загальна кількість параметрів відповідної моделі); $FB(X_i)$ – параметр, який характеризує обернений зв'язок; U_p – поляризаційний потенціал (характеристика системи катодного захисту (КЗ)).

Багаторічний досвід спостереження за газопроводами дозволяє стверджувати, що вони руйнуються в основному внаслідок стрес-корозійного руйнування і корозійної втоми [25-44]. Відповідно до цього необхідно, зокрема, деталізувати параметри стану і фізико-хімічних процесів.

Для захисту підземних газопроводів та інших підземних металевих споруд від корозії широко використовують ЕХЗ за допомогою поляризуючого струму, при якому поверхня металу не руйнується в агресивному середовищі протягом тривалого часу [45–51].

При цьому електричний потенціал трубопроводу відносно середовища, називають поляризаційним потенціалом $U=U_P$, який вважають основним критерієм, що визначає ступінь захисту від корозії [48-51]. За сучасними нормативами для сталеві труби у ґрунті поляризаційний потенціал U_P повинен знаходитись у межах від “–0,85 В” до “–1,15 В” відносно мідносульфатного електроду порівняння [46, 47]. Важливою проблемою електрохімічного захисту є контроль U_P на усій поверхні металу [4, 5, 47, 48]. Вимірювання U_P пов’язано з проблемою вилучення падіння напруги у ґрунті між поверхнею металу та електродом порівняння (ЕПОР) (рис. 1.1).

Враховуючи різницю між падінням напруги при постійному струмі і падінням напруги на змінному струмі, отримано вирази для визначення поляризаційного потенціалу U_P та зменшення потенціалу U_{IZ} на ізоляційному покритті [3, 47]:

$$U_P = U_{MG} - V_{MG} / k_P, \quad k_P = V_{GG} / U_{GG}, \quad (1.2)$$

$$U_{IZ} = U_{MG} - U_{GG} - U_P = V_{MG} / k_P - U_{GG}, \quad (1.3)$$

де k_P – коефіцієнт гармоніки змінного струму, що натікає у трубопровід на даній ділянці, визначається відношенням змінної V_{GG} і постійної U_{GG} напруг у ґрунті впоперек траси; U_{MG} і V_{MG} – напруги між металом і електродом порівняння (ЕПОР), виміряні при постійному і змінному струмах відповідно.

У праці [47] подано експериментальні дані виміряних напруг U_{MG} , V_{MG} , U_{GG} , V_{GG} , U_P на трасі магістрального трубопроводу в зоні дії установки катодного захисту (УКЗ). При цьому середні значення напруг U_{ijs} і k_P такі:

$$\begin{aligned} U_{MGS} &= -1,104 \text{ В}; & V_{MGS} &= 0,297 \text{ В}; & U_{GGS} &= -0,039 \text{ В}; \\ V_{GGS} &= 0,139 \text{ В}; & U_{PS} &= -1,02 \text{ В}; & k_{PS} &= -3,56. \end{aligned} \quad (1.4)$$

Проведено кореляційний аналіз експериментальних даних типу [47] і встановлено коефіцієнти кореляції K_i :

$$K_1(U_P, U_{MG}) = 0,91; \quad K_2(U_P, V_{GG}) = 0,29; \quad K_3(V_{GG}, V_{MG}) = -0,93. \quad (1.5)$$

У виразах (1.4) наведено оцінки числових значень і знаки параметрів U_{MG} , V_{MG} , U_{GG} , V_{GG} , U_P , k_P . Варто порівняти k_{PS} (1.4) з k_P праці [1, с. 156], який близький до значення $k_{P*} = 2/3$. Відношення $k_{PS}/k_{P*} = 5,3$ свідчить про те, що k_{PS} значно більший за k_{P*} . Більшим значенням k_P , (зокрема, k_{PS}) відповідають більші похибки [1].

Значення змінного складника J_{mn} густини струму КЗ у n -му плечі m -го трубопроводу можна визначити за формулами:

$$J_{mn} = k_{P*} I_{mn}, \quad J_{mn} = k_P I_{mn}, \quad (1.6)$$

де I_{mn} постійний складник густини струму КЗ у n -му плечі m -го трубопроводу. У першій формулі (1.6) коефіцієнт гармоніки струму в зоні контролю визначають за вимірами струму [1]. У дисертаційній роботі доцільно замість k_{P*} використати k_P , (1.2), тобто другу формулу (1.6), оскільки методика вимірювання потенціалів дозволяє отримати досить точні результати [47]. Співвідношення типу (1.2), (1.3), (1.6) пропонуємо використати для моделювання електричних струмів у дефекті ізоляційного покриття на

зовнішній поверхні підземної металеві (сталеві) труби газопроводу, яка контактує з ґрунтовим електролітом. У цьому плані перше і друге співвідношення (1.6), оскільки k_{PS} , k_{P*} різні, пропонуємо замінити на більш точне з урахуванням підходів математичного моделювання, уточнюючи формули для струмів для ділянки трубопроводу, зокрема, у дефектах ізоляційного покриття.

З урахуванням результатів вимірювань типу (1.4) і оцінок кореляційних зв'язків (1.5), метод вимірювань напруг, в основі якого співвідношення (1.2), (1.3), (1.6), можна використовувати для контролю поляризаційного потенціалу U_P і U_{IZ} підземних трубопроводів (зокрема, газопроводів) у електропровідних середовищах вологого ґрунту та ґрунтового електроліту.

За результатами визначення розподілів струмів та контролю потенціалів роблять висновки про потребу корегування протикорозійного захисту, щоб оптимізувати роботу УКЗ [1].

Рекомендовану величину густини анодного I_A струму подають з допомогою співвідношення типу [2, 48, 51]:

$$I_A = (3 \div 5) \times I_K, \quad (1.7)$$

де I_K – густина струму корозії, А/м².

Опосередкованим показником якості катодного захисту є значення потенціалу, або його зміщення. Ступінь захисту підземного металевого трубопроводу в залежності від значення катодного зміщення потенціалу (максимального захисного потенціалу $U_Z = U_{Z,max}$) визначається як [2, 47]:

$$\Delta U_{Z,max} = -0,059 \times \lg(I_K / I_{A,max}), \quad (1.8)$$

де $I_{A,max}$ – максимальна густина струму захисту, що є припустимою.

Максимальний захисний потенціал U_Z визначають, виходячи з умов

недопустимості виділення водню на поверхні трубопроводу й водночас, зменшення витрат електричної енергії. Максимальне значення захисного потенціалу для трубопроводів з різними ізолюючими покриттями дорівнює:

$$U_{z,\max} = -(2,5 \div 3,5), \text{ В.} \quad (1.9)$$

Для оцінювання міцності підземних трубопроводів в умовах корозійної втоми обмежимося розглядом труби зі сталі в ґрунтовому електроліті. Труба діаметра D захищена ізоляційним діелектричним покриттям товщиною h_D і перебуває в умовах корозійної втоми (рис. 1.3).

Геометричні характеристики труби наступні: $R = D/2$ – зовнішній радіус; d – товщина стінки ($h_D \ll d$, $h_D \ll D$, $d \ll D$). Важливою характеристикою є марка сталі, зокрема : сталь 20; 17Г1С, 17Г1С-У.

Під впливом навантажень покриття руйнується і виникає дефект, вершину якого схематично подано на рис. 1.4 [52]. Розглянемо дефекти типу каверни (пітинга), у вершині якої знаходиться тріщина глибини c (рис. 1.1 і рис. 1.4).

Важливою особливістю дефекту типу каверна (пітинг) – тріщина є те, що каверна утворена в результаті анодного розчинення (корозії), а тріщина – під дією циклічного механічного навантаження. Деформації за впливу двох процесів (зокрема, корозії і втоми) сумуються адитивно.

Для опису фізико-хімічних процесів на межі метал – діелектричне покриття необхідно використовувати граничні співвідношеннями, які відображають специфіку поверхневих шарів у формуванні поверхневої γ та міжфазової γ_m енергій [53]. Зокрема [53]:

$$\Delta\gamma = \gamma_\zeta - \gamma_n < \Delta\gamma_g, \quad \Delta\gamma_m = \gamma_{m\zeta} - \gamma_{mn} < \Delta\gamma_{mg}. \quad (1.10)$$

Ці співвідношення (1.10) можна вважати локальними критеріями



міцності для навантажених зразків (металів), якщо значення поверхневої γ та міжфазової γ_m енергій, тобто γ_n, γ_{mn} відповідають ненавантаженому стану, а $\gamma_\zeta, \gamma_{m\zeta}$ – межі міцності. Тут $\Delta\gamma_g, \Delta\gamma_{mg}$ – граничні значення відхилень параметрів, які дослідники встановлюють експериментально. Методику розрахунку

енергетичних характеристик поверхневих і міжфазних шарів, які входять у (1.10), подано у працях [53–55].

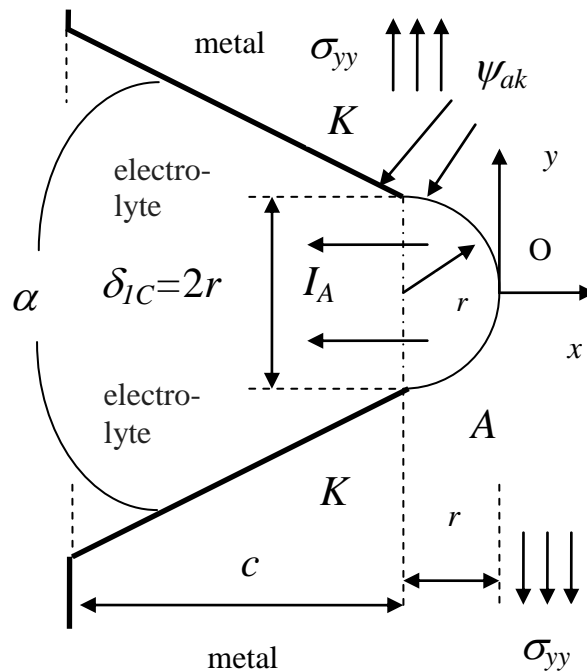


Рисунок 1.4. Пітинг глибиною h з тріщиною (c) у трубі з відзначенням катодної (K) та анодної (A) ділянок [52]. Загальна глибина дефекту $h+c+r$; α , δ_{IC} – кут і розкриття у вершині тріщини; $\Delta\psi_{ak}$ – різниця потенціалів між анодною і катодною частинами; I_A – густина анодного корозійного струму; r – радіус кривизни ювенільної поверхні (ЮП).

1.3. Аналіз методів контролю якості системи “підземний газопровід – установка катодного захисту”

Загальні методи контролю якості подано у праці [56]. Це методи визначення комплексних показників на основі комбінованих методів оцінювання якості, серед яких відзначимо вартісний, експертний, ймовірнісний, статистичний тощо [56].

З розвитком сучасних систем управління якістю зростає роль статистичних методів у керуванні виробничими процесами [57]. Вони успішно використовуються під час: аналізу потреб ринку та конкурентоспроможності продукції; визначення технічних вимог до надійності, довговічності та терміну

служби; управління технологічними процесами; визначення показників рівня якості; приймального контролю; аналізу зміни характеристик продукції у процесі експлуатації; аналізу дефектів; аналізу витрат на якість [57].

Наведено варіанти реалізації диференційного методу оцінювання якості продукції за її електричними параметрами [58]. Подано схеми засобів практичної реалізації способів порівняння параметрів імітансу як відносних показників якості [58].

Інформаційна технологія для моделювання процесів у системі ПГ–УКЗ, зокрема ПГ, має вигляд (рис. 1.5).



Рис. 1.5. Структурна схема інформаційної технології для моделювання процесів у ПГ

Для оптимізації інформаційних потоків $P_k(X_i)$ у системі ПГ–УКЗ і покращення засобів протикорозійного захисту ПГ використаємо функціонал якості з урахуванням оберненого зв'язку, відповідний параметр якого $FB(X_i)$ (X_i – множина параметрів системи).

Доцільно уважати, що обернений зв'язок $FB(X_i)$ пов'язаний з ризиками $R(X_i, FB(X_i))$. Для оптимізації ризиків врахуємо такі фактори: функціональності та надійності, ефективності, інформаційної ємності і фактори ризику, пов'язані з програмним забезпеченням для опрацювання результатів розрахунків.

Для трубопроводів характерні методи контролю якості в основному стосуються зварних з'єднань [47, 59, 60] і поляризаційного потенціалу U_p

[22, 23, 47]. Важливими також є методи визначення просторових координат осі нафтогазопроводу, які проводяться безконтактними методами з використанням сучасних трасошукачів та засобів глобального позиціонування [61].

Запропоновано до складу регламентних робіт з моніторингу технічного стану газопроводів ввести оцінку технічного стану підземних сталевих газопроводів з урахуванням збуджуючих кількісних та якісних факторів впливу, яка базується на теорії нечіткої логіки та лінгвістичних змінних [63]. Для виявлення причинно-наслідкових зв'язків між випадковими подіями, які приводять до аварії на газопроводах та оцінки ризику запропоновано використовувати методи Парето та ABC-аналізу, а також ймовірнісний метод аналізу “дерева відмов” (Fault Tree Analysis), які дозволять запобігти проблемам, що виникають під час аварії в складних багатофакторних газових розподільних мережах [62].

Поєднання інформації стандартів ДСТУ 4219-2003 [12] (Трубопроводи. Загальні вимоги до захисту від корозії) і ДСТУ Н Б В.2.3-21:2008 [14] (Визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами) разом з інформацією праць [2, 49, 56-63] дозволить регламентувати методи визначення параметрів пластичності, міцності, твердості, довговічності, а також методи оцінювання залишкового ресурсу підземних сталевих газопроводів з експлуатаційними дефектами, на які впливає агресивне корозійне середовище. В результаті такого поєднання можливе удосконалення якості системи “підземний газопровід – установка катодного захисту (УКЗ)”.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ І

1. Визначено множину найбільш важливих стандартів, на основі яких можна оцінити якість системи “Підземний газопровід (ПГ) – установка катодного захисту (УКЗ)”.

2. Важливим принципом удосконалення методики оцінювання якості системи “ПГ – УКЗ” є використання методу математичного моделювання для

опису фізико-хімічних процесів у дефектах на зовнішній поверхні металу з урахуванням коефіцієнта інтенсивності напружень, енергетичних характеристик поверхневих шарів, перенапруження анодної реакції, критерію міцності Гріфітса-Орована. Відповідна інформація дозволяє досить детально з позицій електрохімії, фізики поверхневих процесів і механіки руйнування вивчати механізми поширення корозійних тріщин у газопроводі, що межує з ґрунтовим електролітом.

3. Використовуючи інформацію про коефіцієнт гармоніки струму в зоні контролю, запропоновано замінити співвідношення для струму ділянки трубопроводу у дефектах ізоляційного покриття на більш точні, з урахуванням підходів математичного моделювання.

4. Для системи ПГ – УКЗ уведено в математичну модель, яка описує фізико-хімічні процеси, інтегральний показник якості функціонування системи моніторингу підземних газопроводів (ПГ) з доповненням параметрами системи управління якістю (СУЯ) відповідно до вимог кваліметрії.

5. Для захисту підземних газопроводів від корозії широко використовують електрохімічний (катодний) захист (ЕХЗ) за допомогою поляризуючого струму і поляризуючого потенціалу, під час якого поверхня металу не руйнується в агресивному середовищі протягом тривалого часу.

6. Запропоновано елементи методики поєднання інформації стандартів ДСТУ 4219-2003 (Трубопроводи. Загальні вимоги до захисту від корозії) і ДСТУ Н Б В.2.3-21:2008 (Визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами), оскільки на метал підземного трубопроводу впливає агресивне корозійне ґрунтове середовище. На основі комплексного підходу регламентовано методи визначення параметрів пластичності, міцності, твердості, довговічності металу, а також методи оцінювання залишкового ресурсу підземних сталевих газопроводів з експлуатаційними дефектами. В результаті такого поєднання можливе удосконалення математичної моделі для опису фізико-хімічних процесів на межі металу з ґрунтовим електролітом і відповідно методу оцінювання якості системи “підземний газопровід –

установка катодного захисту”.

7. Визначено напрямки удосконалення методики контролю якості стосовно підземних газопроводів, які функціонують в умовах агресивного середовища.

РОЗДІЛ 2. МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ У ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВІДНИХ СИСТЕМАХ

2.1. Основні фізико-хімічні процеси у підземних трубопровідних системах

Електрохімічна корозія є причиною найбільш поширених пошкоджень стінок труб газопроводів. Суттєвим виявився вплив добових коливань робочого тиску в газопроводах, що у поєднанні із дією експлуатаційного середовища спричиняло зародження та розвиток тріщиноподібних дефектів у стінках труб за механізмом корозійної втоми [45, 62, 64]. Результати діагностичного дослідження технічного стану 25 % магістральних газопроводів державної компанії „Укртрансгаз” за допомогою інтелектуального поршня фірми „Rozen” показали, що втрата (винос) понад 60 % металу становить 0,9 % від усіх випадків, винос 41-60 % металу – 5% випадків, а винос 20-40 % металу 45,5 % випадків [64]. Дефекти зварних швів становлять 28,8 % випадків, дефекти основного металу – 11,1 % випадків і некласифіковані дефекти – 7 % від усіх випадків [64].

Аналіз результатів внутрішньотрубної діагностики (ВТД) показує, що більше 90 % пошкоджень представляє собою втрату металу, пов'язану переважно з корозією, в тому числі біля 2,0 % дефектів мають відносну глибину, більшою ніж 50 % товщини стінки труб [65].

Стрибкоподібна зміна витрати газу в часі викликає коливальний високочастотний процес зміни тиску на вході КС, частота і амплітуда якого визначатиметься характеристиками системи і квазістаціонарного режиму [66–68]. Пульсації тиску на вході КС спричиняють коливання напружень у стінках трубопроводів, що може призвести до втрати міцності [66–68].

Трубопровід у дефекті захисного покриття контактує з ґрунтовим електролітом. Найбільш істотними факторами, що визначають корозійну активність ґрунтів, є вологість, вміст іонів ґрунтового електроліту, структура та гранулометричний склад ґрунту, кислотність чи лужність, концентрація

кисню і водневих йонів, повітропроникність, поляризаційний потенціал, електричний опір ґрунтів [70, 71]. Перелік та взаємозалежність цих факторів вказують на складність фізико-хімічних процесів та математичного моделювання деформівної системи «труба-ґрунтовий масив» та, відповідно, прогнозування довговічності підземного трубопроводу [69, 70].

У даній праці для оцінювання параметрів стану системи водне середовище – метал труби застосовано методи фізики поверхні й термодинаміки нерівноважних процесів [53, 55]. Завдяки термодинамічного підходу можливий розрахунок параметрів електричного та механічного полів поблизу границі розділу середовищ і на цій основі подальша розробка методики розрахунку міжфазної енергії, міжфазного натягу та ємності в системі метал (сталь) трубопроводу – водне середовище.

Для оцінювання параметрів, які характеризують локальні критерії міцності у дефекті покриття (1.10), важливо знати ємність C_D подвійного електричного шару (ПЕШ) (міжфазного електричного конденсатора).

На першому етапі оцінимо ємність поверхневого конденсатора C_{DS} на межі сталь–повітря за допомогою формул [53, 70]:

$$C_{DS} = \varepsilon_0 \cdot k / 2, \quad \gamma_1 = (Q_1^S)^2 / (2 \cdot C_{DS}), \quad d_\xi = 2/k . \quad (2.1)$$

Тут γ_1 – електрична складова поверхневої енергії γ ; Q_1^S – заряд обкладки ПЕШ (в околі межі «метал–повітря»); d_ξ – ефективна товщина ПЕШ; k – параметр, який характеризує питому електроємність ПЕШ; $\varepsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м – електрична стала.

На основі методики праці [53] знаходимо оцінки параметрів:

$$C_{DS} = 64 \text{ мФ/м}^2, \quad Q_1^S = 0,47 \text{ Кл/м}^2, \quad d_\xi = 1,3 \text{ нм}, \quad k = 1,54 \times 10^9 \text{ м}^{-1}. \quad (2.2)$$

Між металом труби та ізоляційним покриттям повинно бути надійне зчеплення, тобто адгезія [51]. Для оцінювання роботи адгезії σ_{ad} та енергії адгезійних зв'язків γ_{ad} використовуємо співвідношення [53, 70]:

$$\sigma_{ad} = \sigma_{he} + \sigma_h - \sigma_m, \quad \gamma_{ad} = \gamma + \gamma_e - \gamma_m. \quad (2.3)$$

Тут σ_h і γ – поверхневі натяг та енергія металу (сталі); σ_{he} і γ_e – поверхневі натяг та енергія розчину електроліту (грунтового); σ_m , γ_m – міжфазні натяг та енергія.

На основі методики [52] (2.3) для системи «сталь–водне середовище» отримано $\sigma_{ad} = 0,78$ Н/м; $\gamma_{ad} = 0,18$ Дж/м².

Відповідно до номенклатури показників якості для сталевих конструкцій встановлено наступні характеристики довговічності: корозійна стійкість K_s , яка залежить від дії середовища, і термін служби T_z [71]. Нормативні значення корозійної агресивності представляють хімічні та електрохімічні реакції, що приводять до корозійних втрат $A(L,G,S)$ металу труб в залежності від дії рідких (L), газоподібних (G) і твердих (S) середовищ на елемент конструкції (трубу підземного газопроводу, яка має поверхневі дефекти) [71].

Стрес-корозійне розтріскування трубопроводів ініціюється і розвивається на зовнішній поверхні труби за умов ізоляційного покриття (пасивний захист) і катодного захисту (активного) з урахуванням інформації про одночасну дію механічного навантаження і корозійно-активного середовища [36, 37, 45]. Корозійне середовище моделюємо водним розчином електроліту з різним значенням водневого показника рН.

Використання стандарту ISO 12944:1998 «Лаки і фарби - захист від корозії сталевих конструкцій системами захисних покриттів» [72] дозволяє встановлювати вимоги до захисних покриттів і визначати період чергового ремонту трубопроводу. При цьому рівень руйнування покриття до першого повного ремонтного фарбування повинен бути погоджений зацікавленими

сторонами та встановлений у процесі контролю у відповідності зі стандартами ДСТУ 4219-2003 і ISO 4628-8:2005 [12, 73].

На стадії виготовлення важливе значення має адгезія діелектричного покриття до сталі [74]. У нормативних документах типу [72, 74] враховано один параметр адгезії. При випробуванні на адгезію захисного покриття на відрив може відбуватися руйнування на межі контакту сталі з поверхнею покриття, когезійне руйнування самого покриття або когезійне руйнування матеріалу труби, а також комбіноване руйнування [63]. Узагальнений показник адгезії S_{AD} (як безрозмірний відносний параметр) металевій конструкції (зокрема, труби з покриттям) визначаємо такими основними параметрами: міцністю (strength) зчеплення покриття з поверхнею матеріалу S_{VA} (власне пропорційною енергії адгезійних зв'язків γ_{ad} і σ_{ad}), що захищається; міцністю на розтяг захисного покриття S_{ZP} (когезійна міцність покриття) і міцністю на розтяг матеріалу зразка S_{MT} , що захищається [63]:

$$S_{AD} = f(S_{VA}, S_{ZP}, S_{MT}, \sigma_{ad}, \gamma_{ad}) = S_{AD*} / S_{AD0}. \quad (2.4)$$

Тут S_{AD*} : і S_{AD0} : – абсолютний і нормативний параметри, які мають розмірність Дж/м² як і γ_{ad} .

Традиційна методика контролю складових (2.4) для антикорозійних покриттів на стадії виготовлення металевих труб з ізоляційним покриттям пов'язана з числовими значеннями крайового кута змочування [75].

У захисному покритті під дією градієнта концентрацій проходить дифузійна міграція молекул води і кисню. Тривалість першої стадії експлуатації трубопроводу залежить від якості покриття, його товщини, агресивності ґрунту і може складати декілька років (в середньому від кількох місяців до 5 років) [75]. Корозійна агресивність ґрунту по відношенню до сталі характеризується значеннями питомого електричного опору ґрунту, що визначається у польових та лабораторних умовах, і середньою густиною катодного струму при зміщенні прикладеного потенціалу на 100 мВ від'ємніше

за потенціал корозії сталі ($E_{кор}$) у ґрунті [75]. Критерії агресивності ґрунту з урахуванням сукупності мікробіологічних і фізико-хімічних чинників наведені в ДСТУ 3291-95 [76].

Методи наукових досліджень постійно розвиваються і удосконалюються. Тому з часом стандарти потребують доповнень, тобто внесення нової більш актуальної інформації. Такого типу доповнення стосується інтегрального критерію оцінювання біокорозійної агресивності ґрунтів K_A , який враховує крім електроопору також велику кількість найбільш корозійно небезпечних груп мікроорганізмів і елементи хімічного складу ґрунтів [63]:

$$K_A = \lg \left(\frac{1}{\rho_G} T_{СВВ} T_{ТБ} Fe_{заг} S_{заг} \right), \quad (2.5)$$

де $T_{СВВ}$ – кількість сульфатвідновлювальних бактерій в 1 г (грамі) ґрунту;

$T_{ТБ}$ – кількість тіонових бактерій в 1 г ґрунту;

$Fe_{заг}$ – вміст загального заліза в ґрунті, %;

$S_{заг}$ – вміст загальної сірки в ґрунті, %;

ρ_G – питомий електроопір ґрунту, Ом·м.

В ґрунті кисень, вода та інші речовини проникають через захисне покриття і на лімітуючій стадії відбувається пробій пасивної плівки з утворенням локальних осередків корозії – дефектів типу пітингів та тріщин [63]. Зокрема, на п'ятій стадії спостерігається трансформація пітингів у мікротріщини, а на шостій (завершальній) одна з мікротріщин ініціює поширення магістральної тріщини [63]. Для аналізу шостої стадії доцільно використати два основні стандарти ДСТУ 4219-2003 і ДСТУ Н Б В.2.3-21:2008 [12, 14, 63].

2.2. Оцінювання надійності методів і засобів контролю якості підземних трубопровідних систем, а також довговічності труби

Загальні принципи функціональної надійності магістральних трубопроводів для транспортних систем сформульовано у працях [77, 78].

Кількісною характеристикою надійності та корисності інформації щодо методів і засобів оцінювання якості стосовно підземного газопроводу, отриманої в результаті використання приладів експертизи, будемо вважати показник достовірності – ймовірність $p_T(T)$ щодо відсутності помилок інформації на часовому інтервалі $t \in [0, T]$ в результаті використання, зокрема, апаратури БВС-К [22, 23]. Значення $p_T(T)$ обмежимо заданими умовами [79]:

$$p_T(T) = p_T(w(t) \in D_w; \forall t \in [0, T]) \geq p_*, \quad (2.6)$$

де $w(t)$ – випадкова функція; D_w – область визначення $w(t)$; p_* – нижня допустима межа $p_T(T)$. Функція $w(t)$ залежна від змін параметрів системи, які характеризують прилади БВС-К у процесі вимірювань електричних струмів і потенціалів.

Часові інтервали відповідають життєвому циклу відбору інформації. Серед етапів відбору інформації про газопровід виділимо наступні:

- 1) проектування та розробка технічних вимог; 2) підготовка та розробка виробничих процесів; 3) контроль параметрів, проведення досліджень; 4) оцінювання ресурсу і надійності ділянок газопроводу між станціями катодного захисту; 5) оцінювання ймовірності можливих відмов ділянок газопроводу в результаті стрес-корозійного руйнування; 6) складання графіків перевірок і ремонтів.

Для оцінювання надійності P_k лінійних ділянок трубопроводів між катодними станціями використовуємо співвідношення, аналогічне [80, 81]:

$$P_k(p(T), T_{GR}) = \prod_{i=1}^N (1 - \lambda_i l_i Q(t_i) / \mu_i), \quad k = 1, 2, \dots, N. \quad (2.7)$$

Тут $\lambda_i = f(p(T), T_{GR})$, $\mu_i = f(p(T), T_{GR})$, l_i – відповідно питома інтенсивність відмов, інтенсивність відновлення і довжина i -ї трубопровідної ділянки; $Q(t_i)$ – логічна змінна, рівна 1, якщо i -а ділянка належить k -й зоні, і рівна нулю – у протилежному випадку; T_{GR} – параметр, який характеризує довготривалість і ресурсні можливості даної ділянки газопроводу. Завдяки введенню параметрів $p_T(T)$ і T_{GR} співвідношення (2.7) узагальнено.

Паралельно, щоб оцінювати надійність P_k лінійних ділянок трубопроводів між катодними станціями, використовуємо співвідношення для “інтегрального” коефіцієнта надійності k_N (коефіцієнта безпеки) газопроводу аналогічно як у працях [63, 80, 81] з урахуванням (2.4):

$$k_N = k_M k_P S_{AD} / k_U, \quad k_N \Rightarrow opt, \quad P_k(k_N) \Rightarrow opt, \quad (2.8)$$

де k_M, k_P – коефіцієнти надійності за матеріалом та призначенням відповідно; k_U – коефіцієнт умов праці. Друге співвідношення зі (2.8) трактуємо як елемент критерію якості лінійної ділянки ПГ (третє співвідношення зі (2.8)), що характеризує надійність металу труби за матеріалом та призначенням.

Можливість подальшої експлуатації газопроводу (чи ділянки трубопроводу) прийнято проводити за європейською методикою SINTAP [82–84], в основі якої коефіцієнт запасу міцності S_B (коефіцієнт безпеки) є відношенням максимального робочого (P_P) до розрахованого руйнівного (P_F) тиску, становить:

$$S_B = P_P / P_F. \quad (2.9)$$

Оцінку допустимої глибини зовнішнього тріщиноподібного дефекту c_{DF} у трубі подамо за формулою типу Ірвіна [85]:

$$c_{DF} = 0,263 \cdot Q(L, \sigma_P, \theta) \cdot (K_{IC} / \sigma_P)^2, \quad Q(L, \sigma_P, \theta) = \Phi_{EL}^2 - 0,212 \cdot (\sigma_P / \sigma_T)^2,$$

$$\Phi(L, \theta) = \int_0^{\pi/2} \sqrt{1 - L^4 \cdot \sin^2 \theta} \cdot d\theta, \quad (2.10)$$

де K_1 – коефіцієнт інтенсивності напружень (КІН), використовується у лінійній механіці руйнування для опису полів напружень поблизу вершини тріщини; K_{1C} – максимальне значення КІН K_1 ; σ_P – максимальні розтягувальні колові напруження; σ_T – границя плинності матеріалу труби; θ – кут, що характеризує тріщину, яку моделюють у вигляді половини еліпсоїда (тобто кут від малої осі напівеліптичної тріщини) [86]; $Q(L, \sigma_P, \theta)$, $\Phi_{EL}=f(L, \theta)$ – параметри форми для тріщини еліптичного профілю.

Узагальнимо співвідношення для глибини дефекту $c_{DF}=c_{DE}$ [87] на зовнішній поверхні труби зі сталі за умов циклічного навантаження з урахуванням корозійного впливу, тобто ΔK_{1SCC} ($c_{DF}=c_{DK}$):

$$c_{DE} = (\Delta K_{th} / \Delta \sigma_P)^2 / (\pi \cdot f(2c_{DE} / L; c_{DE} / d; \theta)), \quad (2.11)$$

$$c_{DK} = Q(L, \sigma_P, \theta) \cdot (\Delta K_{1SCC} / \Delta \sigma_P)^2 / (\pi \cdot f(2c_{DK} / L; c_{DK} / d; \theta)). \quad (2.12)$$

Тут $\sigma_P = \Delta P_P \times D / (2d)$ – розтягувальні колові напруження; K_{th} – порогове значення КІН K_1 за впливу механічного навантаження; K_{1SCC} – порогове значення КІН K_1 , тобто мінімальне значення, що відповідає початку поширення тріщини за впливу сумісної дії механічного навантаження і корозійного середовища [52]; ΔK_{th} , ΔK_{1SCC} , ΔP_P , $\Delta \sigma_P$ – розмахи відповідних параметрів за цикл навантаження. Співвідношення (2.11) узагальнено у вигляді (2.12), оскільки проведено заміну КІН ΔK_{th} на ΔK_{1SCC} і враховано параметра форми $Q(L, \sigma_P, \theta)$.

Запропоновано загальні принципи процедури розрахунку міцності та довговічності трубопроводу за наявності дефектів [14]. Для уточнення виділимо основні чотири чинники пошкоджуваності, що погіршують із часом

стан металокопструкції: деградація механічних властивостей матеріалу; корозійне ураження; стрес-корозія; результати впливу втомного циклічного навантаження.

Розрахунок довговічності підземної металокопструкції полягає у перевірці виконання умов переходу труби з дефектом у критичний стан за максимальних робочих параметрів навантажувань, врахуванні швидкості росту дефектів із плином часу (зміни їх розмірів) та деградації механічних характеристик матеріалу. Довговічність визначають за мінімальним проміжком часу від актуального стану до кінцевого, який відповідає руйнуванню труби з дефектами, тобто коли дефект (тріщина) проросте в глибину матеріалу (стінки) до значення 80 % від товщини стінки ($c_{DK}/d = 0,8$) [63, 80, 81].

Для визначення швидкості росту тріщини в металі зі плином часу використаємо інформацію про швидкість збільшення КІН K_1 у залежності від кількості N циклів навантаження [85]:

$$\frac{dK_1}{dN} = \sigma_{cycl} \left(\sqrt{\frac{3,77(L + \beta_v(\gamma_v + \ln(1 - \gamma_v)))}{Q(L, \sigma_p, \theta) + \beta_v(\gamma_v + \ln(1 - \gamma_v))}} - \sqrt{\frac{3,77L}{Q(L, \sigma_p, \theta)}} \right), \quad (2.13)$$

де $\beta_v = \Delta L / (N \times (\gamma_v + \ln(1 - \gamma_v)))$; $\gamma_v = (K_1/K_{1C})^2$; σ_{cycl} – амплітуда напружень за циклічного навантаження.

Для оцінювання швидкості V_L поширення тріщини довжиною L вздовж труби (по осі z на рис. 1.3) використовуємо вираз [88]:

$$V_L = \frac{dL}{dN} = C_v \left(\frac{\Delta K_1}{\sqrt{1 - R_{v1}}} \right)^{nv}; \quad R_{v1} = \frac{\Delta \sigma_{Rsk, \min}}{\Delta \sigma_{Rsk, \max}}. \quad (2.14)$$

Тут C_v , nv – емпіричні константи; R_{v1} – асиметрія циклу навантаження; $\Delta \sigma_{Rsk}$ – амплітуда експлуатаційних напружень, яку не можна перевищувати.

2.3. Моделювання функціональних особливостей газопроводів

Для якісного функціонування підземних трубопровідних систем необхідне ефективне діагностування окремих ділянок ПСГТ з урахуванням інформації, зокрема, щодо деградації металу. Відповідні підходи дозволять оптимізувати систему підтримки працездатності тривало експлуатованих газопроводів.

Деградація металу підземних трубопроводів пов'язана з характеристиками деформування, зокрема, пластичного, і руйнуванням. Встановлено, що в процесі тривалої експлуатації конструкційних деградованих сталей найінтенсивніше погіршуються характеристики опору крихкому руйнуванню, що небезпечно з огляду неконтрольованого росту тріщин, особливо за дії агресивних корозивно наводнювальних середовищ [89].

За результатами виконання комплексних експериментальних досліджень встановлено характер впливу енергії пружної деформації газопроводу на його опірність руйнуванню, функціонально описаний емпіричною залежністю [90]:

$$K_w = 1/\exp(100 \times W_p) + 1/(1 + \exp(-100 \times W_p)) , \quad (2.15)$$

де W_p – питома енергія пружної деформації газопроводу, МДж/м; K_w – коефіцієнт падіння тріщиностійкості труб. Коректність цього виразу підтверджена експериментально на різних типах трубних сталей в діапазоні експлуатаційних навантажень газопроводів: для сталі X70 при навантаженні, еквівалентному внутрішньому тиску в 7,4 МПа; для сталі 17Г1С при навантаженні, еквівалентному внутрішньому тиску в 5,4 МПа. Внутрішній тиск в 7,4 МПа для газопроводу є нормативним значенням [91].

Уточнимо (2.15), увівши безрозмірне відношення W_p/W_{p0} :

$$K_w = 1/\exp(100 \times W_p / W_{p0}) + 1/(1 + \exp(-100 \times W_p / W_{p0})) , \quad (2.16)$$

де $W_{p0} = 1$ МПа.

Врахуємо енергію непружного (пластичного) деформування. В основі моделі корозійної втоми металу використаємо енергетичний критерій механіки руйнування, згідно з яким у довільному елементарному об'ємі матеріалу відбувається акт руйнування, якщо сумарна незворотно розсіяна в ньому енергія пластичного деформування W за всі цикли навантаження досягне критичного значення W_Z , яке рівне енергії руйнування матеріалу [92, 93]:

$$W = \alpha \times W_Z \Rightarrow W_Z = W_0 + W_S + \Delta N \times W_C = \alpha \times \gamma_T \times \Delta a = \alpha \times \sigma_{of} \times \delta_{fc} \times \Delta a, \quad (2.17)$$

де W_Z – енергія руйнування матеріалу за його однократного статичного навантаження; α – коефіцієнт Морроу; $W_0 = \gamma_D \times \Delta a$; W_0 і γ_D – енергія і питома енергія дисипації пластичних деформацій під час попереднього навантаження відповідно; Δa – зміна (приріст) довжини тріщини; δ_{fc} – критичне розкриття тріщини; $\sigma_{of} \approx (\sigma_T + \sigma_B)/2$; $\gamma_T = \sigma_{of} \times \delta_{fc}$ – питома енергія руйнування, потрібна для утворення одиниці довжини тріщини. Критеріями для оцінювання параметрів γ_D , γ_T , σ_{of} (2.17) є їх оптимальні значення за i -й період часу (протягом багатьох циклів навантаження).

Врахуємо також енергію непружного (пластичного) деформування поверхневого шару у вершині корозійної тріщини WPL , яка зв'язана з КІН K_1 виразом [52]:

$$K_1 = \sqrt{\frac{E}{1-\nu^2} \cdot \left(WPL - z_{si} F \rho \delta \frac{\eta}{M} \right)}, \quad K_1 = K_{1SCC} = \sqrt{E \cdot \sigma_T \cdot \delta_{1C}}. \quad (2.18)$$

Тут z_{si} – формальний заряд сольватованих (гідратованих) іонів;

WPL – поверхнева енергія пластичного деформування, Дж/м²;

$F = 96500$ Кл/моль – постійна Фарадея;

$\delta = 2r$ – ширина фронту мікротріщини, що насувається, м (довжина фронту L перпендикулярна проекції тріщини на рис. 1.3);

M – молекулярна маса металу, кг/моль ($M = 0,0558$ кг/моль – для сталі);

E, ν – модуль поздовжньої пружності матеріалу (Юнга) та коефіцієнт Пуассона відповідно;

η – електрохімічне перенапруження (В), тобто відхилення електродного потенціалу від його рівноважного (відносно до приелектродного складу розчину) термодинамічного значення під час поляризації електроду під струмом, В.

Необхідно відзначити, що друге співвідношення (2.18) впливає з КРТ критерію міцності (критичного розкриття тріщини), який визначає гранично рівноважний стан пружнопластичного тіла з тріщиною на момент досягнення в її вершині розкриття δ_{1c} і виконується для напруження $\sigma/\sigma_T=1$ [94]. Методика розрахунку КІН K_1 для діапазону механічних напружень $1 < \sigma/\sigma_T \leq \sigma_B/\sigma_T$ наведена у праці [95] і ґрунтується на використанні підходів механіки деформівного твердого тіла (МДТТ).

На першому етапі за результатами розрахунків на статичну міцність і довговічність механічних та електрохімічних параметрів для лінійної ділянки підземного трубопроводу (металевої труби), з урахуванням співвідношень (1.1)–(1.10), (2.1)–(2.18), запропоновано систему прийняття рішень, що дозволяє дослідникам здійснити поділ (класифікацію) дефектів підземних металоконструкцій (зокрема, труб) за ступенем небезпеки, планувати терміни та обсяги ремонтних або відновлювальних робіт тощо [14, 63].

Висновки до розділу 2

1. Визначено основні фізико-хімічні параметри, які характеризують стадії експлуатації лінійної частини трубопроводу з урахуванням якості покриття, його товщини, а також агресивності ґрунту.

2. Виділено основні чотири чинники пошкоджуваності, що погіршують із часом стан підземної металоконструкції: деградація механічних

властивостей матеріалу; корозійне ураження; стрес-корозія; втомне циклічне навантаження.

3. Узагальнено співвідношення для глибини поверхневого дефекту (тріщини) підземної металевої труби зі сталі за умов циклічного механічного навантаження з урахуванням корозійного впливу.

4. Запропоновано методику уточнення параметрів, які характеризують надійність, довготривалість і максимальну глибину дефекту ділянок підземного трубопроводу, які контактують з ґрунтовим електролітом.

5. Для опису процесу деформування газопроводу враховано енергію пружного деформування і енергію непружного (пластичного) деформування, тобто енергію руйнування, згідно з якою у довільному елементарному об'ємі матеріалу відбувається акт руйнування, якщо сумарна незворотно розсіяна в ньому енергія пластичного деформування W за всі цикли навантаження досягне критичного значення W_z , яке рівне енергії руйнування матеріалу. Враховано також пластичну поверхневу енергію деформування поверхневого шару WPL у вершині тріщини, яка контактує з ґрунтовим електролітом.

6. Запропоновано елемент кваліметричного критерію якості лінійної ділянки ПГ, який характеризує надійність матеріалу труби за матеріалом та призначенням.

РОЗДІЛ 3. КОНТРОЛЬ ЗАХИЩЕНОСТІ СТАЛЬНИХ ПІДЗЕМНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

3.1. Контроль стану труб з корозійними тріщинами з урахуванням поляризаційного потенціалу

Запропоновано підхід до розв'язування завдань прогнозу стану труб з корозійними тріщинами з урахуванням поляризаційного потенціалу U_p і ризиків $R(X_i, FB(X_i))$ у вигляді рекомендацій для подальшої реалізації з допомогою автоматизованої системи керування.

Для заданої функції втрат ризик $R(x, z, FB(X_i), U_p)$ визначають як умовне математичне сподівання функції втрат з урахуванням конкретних значень параметрів x, z [96]:

$$R(x, z, FB(X_i), U_p) = \int s(x, z, FB(X_i), U_p) f(x, z) dx, \quad (3.1)$$

де $f(x, z)$ – функція розподілу ймовірності втрат; x – сукупність величин, які характеризують початкові умови (вихідні дані); X_i – інформаційні потоки ($i = 1, 2, 3, \dots, n_p$); z – сукупність величин, які характеризують прийняте рішення (за даним значенням компонент x проводиться оцінка \bar{z} – середнього значення визначальних параметрів для діапазону z); $s(y, z, FB(X_i), U_p)$ – функція втрат під час руйнування труби.

Запропоновано алгоритм відбору й впорядкування інформації, який стосується моніторингу підземних газопроводів з урахуванням корозії та пристроїв електрохімічного захисту (УКЗ).

1. Апаратура БВС-2 забезпечує процедуру вимірювання глибини залягання h_z (осі) підземного газопроводу з показом результатів на цифровому індикаторі (додаток В). Особливості функціонування апаратури БВС-2 частково описано у працях [22, 23, 47, 97].

2. Апаратура БВС-2 забезпечує безконтактні вимірювання електричного струму, що протікає у підземному газопроводі з показом результатів вимірів на цифровому індикаторі (додаток В).
3. Вимірювання поляризаційного та сумарного потенціалів відносно насиченого мідно-сульфатного електроду (МСЕ) порівняння [48, 98, 99].
4. Вимірювання швидкості ґрунтової корозії металу труби в діапазоні $10^{-5} \div 5$ мм/рік [48, 98, 99].
5. Визначення швидкості залишкової корозії металу трубопроводу у діапазоні $10^{-5} \div 5$ мм/рік [48, 98, 99].
6. Вимірювання температури поверхні металу трубопроводу [48, 98, 99].
7. Врахування інформації про ризики, пов'язані із стрес-корозійним руйнуванням [26].
8. Врахування інформації про якість підземних металевих конструкцій у контексті довговічності.

Аналіз аварій підземних трубопроводів дозволив установити [26]:

- 1) найбільший ризик руйнування газопроводів за стрес-корозійним механізмом відповідає часу експлуатації від 11 до 16 років років;
- 2) гранична глибина критичних стрес-корозійних тріщин приймає значення приблизно 70 % товщини d стінки труби.
- 3) В основному глибина критичних тріщин стрес-корозійного пошкодження приймає значення 50÷60 % товщини d стінки труби.
- 4) середня швидкість корозійного пошкодження під час напрацювання ПТ більше 20 років приймає значення від 0,5 до 0,9 мм/рік, а під час руйнування з напрацюванням порядку 7-11 років швидкість корозії зростає до 1,3÷1,5 мм/рік.

Аналіз, проведений на основі вище поданої інформації, дозволяє з більшою ймовірністю порівняно з [48, 98, 99] визначити ділянки газопроводу, піддані стрес-корозійному руйнуванню, і оцінити ризик руйнування на основі співвідношення (3.1).

Ризик ПТ також оцінюють з урахуванням співвідношення між довжиною тріщини L та її глибиною c_{DF} [100].

Графічні залежності кривих безпечних станів міцності газопроводу свідчать, що в залежності від довжини L та глибини $c=c_{DK}$ виявлених тріщиноподібних дефектів існує потенційна можливість виникнення як корозійно-втомного (за крихким механізмом), так і в'язкого руйнування [100]. Дефекти довжиною $L \leq 150$ мм та глибиною $c = c_{DK} \geq 3,5$ мм становлять потенційну загрозу виникнення (зародження) та розвитку тріщиноподібного дефекту за корозійно-втомним механізмом [100]. Дефекти довжиною $L \geq 150$ мм та глибиною $c = c_{DK} \leq 3,5$ мм більш схильні до розвитку руйнування за в'язким механізмом, причому зі збільшенням довжини L цих дефектів потенційно зростає можливість його реалізації [100].

Емпірична формула для оцінювання зони ураження від розриву газопроводу має вигляд [100]:

$$R_U = 99 \times D \times \sqrt{P_e}, \quad (3.2)$$

де: R_U – радіус зони ураження, м; P_e – максимальний експлуатаційний тиск, МПа. Введемо нормуючий множник P_0 ($P_0=1$ Па) для впорядкування розмірності і співвідношення (3.2) приймає вигляд:

$$R_U = 99 \times D \times \sqrt{P_e / P_0}. \quad (3.3)$$

Для коректної інтерпретації виявлених у процесі технічного діагностування дефектів доцільно використовувати положення модифікованого американського стандарту [101] і при цьому діапазон довжин тріщин $L \approx [100 \div 1000$ мм].

Для розрахунку рівня ризику ПТ використаємо відносні безрозмірні параметри [44]:

$$X_1 = \frac{pH - \overline{pH}}{\Delta pH}; \quad X_2 = \frac{\sigma - \overline{\sigma}}{\Delta \sigma}; \quad X_3 = \frac{\varphi - \overline{\varphi}}{\Delta \varphi};$$

$$\Delta pH = pH(\max) - \overline{pH}; \quad \Delta \sigma = \sigma(\max) - \overline{\sigma}; \quad X_3 = \varphi(\max) - \overline{\varphi}; \quad (3.4)$$

Тут pH – кислотність ґрунту; σ – величина механічного напруження; φ – захисний (поляризаційний) потенціал трубопроводу, тобто $\varphi = U_p$; \overline{pH} , $\overline{\sigma}$, $\overline{\varphi}$ – усереднені значення pH , σ , φ . Відповідно до вказаних параметрів інтервали значень pH , σ , φ наступні [44]: для pH ґрунту – $pH = 2 \div 9$; для захисних потенціалів φ – $\varphi = 0,5 \div 3,5$ В; для механічних напружень σ – $\sigma = (0,5 \div 0,9) \sigma_{0,2}$.

Безрозмірне і розмірне рівняння для визначення рівня ризику Y і Y_* корозійного розтріскування під напруженням (КРН) має вигляд [44]:

$$\begin{aligned} Y = & 0,618 - 0,097 \cdot X_1 + 0,149 \cdot X_2 + 0,179 \cdot X_3 - \\ & - 0,063 \cdot X_1^2 - 0,025 \cdot X_2^2 - 0,093 \cdot X_3^2 + \\ & + 0,025 \cdot X_1 \cdot X_2 + 0,01 \cdot X_1 \cdot X_3 + 0,013 \cdot X_2 \cdot X_3, \end{aligned} \quad (3.5)$$

$$\begin{aligned} Y_* = & -0,289 + 0,03 \cdot pH + 0,73 \cdot \sigma + 0,265 \cdot \varphi - \\ & - 0,005 \cdot pH^2 - 0,062 \cdot \sigma^2 - 0,041 \cdot \varphi^2 + \\ & + 0,003 \cdot pH \cdot \sigma - 0,002 \cdot pH \cdot \varphi + 0,042 \cdot \sigma \cdot \varphi. \end{aligned} \quad (3.6)$$

Тут для співвідношень (3.5), (3.6) числові дані (коефіцієнти) встановлено на основі аналізу великого обсягу відомих експериментальних даних, отриманих протягом періоду від 1991 до 2010 року, з урахуванням основних марок сталі для ПТ 13ГС, 17ГС, 17Г1С, Х70, К60, 17Г2СФ тощо.

Рекомендації щодо прогнозу стану труб з корозійними тріщинами для подальшої експлуатації ПГ можна встановити на основі алгоритму контролю за параметрами, наведеного на рис. 3.1.

Для контролю стану труб (рис. 3.1) використано два підходи. Перший з них стосується механіки деформівного твердого тіла (МДТТ), механіки та фізики руйнування і в ньому важливими та інформативними є параметри тріщиностійкості: пороговий (K_{th}) і критичний (K_{fc}) коефіцієнти інтенсивності напружень [102]; кут розкриття вершини тріщини $\alpha \equiv \text{СТОА}$ (рис. 1.4), енергія пластичного деформування матеріалу в розрахунку на одиницю довжини тріщини S_c [103–105]; характеристики в'язкості руйнування – K_{1C} , G_{1C} [94, 106, 107]. Критичний КІН K_{1C} є основним параметром для формулювання критерію в'язкості руйнування матеріалу [106, 107]. З K_{1C} зв'язаний G_{1C} , який виражає роботу пластичної деформації під час просування тріщини на одиницю довжини в момент руху ($K_{1C} = \sqrt{G_{1C}E/(1-\nu^2)}$) [94, 107].

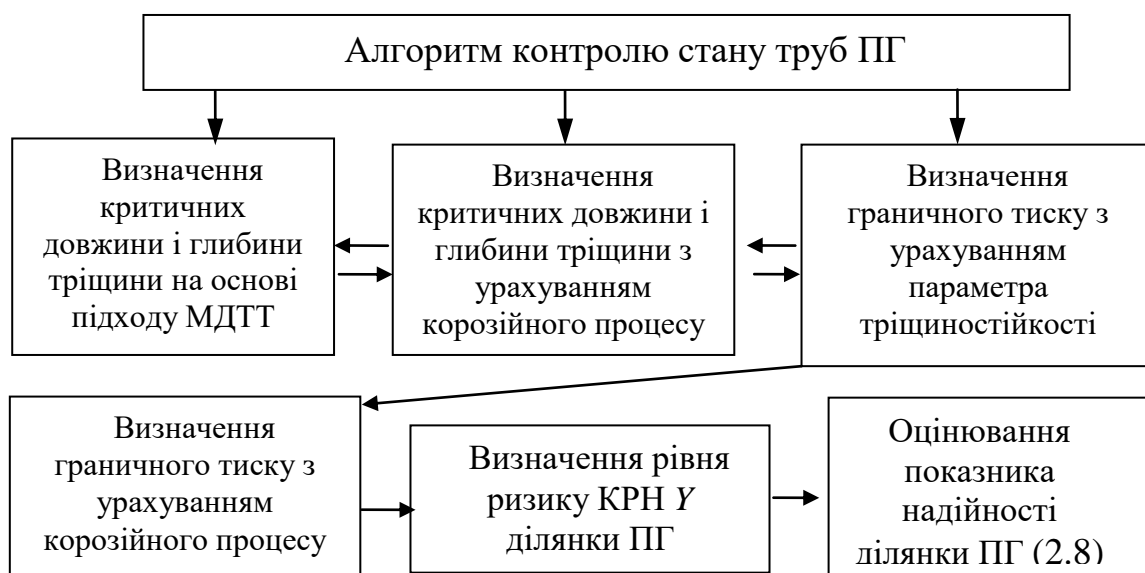


Рисунок 3.1. Система (алгоритм) прогнозу стану труб ПГ на основі підходу МДТТ з урахуванням корозійного процесу

Між параметрами СТОА та S_c існує зв'язок [103–105]:

$$\text{СТОА}_c = \frac{180}{\pi} \times (2571) \times \frac{S_c}{\sigma_{od}}, \quad \sigma_{od} = 0,65(\sigma_{0,2} + \sigma_s). \quad (3.7)$$

Тут $\sigma_{0,2} \equiv \sigma_T$; σ_s – границя міцності матеріалу; σ_{od} – параметр стійкості матеріалу до динамічного впливу.

З допомогою кута розкриття вершини тріщини $\alpha \equiv \text{СТОА}$ сформульовано критерій руйнування матеріалу труби [105]:

$$\text{СТОА}_c > \text{СТОА}_{\max}, \quad (3.8)$$

де СТОА_{\max} – максимальне значення усталеного кута розкриття вершини тріщини.

Другий підхід має відношення до корозійного процесу в металі труби і його розвинуто з використанням положень фізики поверхні та електрохімії [108]. В ньому розглянуто математичну модель фізико-хімічних процесів у вершині тріщини металу під час механічного навантаження у водному розчині електроліту, зокрема, рівняння типу Тафеля між анодним струмом і різницею електродних потенціалів і співвідношення (типу Kaeshe) для густини струму на ювенільній поверхні дна тріщини [108].

Порівняння результатів контролю параметрів ділянок труби на основі двох підходів (рис. 3.1) дозволяє більш коректно проводити розрахунки і формулювати рекомендації щодо проведення ремонтних робіт порівняно зі ситуацією використання тільки одного з підходів.

3.2. Особливості функціонування підземних газопроводів в умовах малоциклової втоми з урахуванням впливу ґрунтового електроліту

Обмежимося розглядом підземних газопроводів, які знаходяться у ґрунтовому електроліті в умовах малоциклової втоми.

Для удосконалення нормативних документів доцільно побудувати комплексну математичну модель, яка об'єднає фізико-хімічну модель втомно-корозійних процесів типу [32], методику нагромадження пошкоджень [109–111] і елементи теорії ризиків [112].

Для оцінювання швидкості росту втомної тріщини в металі на середній

прямолинійній ділянці кінетичної кривої використовуємо рівняння Періса [92, 113]:

$$V_a = da/dN = C_t(\Delta K)^n, \quad \Delta K_{th} < \Delta K < K_{IC}, \quad (3.9)$$

де $2a = L$ – довжина тріщини; N – кількість циклів навантаження; ΔK – розмах КІН K_I ; C_t і n – сталі Періса (Paris constants); ΔK_{th} – поріг втоми (fatigue threshold); ΔK_{IC} – розмах в’язкості руйнування (fracture toughness) матеріалу.

Співвідношення (3.9) удосконалено у працях [86, 114]:

$$da/dN = F(C_i, P_j(\sigma), A_n(\tau), B_m(S)) . \quad (3.10)$$

Тут F – символ функціональної залежності; C_i – константи, що характеризують систему “матеріал–середовище”; $P_j(\sigma)$ – параметри напружено-деформованого стану (НДС) матеріалу (сталі), що є функціями прикладених до тіла зовнішніх зусиль; $A_n(\tau)$ – параметри, які визначають у часі τ фізико-хімічні процеси, що проходять між деформованим металом і корозійним середовищем; $B_m(S)$ – параметри, що характеризують стан поверхонь матеріалу S , які утворюються під час руйнування.

Швидкість росту корозійної тріщини характеризуємо трьома основними параметрами K_{max} , pH_{IC} , E_{IC} і відповідне рівняння типу (3.10) набуде вигляду [92]:

$$V_{ae} = (da/dN)_e = F(C_i, K_{max}, pH_{IC}, E_{IC}, B_m(S)), \quad (3.11)$$

де K_{max} – максимальна величина КІН в циклі для тріщин нормального відриву; pH_{IC} – водневий показник середовища; E_{IC} – електродний потенціал металу.

Довговічність (ресурс) елемента конструкції з тріщиною, тобто період N_C обчислюємо за формулою, аналогічною [92, 114]:

$$N_C = C_a \int_{a_0}^{a_c} \frac{da}{(\Delta K(a, \Delta a, \Delta \sigma, K_1, pH_{tC}, E_{tC}, B_m(S)))^n}; \quad N_{VC} = N_C / N_{C*}. \quad (3.12)$$

Тут a_0 , a_c – початковий і критичний розміри втомної макротріщини матеріалу; N_{C*} – кількість циклів навантаження базового зразка; N_{VC} – відносна кількість циклів навантаження ПГ. Параметр $a_0 = d_*$, де d_* розмір зони перед руйнування (частини статичної (d_{pm}) і циклічної (d_{pc}) пластичних зон).

Є можливість використати електрохімічні характеристики pH_{tC} , E_{tC} для опису механізмів локального анодного розчинення (ЛАР) і водневого окрихчення (ВО) сталі аналогічно як у праці [92, 114]. Ці механізми проявляються у вершині корозійної тріщини (у дефекті покриття ПГ).

Відповідно до розділення аналогічно як у праці [92, 114] запишемо:

$$\Delta(da/dN)_e = \Delta(da/dN)_{eA} + \Delta(da/dN)_{eH}, \quad (3.13)$$

де $\Delta(da/dN)_{eA}$ and $\Delta(da/dN)_{eH}$ стосуються ЛАР і ВО сталі у вершині тріщини.

Прирости (3.13) можна записати аналогічно як у працях [92, 114]:

$$\Delta(da/dN)_{eA} = \beta_A \times \Delta E_A, \quad \Delta(da/dN)_{eH} = \beta_H \times \Delta E_H, \quad (3.14)$$

де β_A – коефіцієнт, який характеризує систему метал – розчин електроліту;
 ΔE_A – зміна параметра, що характеризує синергетичний ефект (вплив напружень, електролітичного водню тощо) на механізм ЛАР металу;
 β_H – коефіцієнт, що характеризує систему метал – зовнішнє середовище і залежить від часу впливу середовища на метал, концентрації водню і заповнення поверхні домішками поблизу вершини тріщини, швидкості дифузії домішок, критичної концентрації водню поблизу вершини тріщини, де є максимальне механічне напруження, параметрів напружень і деформацій в околі вершини тріщини тощо;

ΔE_H – зміна параметра, який характеризує синергетичний ефект (зокрема, вплив напружень і процесів ЛАР тощо) та забезпечують зміни концентрації водню поблизу вершини тріщини під час корозійної втоми.

Для визначення густини корозійного струму I_{Kz} і довжини поверхневої корозійно-втомної тріщини $L=2a$ використаємо формули [115]:

$$I_{Kz}(N) = I_0 \cdot N^\zeta; \quad a = \left[\frac{1}{A} \cdot \left(\frac{\sigma_p}{\sigma_{\max}} \right)^m \cdot \frac{M}{z \cdot F \cdot \rho} \cdot \frac{1}{f} \cdot \left(\frac{I_0}{\zeta + 1} \cdot N^{\zeta+1} \right) \right]^{\frac{1}{n}}. \quad (3.15)$$

де M – молекулярна вага металу; z – кількість електронів, що приймають участь у реакції електрохімічного розчинення металу; F – стала Фарадея; ρ – густина металу; f – частота циклічного навантаження; $I_{Kz}(N)$ – залежність інтегрального корозійного струму на циклічно деформованій поверхні від числа циклів навантаження N ; σ_{\max} – максимальне напруження циклу навантаження; m, n, I_0 та ζ – константи системи “матеріал-середовище”.

За аналогією до (3.15) запишемо вираз густини $I_K(N)$ струму:

$$I_K(N) = I_{Kz}(N) / S_T = I_0 \cdot N^k / (\pi D d), \quad (S_T = \pi D d, \quad D \gg d). \quad (3.16)$$

Тут $S_T \approx 2\pi R d = \pi D d$ – площа перерізу труби.

Співвідношення (типу Кеше) для густини анодного струму I_A у вершині тріщини [52,116] наступне (рис. 1.4):

$$I_A = \frac{\alpha \cdot \chi \cdot \Delta \psi_{ak}}{\delta \cdot \ln((h + c + r) / \delta)}, \quad (3.17)$$

де α – кут у вершині тріщини; χ – електропровідність електроліта; $\Delta \psi_{ak}$ – омічна зміна потенціалу між анодною і катодною частинами; (рис. 1.4). Співвідношення (3.17) записано для вершини тріщини – анода А, тобто для

ділянки, яка відповідає півколу πr на рис. 1.4. Бокові відрізки тріщини (c) і каверни ($h/\cos(\alpha/2)$) є проекціями катодної K області дефекта, яка покрита слабо провідними окислами. Аналогічний рисунок наведено у праці [52] та відзначено, що вказаний дефект (каверна з тріщиною) заповнений корозійним середовищем і знаходиться на поверхні труби діаметра D ($h+c+r < d$).

Розглянемо приклад вихідних даних для вершини тріщини, що знаходиться на зовнішній поверхні труби із сталі, яка контактує із агресивним середовищем типу ґрунтового електроліту:

$c_0 = h_0 = 0,5$ мм – початкові дані розміру тріщини;

$I_A = 0,2$ А/м² – густина струму ($v_A = 0,23$ мм/рік);

$\alpha = 0,087$ радіана (5°) – кут у вершині тріщини;

$\chi = 6$ (Ом·м)⁻¹ – електропровідність електроліту (5 % – розчин NaCl);

$\Delta\psi_{ak} = 4$ мВ – омичне падіння потенціалу у вершині тріщини;

$h+c = 7$ мм; $\delta = 0,01$ мм – ширина ювенільної поверхні;

$$\delta \ln((h+c)/\delta) = 0,0655 \text{ мм.} \quad (3.18)$$

З урахуванням (3.12), (3.15)–(3.17) і даних (3.18) розроблено алгоритм, комп'ютерну програму і (як приклад) отримано залежності швидкості V_n корозійної тріщини і відносної глибини $g = c/c_0$ від часу t (час t у місяцях) і подано на рис. 3.2. Розмірність $[V_n] = 1$ мкм/рік. Початкова ширина тріщини при цьому $c_0 = 0,5$ мм приймається аналогічно як у праці [86].

Встановлено, як видно з рис. 3.2, що з часом швидкість V_n тріщини зменшується, а відносна глибина $g = c/c_0$ зростає за нелінійним законом.

Необхідно відзначити, що дані (3.18) і результати на рис. 3.2 відповідають відомим експериментальним даним праці [86]. Розходження між точним і наближеним розв'язками стосовно вказаної задачі не перевищує 7 %.

3.3. Моделювання процесу поширення корозійних втомних тріщин у підземних газопроводах з використанням критерію і функціоналу якості

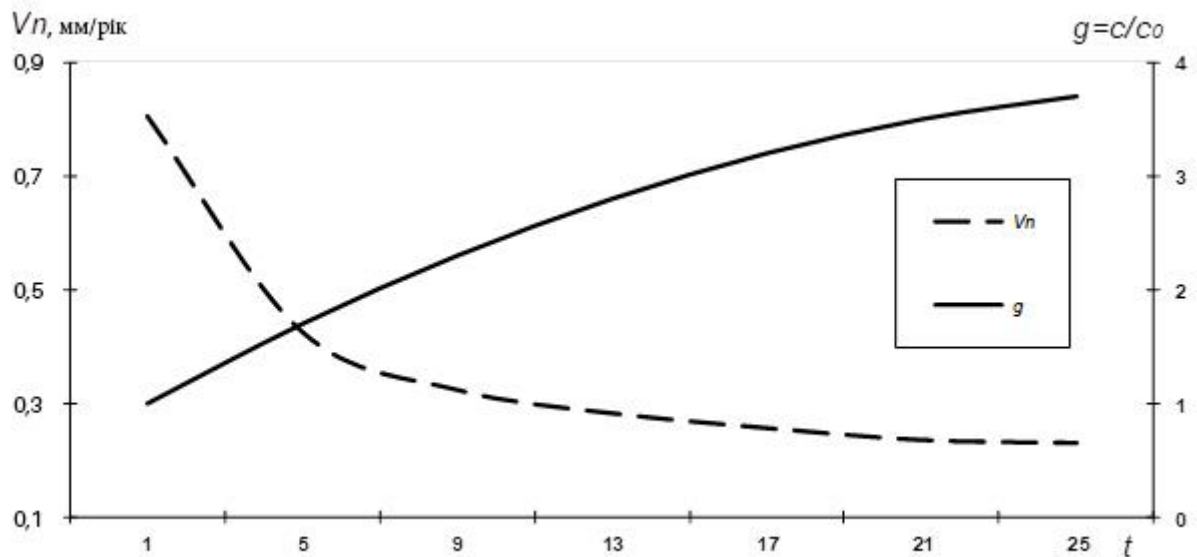


Рис. 3.2. Залежності швидкості $V_n \equiv V_n$ (мм/рік) корозійної тріщини та її відносної глибини $g = c/c_0$ від часу t (час t в місяцях)

Контроль захищеності підземних газопроводів (ПГ) необхідно проводити з метою уникнення перебоїв постачання транспортованого продукту. При цьому враховують можливості руйнування металоконструкцій та екологічних катастроф.

Контроль захищеності ПГ пов'язують із поляризаційним потенціалом [47, 48] і якістю ізоляційного покриття [117, 118], зокрема, враховують питоме затухання електричного струму D_{PZ} .

Критерієм “доброго” стану ізоляції $D_{PZ} = 0,01$ дБ/м вважається умова, що захисний (поляризаційний) потенціал приймає значення “-0,8 В” (МСЕ) на відстані 5 км від станції катодного захисту [118].

Підземні газопроводи функціонують в специфічних умовах агресивного (корозійних) впливу ґрунтового середовища, що зумовлює необхідність нанесення на їх поверхню ізоляційних покриттів як металевих, та і

діелектричних. Ефективність ізоляційних покривів визначає надійність ПГ. Завдання оцінювання ресурсу ізоляції та металу ПТ є досить складними, оскільки залежать від багатьох причин. Основні з них – якість ізоляції і її взаємодія з оточуючим ґрунтом. На якість ізоляції впливає якість матеріалів, якість процедури очищення труб, реалізація заходів щодо захисту ізоляції від пошкоджень у процесі прокладання і експлуатації ПГ [119].

Стандарти щодо забезпечення надійності сталевих ПГ бажано удосконалювати. Проте вони повинні враховувати критерії і принципи розрахунку параметрів, які були в минулому. Особливу увагу слід звернути на інформацію, подану в критеріях, які стосуються температурного стану, а також адгезійної міцності покриттів [119, 120].

Для прогнозування місць утворення корозійних та механічних дефектів у трубі газопроводу важливо знати поздовжні і поперечні градієнти температур ($gradT$), неврахування яких приводить до похибок оцінювання температури і, відповідно, до неточного визначення місць витоку газу, який чинить тиск.

Концептуальна модель, з допомогою якої можна оцінювати якість функціонування сталевих трубопроводів, може бути подана у вигляді [119, 120].

$$K_s = K_s(T, gradT, A(L, G, S), \sigma_p), \quad N_z = N_z(T, gradT, A(L, G, S), \sigma_p), \quad (3.19)$$

Тут відповідно до номенклатури показників якості для сталевих конструкцій необхідно врахувати наступні характеристики довговічності: корозійна стійкість K_s , яка залежить від дії середовища, і термін служби N_z [121]. Нормативні значення корозійної агресивності представляють хімічні та електрохімічні реакції, що призводять до корозійних втрат $A(L, G, S)$ металу труб в залежності від дії рідких (L), газоподібних (G) і твердих (S) середовищ на поверхню трубопроводу [121].

Як основні критерії ступеня захищеності ПГ від електрохімічної корозії використовуємо оптимальні значення фундаментальних показників: поляризаційний U_p та корозійний E_c потенціали металу (сталі), швидкість

грунтової корозії I_K (густину електричного струму), швидкість залишкової корозії I_{KO} металу трубопроводу у дефекті захисного покриття ($I_{KO} = I_A$) [119, 122]. Класифіковано нерівномірності напруженості електричного поля навколо трубопроводу, які створюються катодним струмом, і характеризують його поляризаційний U_p потенціал [122]: I типу – по довжині трубопроводу; II типу – по колу трубопроводу; III типу – екрануюча дія межі "грунт – повітря". Встановлено, що перші два типи нерівномірностей найбільшою мірою впливають на U_p у точці трубопроводу. Запропоновано вказані нерівномірності I, II, III типів урахувати під час уточнення числових значень U_p [122].

III умовно розглядаємо як металевий електрод із захисним покритвом. Між металом і покритвом утворюється дефект, в який може проникати розчин ґрунтового електроліту. Під час вмикання зовнішнього джерела струму (установки катодного захисту – УКЗ) рівновага електрохімічних реакцій, які проходять на поверхні металу за потенціалу E_c , порушується [119].

Вимоги до ізоляційних покриттів трубопроводів наступні [119, 123]:

- 1) суцільність, що забезпечує надійність покриття (в іншому випадку оголюється поверхня газопроводу і виникають корозійні пошкодження);
- 2) водонепроникність, а отже, забезпечення неможливості насичення пор покриття ґрунтовою вологою, що не допускає контакт електроліту з металом;
- 3) адгезія покриття до металу – один з основних показників якості ізоляційного покриття (під час порушення адгезії знижується опірність покриття механічним впливам, а також проникненню під нього електроліту) (робота адгезії оцінюється методами фізики поверхні і механіки деформованого твердого тіла);
- 4) хімічна стійкість, що забезпечує тривалу роботу покриття в умовах найбільш агресивних ґрунтів;
- 5) електрохімічна нейтральність – окремі складники покриття не повинні брати участь у катодному процесі, в іншому випадку це може призвести до руйнування ізоляції трубопроводу;

- б) механічна міцність, достатня для ізоляційно-укладальних робіт на трасі трубопроводу;
- 7) термостійкість, яка визначається необхідною температурою розм'якшення, що важливо для ізоляції «гарячих» трубопроводів, і температурою настання крихкості, що важливо для ізоляційних робіт у зимовий час;
- 8) діелектричні властивості, що визначають опір виникненню корозійних елементів на поверхні трубопроводу і забезпечують економічний ефект від застосування електрохімічного захисту;
- 9) можливість механізації нанесення ізоляційного покриття;
- 10) недефіцитність;
- 11) економічність (вартість покриття повинна бути значно менша вартості труби).

Надійні покриття сприяють збільшенню терміну T_S безаварійної експлуатації газопроводу. Термін T_S (тобто ресурс трубопроводу) з урахуванням корозійного струму можна оцінити за формулою [123,124]:

$$T_S = (h_{zm}(I_A) - h_{max}) / I_A, \quad (3.20)$$

де $h_{zm}(I_A)$, h_{max} – геометричні розміри змінного дефекту і дефекту максимально допустимої глибини; I_A – анодний (корозійний) струм, розмірність якого, зокрема, 1 мм/рік (1 мм/рік $\sim 0,8616$ А/м²).

З використанням балансових співвідношень, граничних умов дифузійного типу, а також (3.12), (3.20) уточнено залежності швидкості поширення V_n та відносної глибини $g = c/c_0$ корозійної тріщини від часу t (час t в місяцях) (рис. 3.2). У цьому варіанті прирівняно N_C і T_S . Встановлено, що похибки оцінювання швидкості V_n поширення корозійної тріщини і відносної глибини дефекту $g=c/c_0$ не перевищують 9 %.

Аналогічно як у [125] використаємо добуток $k_p = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3$; k_1 – коефіцієнт комерційного виграшу; k_2 – коефіцієнт рівня конкурентоспроможності

(конкурентоздатності)) ПГ; k_3 – коефіцієнт надійності ПГ ($k_3=Y_N$).

Аналогічно як у [125] мультиплікативний кваліметричний критерій якості для ділянки ПГ подамо у вигляді [92]:

$$Z_1 = \prod_{i=1}^m k_i = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_6 \cdot k_7 \cdot k_8 \Rightarrow \max, \quad (3.21)$$

де $k_4(D_f)$, $k_5(p_S)$, $k_6(\sigma_{ve})$, $k_7(K_S)$, $k_8(T_S)$ – коефіцієнти, які характеризують дефектність D_f , міцність p_S , границю корозійної втоми $\sigma_{ve}(N_P)$, вплив покриття на корозійну стійкість K_S , термін безаварійної роботи T_S (ресурс) конструкції.

Уведемо також критерій якості Z_2 у адитивній формі [92]:

$$Z_2 = a_1 \cdot k_1 + a_2 \cdot k_2 + a_3 \cdot k_3 + a_4 \cdot k_4 + a_5 \cdot k_5 + a_6 \cdot k_6 + a_7 \cdot k_7 + a_8 \cdot k_8 \Rightarrow \max. \quad (3.22)$$

Тут a_j ($j = 1, 2, \dots, 8$) – коефіцієнти вагомості.

Основні кількісні критерії для оцінювання надійності інвестиційного проекту (удосконалення технології антикорозійного захисту металевих ПТ) сформулюємо аналогічно як у працях [126–128], прийнявши до уваги: $DROI$ – дисконтований коефіцієнт рентабельності інвестицій у проект; DPP – термін окупності проекту з урахуванням дисконтування; SR – чутливість проекту; NVP – запас міцності проекту за його основними параметрами [92]:

$$N_{DROI} = NVP / DCF_{INV} = PI - 1; \quad N_{DPP} = 1 - DPP / T_p. \quad (3.23)$$

Тут DCF_{INV} – дисконтований грошовий потік від інвестиційної діяльності; NVP – чиста приведена вартість проекту; PI – індекс доходності проекту; T_p – горизонт розрахунку показників ефективності; N_{DROI} , N_{DPP} – показники надійності проекту за критеріями $DROI$ і DPP .

Загальний показник надійності N_Z інвестиційного проекту для ПТ з урахуванням ризику R_T визначаємо за критерієм [92]:

$$N_Z = N_{DROI} \times N_{DPP} \times SR(R_T), \quad (3.24)$$

де $SR(R_T)$ – інтегральна оцінка чутливості проекту (коефіцієнт чутливості) за ключовими параметрами співвідношень (3.20)-(3.24) і ризиком R_T .

У зонах з нестаціонарними пластичними деформаціями доцільно використати критерії адгезійної міцності, біокорозійної агресивності ґрунтів, механічний критерій для коефіцієнта інтенсивності напружень (враховує перенапруження корозійного процесу), критерій корозійної стійкості дефекту, критеріальне співвідношення для оцінювання швидкості залишкової корозії металу в дефекті ізоляційного покриття разом з уведеними діагностичною вагою ознак і діагностичною цінністю обстежень, які доповнюють, уточнюють та удосконалюють систему корозійного моніторингу трубопроводів і зможуть бути використані для контролю та оптимізації корозійного процесу, а також розроблення рекомендацій антикорозійного захисту [92]. З їх допомогою можна проводити оптимізацію умов захисту елементів конструкцій нафтогазової промисловості, які описані та регламентовані державним стандартом [11].

За критерій технічного ризику R_T прийнято [129]:

$$R_T = 1 - P_P / P_M \Rightarrow \min, \quad (3.25)$$

де: P_P – знижений тиск всередині ПТ з урахуванням втрат металу, МПа;

P_M – максимальний тиск, на який розрахований трубопровід, МПа.

Для впорядкування і оптимізації потоків інформації $P_k(X_i)$ у підрозділі НТД використаємо функціонал якості з урахуванням коефіцієнта чутливості SR ($SR = SR(R_T)$) і оберненого зв'язку $FB(X_i)$ [130]:

$$J(P_k(X_i), FB(X_i), T_S) = \int_{t_0}^{t_k} f(\bar{y}, \bar{u}, \bar{s}, SR, T_S) dt \Rightarrow opt. \quad (3.26)$$

Тут \bar{y} – вектор заданих впливів ($y_j(t)$ – компоненти вектора, $j = 1, 2, \dots, n$); \bar{u} – вектор керувань; \bar{s} – вектор невизначених збурень; $[t_0, t_k]$ – інтервал часу, в якому розглядається процес (формування оптимальних потоків інформації $P_k(X_i)$, $k=1, 2, \dots, m$); X_i – параметри системи «ПТ – КЗ»; m – загальне число інформаційних потоків, які розглядаємо в даному підрозділі;

$f(\bar{y}, \bar{u}, \bar{s})$ – функція, що відображає показник якості наукової інформації; $FB(X_i)$ – функція, яка характеризує обернений зв'язок (*Feed-back*) між інформаційними потоками P_i з урахуванням коефіцієнта чутливості SR , ресурсу T_s і думок експертів.

Співвідношення (3.20)–(3.26) дозволять виявити взаємозв'язок між оцінкою технічного стану обладнання (зокрема, ПТ, УКЗ) та його залишковим ресурсом з урахуванням експлуатаційних факторів та режимів, а також створити інженерні програми і провести дослідно-виробничі дослідження для конкретних трубопровідних систем з урахуванням експлуатаційних факторів та режимів і удосконаленого нормативного забезпечення, аналогічно як це відзначено у працях [131, 132].

Об'єднання співвідношень (3.20)–(3.26) з критеріями корозійного моніторингу трубопроводів дозволяє детально з позицій корозійної втоми, електрохімії, фізики поверхневих процесів, механіки руйнування і теорії ризиків вивчати механізми поширення корозійних втомних тріщин у підземних металевих трубопроводах, що контактують з агресивними середовищами, зокрема, ґрунтовим електролітом, і удосконалювати відповідне нормативне забезпечення [127].

Висновки до розділу 3

1. Запропоновано концептуальний підхід до методики розв'язування завдань прогнозу стану труб з корозійними тріщинами з урахуванням поляризаційного потенціалу U_p і ризиків Y у вигляді рекомендацій з допомогою алгоритму контролю стану металоконструкцій. Враховано інформацію, що дефект типу каверни (пітинга) утворено в результаті анодного

розчинення (корозії), а тріщина – під дією статичного або циклічного механічного навантаження.

2. Для контролю стану підземних металевих труб (ПГ) використано два підходи моделювання, що включають механіку деформівного твердого тіла, а також основні засади фізики поверхні, механіки руйнування та електрохімії. У першому важливим є параметр тріщиностійкості. Другий підхід враховує корозійний процес у зовнішньому дефекті металу труби.

3. Запропоновано алгоритм відбору й впорядкування інформації про підземні газопроводи в умовах малоциклової втоми з урахуванням втомно-корозійних процесів, нагромаджених пошкоджень і елементів теорії ризиків.

4. Розроблено алгоритм, комп'ютерну програму і (як приклад) отримано залежності швидкості корозійної тріщини і відносної її глибини від часу t .

5. Запропоновано систему співвідношень, а також критерій та функціонал якості для контролю механізмів поширення корозійних втомних тріщин у підземних металевих трубопроводах, що знаходяться в агресивних середовищах, зокрема, у ґрунтовому електроліті з урахуванням ризику.

6. Об'єднання критерію та функціоналу якості з критеріями корозійного моніторингу трубопроводів дозволяє детально з позицій корозійної втоми, електрохімії, фізики поверхневих процесів, механіки руйнування і теорії ризиків вивчати механізми поширення корозійних втомних тріщин у підземних металевих трубопроводах, що контактують з агресивними середовищами, зокрема, ґрунтовим електролітом, і удосконалювати відповідне нормативне забезпечення.

РОЗДІЛ 4. РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО УДОСКОНАЛЕННЯ НОРМАТИВНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЯКОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ПІДЗЕМНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

4.1. Рекомендації щодо підвищення якості методик оцінювання параметрів, які характеризують поверхневі дефекти газопроводів

Ефективний протикорозійний захист забезпечує надійність ПГ.

Тип захисту повинен відповідати техніко-економічним особливостям системи “ПГ – КЗ”. Під час розроблення проектів захисту ПГ приймають до уваги наявність або відсутність блукаючих струмів, корозійну агресивність ґрунтів на трасі прокладання ПГ, тип протикорозійної ізоляції та її стан. Завдання оцінювання ресурсу ізоляції та металу ПГ є досить складними, оскільки залежать від багатьох факторів та причин. Основні з них – якість ізоляції і межі зміни фізико-хімічних параметрів, які характеризують взаємодію металу з ґрунтом у дефектах покриття. На якість ізоляції впливає якість матеріалів, якість процедури її нанесення, реалізація заходів щодо захисту ізоляції від пошкоджень у процесах прокладання труб та їх експлуатації.

Стандарти щодо забезпечення надійності сталевих ПГ і відповідні методики, які характеризують параметри поверхневих дефектів газопроводів, бажано удосконалювати. Вони повинні враховувати корозію металу (сталі), а також критерії міцності та надійності системи “ПГ – КЗ” і характер зміни в часі її параметрів [130]. Особливу увагу слід звернути на інформацію, що має відношення до електрохімічних критеріїв, а також до критеріїв, які стосуються адгезійної міцності покриттів в актуальний час і в минулому [133].

Ступінь агресивності середовища щодо трубопровідної системи оцінюють за допомогою показників корозійних ефектів для металу (сталі), які визначають особливості руйнування металу, а також умови відшарування (відриву) покриттів. Тому бажано розробляти нові методики і засоби моніторингу підземних трубопроводів, які враховували би послідовність технологічних операцій, що забезпечують якість і довговічність сталевих

конструкцій при виготовленні, монтажі, нанесенні якісних покриттів та наступній експлуатації труб у ґрунтовому електроліті. Розуміння такого типу операцій дозволить оцінювати якість процедур діагностування стану конструкцій і прогнозувати етапи корозійного розтріскування під напругою (КРН), а також стрес-корозійного розтріскування (СКР) металу труби з діелектричним покриттям.

Ступінь корозійної агресивності докільця (зокрема, підземного ґрунтового електроліту) і режими експлуатації встановлюють для конкретних об'єктів залежно від макрокліматичного району і категорії розміщення конструкцій за ГОСТ 15150-69 та СОУ ЖКГ 41.00-35077234.010:2008 з урахуванням технологічного характеру і марок матеріалу конструктивних елементів [133]. Необхідно конкретизувати параметри електрохімічних критеріїв, з допомогою яких визначаємо схильність ПГ до КРН і СКР. У зв'язку з цим запропоновано новий підхід щодо оцінювання корозійних явищ у дефектах підземних трубопроводів [63].

Зокрема, запропоновано для оцінювання адгезії покриття на поверхні трубопроводу використовувати три основні параметри, які характеризують: міцність зчеплення покриття з поверхнею матеріалу (власне адгезію), міцність на розтяг захисного покриття (когезійну міцність) і міцність на розтяг матеріалу труби (сталі), що захищається [63]. Завдяки такому підходу доповнено систему існуючої нормативної документації уточненою інформацією про ступінь агресивності корозійного середовища (зокрема, ґрунтового електроліту) з урахуванням інтегрального критерію оцінювання біокорозійної агресивності ґрунтів, який враховує крім електроопору елементи хімічного складу ґрунтів, а також кількість найбільш корозійно небезпечних груп мікроорганізмів [63].

Одночасне використання критерію теорії тріщин (який відображає зв'язок порогового значення коефіцієнта інтенсивності напружень K_{ISCC} з роботою пластичної деформації в розрахунку на одиницю новоствореної поверхні при поширенні тріщини P_{PL} , перенапруженням анодної реакції η) і

критерію міцності Гріфітса-Орована, дає можливість досить детально з позицій електрохімії, фізики поверхневих процесів і механіки руйнування вивчати механізми поширення в ПТ корозійних тріщин, які заповнені агресивним середовищем (розчином електроліту).

Поєднання стандартів ДСТУ 4219-2003 і ДСТУ Н Б В.2.3-21:2008 [12, 14] з інформацією праці [63] в системі нормативної документації дозволяє частково регламентувати параметри, які мають відношення до оцінювання міцності, довговічності і залишкового ресурсу ПТ з експлуатаційними дефектами, на які локально впливає агресивне корозійне середовище.

Бажано неруйнівним методом визначати місця пошкоджень ізоляційного покриття, вимірюючи поляризаційні потенціали по всій довжині ділянки ПГ, а також корозійну активність ґрунту та швидкість залишкової корозії металу (сталі) у дефектах захисного покриття, заповнених розчином електроліту [22, 92]. В цьому випадку корозійне середовище, тобто розчин електроліту, характеризуємо водневим показником рН. Також необхідно визначати величину та напрямок електричного струму, що протікає між контрольними точками ПГ.

Використання стандарту ISO 12944:1998 «Лаки і фарби – захист від корозії сталевих конструкцій системами захисних покриттів» дозволяє встановлювати вимоги до захисних покриттів з урахуванням перспективи ймовірного періоду наступного ремонту [134]. Рівень руйнування покриття до першого повного ремонтного фарбування повинен бути встановлений за результатами контролю і погоджений зацікавленими сторонами у відповідності зі стандартами ISO 4628-8:2005 (Paints and varnishes -- Evaluation of degradation of coatings) і ДСТУ 4219-2003 [12, 135].

Основними параметрами, з допомогою яких удосконалимо критерій оцінювання захищеності ПТ від електрохімічної корозії, вважаємо порогові значення фундаментальних параметрів: поляризаційного U_{Pg} та корозійного E_{Cg} потенціалів; швидкості ґрунтової корозії I_{Dg} (густини електричного

струму) металу (сталі); швидкості (густини) залишкової корозії I_K металу трубопроводу у дефекті ізоляційного покриття:

$$U_P \leq U_{Pg}, \quad E_C \leq E_{Cg}, \quad I_D \leq I_{Dg}, \quad I_K \leq I_{Kg}, \quad (4.1)$$

ПГ умовно розглядаємо як металевий (зі сталі) електрод із захисним покриттям, частина зовнішньої поверхні якого (у дефекті) контактує з розчином ґрунтового електроліту. Під час дії зовнішнього джерела струму (УКЗ) рівновага електрохімічних реакцій, які проходять на відкритій поверхні металу за потенціалу E_C порушується [133]. Під час такого явища поляризаційний потенціал трубопроводу U_P зміщується на величину ΔU_P у негативну область. Взаємозв'язок потенціалів виражається співвідношенням [133]:

$$\Delta U_P = | \bar{U} - \Delta E_s - E_s |, \quad (4.2)$$

де \bar{U} – сумарний електрохімічний потенціал, який за включеної УКЗ повинен дорівнювати захисному потенціалу U_z ; E_s – омічна складова потенціалу \bar{U} ; ΔE_s – зміна складової E_s .

Сумарний потенціал \bar{U} містить крім поляризаційної складової ΔU_P також омічну ΔE_s , яка обумовлена зменшенням потенціалу на захисному покритті та анодному заземлювачі. Слід відзначити, що поляризаційний потенціал U_P локалізується в межах подвійного електричного шару (ємності C_D) на поверхні труби та впливає на швидкість протікання корозійних процесів.

Під час катодної поляризації ПГ виконується умова $I_A < I_K$. Зменшення I_A досягають завдяки накладання на ПГ катодного поляризуючого струму з густиною I_P . Ефективність катодного захисту оцінюють на основі

використання відомих відношень – коефіцієнта гальмування корозії g_c , а також ступеня захисту P_z [136]:

$$g_c = \frac{I_K}{I_A}, \quad P_z = 1 - \frac{1}{g_c}. \quad (4.3)$$

Для контролю за станом металу (сталі) ПГ і параметрами співвідношень (4.1)–(4.3) використовують, зокрема, електрохімічну мікропроцесорну систему (ЕХМС) [48]. З допомогою ЕХМС проводять корозійний моніторинг ПГ і визначають: місця пошкодження ізоляційного покриття, корозійну активність ґрунту, швидкість залишкової корозії металу трубопроводу у дефектах захисного покриття, а також вимірювання поляризаційного потенціалу U_p по всій довжині трубопроводу.

ЕХМС необхідна для обстеження труб у зонах впливу блукаючих струмів, вимірювання різниці потенціалів між ПТ та сусідніми металевими спорудами, для визначення величини та напрямку струмів, що протікають вздовж трубопроводу [48].

За допомогою ЕХМС виконують обстеження підземних та наземних комунікацій. До складу ЕХМС входять такі прилади та пристрої [48]:

блок ЕХМС для вимірювання захисного, поляризаційного потенціалів ПТ та градієнта потенціалів, швидкостей ґрунтової та залишкової корозії металу у дефекті ізоляційного покриття;

корозійний зонд – сенсор для визначення швидкості корозії (струмів) та електрохімічного потенціалу;

пристрій для заглиблення корозійного зонда;

мідносульфатні електроди (МСЕ) порівняння;

з'єднувальні кабелі;

переривачі струму, що синхронізуються на струм до 50 А;

система GPS (*Global Positioning System*, глобального супутникового позиціонування) — для визначення координат контрольної точки.

Методика оцінювання корозійного стану ПГ за допомогою ЕХМС дозволяє [48]:

визначати місця пошкодження ізоляційного покриття з точністю $\pm 0,5$ м на різних рівнях залягання трубопроводу;

визначати корозійний та поляризаційний потенціали, потенціал з омичною складовою відносно насиченого мідно-сульфатного електрода (МСЕ) порівняння, поздовжнього градієнта потенціалів по всій довжині трубопроводу;

визначати швидкість ґрунтової корозії металу труби в діапазоні $[10^{-5} \div 5 \text{ мм/рік}]$;

визначати швидкість залишкової корозії металу труби в дефекті захисного покриття у діапазоні $[10^{-5} \div 5 \text{ мм/рік}]$;

прогнозувати корозійний стан металу труби під захисним покриттям, що відшарувалося.

Вимірювальний блок (ВБ) ЕХМС відповідає наступним технічним вимогам [48]:

електроживлення від акумуляторної батареї; час безперервної роботи без додаткового заряджання – не менше 12 год;

кількість незалежних вимірювальних каналів – 5, з яких два канали – для вимірювання потенціалів, у тому числі корозійного та поляризаційного,

один канал – для вимірювання градієнта потенціалів;

два канали – для вимірювання швидкості (струмів) ґрунтової корозії металу труби;

діапазон вимірювання різниці потенціалів становить ± 10 В;

діапазон вимірювання градієнтів потенціалів – ± 1 В;

захист від перенапруги на вході вимірювальних каналів;

пам'ять ВБ містить інформацію, яка відповідає результатам більше ніж 2000 вимірювань;

додатково до значень вимірних фізичних параметрів пам'ять ВБ містить інформацію про відстань від реперної точки та текстовий коментар (не менше 100 символів);

фізичні величини, що вимірюються, відстань від реперної точки та текстові коментарі відображаються на індикаційному табло; пам'ять ВБ не залежить від елементів живлення; через інтерфейс та стандартний порт дані передаються на ЕОМ;

вхідний опір ВБ при вимірюванні потенціалів – 10 МОм/В.

Важливою є інформація щодо умов функціонування вимірювальної апаратури, зокрема, глибини проникнення корозійного зонда у ґрунт, яка становить до $h_G = 2,5$ м. Комплекс ЕХМС за нормальних умов використання охоплює ділянку, яка обстежується, довжиною $L_P \approx 1000$ м (приблизно) під час одноразового встановлення апаратури, і функціонує не менше 12 год [48]. Система за захищеністю від впливу навколишнього середовища має звичайне виконання за ГОСТ 12997-84 (Вироби ДСП (держаної системи промисловості). Загальні технічні умови) для експлуатації у діапазоні температур – $5 \div 40$ °С та за відносної вологості до 95 % [48]. Хоча одним з основних критеріїв корозійного стану трубопроводу вважають швидкість залишкової корозії металу (густину струму) I_{KD} для ПТ у дефекті ізоляційного покриття [48]:

$$I_{KD} = I_D \cdot 10^{V_P}; \quad V_P = (E_C - U_P) / b_a, \quad (4.4)$$

для більш коректного опису граничного стану труби необхідно врахувати механічні напруження, деформації, особливості можливого руйнування конструкції та, відповідно, критерії міцності для оцінювання граничного стану. У формулах (4.4) E_C , U_P – корозійний та поляризаційний потенціали відповідно, В; $I_{KD} = I_D$ – за умови $U_P = E_C$; b_a – анодний тафелівський нахил (його визначають у трасових умовах), В.

Вище перелічені параметри I_K , I_D , E_C , U_P (4.4) визначають експериментально у польових умовах під час проведення корозійного

моніторингу ПТ на основі ЕХМС [48], а також з допомогою більш сучасних та точніших методик експерименту з урахуванням дистанційних засобів контролю [21–23, 97]. Але під час проведення експерименту дистанційними засобами дотримуються аналогічної методики як вище наведеної з допомогою ЕХМС.

Для опису дефектів у захисному покритті ПГ використовують один з трьох методів: метод оцінювання розподілу поляризаційного потенціалу U_p , метод оцінювання розподілу сумарного потенціалу U , метод оцінювання градієнта потенціалу $\text{grad}U$ [48, 97]:

$$\text{grad}U = \Delta U / L_{ep} , \quad (4.5)$$

де ΔU – різниця потенціалів між двома електродами порівняння (ЕПОР);

L_{ep} – відстань між двома ЕПОР у процесі вимірювання градієнта потенціалу.

Фізичні величини U_p , U , та $\text{grad}U$ вимірюють за допомогою еталонного вольтметра В7–27А і приладу ВПП [97]. Для контролю потенціалів (4.4), (4.5) використовують мідносульфатний електрод (МСЕ) порівняння.

Параметри U_p , U , та $\text{grad}U$ залежать від енергетичних характеристик міжфазних шарів: σ_m – міжфазного натягу, γ_m – міжфазної енергії, A_{ad} – роботи адгезії, γ_{ad} – енергії адгезійних зв'язків, а також ємності C_D подвійного електричного шару на межі середовищ.

Фізичні величини σ_m , γ_m , A_{ad} , γ_{ad} , C_D можна розрахувати на основі методик, поданих у працях [53, 108], з використанням комп'ютерної програми для аналізу інформації, отриманої в результаті корозійного моніторингу підземного трубопроводу (рис. 4.1).

На основі запропонованої моделі [70] проведено розрахунок ємності C_D на границі метал (сталь) – розчин водного електроліту. Для розрахунків електроємності й ефективної товщини подвійного електричного шару (ПЕШ) межі розділу «електролітичне водне середовище – метал» використано наступні числові значення характеристик матеріалу (сталь 17Г1С) [53, 118,

125]: густина електронів провідності далеко від поверхні металу $\omega_0 = 8,5 \cdot 10^{28} \text{ 1/м}^3$; модуль Юнга $E = 210 \text{ ГПа}$; коефіцієнт Пуассона $\nu = 0,27$; питома густина $\rho = 7880 \text{ кг/м}^3$. Фізичні характеристики водного розчину електроліту (концентрація NaCl – 1 моль на літр): поверхневі енергія $\gamma_e = 0,080 \text{ Дж/м}^2$ та натяг $\sigma_{he} = 0,07 \text{ Н/м}$ [133, 139, 140]. Механічні характеристики водного середовища поблизу поверхні металу приймаємо близькими до відповідних характеристик льоду $\nu_e = 0,2$; $E_e = 1,3 \text{ ГПа}$ [133, 141, 142].

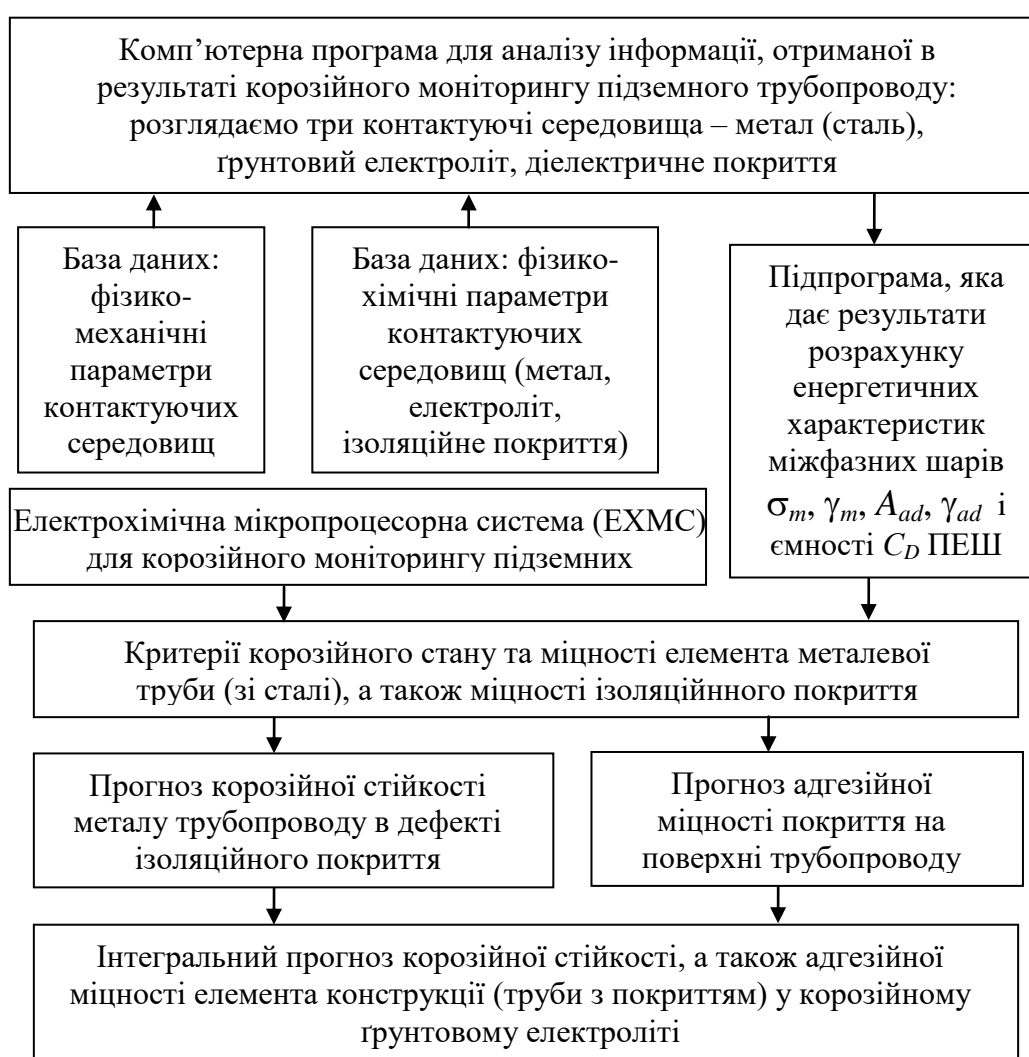


Рисунок 4.1. Блок-схема комп'ютерної програми для аналізу інформації, отриманої в результаті корозійного моніторингу підземного трубопроводу

Поверхневий натяг σ_h та енергію γ сталі для температури порядку $5 \div 10$ °С (характерної для підземного ґрунтового середовища) визначимо за даними праці [133, 143, 144] на основі методу екстраполяції з допомогою лінійних залежностей:

$$\sigma_h = 1,366 - 0,00056 \cdot (T - T_0); \quad \gamma = 1,366 - 0,00056 \cdot (T - T_0); \quad T_0 = 1400 \text{ °С};$$

$$\frac{\Delta \sigma_h}{\Delta T} = 0,00056 \frac{H}{M \cdot K}; \quad \frac{\Delta \gamma}{\Delta T} = 0,00056 \frac{Дж}{M^2 \cdot K}. \quad (4.6)$$

Тут $\Delta \sigma_h / \Delta T$, $\Delta \gamma / \Delta T$ – температурні коефіцієнти змін поверхневого натягу та поверхневої енергії відповідно.

В результаті для сталі 17Г1С за $T=20$ °С з урахуванням даних [138, 143] отримаємо: $\gamma = 0,65$ Дж/м² і $\sigma_h = 0,59$ Н/м аналогічно як у праці [53].

З допомогою співвідношень праць [52, 53, 108] і відповідної, комп'ютерної програми (рис. 4.1) для межі поділу між сталлю 17Г1С і водним розчином електроліту (концентрації NaCl – 1 моль на літр) отримано: механічний $\xi\gamma_2 = 0,22$ Дж/м² і електричний $\gamma_1 = 0,35$ Дж/м² складники міжфазної енергії γ_m ($\gamma_m = 0,57$ Дж/м²; $\xi\gamma_2 / \gamma_m = 0,39$; $\gamma_1 / \gamma_m = 0,61$).

Позначимо ємність міжфазного електричного шару (МЕШ) (міжфазного конденсатора) C_{Dm} . За допомогою формул [70]

$$\gamma_{1m} = (Q_{1m})^2 / (2 \cdot C_{Dm}), \quad C_{Dm} = \epsilon_0 \cdot k_m / 2, \quad d_m = 2 / k_m, \quad (4.7)$$

аналогічних (2.1), знаходимо

$$Q_{1m} = 0,27 \text{ Кл/м}^2, \quad k_m = 2,51 \times 10^{10} \text{ 1/м}; \quad C_{Dm} = 111 \text{ мФ/м}^2, \\ d_m = 0,08 \text{ нм}; \quad \Delta\psi = 2,42 \text{ В}. \quad (4.8)$$

Тут Q_{1m} – заряд обкладки МЕШ (тобто ПЕШ в околі межі «метал – розчин електроліту»); d_m – ефективна товщина МЕШ (ПЕШ); k_m – параметр, який

характеризує питому електроємність МЕШ (ПЕШ); $\varepsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м – електрична стала; $\Delta\Psi$ – зміна (стрибок) потенціалу напруженості електричного поля в межах МЕШ (ПЕШ).

Різниця між методиками оцінювання параметрів співвідношень (2.1) і (4.8) в тому, що для (2.1) формулюємо граничні умови, для (4.8) – контактні. Конкретні деталі відповідних методик описані у монографії [53].

На основі методик праць [52, 53, 108] і відповідної комп'ютерної програми (рис. 4.1) для контактуючих середовищ «сталь 17Г1С – водний розчин електроліту» отримаємо:

$$\sigma_m = 0,52 \text{ Н/м}; \quad \gamma_m = 0,57 \text{ Дж/м}^2; \quad \sigma_{ad} = 0,157 \text{ Н/м}; \quad \gamma_{ad} = 0,173 \text{ Дж/м}^2. \quad (4.9)$$

З використанням результатів оцінювання енергетичних параметрів МЕШ (4.9) розраховано їх відношення:

$$z_\sigma = \sigma_m / \sigma_{ad} = 3,31; \quad z_\gamma = \gamma_m / \gamma_{ad} = 3,30; \quad \gamma_m / \sigma_m = 1,096; \quad \gamma_{ad} / \sigma_{ad} = 1,102. \quad (4.10)$$

Отримані результати (4.10) узгоджуються з інформацією праці [140]. Розходження між точним і наближеним розв'язками стосовно результатів відповідних розрахунків не перевищує 6 %.

На основі комп'ютерної програми (рис. 4.1) доцільно концептуально впорядкувати та модифікувати функціональну структуру системи керування протикорозійним захистом ПГ і УКЗ і відповідну інформацію подано на рис. 4.2.

Розглянемо елементи методики аналізу умов поширення корозійної тріщини в металі газопроводу з дефектами.

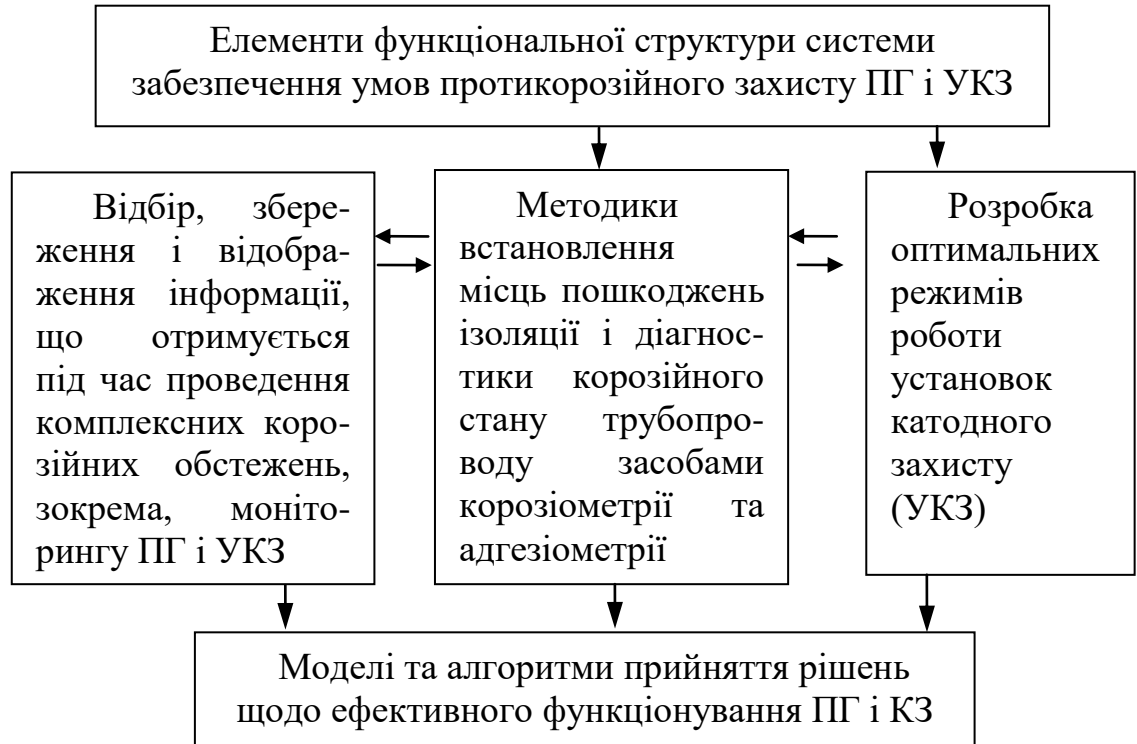


Рисунок 4.2. Структурна схема інформаційної технології щодо ефективного функціонування ПП і УКЗ

Припустимо, що труба ПП ослаблена ззовні півсферичною корозійною каверною (глибини h) у вершині якої знаходиться тріщина, глибини c (рис. 4. 2) [145]. Аналогічні рисунки подано у працях [116, 146]. Всередині та ззовні на трубу діють гідростатичні тиски p та p_h відповідно. Внутрішній тиск p може змінюватись від нуля до деякого максимального значення, відзначеного в стандарті, зокрема $p_c = 7,4$ МПа [91]. При цьому граничні умови у дефекті та на внутрішній поверхні труби наступні [116, 146]:

$$p_r = p \text{ при } r = R-d; \quad p_r = p_h \text{ при } r = R. \quad (4.11)$$

Тут p_r – радіальні напруження в трубі.

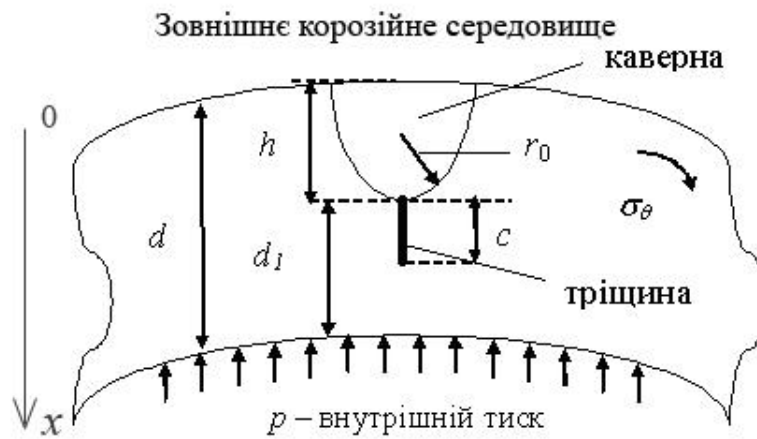


Рис. 4.3. Елемент труби з каверною (h) і тріщиною (глибини c) під дією внутрішнього тиску p у зовнішньому корозійному середовищі (зокрема, вологому ґрунті).

Для математичного опису корозійних та механічних процесів в околі вершини дефекту використовуємо декартову систему координат (x, y, z) , вісь x якої спрямовано по нормалі \vec{n} до поверхні труби. Область металу $x \geq 0$, а вісь z орієнтована вздовж осі труби. Механічні напруження, деформації і корозію металу в околі вершини тріщини розглядаємо на основі підходів теорії корозії механіки руйнування та опору матеріалів [107, 136, 147, 148]. Вважаємо, що під дією внутрішнього тиску p тріщина у стінці труби поширюється прямолінійно вздовж осі x в напрямку центра труби (рис. 4.2). На рис. 4.2: r_0 – радіус кривизни у вершині каверни; $d_1 = d - h$; σ_θ – кільцеві напруження металу.

Для моделювання взаємодії металу з корозійним середовищем у дефекті використовуємо елементи енергетичного підходу [53, 108]. Енергетичний баланс в процесі поширення корозійної тріщини, яка знаходиться у вершині каверни, подамо аналогічно як у праці [108] для роботи пластичного деформування – W_{PL} , якщо зміна початкового запасу енергії W_{zp} , а виділення енергії у процесі електрохімічної реакції W_{ec} :

$$WPL = W_{zp} + W_{ec} = f(K_{1SCC}), \quad (4.12)$$

де K_{1SCC} – важливий параметр системи матеріал – зовнішнє середовище (2.18) і з його допомогою можна оцінювати допустимі напруження в конструкції, що містить тріщиноподібні дефекти певних розмірів, і піддається сумісній дії статичних і динамічних механічних навантажень та корозійних середовищ [107]. Відомо, що при значеннях КІН, менших K_{1SCC} , поширення тріщини практично відсутнє [107].

Локальне анодне розчинення металу і мікропластична деформація поблизу вершини мікротріщини взаємозв'язані: під дією внутрішнього тиску p поширення зони пластичних деформацій супроводжується утворенням ювенільної поверхні (ЮП) – свіжоствореної поверхні металу, вільної від окислів та інших забруднень. На ЮП проходить корозійне розчинення, а за її межами утворюватиметься оксидна плівка [107].

Деформування у вершині тріщини ініціює термодинамічну нестійкість металу, яку характеризуємо критерієм пластичності Д. Д. Івлєва [149]:

$$\begin{aligned} (\sigma_{22} - \sigma_{33})^2 + 4\sigma_{23}^2 &= (\sigma_{11} - \sigma_0 - 4\sigma_T / (3\sqrt{3}))^2; \\ (\sigma_{33} - \sigma_{11})^2 + 4\sigma_{31}^2 &= (\sigma_{22} - \sigma_0 - 4\sigma_T / (3\sqrt{3}))^2; \\ (\sigma_{11} - \sigma_{22})^2 + 4\sigma_{12}^2 &= (\sigma_{33} - \sigma_0 - 4\sigma_T / (3\sqrt{3}))^2; \\ \sigma_0 &= (\sigma_{11} + \sigma_{22} + \sigma_{33}) / 3, \end{aligned} \quad (4.13)$$

$\sigma_{11}, \sigma_{22}, \sigma_{33}$ – головні нормальні напруження матеріалу труби;

$\sigma_{12} = (\sigma_{11} - \sigma_{22}) / 2, \sigma_{23} = (\sigma_{22} - \sigma_{33}) / 2, \sigma_{13} = (\sigma_{11} - \sigma_{33}) / 2$ – головні дотичні напруження.

В циліндричній системі координат для трубопроводу [150]:

$$\sigma_{11} = \sigma_{\theta} = \frac{(R-d)^2 p - R^2 p_h}{d(2R-d)} + \frac{1}{r^2} \cdot \frac{(p-p_h) \cdot R^2 (R-d)^2}{d(2R-d)};$$

$$\sigma_{22} = \sigma_r = \frac{(R-d)^2 p - R^2 p_h}{d(2R-d)} - \frac{1}{r^2} \cdot \frac{(p-p_h) \cdot R^2 (R-d)^2}{d(2R-d)}; \quad \sigma_{33} = \sigma_m = \sigma_{\theta} / 2, \quad (4.14)$$

Тут r – радіус-вектор точки (віддаль від осі труби в радіальному напрямку); σ_r , σ_{θ} , σ_m – радіальні, колові нормальні та меридіональні напруження відповідно; p_h – зовнішнє навантаження.

Для трубопроводу з урахуванням (4.14) при $p_h = 0$, а також каверни та тріщини і умови, що R значно більше d ($R \gg d$), отримаємо, аналогічно як у праці [146]:

$$\sigma_{11} = \sigma_{\theta} = K_t \frac{pR}{2(d-h-c)}; \quad \sigma_{22} = \sigma_r = 0; \quad \sigma_{33} = \sigma_m = K_t \frac{\nu p R}{2(d-h-c)}, \quad (4.15)$$

де K_t – коефіцієнт концентрації напружень.

Критичне розкриття δ_1 ($\delta_1 \Rightarrow \delta_{1C}$) зв'язане з КІН K_1 співвідношенням, яке впливає з критерію міцності КРТ (критичного розкриття тріщини), а також J -інтегралом [107, 151, 152]:

$$\delta_1(\sigma_T) = \delta_{1C}, \quad \delta_{1C} = K_1^2 / (E \cdot \sigma_T), \quad \delta_{1C} = J / (M_T \cdot \sigma_T), \quad J = M_T \cdot K_1^2 / E, \quad (4.16)$$

де M_T – ступінь підвищення напруження плинності (σ_T) біля вершини тріщини порівняно зі σ_T матеріалу. J -інтеграл – математичний вираз, лінійний або поверхневий інтеграл, який включає в себе фронт тріщини від одної поверхні тріщини до другої; використовується для характеристики в'язкості руйнування матеріалу, що має до руйнування помітну пластичність; характеризує роботу пластичної деформації і руйнування, а також поле напружень і деформацій під час пружнопластичного деформування поблизу вершини тріщини (аналогічно КІН K_I) [107, 151].

Застосуємо співвідношення (4.16) для оцінювання параметрів розкриття тріщини (глибиною c), зображеної на рис. 4.3.

Як відзначено у монографії [116], анодна область (А) поблизу вершини тріщини є ювенільною поверхнею (ЮП), а за її межами частина (К) покрита пасивною плівкою і має властивості катодної області. Для анодної (А) області перенапруження анодної реакції розчинення заліза (сталі) в умовах корозії становить, зокрема, $\eta = 0,12$ В [151].

Порівняємо розкриття δ_{1c} (4.16) з шириною фронту тріщини δ , що росте, тобто з геометричним параметром, який характеризує розміри (ширину) ЮП у вершині дефекту (рис. 4.4).

Для тіла, ослабленого дефектом типу каверни з тріщиною у вершині, можна записати з урахуванням (4.16) співвідношення для кільцевих напружень σ_θ , коефіцієнта інтенсивності напружень $K_1 = K_{1SCC}$, внутрішнього тиску p , аналогічні до тих, які подано у праці [146]:

$$\sigma_\theta(r_0) = K_t \frac{pR}{d}, \quad K_1 = K_{1SCC} = \frac{pR}{P_s \cdot d} \sqrt{\pi(d - d_1 + c)},$$

$$K_t = (2,021 - 1,301 \cdot \beta + 0,727 \cdot \beta^2 - 0,147 \cdot \beta^3) \cdot \frac{d}{d_1 - c};$$

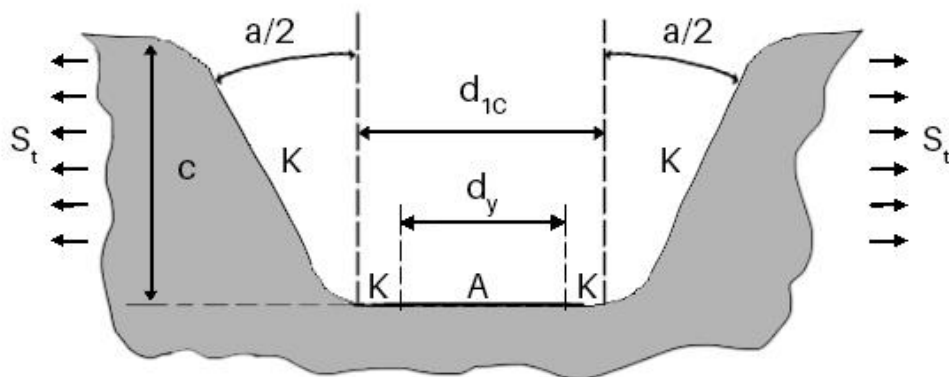


Рис. 4.4. Вершина тріщини в трубі з позначеннями катодної (К) та анодної (А) ділянок

$$p_{cr} = \frac{8 \cdot d \cdot \sigma_T}{3\sqrt{3}(\sqrt{2}+1)K_t \cdot R} \cdot \frac{(1,5 + K_z) \cdot (r_c + c)^4}{(r_c + c)^4 + 0,5 \cdot r_c^2 (r_c + c)^2 + r_c^4}, \quad (4.17)$$

$$\text{де } K_z = \left(\frac{d_1 - c}{2} \cdot \frac{2(d_1 - c) + 3r_c}{d_1 - c + r_c} - \frac{3d}{2K_t} \right) / \left(\frac{d}{K_t} + \frac{r_c}{3} \cdot \left(\frac{r_c^3}{(d_1 - c + r_c)^3} - 1 \right) \right); \quad \beta = \frac{r_c}{d_1 - c};$$

p_{cr} – граничне значення внутрішнього тиску (критичний тиск), під час якого у вершині тріщини появляється зона пластичних деформацій.

P_s – поправковий (безрозмірний) коефіцієнт;

r_c – радіус кривизни у вершині тріщини.

Врахуємо показник деформаційного зміцнення n матеріалу і тоді отримаємо у комплексі граничні значення внутрішнього тиску p_{cr} , глибини дефекту $h+c_{cr}$, а також довжини тріщини L_T у трубі з урахуванням інформації праць [27, 152]:

$$p_{cr} = \frac{4 \cdot d \cdot \sigma_T}{3\sqrt{3}(\sqrt{2}+1)K_t K_0^\zeta \cdot R} \cdot \frac{(1,5 + K_z) \cdot (r_c + c)^4}{(r_c + c)^4 + 0,5 \cdot r_c^2 (r_c + c)^2 + r_c^4},$$

$$\zeta = \frac{2}{n+1}, \quad n = \frac{\lg[\sigma_B(1+\delta_P)/\sigma_{0,2}]}{\lg[500 \cdot (1+\delta_P)/\sigma_{0,2}]}, \quad \delta_P = \frac{\psi_P}{1+\psi_P}, \quad \frac{\sigma_{IK}}{\sigma_B} = 10^m,$$

$$\psi_P = \psi_K \frac{1 - \sigma_{0,2}/\sigma_B}{\sigma_{IK}/\sigma_B - \sigma_{0,2}/\sigma_B}, \quad m = 1 + \frac{1,027 \cdot \lg \psi_K - 2,158}{2,185 \cdot \lg \psi_K};$$

$$h_{cr} = h + c_{cr} = d - L_T \sqrt{0,1785 \frac{p_{cr}}{\sigma_B}}, \quad h_{cr} = d \sqrt{\frac{L_T}{D} \left(1 - \frac{p_{cr} (D - 2d)}{2K_K K_S \sigma_B d} \right)},$$

$$L_T \Rightarrow L_{cr} = \frac{1}{\pi} \left(\frac{8d}{p_{cr} D} \right)^2 K_{fc}^2, \quad K_S = 1 + \frac{h+c}{d} \sqrt{\frac{L_T}{D}}. \quad (4.18)$$

Тут c_{cr} – критичне значення глибини тріщини; $h_{cr} = h + c_{cr}$, L_{cr} критичні глибина та довжина дефекту (тріщини і каверни (пітинга)); δ_P , ψ_P – відносні рівномірні

видовження і звуження зразка відповідно, в долях; ψ_K – відносне звуження зразка після руйнування, в долях; K_0 – коефіцієнт загальної концентрації напружень, викликаний відхиленням розмірів труби від циліндричної форми; $\sigma_{0,2} \equiv \sigma_T$; σ_{IK} – інтенсивність напружень зразка в момент руйнування, МПа; K_K – коефіцієнт чутливості до тріщини; K_S – коефіцієнт, який враховує зміну товщини труби на дефектній ділянці трубопроводу; K_C – параметр тріщиностійкості, який визначають експериментально за відомими методиками механічних випробувань. Для визначення K_K проводяться також лабораторні механічні випробування, в процесі яких враховується відношення меж міцності дефектного і суцільного зразків.

Слід відзначити, що (4.17) і (4.18) в даній праці поєднано вперше. Порівняно з [27] з допомогою співвідношень (4.18) більш точно і коректно визначаємо граничні значення p_{cr} , $h_{cr}=h+c_{cr}$, а також L_T .

Для встановлення числових значень фізичних величин у (4.17), (4.18), які стосуються трубної сталі 17Г1С (термін експлуатації 32 роки), використаємо відомі теоретичні та експериментальні дані [52, 137, 138, 153–155]:

$$\nu = 0,3; \quad E = 210 \text{ ГПа}; \quad \rho = 7860 \text{ кг/м}^3; \quad M = 0,0558 \text{ кг/моль};$$

$$d = 20 \text{ мм}; \quad \sigma_T = 419 \text{ МПа}; \quad \sigma_B = 574 \text{ МПа}; \quad \sigma_m \approx 154 \text{ МПа};$$

$$\sigma_\theta = 2 \times \sigma_m \approx 308 \text{ МПа}; \quad h = 3 \text{ мм}; \quad \delta_{1C} = 0,27 \text{ мм}; \quad n = 0,2;$$

$$WPL = 50,9 \text{ кДж/м}^2; \quad z_{si} = 2; \quad c = 8 \text{ мм}, \quad D = 2R = 1420 \text{ мм};$$

$$K_{1SCC} = 85 \text{ МПа}; \quad d_1 = 17 \text{ мм}; \quad r_C = \delta_{1C}/2 = 0,135 \text{ мм}. \quad (4.19)$$

Для сталі 17Г1С (термін експлуатації 32 роки) відповідно до (4.17)–(4.19) отримаємо:

$$K_1 = 166 \text{ МПа}; \quad K_t = 6,49; \quad K_z = 0,521; \quad \delta = 32 \text{ мкм};$$

$$p_{cr} = 7,2 \text{ МПа}; \quad P_s \approx 53, \quad (4.20)$$

На основі (4.17)–(4.20) та інформації праці [138] отримано залежність між критичним тиском p_{cr} і терміном T_E експлуатації матеріалу підземної труби (сталі 17Г1С) з каверною та тріщиною в електроліті для діапазону границь плинності $\sigma_T = \sigma_{0,2} = [302 \div 403 \text{ МПа}]$, оскільки різним термінам T_E відповідають різні значення σ_T . Результати відповідних розрахунків подано на рис. 4.5.

Як бачимо з рис. 4.5 залежність $p_{cr} = f(T_E)$ є нелінійною з максимумом, який відповідає тривалості $T_E = 32$ роки.

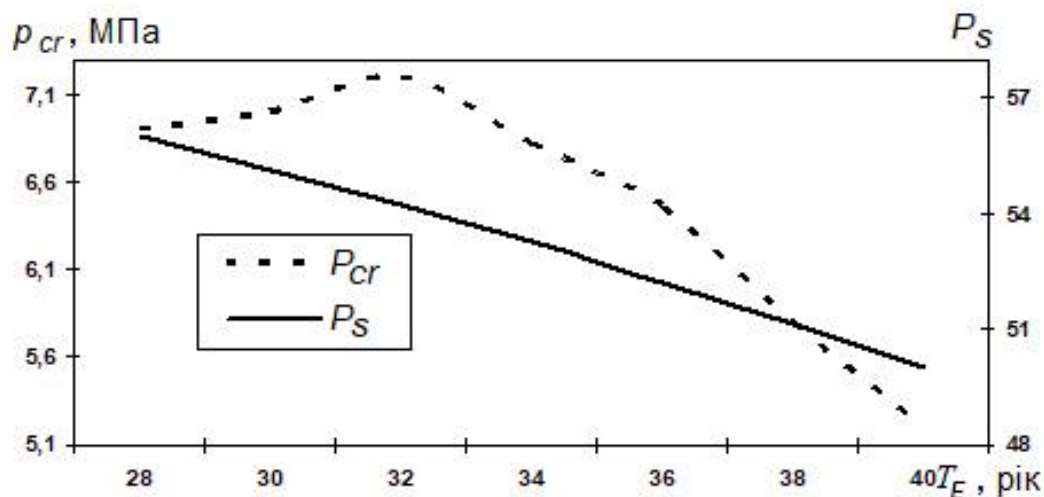


Рис. 4.5. Залежність між критичним тиском p_{cr} і терміном T_E експлуатації матеріалу підземної труби (сталі 17Г1С) з каверною та тріщиною в електроліті для діапазону границь плинності $\sigma_T = [302 \div 403 \text{ МПа}]$; P_S – поправковий коефіцієнт

Також співвідношення (4.17)–(4.20) використаємо для оцінювання поправкового коефіцієнта P_S (4.17) (рис. 4.4), який приймає середнє значення $(P_S)_{\text{сеп}} \approx 53$. У процесі розрахунків встановлено: діапазон зміни $P_S = [50 \div 56]$, $\Delta P_S = 6$, відносну непевність $\Delta P_S / (P_S)_{\text{сеп}} \approx 11\%$.

Для опису процедури корозійного (анодного) розчинення сталі використаємо експериментальні дані (зокрема, початкову умову) щодо числового значення швидкості тріщини v_C [156]:

$$v_C = 0,13 \text{ мм/рік під час } c=0 \text{ (} v_C \text{ еквівалентне } v_{CS} = 0,16 \text{ А/м}^2 \text{)} \quad (4.21)$$

Тут v_C – швидкість корозії сталі; v_{CS} – представлення v_C у вигляді густини струму, зокрема, $v_{C0} = 1 \text{ мм/рік еквівалентне } v_{C0*} = 0,8616 \text{ А/м}^2$.

Для опису корозійного розчинення використаємо два емпіричні співвідношення [157]:

$$v_C = v_m / (\delta \ln((h + c) / \delta)), \quad (4.22)$$

$$v_{C*} = A_C \cdot \exp(-B_C \cdot \tau) + C_S / \tau. \quad (4.23)$$

Тут v_m , A_C , B_C , C_S – константи, відповідні реальним даним експлуатації трубопроводу; τ – час експлуатації. У першому з них (4.22) $v_C = v_C(c)$ час τ явно не фігурує. У другому співвідношенні (4.23) для v_{C*} враховано глибинні аспекти корозії і на основі експериментальних даних для трубних сталей встановлено [157]: $A_C = 0,072 \text{ мм/рік}$, $B_C = 0,0365 \text{ 1/рік}$, $C_S = 0,5 \text{ мм}$.

Формула (4.23) $v_{C*} = v_{C*}(\tau)$ враховує деградацію сталі та її використовують як доповнення до першої (основної) умови $v_C = v_C(c)$ (4.22).

В результаті з урахуванням початкової умови (4.21), співвідношень (4.22), (4.23) та інформації про циклічне деформування сталей [115], отримаємо:

$$v_m = 0,004 \text{ мм}^2/\text{рік}, \quad t_k = 5,08 \text{ років}. \quad (4.24)$$

Тут $t_k = 5,08$ років – проміжок часу, відповідний зміні швидкості поширення корозійної тріщини на 37,8 %.

З використанням (4.19)–(4.24) числовим методом отримано зв'язок максимального числа циклів корозійного процесу N_{c*} ($N_{c*} = N_c/N_{c0}$) сталі 12X1МФ з глибиною c тріщини на поверхні підземної труби у дефекті покриття для різних значень кислотності pH зовнішнього середовища (рис. 4.6) (розчину електроліту). На рис. 4.6 подано нормовані параметри числа циклів: $N_{c1} = (N_c)_1/N_{c0}$, $N_{c2} = (N_c)_2/N_{c0}$, $N_{c3} = (N_c)_3/N_{c0}$, де $N_{c0}=1000$ – нормувальний параметр; $(N_c)_1$, $(N_c)_2$, $(N_c)_3$ – реальні значення числа циклів для $(pH)_1 = 3$; $(pH)_2 = 6,5$; $(pH)_3 = 9$.

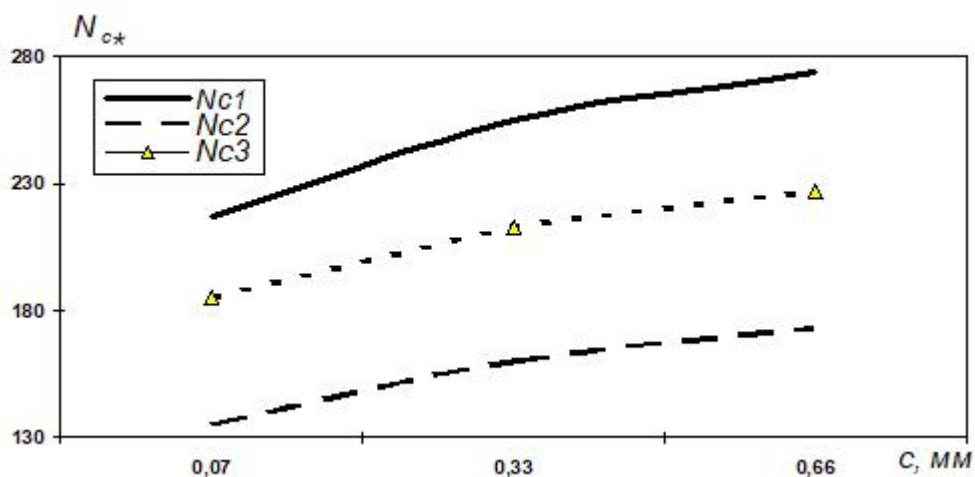


Рис. 4.6. Зв'язок максимального числа циклів корозійного процесу $N_c = f(c)$ сталі 12X1МФ з довжиною c тріщини для різних значень кислотності $(pH)_i$ зовнішнього середовища в діапазоні $pH = 3 \div 9$ за умови періодичного механічного навантаження

На рис. 4.6, зокрема, $(N_c)_2 = 135 \times 10^3 \div 173 \times 10^3$ для $(pH)_2 = 6,5$. Зі зменшенням кислотності $(pH)_i$ кількості циклів $(N_c)_i$ зростають.

Розглянемо відношення типу $V_{N_{ci}} = \Delta(N_c)_i / \Delta c$ для діапазону розміру тріщини $\Delta c = 0,33 \div 0,66$ мм.

Отримаємо і порівняємо: $V_{N_{c1}} = \Delta(N_c)_1 / \Delta c = 57,6 \times 10^3 \text{ мм}^{-1}$ ($pH=3$);
 $V_{N_{c2}} = \Delta(N_c)_2 / \Delta c = 39,4 \times 10^3 \text{ мм}^{-1}$ ($pH=6,5$); $V_{N_{c3}} = \Delta(N_c)_3 / \Delta c = 42,4 \times 10^3 \text{ мм}^{-1}$ ($pH=9$).

V_{Nc2} і V_{Nc3} незначно відрізняються і їхнє відносне відхилення становить $\delta V_{Nc(2,3)} = 2 \times (V_{Nc3} - V_{Nc2}) / (V_{Nc3} + V_{Nc2}) \approx 0,07$. Такого типу відхилення $\delta V_{Nc(2,3)}$ можна віднести до похибки експерименту. Аналогічно знайдено відношення $\delta V_{Nc(2,3)} \approx 0,38$, яке є суттєвим і свідчить про переважаючий вплив на N_C кислого корозійного середовища порівняно з нейтральним і лужним.

У табл. 4.1 наведено механічні σ_T , σ_{cr} характеристики і параметри Ps різних марок сталі для труб ПГ, виготовлених із цих сталей, якщо геометричні розміри труби і дефектів відповідають умовам (4.16) [138, 153]. В даному випадку σ_{cr} – максимальне нормальне напруження, яке відповідає p_{cr} . Розрахунки показали, що в основному $\max(\sigma_{cr}) = \sigma_{\theta\theta}$, які є коловими. Результати розрахунку поправкового коефіцієнта Ps (табл. 4.1) відповідають початковим умовам (4.16) і маркам сталі, які використовуються для виготовлення труб підземних газопроводів. Під час розрахунків Ps ураховано процес корозійної втоми і відповідне додаткове поширення дефекту за умов поверхневого тріщиноутворення під час циклічного деформування матеріалу труби (сталі) за умов періодичного механічного навантаження [105, 157, 158].

Таблиця 4.1. Механічні σ_T , σ_{cr} характеристики і параметри Ps для різних марок трубної сталі

	Марка сталі	σ_T , МПа	Ps	σ_{cr} , МПа
1	AISI-304	146	116,7	1,83
2	17Г1С	363	78,4	4,55
3	13Г1С	402	71,5	5,04
4	X-70	435	68,8	5,45
5	X-52	449	67,7	5,63
5	08Г2ФБТ	547	61,4	6,86

З табл. 4.1 видно, що за умови зростання σ_T у 3,75 рази поправковий коефіцієнт Ps зменшується на 90 %.

4.2. Рекомендації щодо удосконалення нормативного забезпечення якості функціонування підземних газопроводів з урахуванням втомної довговічності

Проблема отримання якісної інформації про стан ПГ, які перебувають в умовах корозійного середовища під час впливу періодичного динамічного навантаження, є важливою для технічної діагностики елементів конструкцій у трубопроводному транспорті. У зв'язку з цим необхідно розвивати методологію удосконалення НТД системи "ПГ – КЗ" з урахуванням методів теорії ризиків і систем управління якістю [28, 126, 159, 160].

На першому етапі основним розрахунковим навантаженням, діючим на ПГ, будемо вважати навантаження малоциклової температурної дії, викликане коливанням температури. Задаємо аналогічно як у праці [158] температурну історію протягом року, яка отримана на основі ймовірнісного оцінювання умов експлуатації.

На другому етапі удосконалення НТД врахуємо електродний потенціал (ЕП) U_p , який є важливою характеристикою матеріалу труби (сталі), оскільки його величина впливає на характер та швидкість проходження катодних і анодних процесів, а також термодинамічну можливість чи неможливість їх протікання в даних умовах [157]. Аналогічно як у першому випадку задають емпіричну історію зміни ЕП протягом року.

Інформацію заносять у технічний паспорт, який заповнюють упродовж усього життєвого циклу (ЖЦ) об'єкту (ПГ) і він складається з двох блоків: стаціонарного та динамічного [161, 162]. Стаціонарний блок містить загальну технічну інформацію, а також дані стосовно обмеження функціонування об'єкту. У динамічному блоці знаходиться інформація про можливі зміни, в тому числі відомості про локальні та капітальний ремонти, плани та звіти щодо експлуатації, а також зміни до документації з першого блоку.

На третьому етапі удосконалення НТД врахуємо вплив експлуатаційних чинників на корозійно-втомне руйнування сталей магістральних та технологічних трубопроводів. Відповідна інформація частково відображена у

монографії [32]. Цій інформації відповідає історія нагромадження мікродефектів у металі.

Для контролю трубопроводу в умовах корозійної втоми та аналізу механізмів розвитку мікродефектів, які відповідають вказаним трьом історіям (процесам), розглянемо функціонал якості $J(P_l, FB, R_{NU})$ з урахуванням оберненого зв'язку та ризиків.

Для оптимізації інформаційних потоків P_l контролюючого підприємства і покращення системи захисту ПГ використаємо функціонал якості $J(P_l, FB, R_{NU})$ з урахуванням оберненого зв'язку FB і ризику R_{NU} , метою застосування яких є удосконалення технології антикорозійного захисту металу труби [163]:

$$J(P_l, FB, R_{NU}) = \int_{t_0}^{t_k} f(\bar{y}, \bar{u}, \bar{s}, \Omega) dt \Rightarrow opt, \quad (4.25)$$

$$R_{NU}(P_l, E_s) = \sum_{g=1}^M \mu(\xi_g) \cdot R_g = \sum_{g=1}^M \mu(\xi_g) \cdot \max \min(r_{g,k}, w_{g,k-1}) \Rightarrow \min, \quad (4.26)$$

$$\Phi = \alpha \cdot J(P_l, FB, R_{NU}) + \beta \cdot Y_N + \zeta \cdot R_{NU} \Rightarrow opt, \quad (4.27)$$

де \bar{y} – вектор заданих впливів ($y_j(t)$ – компоненти вектора \bar{y} , $j = 1, 2, \dots, n$); \bar{u} – вектор керувань; \bar{s} – вектор невизначених збурень; $[t_0, t_k]$ – інтервал часу, в якому розглядається процес (формування оптимальних значень інформаційних потоків P_l , $l=1, 2, \dots, m$); m – загальне число інформаційних потоків, які мають відношення до даного наукового проекту; $f(\bar{y}, \bar{u}, \bar{s}, \Omega)$ – функція, що відображає показник якості; FB – функція, яка характеризує обернений зв'язок (*Feed-back*) між потоками інформації P_l і оточенням системи “ПГ – КЗ” з урахуванням думок експертів; Ω – усереднений коефіцієнт чутливості приладів інформаційно-вимірювальної системи (ІВС), яка використовується для контролю стану захисного покриття трубопроводів з урахуванням

принципів катодної поляризації; α , β , ζ – коефіцієнти вагомості. Тут символ *opt* відповідає умові оптимальності функції компромісу Φ .

Доповнимо систему (4.26), (4.27) інформацією про параметри, які характеризують конкретний підземний трубопровід в умовах експлуатації. Для цього необхідно врахувати у співвідношеннях (4.26), (4.27) вплив на надійність Y_N ПТ внутрішнього робочого тиску p_{sv} , напружень σ_y від температурних перепадів ΔT , нерівномірності укладки трубопроводу у траншею, зокрема [25]:

$$\rho_K = \frac{8(H + \Delta h)}{L^2 + 4(H + \Delta h)^2}; \quad Y_N = Y(\sigma_y, p_{sv}, \Delta T, \rho_K); \quad \beta_Y = \frac{Y_N}{Y_S}. \quad (4.28)$$

Тут ρ_K – кривизна труби на ділянці трубопроводу; H – проектна зміна позначки розташування трубопроводу; Δh – величина похибки укладання трубопроводу по глибині; L – довжина хвилі трубопроводу з однаковою кривизною ρ_K ; Y_N – функція надійності ділянки трубопроводу (математичне сподівання резерву міцності); Y_S – стандартне (нормативне) значення резерву міцності; β_Y – характеристика безпеки.

У випадках зниження міцнісних характеристик металу нижче вимог НД, але збереження задовільних характеристик пластичності і ударної в'язкості, продовження експлуатації з проектними параметрами допускається при задовільних результатах перевірконого розрахунку на міцність від внутрішнього тиску (запас міцності відносно фактичної границі плинності не менше 1,5) і дотриманні вимог НД [25, 28, 164]. Проте, існуючі нормативні документи базуються на прикладах оцінювання гранично-допустимих міцнісних характеристик, не враховуючи достатньої кількості даних діагностування змін у процесі експлуатації.

Критерії, що характеризують технічний стан і залишковий ресурс трубопроводу, пов'язані з наступними параметрами: тиск, температура, робоче

середовище, механічне навантаження, вібронавантаження, втомна міцність, зношування в процесі експлуатації [48, 51, 146, 164].

Емпірична критеріальна формула для розрахунку границі корозійної втоми металів має вигляд [32, 92]:

$$\sigma_{ve} = \sigma_{vp} [1,128 - 2,849 \lg(Q_{dr} / Q_{cor})], \quad (4.29)$$

де σ_{vp} , σ_{ve} – границя втоми (механічне напруження) на повітрі та середовищі відповідно; Q_{dr} , Q_{cor} – кількість електрики, що йде на додаткове розчинення деформованого металу при σ_{vp} та на його корозію за умови відсутності деформації. Для нержавіючих сталей, які використовуються у підземних трубопроводах, непевності оцінювання σ_{vp} , σ_{ve} не перевищують 8 %.

Коротко відзначимо основні 4 елементи методик, відповідних циклічним навантаженням [32, 165, 166].

1) Після обробки циклограми за методом дощу необхідно привести всі отримані цикли до нульових циклів рівного пошкодження. Для цього використовують формулу Одінга $\sigma_{pR} = \sigma_{\max}(1+R)^{0,5}$ або Уокера $\sigma_{pR} = \sigma_{\max}(1+R)^\gamma$ з параметром $\gamma=0,6$. Тут R – коефіцієнт асиметрії циклу; σ_{pR} , σ_{\max} – актуальні і максимальні механічні напруження.

2) Обчислюється еквівалентне напруження $\sigma_{екв}$ для всієї історії навантаження.

3) Необхідно перебудувати SN криву зразка (наприклад, смуги з отвором) для забезпечення елемента конструкції з концентратором $\sigma_{екв*} = \sigma_{екв} \times K_Q / K_{eff}$ (тут $\sigma_{екв}$, $\sigma_{екв*}$ – еквівалентні механічні напруження).

4) Розрахунок довговічності матеріалу металевій труби проводимо з допомогою формул:

$$N = 10^C / (\sigma_{екв})^m; \quad N = 10^5 / (\sigma_{pR} / \sigma_{екв})^m. \quad (4.30)$$

Тут m і C – параметри кривої втоми. Розрахункам втомної довговічності відповідає стандарт ГОСТ 32388-2013 (Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия) [167].

За базову модель накопичення пошкоджень для металів в умовах нерегулярного деформування (втоми) взято модель Менсона-Хелфолда, що базується на кривій пошкоджуваності [92, 168, 169]:

$$D_s = (N_s / N_{fs})^q, \quad q = (N_{f(s-1)} / N_{fis})^\beta,$$

$$\beta = m + a \cdot \text{sign}(N_{f2} / N_{f1} - 1). \quad (4.31)$$

Тут D_s – пошкоджуваність матеріалу на s -му ступені (ділянці) деформування ($s = 1, 2, 3, \dots, ns$); N_s – число циклів деформування на s -му ступені; N_{fs} – число циклів до руйнування зразка за режиму деформування, що відповідає s -му ступеню; q, β, m, a – емпіричні константи; для низки матеріалів (металів) $\beta \approx 0,4$.

В основу моделі корозійної втоми металу закладено також енергетичний критерій механіки руйнування, згідно з яким у довільному елементарному об'ємі матеріалу відбувається акт руйнування, якщо сумарна незворотньо розсіяна в ньому енергія пластичного деформування W за всі цикли навантаження досягне критичного значення W_Z , яке рівне енергії руйнування матеріалу [92]:

$$W = \alpha \times W_Z \Rightarrow W_Z = W_0 + W_s + \Delta N \times W_C,$$

$$W_Z = \alpha \times \gamma_T \times \Delta a = \alpha \times \sigma_{0f} \times \delta_{fc} \times \Delta a, \quad (4.32)$$

де W_Z – енергія руйнування матеріалу за його однократного статичного навантаження; α – коефіцієнт Морроу [170]; $W_0 = \gamma_{T0} \times \Delta a$; W_0 і γ_{T0} – енергія і

питома енергія дисипації пластичних деформацій при попередньому навантаженні відповідно; $\sigma_{0f} \approx (\sigma_T + \sigma_B)/2$; δ_{fc} – критичне розкриття тріщини; $\gamma_T = \sigma_{0f} \times \delta_{fc}$ – питома енергія руйнування, потрібна для утворення одиниці довжини тріщини.

Для складової W_S , пов'язаної із усередненими напруженнями σ_{0f} , і енергії циклічних деформацій W_C наведемо наступні вирази [92]:

$$W_S = \sigma_{0f} \times \delta_{\max} \times \Delta a, \quad W_C = \int_0^{l_{pf}} \sigma_{0f} [\delta_{f\max}(s) - \delta_0] ds. \quad (4.33)$$

Тут δ_{\max} – максимальне розкриття тріщини; $\delta_{f\max}(s_t) = (1-R) \times \delta_{\max}(s_t)/2$ – розкриття берегів додаткового розрізу ($0 \leq s_t \leq l_{pf}$), що пов'язано з розкриттям під статичним навантаженням; l_{pf} – довжина пластичної зони; $R = P_{\min}/P_{\max}$ – коефіцієнт асиметрії циклу навантаження; P_{\min} , P_{\max} – мінімальне і максимальне навантаження у зразку з тріщиною.

Величини W , W_Z (4.32) визначають через параметри напруженого і деформованого стану (НДС) в зоні передруйнування (damage process zone – зоні передруйнування) тріщини (crack) як площі відповідних ділянок під модельною діаграмою розтягу для матеріалу зі зміцненням, апроксимовану степеневою залежністю для напруження σ [170; 171]:

$$\sigma = \sigma_T + \zeta \times \varepsilon^m. \quad (4.34)$$

Тут ζ – коефіцієнт деформаційного зміцнення матеріалу; σ_T , ζ , m – експериментально встановлені константи для даного матеріалу.

Критичне розкриття вершини тріщини з урахуванням зміцнення ζ обчислюємо за формулою [172]:

$$\delta_{fc} = C_0 \frac{K^2}{\sigma_{0f} E}; \quad C_0 = 0,6(1-\nu^2) \left(\frac{2(1+\nu)(1+\zeta)\sigma_0}{3\sqrt{\zeta} E} \right)^\zeta, \quad (4.35)$$

де ν – Poisson ratio (коефіцієнт Пуассона); E – Young's modulus (модуль Юнга).

Критичне розкриття δ_{fC} вершини тріщини входить у КРТ критерій міцності (критичного розкриття тріщини), який визначає гранично рівноважний стан пружнопластичного тіла з тріщиною на момент досягнення нею розкриття δ_{fC} [107]:

$$\delta_1(L_t, \sigma_T) = \delta_{fC}. \quad (4.36)$$

Тут $L=L_t$ – довжина тріщини.

Еволюційне рівняння для опису процесу малоциклової втоми металів [92]:

$$D_z = \sum \Delta D_s = \sum_{s=1}^{ns} \Delta D_s; \quad \Delta D_s = f_s(\beta_u)(z_s)^{\alpha_s}(1-D_s)^{-r_s} \Delta z_s(\alpha_s+1)/(r_s+1); \quad D_z \Rightarrow D_f;$$

$$\beta_u = \sigma / \sigma_u; \quad \sigma = \sigma_{kk} / 3; \quad f_s(\beta_u) = \exp(-k_s \beta_u), \quad (4.37)$$

де $z_s = (W_s - W_a) / (W_{fp} - W_a)$; $\Delta z_s = \Delta W_s / (W_{fp} - W_a)$; $\Delta W_s = \rho_{ij} \Delta e_{sij}$,

D_z , D_f – інтегральна об'ємна пошкоджуваність матеріалу та її критичне значення;

W_a – значення питомої енергії W_s в кінці першої стадії процесу нагромадження втомних пошкоджень при малоцикловій втомі (МЦВ);

W_{fp} – локальне значення питомої енергії нагромадження втомних пошкоджень яка відповідає створенню макроскопічної тріщини при розвитку МЦВ;

ρ_{ij} , e_{ij} – компоненти тензорів залишкових мікронапружень і девіатора пружних деформацій відповідно;

σ_{ii} , σ – головні компоненти і перший інваріант тензора макроскопічних напружень;

α_s , r_s , k_s – параметри (фізичні характеристики) матеріалу (визначаються експериментально).

Рівняння для пошкоджень типу (4.37) узагальнено [172]:

$$\frac{dD_z}{dt} = \left(\frac{Ee^2}{2Z_s} \right)^\lambda e^\lambda \left(\frac{de}{dt} \right), \quad (4.38)$$

де $e=e_{kk}/3$ – перший інваріант тензора деформацій; у (4.31) введено 2 параметри пошкоджуваності: міцність матеріалу з пошкодженнями Z_s і експонента пошкоджень λ .

Як критерій завершення стадії розвитку розсіяних мікропошкоджень і створення мікротріщини може бути прийнятим критерій досягнення пошкодженням критичного значення D_f (4.37).

Співвідношення (4.23)–(4.38) доцільно використовувати для опису МЦВ (малоциклової втоми) матеріалу як у зонах с розвинутими нестационарними пластичними деформаціями, так і в пружних зонах матеріалу (металу) при циклічному навантаженні.

Розглянемо ситуацію, коли відносне розтягуюче напруження σ/σ_T змінюється в діапазоні від 1 до 1,25 [52]. При цьому $\bar{E}_c = -1,092$ В, а корозійний струм для сталі 17Г1С в 3 % розчині NaCl зростає лінійно від 0,1 А/м² до 0,4 А/м². З урахуванням цих експериментальних даних [86] співвідношення (4.4) узагальнимо [92]:

$$I_A = I_{AY} (1 + \beta_s \times \sigma / \sigma_T) \cdot 10^{V_{pv}}; \quad \beta_s = 3. \quad (4.39)$$

Тут β_s – безрозмірний емпіричний параметр для сталі 17Г1С в 3 % розчині NaCl (β_s встановлено на основі обчислювального експерименту).

Зміни у вершині корозійної тріщини ефективної енергії пластичного деформування $WPL = f_1(N_c)$ приповерхневого шару металу та перенапруження реакції анодного розчинення $\eta = f_2(N_c)$ проілюстровано для сталі 17Г1С графічно на рис. 4.7 за умови рН=6,5.

З наведених на рис. 4.7 залежностей бачимо, що для сталі 17Г1С (за умови рН=6,5) у діапазоні $N_c = 135 \times 10^3 \div 173 \times 10^3$ – $WPL(N_c)$ і $\eta(N_c)$ нелінійні та

монотонні; $WPL(N_c)$ – зростаюча, $\eta(N_c)$ – спадна. Якщо подати різницю максимальних та мінімальних величин у відношенні до їх середнього значення, то отримаємо:

$$w_1 = 2 \frac{WPL_{\max} - WPL_{\min}}{WPL_{\max} + WPL_{\min}} = 0,19; \quad w_2 = 2 \frac{\eta_{\max} - \eta_{\min}}{\eta_{\max} + \eta_{\min}} = 0,023. \quad (4.40)$$

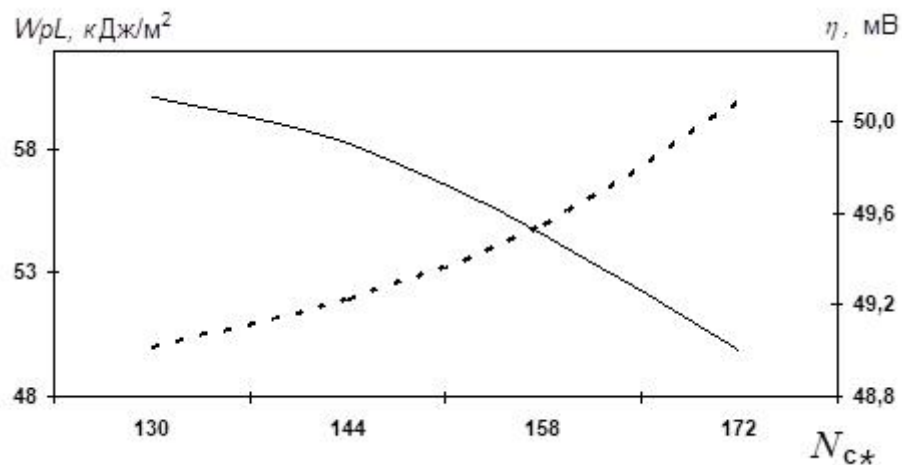


Рисунок 4.7. Зв'язок поверхневої енергії пластичного деформування WPL (Дж/м²) і перенапруження η (мВ) з числом циклів N_{c*} для сталі 17Г1С, що знаходиться у 3 % розчині NaCl за умови $pH=6,5$ ($N_{c*} = N_c/N_0$, $N_0=1000$)

У цьому випадку ефективна поверхнева енергія WPL зросла на 19 %, а перенапруження η зменшилось на 2,3 %.

В основі моніторингу підземних газопроводів (ПГ) – система корозійного моніторингу (СКМ) [48]. Ця система (СКМ) призначена для визначення місць пошкоджень захисного покриття, вимірювання потенціалів (корозійних, поляризаційних, захисних) газопроводу, корозійної активності ґрунту (швидкості корозії металу газопроводу на різних рівнях його залягання) і швидкості залишкової корозії металу газопроводу в дефектах захисного покриття [48]. Важливим фактором пошкодження захисного покриття і

захищеності газопроводу є відхилення ΔU_P поляризаційного потенціалу, що пов'язано з катодним захистом. Вимірювання U_P та ΔU_P проводиться при відключеній системі КЗ на контрольованій ділянці труби методом виносу електрода порівняння [48, 173].

У програмне забезпечення системи моніторингу (СКМ) і системи КЗ ПТ покладено програму автоматичного розрахунку корозійної активності ґрунту (струму ґрунтової корозії I_D) за формулою [24]:

$$I_D = 2B\Delta I / (S_e \Delta E), \text{ мм/рік}, \quad (4.41)$$

де B – постійна методу (для трубних сталей має значення 332); S_e – площа поверхні одного електрода сенсора швидкості корозії (ШК), ΔI – вимірне значення струму, А; ΔE – різниця потенціалів, що задається між робочими електродами сенсора ШК (складає 10 мВ).

Ресурс P_{BK} безпечної експлуатації матеріалу трубопроводу (газопроводу) з пошкодженим ізоляційним покриттям у корозійному середовищі запишемо у вигляді, аналогічному [174]:

$$P_{BK} = P_K w_K = K_W w_K P, \quad PB = wP, \quad P_K = K_W P. \quad (4.42)$$

Тут PB – ресурс безпечної експлуатації матеріалу трубопроводу у повітрі; P , w – проектний і відносний ресурс безпечної експлуатації матеріалу трубопроводу у повітрі відповідно;

K_W – коефіцієнти впливу агресивності середовища на довговічність матеріалу трубопроводу;

N , N_K – довговічність матеріалу трубопроводу у повітрі та корозійному середовищі;

P_K – ресурс експлуатації матеріалу ділянки трубопроводу з пошкодженим ізоляційним покриттям.

Зв'язок енергетичного і силового підходів щодо втомного руйнування

металу ПГ подамо у вигляді співвідношень для пружної (J_{el}) та пластичної (J_{pl}) складових інтегралу Райса ΔJ [175, 176]:

$$\Delta J = \Delta J_{el} + \Delta J_{pl}, \quad \Delta J_{pl} = (1-\nu^2)\Delta K^2 / E, \quad J_{pl} = 2 \times WPL, \quad (4.43)$$

$$\Delta J = \Delta J_{el} + \Delta J_{pl} = 4K_a^2 / E + 1,72G(n_*)\sigma_T \varepsilon_a a,$$

$$G(n_*) = (1-n_*) \left(3,85(1-n_*) / \sqrt{n_*} - \pi \times n_* \right). \quad (4.44)$$

$n_* \approx 0,132$ для металу (заліза, сталі)).

Співвідношення (4.31)-(4.44) є основними для удосконаленої моделі корозіометрії (рис. 4.6) з урахуванням малоциклової втоми металів і відповідної інформаційної технології порівняно з [177].

На основі обчислювального експерименту для низки інформативних параметрів моделі корозіометрії з урахуванням малоциклової втоми металів отримано діапазон непевностей (похибок) в межах приблизно від 5 до 11 % [162].

Інформаційна технологія (рис. 4.8) системи моніторингу ПГ поєднує три типи математичних моделей:

- математична модель корозіометрії з урахуванням контролю якості підземних газопроводів у контексті виявлення поверхневих дефектів (тріщин, каверн, язв, пітингів тощо) [2, 3, 9-15];

- моделювання процесів з погляду системи управління якістю (СУЯ) [147];

- моделювання процесів з погляду організаційних структур (персонал, інженерія якості, дотримання норм експлуатаційної безпеки технологічного процесу ПГ) [5, 6, 17].



Рисунок 4.8. Структурна схема інформаційно-комп'ютерної технології для ПГ з урахуванням корозійних процесів

Бази даних і знань для моніторингу системи ПГ і УКЗ (рис. 4.8) включають в себе: дані неперервного моніторингу інформації про актуальний стан системи корозійних дефектів, дані нормативно-технічної документації; дані діагностування підземних газопроводів засобами безконтактних вимірювань струму; дані щодо критичних ситуацій, пов'язаних з ризиком, з відзначенням причин та умов їх виникнення і заходів щодо ліквідації відхилень від режимів функціонування; дані вимірювального контролю струмів і потенціалів; дані неруйнівного контролю з урахуванням стрес-корозійного розтріскування (СКР), корозійно-механічні характеристики металу; критерії міцності та пластичності для матеріалу труб.

Уведемо в розгляд інтегральний показник ефективності E_{FM} функціонування системи моніторингу ПГ аналогічно як у праці [147, с. 136] з доповненням інформацією стосовно параметрів системи управління якістю (СУЯ) [148]:

$$E_{FM} = f(F(R), F(D), F(Q), F(I_b, P_t)) \Rightarrow opt. \quad (4.45)$$

Тут $F(R)$ – ефективність використання ресурсів з погляду моделі корозіометрії;
 $F(D)$ – ефективність діяльності структурних підрозділів, які мають відношення до ПГ;

$F(Q)$ – ефективність в результаті функціонування СУЯ;

$F(I_b, P_t)$ – функція результативності, а також ефективності діяльності працівників (персоналу);

I_t – індекс творчого потенціалу, кваліфікації та лояльності працівників;

P_t – множина чинників, які характеризують модель вибору поведінки працівників (персоналу), включаючи якісні та кількісні параметри P_{ti} .

($i = 1, 2, \dots$)

$n_p; n_p$ – загальна кількість параметрів відповідної моделі).

Для оптимізації інформаційних потоків $P_k(X_i)$ у системі моніторингу ПГ і покращення системи протикорозійного захисту ПГ використаємо аналогічно як у [139] функціонал якості з урахуванням оберненого зв'язку, відповідний параметр якого $FB(X_i)$ (X_i – множина параметрів системи).

Доцільно зауважити, що обернений зв'язок $FB(X_i)$ пов'язаний з ризиками та інженерією якості. Для оптимізації ризиків врахуємо такі фактори: якості та надійності, інформаційної ємності, стійкості інвестиційної програми, фактори ризику в широкому форматі, а також пов'язані з програмним забезпеченням. Використаємо алгоритм виявлення та опису ризиків, розроблений з урахуванням вимог основних міжнародно визнаних стандартів із ризик-менеджменту та рівнів кваліфікаційної й інформаційної підготовки фахівців підприємств [139,147–149].

За сучасних темпів розвитку індустрії програмного забезпечення є важливим формування проблемної області (ПрО), підвищення якості програмних систем (ПС), побудова ПС у новій парадигмі генеруючого програмування (ГП) з множини різнотипних повторно використовуваних програмних компонентів, а також постійне накопичення, узагальнення та

використання знань стосовно ПрО та перспектив їх еволюції [150, 151]. Інженерію ПрО ототожнюють з інженерією сімейств ПС [150, 151].

Пошук напрямків розв'язання проблем інженерії якості стосується системи моніторингу ПГ (рис. 4.6). Зокрема, це такі проблеми [150, 151]:

1) моделювання якості сімейства ПС та оцінювання якості генерованих артефактів на кожній стадії інженерії ПрО та інженерії застосувань;

2) вибір компонентів, які щонайкраще відповідають вимогам щодо цільової ПС;

3) верифікація активів ПрО. Проблема полягає у відсутності методів перевірки відповідності вибраних (розроблених) активів потребам ПрО, зокрема доведення коректності моделей, компонентів, архітектурних композицій компонентів;

4) тестування компонентів нової генерації. Проблема полягає в необхідності пристосовування існуючих методів он-лайнного (оперативного) тестування вибраних компонентів для генерації ПС, зокрема, Web-компонентів;

5) розроблення інструментів тестування. Видається, що інструменти тестування компонентів ПС та їх композицій, як специфічний вид ПС у ПрО тестування, самі могли б утворювати сімейства, що полегшило б їх пристосування до програмної архітектури середовища IDE (Integrated Development Environment), в якому розробляються цільові ПС;

6) сертифікація компонентів – затвердження їх відповідності загальноприйнятим стандартам, а також адекватності щодо даної множини вимог. Проблема полягає у тому, що початковий код вибраних компонентів (COTS-продуктів або продуктів з Інтернет) недоступний для аналізу і верифікації відомими методами. Необхідно комбінувати різні стратегії сертифікаційного тестування, включаючи тестування не тільки розробниками, але і постачальниками і споживачами цих компонент;

7) визначення оперативної програмної архітектури, що не буде протирічити вимогам щодо якості ПС. Проблема полягає у тому, що

програмна архітектура ПС, яка вибудовується з архітектури сімейства шляхом композиції, має формуватися з урахуванням не лише функціональних вимог до ПС, але й вимог до якості ПС. Ця проблема безпосередньо зумовлює наступну проблему, а саме:

8) керування ризиком у ході всього життєвого циклу (ЖЦ) генерації системи (СКМ). Проблема полягає в необхідності аналізу компромісів при виборі тієї або іншої архітектурної композиції, стратегії генерації ПС, тестування та оцінювання якості ПС. Її розв'язання пов'язано з визначенням таксономії ризиків і регулярним оцінюванням ризиків на кожному кроці генерації ПС.

Проведено оцінювання непевності щодо терміну безаварійної експлуатації ПГ δT_S (тобто ресурс ПГ) за формулою (3.16) і даними щодо параметрів труби, корозійних каверни, тріщини [48]:

$$T_{S1} = 12,8 \text{ років}; T_{S2} = 18,9 \text{ років}; \delta T_S = 2(T_{S2} - T_{S1}) / (T_{S2} + T_{S1}) \approx 0,37. \quad (4.46)$$

З урахуванням співвідношень (3.21)–(3.29) зменшено непевність δT_S (4.46) від 37 % до 9 %.

Інформацію про результати відповідних експериментальних досліджень наведено у додатку В. Якщо більший струм на графіку (додаток В) – в тих місцях ПГ більша ймовірність, що там пошкоджено покриття. Струм іде від компресорної станції по трубі ПГ. З допомогою приладу БВС є можливість розділити електричний струм ПГ на постійну і змінну складові та вимірювати змінну складову [21–23].

За формулою (3.16) і даними щодо параметрів труби (додаток В) оцінено ресурс трубопроводу у дефектних місцях, який для відповідної конкретної задачі приймає числове значення $T_{S3} = 8,7$ років.

4.3. Рекомендації щодо удосконалення нормативного забезпечення якості системи “металевий газопровід – катодний захист”

Для удосконалення нормативного забезпечення якості системи “металевий газопровід – катодний захист (КЗ)” використаємо методи кваліметрії (науки щодо оцінювання якості об'єктів) [55].

Класичний варіант аналітичного виразу для комплексного динамічного показника якості K_K , отриманого методом оцінювання середнього арифметичного, має вигляд [55]:

$$K_K(t) = \sum_{i=1}^n \xi_i \cdot K_i(t), \quad \sum_{i=1}^n \xi_i = 1. \quad (4.47)$$

Тут $K_i(t)$ – множина одиничних показників якості; ξ_i – коефіцієнти вагомості; t – період часу, протягом якого визначають одиничні показники якості $K_i(t)$ і динамічний комплексний показник якості $K_K(t)$ процесу транспортування газу; n – загальна кількість одиничних показників.

В перелік одиничних показників якості $K_i(t)$ уведено інтегральний показник ефективності функціонування системи моніторингу ПГ E_{FM} (4.43), а також показники надійності K_{NK} та функціональної придатності K_{FK} системи катодного захисту (СКЗ). Відповідні коефіцієнти вагомості для E_{FM} , K_{NK} , K_{FK} наступні ξ_{FM} , ξ_{NK} , ξ_{FK} .

Процес транспортування газу досить складний. У (4.45) обмежимося розглядом показників $K_i(t)$, які стосуються проектної документації, менеджменту ризиків і моніторингу ПГ з погляду механічних, корозійних і стрес-корозійних процесів. Розглядаємо лінійну частину газопроводу (труби) без урахування та деталізації процесів у зварних з'єднаннях і компресорних станціях (КС). Обмежимося розглядом ділянки газопроводу (труби), довжиною $L_T=L_{T1}+L_{T2}$. Тут L_{T1} – довжина частини труби справа від КС, L_{T2} – довжина частини труби зліва від КС.

Показники якості проектної документації K_{PD} та менеджменту ризиків K_{MR} важливі під час функціонуванні системи “газопровід – КЗ”. Відповідні коефіцієнти вагомості для K_{PD} та K_{MR} – ξ_{PD} , ξ_{MR} . У стандарт варто включити методика щодо оцінювання ризиків у проектному керуванні. Відповідна процедура передбачає етапи, які сформульовано у праці [152]:

- визначення ситуації менеджменту ризику;
- ідентифікація ризику на основі технічних, правових, людських, економічних, політичних, маркетингових, соціальних, фінансових факторів, також факторів захисту довкілля і надійності;
- оцінювання й обробка ризику.

Застосування розроблених методологій ідентифікації, оцінювання, аналізу дефектів та ризиків у процесі проектування і реалізації проектів здатне привести до збільшення економічної ефективності та рівня якості проектних рішень щодо ЕХЗ газопроводу аналогічно як у [152].

Вище відзначені $K_i(t)$ доповнимо ще низкою показників, що стосуються виробничого процесу, який трактуємо як транспортування газу. Зокрема, відповідні $K_i(t)$ аналогічні як у праці [153]:

$K_1(t)$ – показник неперервності потоку газу;

$K_2(t)$ – показник спеціалізації (розподілу праці);

$K_3(t)$ – показник виконання планів;

$K_4(t)$ – показник автоматизації виробничого процесу;

$K_5(t)$ – показник процесу мінімізації дефектності металу труб і покриттів;

$K_6(t)$ – показник прогресивності використаних технологій;

$K_7(t)$ – показник техніко-економічної ефективності виробничого процесу транспортування газу.

Неперервність виробничого процесу транспортування газу забезпечують КС. Їх ритмічне функціонування забезпечує зменшення до мінімуму перерв, простоїв та виконання регулярних виробничих операцій, а також виконання вимірювань, які стосуються системи катодного захисту (СКЗ).

Показник неперервності $K_1(t)$ визначаємо за формулою, аналогічною [154]:

$$K_1(t) = 1 - T_{TDO}(t) / T_{TVC}(t), \quad (4.48)$$

де $T_{TDO}(t)$ – тривалість допоміжних операцій;

$T_{TVC}(t)$ – тривалість виробничого циклу процесу транспортування газу.

Показник спеціалізації $K_2(t)$ визначаємо аналогічно як у праці [154] для групи операцій стосовно транспортування газу на ділянці трубопроводу і контролю поляризаційного потенціалу (ПП) системи катодного захисту СКЗ:

$$K_2(t) = Q_C(t) / Q_0, \quad (4.49)$$

де $Q_C(t)$ – обсяг виконання групи операцій, які відповідають ділянці газопроводу, на якій знаходиться одна компресорна станція;

Q_0 – мінімально допустимий обсяг виконання групи операцій, які відповідають даній ділянці газопроводу, обмеженій з двох сторін від КС половиною відстані до сусідньої КС.

Показник виконання виробничих планів $K_3(t)$ визначаємо аналогічно як у [153]:

$$K_3(t) = P_{FT}(t) / P_{PL}(t), \quad (4.50)$$

де $P_{FT}(t)$ – фактичний обсяг газу в абсолютних величинах;

$P_{PL}(t)$ – планове завдання на транспортування продукції (газу).

Показник автоматизації виробничого процесу $K_4(t)$ визначаємо аналогічно як у [153]:

$$K_4(t) = T_A(t) / T_{TEX}(t), \quad (4.51)$$

де $T_A(t)$ – трудоємність робіт, виконаних автоматично;

$T_{TEX}(t)$ – суммарна трудоємність операцій, розрахована протягом певного періоду.

Показник прогресивності виробничого процесу $K_5(t)$, який характеризує виконання виробничого процесу в цілому прогресивним методами, що забезпечує підвищення продуктивності праці і зниження його монотонності аналогічно як у [153]:

$$K_5(t) = 1 - (n_Z - n_{PR}(t)) / n_Z. \quad (4.52)$$

Тут n_Z – загальна кількість операцій, визначених за період часу t ;

n_{PR} – кількість операцій, які виконуються прогресивними методами;

t – період часу, протягом якого визначають показник прогресивності.

Показник техніко-економічної ефективності виробничого процесу $K_{6A}(t)$, який відображає додатковий дохід або економію витрат на виробництво продукції за умови вкладення коштів у вдосконалення виробничого процесу [153]:

$$K_{6A}(t) = E_{RZ} \cdot k_D / K_{KV} \geq D_{PS}. \quad (4.53)$$

де E_{RZ} – річна економія витрат на виробництво продукції, розрахована за певний період часу; k_K – коефіцієнт дисконтування для приведення вартості річної економії до вартості на поточний момент оцінки; K_{KV} – капітальні вкладення у вдосконалення виробничого процесу протягом певного періоду часу; D_{PS} – процентна ставка за грошовими вкладеннями в банк на термін 12 місяців на актуальний момент оцінки.

Показник процесу мінімізації дефектності металу труб і покриттів $K_7(t)$ визначаємо аналогічно як у [153]:

$$K_7(t) = 1 - N_{BR}(t) / (N_Q + N_{BR}(t)). \quad (4.54)$$

Тут $N_{BR}(t)$ – кількість дефектів металу труб і покриттів, визначених за актуальний період часу t ;

N_Q – початкова кількість дефектів металу труб і покриттів.

Для визначення динамічного комплексного показника якості процесів, які характеризують систему “газопровід – КЗ” крім розрахунку одиничних показників якості $K_i(t)$, повинні бути визначені коефіцієнти вагомості ξ_i кожного показника. Коефіцієнти вагомості ξ_i можуть бути визначені різними методами, зокрема, методом параметричних і вартісних регресійних залежностей, методом граничних і номінальних значень, методом еквівалентних співвідношень, експертним методом [153, 155, 156].

Для $K_J(t)$ (4.46)-(4.52) відповідні коефіцієнти вагомості позначимо як множину ξ_J ($J = PD, MR, FM, NK, FK, 1, 2, 3, \dots, 7$).

Їх (ξ_J) можна оцінювати на основі методу еквівалентних співвідношень за допомогою формул типу [157]:

$$\xi_J = \ln(1 + \Delta\Pi_\zeta / \Pi_\zeta) / \ln(1 + \Delta K_\zeta / K_\zeta). \quad (4.55)$$

Тут $(1 + \Delta\Pi_\zeta / \Pi_\zeta)$ – відносна зміна обсягу продукції, пов’язаного з ζ -м показником якості ($\zeta = 1, 2, \dots$); $(1 + \Delta K_\zeta / K_\zeta)$ – відносна зміна ζ -го показника якості.

Використовуючи методики оцінювання коефіцієнтів вагомості, відповідні методам еквівалентних співвідношень і експертному [153, 155-157], як приклад, оцінено коефіцієнти вагомості для системи “газопровід – КЗ” і результати подано у табл. 4.2, де $\delta\xi_j$ – відносне відхилення (непевність), що відповідає коефіцієнту вагомості для ζ -го показника якості.

Таблиця 4.2. Коефіцієнти вагомості для системи “газопровід – УКЗ”

	ξ_{PD}	ξ_{MR}	ξ_{FM}	ξ_{NK}	ξ_{PD}	ξ_1	ξ_2
ξ_ζ	0,085	0,086	0,084	0,084	0,086	0,049	0,053
$\delta\xi_\zeta$	0,024	0,035	0,012	0,012	0,035	0,410	0,361
	ξ_3	ξ_4	ξ_5	ξ_6	ξ_7		ξ_{cep}
ξ_ζ	0,108	0,098	0,098	0,063	0,106		0,083
$\delta\xi_\zeta$	0,301	0,181	0,181	0,235	0,277		0,172

Із табл. 4.2 виділимо граничні (максимальні) та середні значення:

$$\max \xi_\zeta = 0,41; \quad \max \delta\xi_\zeta = 0,108; \quad \xi_{CEP} = 0,083; \quad \delta\xi_{CEP} = 0,172. \quad (4.56)$$

Критерій для оцінювання якості інвестиційного проекту, суть якого – удосконалення технологічних процесів (а також процесів, які забезпечують транспортабельність, стандартизацію, уніфікацію, екологічність, безпеку) для системи “газопровід – КЗ”, подамо аналогічно як у працях [158, 159]:

$$R_{DROI} = NVP / DCF_{INV} = PI - 1; \quad R_{DPP} = 1 - DPP / T_p, \quad (4.57)$$

$$SR = (SR_P \cdot SR_E \cdot SR_C \cdot SR_Q \cdot SR_{INV})^{1/5}, \quad (4.58)$$

$$R_Z = R_{DROI} \times R_{DPP} \times SR - (R_{DROI} \times R_{DPP} \times SR)_S;$$

$$\max |R_Z| < R_{ZS}; \quad \alpha \times R_Z + \beta \times \delta_{RZ} \Rightarrow opt, \quad (4.59)$$

$$R_N = R_{DROI} \times R_{DPP} \times SN - (R_{DROI} \times R_{DPP} \times SN)_S;$$

$$\max |R_N| < R_{NS}; \quad \xi \times R_N + \zeta \times \delta_{RN} \Rightarrow opt. \quad (4.60)$$

Тут DCF_{INV} – дисконтований грошовий потік від інвестиційної діяльності;
 NPV – чиста приведена вартість проекту;
 PI – індекс дохідності проекту;
 T_P – горизонт розрахунку показників ефективності;
 $DROI$ – дисконтований коефіцієнт рентабельності інвестицій у проект;
 DPP – термін окупності проекту з урахуванням дисконтування;
 SR – чутливість проекту;
 SN – запас міцності проекту за двома наборами його ключових параметрів;
 R_{DROI} , R_{DPP} – індекси надійності проекту за критеріями $DROI$ і DPP .

При цьому P_P , E_P – ціна проекту і економія ціни проекту (у відносному безрозмірному вираженні);

C_P – сума прямих витрат на виробництво одиниці послуги (у грошовому і відносному вираженні);

Q_P – обсяг реалізації послуги;

INV – обсяг інвестицій (у грошовому вираженні);

SR_P , SR_E , SR_C , SR_Q , SR_{INV} – оцінки чутливості проекту за ключовими параметрами P_P , E_P , C_P , Q_P , INV ;

Для інвестиційного проекту щодо ПГ уведено два набори співвідношень для ризиків R_S (тобто для двох компонент (відхилень) R_Z , R_N), складові параметри (добутки типу $R_{DROI} \times R_{DPP} \times SR$) яких присутні у праці [159]. Тут R_Z відповідає чутливості проекту, а R_N компонента ризику, яка характеризує запас міцності проекту за наборами ключових параметрів.

Добутки $(R_{DROI} \times R_{DPP} \times SR)_S$, $(R_{DROI} \times R_{DPP} \times SN)_S$, а також R_{ZS} , R_{NS} – еталонні значення (можуть бути цінені експертами чи адміністрацією підприємства);
 α , β , ξ , ζ – коефіцієнти вагомості; δ_{RZ} , δ_{RN} – середні квадратичні відхилення, відповідні параметрам ризику R_Z , R_N (вони також характеризують ризик і їх визначають за традиційними підходами теорії ймовірності та математичної статистики). Другі співвідношення наборів формул (4.57), (4.58) (типу $\max|R_Z| < R_{ZS}$) є критеріальними і характеризують обмеженість ризику, зокрема,

умови підвищеного ризику. Треті співвідношення наборів формул (4.57), (4.58) з коефіцієнтами вагомості (зокрема, з α , β) є оптимізаційними

Інтегральний показник ризику сформулюємо як середнє геометричне R_{SG} (мультиплікативне), а також як середнє арифметичне (адитивне) R_{SL} відносно компонент R_{ZS} , R_{NS} :

$$R_{SG} = \sqrt{R_{ZS} \times R_{NS}}, \quad (4.61)$$

$$R_{SL} = \alpha_S \times R_{ZS} + \beta_S \times R_{NS}, \quad \alpha_S + \beta_S = 1, \quad (4.62)$$

З допомогою співвідношень (4.55)-(4.60) можна проводити оптимізацію методик щодо моніторингу системи “газопровід – КЗ”, а також формулювати рекомендації, пов’язані з характером зміни ризиків та результатами, отриманими у процесі керування ними.

Для конкретизації співвідношень (4.57)-(4.62) використовують інформацію про чотири можливі стани дефектів (класи небезпеки) – закритичний дефект, критичний дефект, докритичний дефект і незначний дефект [160]. Критерій механіки руйнування для аналізу закритичного дефекту [161]:

$$n_P = P_{calc} / P_{rob} < n_{P*}, \quad (4.63)$$

де n_P – розрахунковий коефіцієнт запасу за тиском; P_{calc} – розрахунковий граничний тиск; P_{rob} – проектний робочий тиск газопроводу; n_{P*} – граничне значення коефіцієнта запасу за тиском. Коефіцієнти запасу, які входять у (4.61) залежать від тріщиностійкості та пошкоджуваності матеріалів ПГ, асиметрії циклу навантаження та інших параметрів, які характеризують втому сталі.

Рівняння Періса (3.7) використовують для аналізу втоми на стадії поширення макротріщини і визначення тріщиностійкості металу, але в ньому

не враховано параметр асиметрії циклу навантаження R_{AS} . Існує значна кількість емпіричних та напівемпіричних законів росту втомної тріщини під час циклічного навантаження, які враховують вплив асиметрії і їх проаналізовано у праці [162]. Емпіричний закон росту втомної тріщини під час циклічного навантаження, який враховує вплив асиметрії, наведено у [162] у вигляді залежності:

$$\frac{dl}{dn} = B_{1P} \left(\frac{\Delta K}{1 - R_{AS}} \right)^3 \exp(-B_{2P} \cdot R_{AS}). \quad (4.64)$$

Тут l – довжина тріщини;

ΔK – діапазон КІН;

$R_{AS} = \sigma_{\min} / \sigma_{\max}$ – параметр, що враховує асиметрію циклічності напружень;

B_{1P} і B_{2P} – константи матеріалу.

Параметр пошкоджуваності D_P у загальному вигляді означений та пояснений у працях [163,]:

$$D_P = \frac{1}{\varepsilon_0} \int \frac{1}{1 + c_{NP}} d\varepsilon_p, \quad D_P = 1 - \sqrt{E_p / E_0}, \quad (4.65)$$

$$D_P = 1 - E_L / E_U, \quad D_P = 1 - H_L / H_0, \quad (4.66)$$

де $\varepsilon_p = (1 - 2\mu(\varepsilon))\varepsilon$ – коефіцієнт розпушення матеріалу; $\mu(\varepsilon)$ – поточне значення коефіцієнта поперечної деформації [163]; E_0 – початковий модуль пружності,

E_p – поточний модуль пружності (під час пластичного деформування);

E_L – модуль пружності під час першого пружного розтягування;

E_U – модуль пружності під час розвантаження;

H_L – поточна величина мікротвердості, виміряна для зразка, що розглядається;

H_0 – твердість непошкодженого зразка;

R_{ZL}, R_{Z0} – початкове та поточне значення питомого електричного опору зразка, відповідно.

Критерій пошкодженості металу за Райсом-Трейсі має вигляд [164]:

$$D_p = \frac{1}{1,65\epsilon_0} \int \exp(1,5\eta_D) d\epsilon_p, \quad (4.67)$$

Встановлено зв'язок між розкриттям вершини тріщини (δ) та J – інтегралом [165, 166]:

$$\delta = J / (M\sigma_T). \quad (4.68)$$

Для підбору відповідної сили струму на виході станцій катодного захисту розроблена методика з використанням комп'ютерної програми. Для розрахунку складають лінійні рівняння, а для кожної точки вимірювання підбираються такі значення сили струму системи КЗ, щоб виконувався критерій оптимізації [167]:

$$\sum_{i=1}^{kv} |U_i - U_{cрыт}| \Rightarrow 0, \quad (4.68)$$

де U_i – поляризаційний потенціал в i -тій точці, В; $U_{cрыт}$ – критеріальне значення ефективності КЗ, яке вибирається із регламентованого діапазону, виходячи з електричних властивостей ґрунту в момент вимірювання, В; kv – кількість точок вимірювання.

Встановлено, що результати розрахунку необхідних вихідних параметрів роботи СКЗ будуть правильними лише для діючих умов натікання струму, зокрема, з урахуванням електричного опору землі, облік якого пропонується виконати для критичного значення $U_{cрыт}$, виходячи з співвідношення актуального (на момент виконання вимірювань), найменшого та найбільшого річних значень сили струму СКЗ [167]:

$$U_{\text{срут}} = U_{\text{min}} + (U_{\text{max}} - U_{\text{min}}) \frac{I_{\text{из}} - I_{\text{min}}}{I_{\text{max}} - I_{\text{min}}}, \quad (4.69)$$

де U_{max} и U_{min} – максимальний і мінімальний (за модулем) регламентований потенціал, В; $I_{\text{из}}$, I_{max} , I_{min} – вимірне (актуальне), максимальне і мінімальне значення сили струму протягом року на станції, А.

Також під час визначення руйнівного тиску ($P_{\text{срут}}$) труби необхідно враховувати деформаційне старіння (деградацію властивостей) її металу [165, 166]. Відомо [167, 168], що коефіцієнт зниження міцності трубопроводу в процесі тривалої експлуатації враховує як зміцнення сталі, так і її деформаційне старіння.

Опір ізоляційного покриття різного типу трубопроводів зменшується в процесі експлуатації. Відповідна формула експоненціального зменшення опору ізоляційного покриття має вигляд [36, 169]:

$$R_{\text{IZ}}(t) = R_{\text{IZ0}}(t) \cdot \exp(-\gamma_{\text{IZ}} \cdot t), \quad (4.70)$$

де t – термін експлуатації трубопроводу;

R_{IZ0} – початкове значення опору ізоляції;

γ_{IZ} – коефіцієнт, що характеризував швидкість зміни опору ізоляції в часі, 1/рік (для бітумних покриттів – 0,05, для полімерних покриттів – 0,08).

Розглянемо основні стадії розвитку дефектів на поверхні металеві труби у процесі експлуатації:

I – нагромадження мікропошкоджень у діелектричному покритті;

II – ріст пор і утворення відшарувань покриттів;

III – проникнення розчину електроліту до поверхні металу;

IV – утворення каверн і пітингів;

V – ріст каверн і пітингів;

VI – зародження поверхневих корозійних тріщин;

VII – ріст тріщин без руйнування;

VIII – ріст тріщин при наближенні до граничного стану (руйнування).

Зменшення ефективності КЗ газопроводів відбувається у випадках, коли до корозійних процесів, що відбуваються в ґрунті, активно залучаються сульфатвідновлювальні бактерії (СВБ) [170]. Наслідком такого типу перетворень є утворення молекулярного кисню, що суттєво активізує корозійні процеси [170].

Потенціал трубопроводу E_T , вимірний за умови постійно працюючих засобів електрохімічного захисту, складається зі суми потенціалів [11]:

$$E_T = E_{COR} + \Delta E = E_{COR} + \Delta E_P + \Delta E_{OM}, \quad U_P = E_{COR} + \Delta E_P, \quad (4.71)$$

де сума потенціалу корозії E_{COR} і поляризаційної складової ΔE_P визначає поляризаційний потенціал U_P , який трактують як основний критерій захищеності ПТ; ΔE_{OM} – омічна складова, обумовлена протіканням струму в ґрунті і порах покриття, фактично не визначає ефективність електрохімічного захисту (ЕХЗ).

Відомо, що величина омічної складової (ΔE_{OM}) в загальному зміщенні захисного потенціалу залежить від питомого опору ґрунту (ρ_g) і місця прикладання навантаження [171]:

$$\Delta E_{OMP} = (0,60 \pm 0,15) \cdot \Delta E \text{ (на початку (p) зони захисту),}$$

$$\Delta E_{OMK} = (0,30 \pm 0,10) \cdot \Delta E \text{ (в кінці (k) зони захисту).} \quad (4.72)$$

Детальніша інформація, яка стосується критеріїв захищеності трубопроводів із сталі у низькоомних та високоомних ґрунтах, подана у [171].

Зокрема [171]:

- у кінці захисної зони:

А) у низькоомних ґрунтах (ρ_T до 20 Ом·м) $\Delta U_{OMK} = 0,20 \cdot \Delta U_3$;

Б) у високоомних ґрунтах (ρ_T більше 100 Ом·м):

$$\Delta U_{\text{омк}} = 0,45 \cdot \Delta U_3; \quad (4.73)$$

- на початку захисної зони (ТД – точка дренажу) :

В) у низькоомних ґрунтах (ρ_r до 20 Ом·м) у точці дренажу: $\Delta U_{\text{омн}} = 0,45 \cdot \Delta U_3$;

Г) у високоомних ґрунтах (ρ_r більше 100 Ом·м) у ТД:

$$\Delta U_{\text{омн}} = 0,75 \cdot \Delta U_3. \quad (4.74)$$

Величина $E_{\text{сог}}$ залежить від питомого опору ґрунту ρ_g і може змінюватись по трасі від мінус 0,35 В (у високоомних ґрунтах) до мінус 0,75 В (в низькоомних ґрунтах) [171].

Величина мінімального поляризаційного потенціалу U_p – мінус 0,85 В за МСЕ; максимальний поляризаційний потенціал U_p – мінус 1,15 В за МСЕ .

З урахуванням вище наведеної інформації, зокрема, кількісних даних [11, 171] уточнено критерії захищеності сталевих газопроводів, які знаходяться у низькоомних та високоомних ґрунтах (табл. 4.3).

Таблиця 4.3 – Критерії захищеності газопроводів

Тип ґрунту	Потенціал корозії, $E_{\text{сог}}$, В за н. м. с. е.	Омічна складова $\Delta E_{\text{ом}}/\Delta E$		Потенціал ГП з омічною складовою $E = U_p + \Delta E_{\text{ом}}$		Поляризаційний потенціал $U_p = E_{\text{сог}} + \Delta E_{\text{п}}$	
		точка дренажу	межа зони захисту	точка дренажу	межа зони захисту	точка дренажу	межа зони захисту
Низькоомні $\rho < 20$ Ом·м	0,5 ÷ 0,75	0,45	0,20	1,5	0,90	1,1	0,85
Високоомні $\rho > 100$ Ом·м	0,3 ÷ 0,4	0,75	0,40	3,5	1,2	1,15	1,05

Для таблиці 4.4 числові значення поляризаційного потенціалу $E_{п1}=0,85$ В і $E_{п2}=1,1$ В – початкові.

Таблиця 4.4 – Значення ПП для низькоомних ґрунтів

(зокрема, $\rho=10$ Ом·м, $E_{cor}=0,55$ В за МСЕ)

	В кінці зони захисту	На початку зони захисту (ТД)
	$\Delta E = (\Delta E_{п1} + \Delta E_{ом}) = (U_{п} - E_{cor}) + \Delta E_{ом}$	
1	$U_{п1}=0,85$ В. $\Delta E = (0,85 - 0,55) (В) + \Delta E_{ом} =$ $= 0,3(В) + 0,2 \cdot \Delta E;$ $\Delta E - 0,2 \cdot \Delta E = 0,3$ В; $0,8 \cdot \Delta E = 0,3$ В; $\Delta E = 0,3 / 0,8 = 0,375$ (В); $E = E_{cor} + \Delta E = 0,55 + 0,375 = 0,925$ (В).	$U_{п2}=1,1$ В. $\Delta E = (1,1 - 0,55)(В) + \Delta E_{ом} =$ $= 0,55(В) + 0,45 \cdot \Delta E;$ $\Delta E - 0,45 \cdot \Delta E = 0,55$ В; $0,55 \cdot \Delta E = 0,55$ В; $\Delta E = 0,55 / 0,55 = 1,0$ (В); $E = E_{cor} + \Delta E = 0,55 + 1,0 = 1,55$ (В).
2	З таблиці 4.3: $E = E_{cor} + \Delta E = 0,9$ В.	З таблиці 4.3: $E = E_{cor} + \Delta E = 1,5$ В.
3	$U_{п3}=0,83$ В. $\Delta E = (0,83 - 0,55) (В) + \Delta E_{ом} =$ $= 0,28(В) + 0,2 \cdot \Delta E;$ $\Delta E - 0,2 \cdot \Delta E = 0,28$ В; $0,8 \cdot \Delta E = 0,28$ В; $\Delta E = 0,28 / 0,8 = 0,35$ (В). $E = E_{cor} + \Delta E = 0,55 + 0,35 = 0,9$ (В).	$U_{п4}=1,07$ В. $\Delta E = (1,07 - 0,55)(В) + \Delta E_{ом} =$ $= 0,52(В) + 0,45 \cdot \Delta E;$ $\Delta E - 0,45 \cdot \Delta E = 0,52$ В; $0,55 \cdot \Delta E = 0,52$ В; $\Delta E = 0,52 / 0,55 = 0,9455$ (В); $E = E_{cor} + \Delta E = 0,55 + 0,9455 =$ $= 1,4955 \approx 1,5$ (В).

Кількісні значення поляризаційного потенціалу $U_{п3}=0,83$ В і $U_{п4}=1,07$ В для низькоомних ґрунтів отримано чисельно і вони задовольняють критерії захищеності газопроводів (табл. 4.3).

Для табл. 4.5 числові значення поляризаційного потенціалу $U_{п1}=0,85$ В і $U_{п2}=1,15$ В – початкові.

Таблиця 4.5 – Значення ПП для високоомних ґрунтів

(зокрема, $\rho=100$ Ом·м, $E_{\text{cor}}=0,35$ В за МСЕ)

	В кінці зони захисту	На початку зони захисту (ТД)
1	$U_{P1}=0,85$ В. $\Delta E=(0,85-0,35) (В)+\Delta E_{\text{ом}} =$ $=0,5(В)+0,45\cdot\Delta E;$ $\Delta E-0,5\cdot\Delta E =0,5$ В; $0,5\cdot\Delta E = 0,5$ В; $\Delta E =0,5/0,5=1,0$ (В). $E=E_{\text{cor}} + \Delta E=0,35+1,0=1,35$ (В).	$U_{P2}=1,15$ В. $\Delta E=(1,15-0,35)(В)+\Delta E_{\text{ом}}=$ $=0,8(В)+0,75\cdot\Delta E;$ $\Delta E-0,75\cdot\Delta E=0,8$ В; $0,25\cdot\Delta E = 0,8$ В; $\Delta E =0,8/0,25 =3,2$ (В). $E=E_{\text{cor}} + \Delta E=0,35+3,2=3,55$ (В).
2	З таблиці 1: $E=E_{\text{cor}} + \Delta E=1,2$ В.	З таблиці 1: $E=E_{\text{cor}} + \Delta E=3,5$ В.
3	$U_{P3}=0,775$ В. $\Delta E=(0,775-0,35) (В)+\Delta E_{\text{ом}}=$ $=0,275(В)+0,45\cdot\Delta E;$ $\Delta E-0,5\cdot\Delta E =0,275$ В; $0,5\cdot\Delta E = 0,275$ В; $\Delta E =0,275/0,5=0,85$ (В). $E=E_{\text{cor}} + \Delta E=0,35+0,85=1,20$ (В).	$U_{P4}=1,136$ В. $\Delta E=(1,136-0,35)(В)+\Delta E_{\text{ом}}=$ $=0,786(В)+0,75\cdot\Delta E;$ $\Delta E-0,75\cdot\Delta E=0,786$ В; $0,25\cdot\Delta E=0,786$ В; $\Delta E =0,786/0,25=3,144$ (В). $E=E_{\text{cor}}+\Delta E=0,35+3,144=3,494\approx$ $\approx 3,5$ (В).

У таблицях 4.4 і 4.5 наведено приклади розрахунку захисних E і поляризаційних U_p потенціалів для сталевих трубопроводів, поміщених у низькоомні та високоомні ґрунти.

Кількісні значення поляризаційного потенціалу $U_{P3}=0,78$ В і $U_{P4}=1,136$ В для високоомних ґрунтів отримано числовим методом і вони задовольняють критерії захищеності газопроводів (табл. 4.3).

Величина мінімального поляризаційного потенціалу U_p – мінус 0,85 В за МСЕ; максимальний поляризаційний потенціал U_p – мінус 1,15 В за МСЕ.

З урахуванням вище наведеної інформації, зокрема, кількісних даних [11, 171] уточнено критерії захищеності сталених газопроводів, які знаходяться у низькоомних та високоомних ґрунтах (табл. 4.3). При цьому методику вилучення омичної складової потенціалу для газопроводів реалізовано з допомогою апаратури ВПП [21, 22]. Реалізація цього методу в апаратурі ВПП забезпечує можливість знаходити пошкодження ізоляції на змінному струмі за різницею потенціалів на поверхні ґрунту (градієнтний метод) [21, 22]. Відповідні результати наведено у додатку Б.

Зокрема, удосконалене аналітичне співвідношення порівняно з (4.4) має вигляд [48]:

$$i_D = \frac{\alpha \cdot \chi \cdot \Delta \psi_{ak}}{\delta \cdot \ln((h+c+r)/\delta)} \cdot \left(1 + \beta_w \cdot \left(\frac{WPL - WPL0}{WPL0} \right)^s \right). \quad (4.75)$$

Ефективність Z катодного захисту [118]:

$$Z = (i_k - i_D) / i_k. \quad (4.76)$$

Анодний тафелівський нахил для прикладу візьмемо з праці [172].

$$b_a = 0,12 \text{ В}. \quad (4.77)$$

Середню величину швидкості корозії i_k подано у [173].

Можливість розрахунку за різними методиками низки інформативних параметрів і характеристик металевої труби ПГ, які входять, зокрема, в табл. 4.3 – табл. 4.5, дозволяє отримати діапазон непевностей (похибок) щодо корозійної втоми і втомної довговічності в межах приблизно від 5 до 11 %.

Таблиця 4.6 – Середні величини швидкості корозії

Тривалість експлуатації газопроводу, роки	Глибина корозійного дефекту, мм	Швидкість корозії, i_k , мм/рік
23,6	3,05	0,13

З використанням співвідношенням (4.67), (4.68) проведено оцінку корозійного струму і ефективності катодного захисту Z у дефекті ізоляційного покриття для низькоомних і високоомних ґрунтів (табл. 4.7).

Таблиця 4.7 – Густина i_D корозійного струму і ефективність катодного захисту Z у дефекті ізоляційного покриття для низькоомних і високоомних ґрунтів

Тип ґрунту	В кінці зони захисту, мм/рік	На початку зони захисту (ТД), мм/рік
Низькоомні	$i_D = 6,0 \cdot 10^{-4}$	$i_D = 6,0 \cdot 10^{-6}$
Низькоомні	$Z = 0,9954$	$Z = 1,0000$
Високоомні	$i_D = 6,6 \cdot 10^{-4}$	$i_D = 3,7 \cdot 10^{-8}$
Високоомні	$Z = 0,9949$	$Z = 1,0000$

Позначення розмірів труби: D – діаметр труби, d – товщина стінки ($d = d_1 + h$); h – глибина півсферичної корозійної каверни;

$p = 0 \div 7,5$ МПа – тиск всередині труби;

$c_0 = 0,3$ мм – початковий розмір тріщини;

r_0 – радіус кривизни каверни;

$h_c = h + c$ – глибина поверхневого дефекта.

Під час поширення тріщини струм I_A зменшується зі збільшенням N_C нелінійно і відповідний до (4.68) графік отримано числовим методом та подано на рис. 4.9.

У цьому випадку (рис. 4.9) за умови зростання N_V на 25 % корозійний струм I_{KV} зменшується нелінійно приблизно на 80 %,

Нехай X-52 – марка сталі; $p = 5 \text{ МПа} = 50 \text{ атм}$ – тиск всередині труби, $h=4 \text{ мм}$; $d = 9,5 \text{ мм}$ – товщина стінки труби, $D=2R=0,76 \text{ м}$ [44]. Критична довжина тріщини $c_{кр}=3 \text{ мм}$. Критична ситуація (руйнування труби), коли дефект $(h+c)$ досягне глибини $h+c = 7 \text{ мм}$; $(h+c)/d \approx 0,74$ [129].

Приклади ресурсу труби для заданої початковій швидкості корозійного струму з урахуванням малоциклової втоми подано в табл. 4.8.

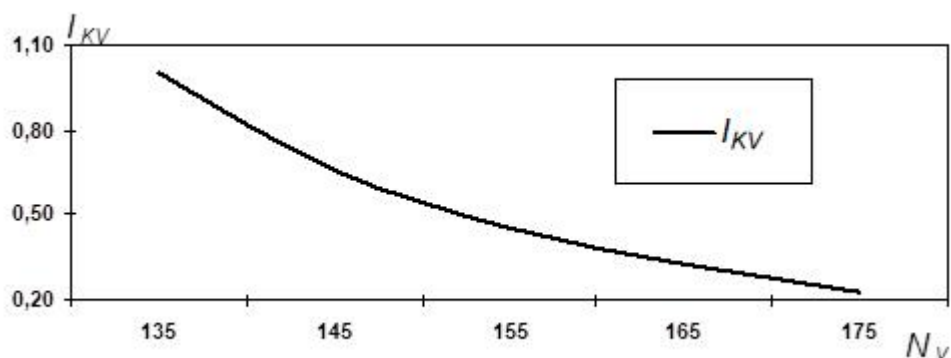


Рисунок 4.9. Зв'язок корозійного струму $I_{KV} = I_K/I_{K0}$ (швидкості корозії) з відносним числом циклів $N_V = N_C/N_*$ ($N_*=0,001$) для сталі 17Г1С, що знаходиться у 3 % розчині NaCl.

Таблиця 4.8. Ресурс труби при заданій початковій швидкості корозійного струму з урахуванням мало циклової втоми

№	Початкова швидкість корозії i_{a0} , мм/рік	Час τ досягнення тріщиною критичної глибини $0,74d$, роки
1	0,13	22,1
2	0,3	9,5
3	1,0	2,9
4	1,5	2,0

У табл. 4.8 наведено результати розрахунку з допомогою формул (4.68), (4.69) ресурсу труби при заданій початковій швидкості корозії i_{c0} . Тобто це час досягнення тріщиною критичної глибини $0,74d$ протягом певного часу у залежності від початкової швидкості корозії. Швидкість корозії з часом зменшується і це ілюструє рис. 3.3. Якщо початкова швидкість корозії $i_{c0} = 0,13 \text{ мм/рік}$, то ресурс труби (час досягнення тріщиною критичної глибини) становить $\tau = 22,1$ роки.

Висновки до розділу 4

Запропоновано алгоритм та приклад удосконалення структурних складових нормативно-технічних документів (НТД) у технічній діагностиці з використанням параметрів, які характеризують якість інформації, а також якість методик розрахунку визначальних фізичних величин, викладених у підрозділах НТД.

Конкретним прикладом вибрано додаток Ж «Визначення швидкостей росту дефектів» стандарту ДСТУ-Н Б В.2.3-21:2008, для якого удосконалено методику визначення швидкості росту корозійного дефекту (тріщини), що поширюється в сталевій трубі зі сторони зовнішньої поверхні.

З позицій енергетичного підходу побудовано систему математичних співвідношень для оцінювання параметрів, що характеризують механічний стан та корозійні процеси поблизу вершини тріщини, яка розміщена на продовженні каверни, що знаходиться в сталевій трубі зі сторони зовнішньої поверхні. З використанням експериментальних значень границі плинності та глибин каверни і тріщини проведено розрахунок: поправочного коефіцієнта Ps ; критичного значення внутрішнього тиску p_{Cr} , при якому у вершині тріщини появляється зона пластичних деформацій; часу поширення корозійної тріщини t_k . Отримані величини Ps , p_{Cr} , t_k є важливими параметрами для оцінювання міцності і ресурсу трубопроводу, який перебуває в умовах внутрішнього тиску та впливу зовнішнього корозійного середовища.

Запропонована математична модель використовується для опису поширення корозійної тріщини в металі трубопроводу з урахуванням балансу енергії і процедури визначення площі ювенільної поверхні, на якій проходить корозійне розчинення.

Отримані результати дозволять більш коректно відносно відомих підходів нормувати поверхневі тріщини із міркування безпечної експлуатації трубопроводів.

На основі комп'ютерної програми концептуально визначено функціональну структуру системи управління протикорозійним захистом підземних трубопроводів і сформульовано основні інформаційні та керуючі функції організаційно-технологічного комплексу з урахуванням вимог до засобів корозіометрії та адгезіометрії.

Запропоновано математичні співвідношення, які враховують нагромадження пошкоджень у металі, якість і надійність лінійної ділянки в умовах поширення корозійних втомних тріщин у підземних металевих трубопроводах, що знаходяться в агресивних середовищах, зокрема, у ґрунтовому електроліті. Відповідні вирази є основою оптимізаційної задачі, в результаті розв'язання якої будуть удосконалені нормативно-технічні документи для металевих підземних трубопроводів, що знаходяться в умовах малоциклової корозійної втоми.

Концептуально модифіковано функціональну структуру системи керування протикорозійним захистом ПГ і уведено відповідні інформаційні функції для визначення оптимальних режимів роботи установок катодного захисту (УКЗ), а також для прийняття рішень щодо ефективного функціонування ПГ і УКЗ.

Розроблено структуру комплексної моделі, в яку входять відмічені в даній праці стандарти, методики і рекомендації щодо підвищення якості процедури оцінювання міцності та надійності підземних трубопроводів з урахуванням параметрів, які характеризують ресурс, корозійну втому і втомну довговічність.

Можливість розрахунку за різними методиками низки інформативних параметрів і характеристик металевої труби ПГ дозволяє отримати діапазон непевностей (похибок) щодо корозійної втоми і втомної довговічності в межах приблизно від 5 до 11 %.

Розроблено структурну схему концептуальної моделі інформаційно-комп'ютерної технології захисту підземних газопроводів з урахуванням корозійних процесів поблизу вершини тріщини, ризику. В основі інформаційної технології удосконалені оптимізаційні моделі корозіометрії, управління якістю, поведінки працівників (персоналу), включаючи якісні та кількісні параметри. Для оптимізації інформаційних потоків у системі моніторингу підземних газопроводів і покращення системи протикорозійного захисту рекомендується враховувати обернені зв'язки і принципи інженерії якості.

Розроблено структурну схему і відповідно алгоритм інформаційної технології системи моніторингу ПГ, які поєднують три типи математичних моделей:

- математична модель корозіометрії з урахуванням контролю якості підземних газопроводів в контексті виявлення поверхневих дефектів (тріщин, каверн, пор);
- моделювання процесів з погляду системи управління якістю (СУЯ);
- моделювання процесів з погляду організаційних структур (персонал, інженерія якості, забезпечення експлуатаційної безпеки технологічного процесу для ПГ).

На основі алгоритмів інформаційної технології системи моніторингу ПГ і проекту стандарту “Електрохімічний захист від корозії лінійної частини підземних металевих газопроводів з урахуванням втомної довговічності” розроблено програмне забезпечення для оцінювання та оптимізації обсягу вимірювань інформаційних параметрів, а також визначення ресурсу підземних трубопроводів, на які впливає внутрішній тиск і ґрунтовий електроліт.

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ

Сукупність отриманих в дисертації результатів дозволяє розв'язати важливе наукове завдання щодо удосконалення нормативного забезпечення для розвитку методів оцінювання показників, які характеризують якість системи «газопровід – катодний захист» в умовах малоциклової втоми і впливу агресивного ґрунтового електроліту.

Розв'язання цього завдання важливе для оптимізації процедур подовження ресурсу металевих підземних газопроводів (ПГ).

У дисертаційній роботі отримано такі основні результати:

1. Удосконалено математичну модель для опису балансових процесів у ґрунтовому електроліті. Встановлено необхідну кількість нормативних документів (стандартів та регламентів) для забезпечення ефективного функціонування системи “підземний газопровід – установка катодного захисту”, відповідно до вимог кваліметрії та потреб практики.

2. Запропоновано множину параметрів металу і діелектричного покриття та на їх основі розроблено методику розрахунку фізичних величин, які характеризують корозійні процеси, корозійну втому і результати стрес-корозійного розтріскування для системи “ПГ – катодний захист”. Відповідну методику перевірено на відповідність нормативним вимогам ДСТУ 4219-2003 до апаратури для обстежень підземних газопроводів і на цій основі запропоновано проект стандарту “Електрохімічний захист від корозії лінійної частини підземних металевих газопроводів з урахуванням втомної довговічності”.

3. Введено функціонал і критерій якості та з їх допомогою на основі аналізу результатів метрологічних досліджень встановлено відповідність інформаційних показників, пов'язаних зі струмом корозії, вимогам міжнародних стандартів, зокрема, NACE SP0285-2011 (External Corrosion Control of Underground Storage Tank Systems by Cathodic Protection) і SP0169-

2013 (Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems).

4. Запропоновано методику удосконалення функціонування програмно-апаратного комплексу для моніторингу системи підземного газопроводу і устаткування для катодного захисту (УКЗ) із застосуванням баз даних і знань. Бази даних і знань для моніторингу системи ПГ і УКЗ включають в себе: дані неперервного моніторингу інформації про актуальний стан системи корозійних дефектів, дані нормативно-технічної документації; дані діагностування підземних газопроводів засобами безконтактних вимірювань струму; дані щодо критичних ситуацій, пов'язаних з ризиком, з відзначенням причин та умов їх виникнення і заходів щодо ліквідації відхилень від режимів функціонування; дані вимірювального контролю струмів і потенціалів; дані неруйнівного контролю з урахуванням стрес-корозійного розтріскування (СКР), корозійно-механічні характеристики металу; критерії міцності та пластичності для матеріалу труб.

5. Для системи “металева труба – ізоляційне діелектричне покриття” розроблено методику оцінювання параметрів, яка включає такі основні процедури, як: оцінювання граничних та оптимальних значень потенціалів і струмів для системи катодного захисту трубопроводу; встановлення критеріїв міцності металу на межі метал – діелектричне покриття і в дефекті ізоляційного покриття, яке моделюємо каверною (пітингом) з тріщиною у вершині. Це дозволило дати рекомендації щодо ідентифікації рівня небезпеки труб, які контактують з ґрунтовим електролітом (зокрема, рекомендації щодо ідентифікації об'єктів підвищеної небезпеки).

6. Розроблено структурну схему і відповідно алгоритм інформаційної технології системи моніторингу ПГ, які поєднують три типи математичних моделей:

– математична модель корозіометрії з урахуванням контролю якості підземних газопроводів у контексті виявлення поверхневих дефектів (тріщин, каверн, пор);

- моделювання процесів з погляду системи управління якістю (СУЯ);
- моделювання процесів з погляду організаційних структур (персонал, інженерія якості, забезпечення експлуатаційної безпеки технологічного процесу для ПГ).

7. Отримані результати використовуються для розробки теоретичних засад, а також для удосконалення методології оцінювання корозійної стійкості трубопроводів системи “підземний газопровід – установка катодного захисту”, що функціонують в умовах агресивних середовищ та циклічних механічних навантажень.

8. Виявлено нові закономірності зміни інформативних параметрів у системі моніторингу підземних газопроводів, які уточнюють інтенсивність корозійного струму металу у дефектах покриттів і дають можливість оцінити перспективи покращення системи протикорозійного захисту з урахуванням обернених зв’язків та принципів інженерії якості.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ**СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ**

1. Механіка руйнування та міцність матеріалів. довідн. посібник / Під. заг. ред. В. В. Панасюка. Том 11: Міцність і довговічність нафтогазових трубопроводів і резервуарів / Г. М. Никифорчин, С. Г. Поляков, В. А. Черватюк, І. В. Ориняк, З. В. Слободян, Р. М. Джала. Під. Ред. Г. М. Никифорчина. Львів: “Сполом”, 2009. 504 с.
2. Yuzevych L., Skrynkovskyy R., Mykyuchuk M. Improvement of Regulatory Requirements for Ensuring the Quality of Underground Gas Pipelines in Conditions of Corrosion Fatigue // Path of Science. 2017. Vol. 3, No 9. P. 1001-1008. [Електронний ресурс]. – doi: 10.22178/pos.26-1 – <http://dx.doi.org/10.22178/pos.25-8>. Slovak Republik.
3. Нові методи контролю корозії підземних трубопроводів за вимірами струмів і потенціалів / Р. Джала, Б. Вербенець, М. Мельник, А. Мицик, Р. Савула, О. Семенюк // Фіз.-хім. механіка матеріалів. 2016. Т. 52, № 5. С. 115–123.
4. Evaluation of pipeline design factors. Gas Research Institute.GRI 00/0076. 2000. 94 p.
5. NACE SCCDA SP-0204-2008. Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Standard.
6. NACE SP0502-2010. Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology.
7. NACE SP0285-2011. External Corrosion Control of Underground Storage Tank Systems by Cathodic Protection.
8. SP0169-2013. Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems.
9. NACE SP0200-2014 Steel-Cased Pipeline practices.
10. ДСТУ ISO 9000:2015 Системи управління якістю (СУЯ). Основні положення та словник термінів. К.: Держстандарт України, 2015. 45 с.

11. ДСТУ ISO 9001:2015 Системи управління якістю. Вимоги. К.: Держстандарт України, 2015. 22 с.
12. ДСТУ 4219-2003 Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії. К.: Держстандарт України, 2003. 72 с.
13. ДСТУ Б В.2.5-30:2006. Трубопроводи сталеві підземні систем холодного і гарячого водопостачання. Загальні вимоги до захисту від корозії. К.: Держстандарт України, 2006. 112 с.
14. ДСТУ Н Б В.2.3-21:2008. Магістральні трубопроводи. Настанова. Визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами. К.: Держстандарт України, 2015.
15. ПНАЭ Г-7-002-86. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок.
16. СТО Газпром 9.2-002-2009. Защита от коррозии. Электрохимическая защита от коррозии. Основные требования. Стандарт организации.
17. ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия. М.: Стандартиформ, 2014. 109 с.
18. ОР 29.200.00-КТН-016-06 Правила контроля и учета работы ЭХЗ подземных коммуникаций от коррозии. М.: ОАО «АК «Транснефть», 2009. 7 с.
19. 65РА 39Р-00147105-025-02 Методика определения остаточного ресурса изоляционных покрытий подземных трубопроводов. Уфа: Монография, 2002. 21 с.
20. РД 39-00147105-048-2014 Методика определения долговечности защитных покрытий трубопроводов по параметрам катодной защиты. Уфа: УГНТУ, 2014. 33с.
21. СТО Газпром 2-2.3-760-2013. Инструкция по идентификации коррозионного растрескивания под напряжением металла труб как причины отказов магистральных газопроводов. М.: Газпром экспо, 2013. 47 с.

22. Dzhala R. M., Verbenets' B. Ya., Melnyk M. I. Measuring of Electric Potentials for the Diagnostics of Corrosion Protection of the Metal Structures // Materials Science. 2016. Vol. 52, № 1. P. 140–145.
23. Мельник М. І. Розроблення методу і засобів контролю поляризаційного потенціалу підземних трубопроводів: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.11.13 “Прилади і методи контролю та визначення складу речовин”. Львів, 2017. 20 с.
24. Микийчук М., Юзевич Л. Контроль якості підземних газопроводів з урахуванням корозійної втоми, міцності та нормативної документації // Вимірювальна техніка та метрологія: міжвідомчий науково-технічний збірник / відповідальний редактор Б. І. Стадник. Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2017. Випуск 78. С. 101–107.
25. Пічугін С. Ф., Зима О. Є., Винников П. Ю. Надійність лінійної частини підземних магістральних трубопроводів // Збірник наукових праць. Серія: Галузеве машинобудування, будівництво / за заг. ред. С.Ф. Пічугіна. Полтава : ПолтНТУ, 2015. Вип. 1(43). С. 17-28.
26. Акбашев Р. М., Ткаченко Д. А., Курдюмов Н. И. Особенности разрушения трубопроводов под влиянием стресс-коррозионных повреждений и их оценка в процессе технического диагностирования при проведении экспертизы промышленной безопасности // Научный журнал № 3 (4), 2016. С. 23-27.
27. Акбашев Р. М., Ткаченко Д. А., Курдюмов Н. И. Оценка степени опасности стресс-коррозионных трещин в трубопроводах применительно к экспертизе промышленной безопасности // Современные инновации № 3 (5) / V Международная научно-практическая конференция «Современные инновации: теоретический и практический взгляд» 17 марта 2016. С. ??–??.
- *****
28. Варламов Д. П. Прогнозирование рисков безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов, склонных к коррозионному

- растрескиванию под напряжением: дисс. на соискание науч. степени докт. техн. наук: спец. 05.26.02 “Безопасность в чрезвычайных ситуациях (нефтегазовая промышленность)”. Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина. Москва, 2014. 349 с.
29. Вэй Бэй. Прогнозирование долговечности изоляционных покрытий газонефтепроводов по параметрам катодной защиты : дисс. на соискание науч. степени канд. техн. наук: спец. 25.00.19 “Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ”. Уфимский государственный нефтяной технический университет. Уфа, 2017. 129 с.
30. Агинея Р. В., Александров Ю. В. Актуальные вопросы защиты от коррозии длительно эксплуатируемых магистральных газонефтепроводов. СПб.: Недра, 2012. 394 с.
31. Никулин, С. А. Повышение эффективности предотвращения коррозии нефтегазопроводов на основе оптимального регулирования режимов работы станций катодной защиты: автореф. дис. ... канд. техн. наук: спец. 25.00.19 “Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ”. Ухта: УГТУ, 2015. 22 с.
32. Похмурський В. І., Хома М. С. Корозійна втома металів та сплавів. Монографія. Львів: СПОЛОМ, 2008. 304 с.
33. Shen G., Xue Z. Theoretical Calculations and Applications of Cathodic Protection Current Density [M] // ICPTT 2012: Better Pipeline Infrastructure for a Better Life. 2013. P. 1067-1073.
34. Varela F., Yongjun T. M., Forsyth M. An overview of major methods for inspecting and monitoring external corrosion of on-shore transportation pipelines [J] // Corrosion Engineering, Science and Technology. 2015. 50(3). P. 226-235, 128.
35. Zhao J., Wang B, Analysis of some problems in design of Corrosion Protection for Long-distance Pipeline [M] // ICPTT 2013: Trenchless Technology. 2013. P. 891-898.

36. Юшманов В. Н. Совершенствование методов предотвращения стресс-коррозии металла труб магистральных газопроводов: автореф. дис. на соискание наук. степени канд. техн. наук: спец. 25.00.19 “Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ”. Ухта, 2012. 22 с.
37. Александров Ю. В. Разработка методологии эффективного предупреждения разрушения длительно эксплуатируемых газопроводных систем, подверженных стресс-коррозии: автореф. дис. на соискание науч. степени докт. техн. наук: спец. 25.00.19 “Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ”. Ухта, 2013. 43 с.
38. Михалев А. Ю. Разработка метода оценки остаточного ресурса основного металла труб нефтегазопроводов на основе измерения твердости с малой нагрузкой: автореф. дис. на соискание науч. степени канд. техн. наук: спец. 25.00.19 “Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ”. Ухта, 2012. 24 с.
39. Бурдинский Э. В. Повышение эффективности защиты от коррозии газонефтепроводов с отслаиваниями изоляционного покрытия: автореф. дис. на соискание науч. степени канд. техн. наук: спец. 25.00.19 “Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ”. Ухта, 2009. 22 с.
40. Меркурьева И. А. Развитие методов диагностирования изоляционных покрытий нефтегазопроводов: автореф. дис. на соискание наук. степени канд. техн. наук: спец. 25.00.19 “Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ”. Ухта, 2009. 20 с.
41. Северинова Л. Н. Повышение эффективности защиты от коррозии газопроводов с применением точечно-распределенных анодных заземлений: автореф. дис. на соискание наук. степени канд. техн. наук: спец. 25.00.19 “Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ”. Ухта, 2010. 24 с.
42. Побережний Л. Я., Пиріг Т. Ю. Втомна довговічність та кінетика деформації матеріалу трубопроводу при низькочастотному навантаженні // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2012. № 3(44). С. 87-96.

43. Пиріг Т. Ю. Методика оцінки ресурсу безпечної експлуатації трубопроводів // Праці конференції „Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування“, 19-22 вересня 2017 року. Секція 3. Методи описування і прогнозування пошкоджуваності матеріалів. Тернопіль: ТНТУ, 2017. С. 149–153.
44. Абаев З. К. Повышение надежности линейной части магистральных газопроводов за счет создания подсистемы мониторинга коррозионного растрескивания под напряжением: дисс. на соискание науч. степени канд. техн. наук: спец. 05.13.01 “Системный анализ, управление и обработка информации (в технике и технологиях)”. Северо-Кавказский горно-металлургический институт (гос. технолог. университет). Владикавказ. 2017. 165 с.
45. Поляков С. Г., Рибаків А. О. Основні закономірності стрес-корозійного розтріскування магістральних газопроводів // Проблеми міцності. 2009. № 5. С. 7-17.
46. Ибрагимов А. А. Методы прогнозирования долговечности трубопроводов с учетом коррозии и переменных напряжений / Под ред. А. Б. Шабарова, С. Ю. Подорожникова. Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. 76 с.
47. Джала Р. М., Вербенець Б. Я., Мельник М. І. Контроль поляризаційного потенціалу підземних металевих споруд // Матеріали 7-ї Національної науково-технічної конференції “Неруйнівний контроль та технічна діагностика” (Київ, 20-23 листопада 2012 р.). К., 2012. С. 221–223. URL: <http://ipm.lviv.ua/library/0/62/UkrNDT-2012part02.pdf>.
48. Чвірук В. П., Поляков С. Г., Герасименко Ю. С. Електрохімічний моніторинг техногенних середовищ. Київ: Академперіодика, 2007. 223 с.
49. Юзевич Л. Критерії корозійного стану газопроводів із сталі // Збірник тез доповідей 3-ї науково-практичної конференції студентів і молодих вчених “Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання”. 29-30.11.2011. Івано-Франківськ, 2011. С. 187-188.

50. Азюковський О. О. Потенціал підземного металевого трубопроводу сформований електротехнічною системою електрохімічного захисту // Гірнича електромеханіка та автоматика. 2014. Вип. 92. С. 17–22. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/geta_2014_92_6.
51. ДСТУ Б В.2.5-29:2006. Система газопостачання. Газопроводи підземні сталеві. Загальні вимоги до захисту від корозії. К.: МІНБУД України. 120 с.
52. Валяшек В. Б., Каплун А. В., Юзевич В. М. Математичне та комп'ютерне моделювання фізичних характеристик матеріалу у вершині тріщини з урахуванням ефекту зміцнення // Комп'ютерно-інтегровані технології: освіта, наука, виробництво. 2015. № 18. С. 97–104. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Kitonv_2015_18_18.
53. Сопрунюк П. М., Юзевич В. М. Діагностика матеріалів і середовищ. Енергетичні характеристики поверхневих шарів. Львів: Фіз.-мех. ін-т ім. Г. В. Карпенка НАН України, вид-во “СПОЛЮМ”. 2005. 292 с.
54. Koman B. P., Yuzevich V. M. Energy Parameters of Interfacial Layers in Composite Systems: 6Graphene – (Si, Cu, Fe, Co, Au, Ag, Al, Ru, Hf, Pb) and Semiconductor (Si, Ge) – (Fe, Co, Cu, Al, Au, Cr, W, Pb) // Journal of nano- and electronic physics. 2015. Vol. 7, No 4. P. 04059-1÷04059-7. URL: <https://essuir.sumdu.edu.ua/handle/123456789/44471>.
55. Yuzevych V. M., Koman B. P., Dzhala R. M. Mechano-electric characteristics of the near-surface layer of some materials // J. Nano-Electron. Phys. 2016. No. 4. P. 04005-1 04005-7. URL: <http://essuir.sumdu.edu.ua/handle/123456789/48780>.
56. Куць В. Р., Столярчук П. Г., Друзюк В. М. Кваліметрія. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2012. 256 с.
57. Демчук Л., Байцар Р. Статистичні методи в управлінні якістю виробничих процесів // Вимірювальна техніка та метрологія . 2014. Вип. 75. С. 131-137.
58. Походило Є. В., Остапчук С. Є. Контроль якості продукції за відносними електричними параметрами // Методи та прилади контролю якості. - 2013. - № 1. - С. 72-78.

59. Троицкий В. А. Количественная оценка уровня качества сварочных процессов и оборудования // Автомат. сварка. 1983. № 4. С. 62-66.
60. Троицкий В. А. Краткое пособие по контролю качества сварных соединений. Киев: Феникс. 2006. 320 с.
61. Визначення зміни напружено деформованого стану ділянки підземного трубопроводу за даними безконтактного позиціонування з поверхні Землі / Л. Я. Жовтуля, О. М. Карпаш, А. В. Яворський, А. П. Олійник // І науково-технічна конференція “НК в контексті асоційованого членства України в ЄС”, 24-27 жовтня 2017 року, м. Люблін, Польща. 2017. С. 30-34.
62. Ратушняк Г. С., Ободянська О. І. Моніторинг технічного стану підземних сталевих газопроводів // Сучасні технології, матеріали і конструкції в будівництві. Том 21, № 2, 2016. С. 99-103.
63. Чабан О., Юзевич Л. Нормативні вимоги щодо захисту магістральних трубопроводів від корозії // Вимірювальна техніка та метрологія. 2012. № 73. Р. 122-127.
64. Грабовський Р. С. Оцінка ресурсних можливостей магістральних газопроводів із експлуатаційними дефектами // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2010. № 4(37). С. 71-82.
65. Агинея Р. В. Разработка методов повышения эффективности противокоррозионной защиты объектов газотранспортной системы : автореф. дисс на соискание науч. степени докт. техн. наук: спец. 25.00.19 “Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ”. Ухта (РФ), 2009. 44 с..
66. Грудз В. Я., Грудз Я. В., Слободян В. І. Характеристика режимів роботи компресорних станцій магістрального газопроводу // Науковий вісник ІФНТУНГ. 2014. № 2(37). С. 147-153.
67. Малісевич В. В., Середюк О. Є., Середюк Д. О. Метрологічна модель напірного витратоміра при контролі енергетичної цінності природного газу / В. В. Малісевич, О. Є. Середюк, Д. О. Середюк // Український

- метрологічний журнал. 2015. № 1. С. 39-48. Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Umlzh_2015_1_7.
68. Метрологическая модель измерения энергетической ценности природного газа с использованием расходомеров переменного перепада давления / О. Е. Середюк, В. В. Малисевич, Д. О. Середюк, Н. Н. Малисевич // Системи обробки інформації. 2016. Вип. 6. С. 139-142. Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/soi_2016_6_38.
69. Бик, М. В., Букет О. І., Васильєв Г. С. Методи захисту обладнання від корозії та захист на стадії проектування [Електронний ресурс] : підр. для студ. спеціальності 161 «Хімічні технології», спеціалізації «Електрохімічні технології неорганічних та органічних матеріалів». К. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. 318 с.
70. Джала Р. М., Мельник М. І., Юзевич Л. В. Термодинамічний підхід до контролю параметрів на границі сталь-водне середовище // Матеріали 17-ї міжнародної науково-технічної конференції “Електромагнітні та акустичні методи неруйнівного контролю матеріалів та виробів ЛЕОТЕСТ-2012”. 20-25.02.2012. Славське Львівської області. Львів, 2012. С. 132-134.
71. Чабан О. П., Юзевич Л. В. Нормативні вимоги до якості зварних з’єднань сталевих труб // Матеріали 1-ї міжнародної науково-практичної конференції “Актуальні проблеми прикладної фізики”. Секція № 8. Метрологія, автоматизація та інформаційні системи в прикладній фізиці. 24-28.09.2012. Севастополь, 2012. С. 260-261.
72. ISO 12944:1998 Paints and varnishes – Corrosion protection of steel structures by protective paint systems. Part 2: Classification of environments.
73. ISO 4628-8:2005 Paints and varnishes. Evaluation of degradation of coatings. Designation of quantity and size of defects, and of intensity of uniform changes in appearance . Part 8: Assessment of degree of delamination and corrosion around a scribe.
74. ISO 4624:2016 Preview Paints and varnishes. Pull-off test for adhesion.

75. Плугин А. А., Подтележникова И. В., Герасименко О. С. Методика контроля качества антикоррозионных покрытий при их изготовлении по величине краевого угла смачивания // Збірник наукових праць УкрДАЗТ, 2011. Вип. 127. С. 159-164.
76. ДСТУ 3291-95 Єдина система захисту від корозії та старіння. Методи оцінки біокорозійної активності ґрунтів і виявлення наявності мікробної корозії на поверхні підземних металевих споруд. К.: Держстандарт України, 1995. 34 с.
77. Самойленко Н. И., Сенчук Т. С. Функциональная надежность магистральных трубопроводных транспортных систем. Харьков: НТМТ, ХНАГХ, 2009. 276 с.
78. Моделирование функциональной надежности трубопроводных напорных сетей / Н. И. Самойленко, А. Б. Костенко, Т. С. Сенчук, С. И. Богучарский // Комунальне господарство міст. 2011. № 101. С. 321-326.
79. Лежнюк П. Д., Комар В. О. Оцінка якості оптимального керування критеріальним методом. Монографія. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2006. 107 с.
80. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. Введ. 1987-08-01. М.: Изд-во стандартов, 1987. 52 с. (Система нормативних документів в строительстве).
81. ВБН В.2.3-00018201.04-2000. Розрахунки на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами. К.: Держнафтогазпром України, 2000. 57 с. (Відомчі будівельні норми України).
82. Structural Integrity Assessment Procedures for European Industry (Final Procedure, 1999. Brite-Euram Project No BE95-1426). Rotherham: British Steel, 1999.
83. Neimitz A. Ocena wytrzymałości elementów konstrukcyjnych zawierających pęknięcia (podstawowe elementy procedur SINTAP) / Andrzej Neimitz. Kielce (Poland): Politechnika Świętokrzyska, 2004. 139 s.

84. Pluvinage G. Pipe defect assessment based on limit analysis, failure assessment diagram and subcritical crack growth // Фізико-хімічна механіка матеріалів. 2006. Т. 42, № 1. С. 119–127.
85. Скачков В. А., Бережная О. Р. Особенности распространения трещин в условиях статического и малоциклового напряжений // Фізико-хімічна механіка матеріалів. 2015. № 1. С. 108–110.
86. Дмитрах І. М., Панасюк В. В. Вплив корозійних середовищ на локальне руйнування металів біля концентраторів напружень. Львів: Національна академія наук України. Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка, 1999. 341 с.
87. Грабовський Р. С. Оцінка міцності трубопроводів із корозійно-механічними тріщиноподібними дефектами // Науковий вісник ІФНТУНГ. 2014. № 2(37). С. 147-153.
88. Аналіз підходів до оцінки витривалості та циклічної тріщиностійкості елементів металевих конструкцій / Т. І. Матченко, П. Т. Матченко, О-й П. Шугайло, Л. А. Ляшенко, А. В. Панченко // Ядерна та радіаційна безпека. – 2017. № 1. С. 49-55.
89. Никифорчин Г. М. Зв'язок між експлуатаційною пошкодженістю конструкційних сталей та їх фізико-механічними властивостями // Праці конференції “Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування”, 19-22 вересня 2017 року. Тернопіль: ТНТУ, 2017. С. 30–33.
90. Зорин А. Е. Научно-методическое обеспечение системы поддержания работоспособности длительно эксплуатируемых газопроводов : автореф. дис. на соискание наук. степени докт. наук: спец. 25.00.19 “Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ”. Москва. 2017. 48 с.
91. Красовський А. Я., Ориняк І. В., Лохман І. В. Оцінка залишкового ресурсу трубопроводу, ушкодженого стресс-корозією [Текст] // Трубопровідний транспорт. 2011. № 2 (68). С. 18 – 21.

92. Yuzevych L., Skrynkovskyy R., Koman B. Development of information support of quality management of underground pipelines // EUREKA: Physical Sciences and Engineering. 2017. No. 4. P. 49-60.
93. Morrow J. Investigation of plastic strain energy as a criterion for finite fatigue life // The garret corporation report. Phaeniz Ariz, 1950. P. 105-108.
94. Панасюк В. В. Механика квазіхрупкого руйнування. К.: Наукова думка, 1991. 416 с.
95. Покровский В. В., Иванченко А. Г. Прогнозирование влияния предварительного термомеханического нагружения на повышение сопротивления хрупкому разрушению конструкционных теплоустойчивых сталей с трещинами. Сообщение 1. Модель и методика расчета эффекта предварительного термомеханического нагружения // Проблемы прочности. 2002. № 6. С. 96-106.
96. Рак Ю. П. Сукач Р. Ю. Математична модель оцінки ризику в проектах захисту об'єктів потенційної небезпеки // Управління проектами та розвиток виробництва. 2015. № 2. С. 12-17. Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Uprv_2015_2_4.
97. Мельник М. І. Розроблення методу і засобів контролю поляризаційного потенціалу підземних трубопроводів : дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.11.13 "Прилади і методи контролю та визначення складу речовин". Львів, 2017. 250 с.
98. Електрохімічний моніторинг магістральних трубопроводів на корозійно-небезпечних ділянках / С. Поляков, А. Клименко, Л. Ниркова, О. Малькова // Фізико-хімічна механіка матеріалів. 2008, Спецвипуск № 7. Т. 2. С. 761-766.
99. Поляков С. Г., Клименко А. В., Коваленко С. Ю. Система корозійного моніторингу трубопроводів // Наука та інновації. 2010. Т. 6, № 5. С. 25-28.
100. Грабовський С. Оцінка потенційного ризику руйнування тривало експлуатованого газопроводу // Міжвузівський збірник "Наукові нотатки". Луцьк, 2013. Випуск № 40. С. 70-80.

101. ASME B31G-1991. Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines. New York, USA: The American Society of Mechanical Engineers, American Nation Standard Institute, 1991.
102. Лужецький В. С., Лепак О. М. Визначення характеристик циклічної корозійної тріщиностійкості матеріалу труби нафтопроводу // Проблеми обчислювальної механіки і міцності конструкцій. 2012. Вип. 18. С. 126-131.
103. The development and validation of a dynamic fracture propagation model for gas transmission pipelines / P. E. O'Donoghue, M. F. Kaninnen, C. P. Leung, G. Demofonti, S.. Venzi // Int. J. Pres. Ves. & Piping. 1997. Vol. 70. P 11-25.
104. Experimental Investigation of CTOA in linepipe steels / D. L. Rudland, G. M. Wilkowski, Z. Feng, Y.-Y. Wang, D. Horsley and A. Golver // Engineering Fracture Mechanics. 2003. Vol. 70, No. 3-4. P. 567-577.
105. Данилюк І. М. Оцінювання пошкодженості та деформаційних параметрів циклічної тріщиностійкості експлуатованої сталі магістрального газопроводу [Текст]: дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 01.02.04 “Механіка деформівного твердого тіла”. Терноп. нац. техн. ун-т ім. Івана Пулюя. Тернопіль, 2015. 133 с.
106. ГОСТ 25.506–85. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкость разрушения) при статическом нагружении. М.: Изд-во стандартов, 1985. 66 с.
107. Панасюк В. В., Андрейкив А. Е., Партон В. З. Основы механики разрушения . К.: Наук. думка, 1988. 488 с.
108. Yuzevych V. M., Dzhala R. M., Koman B. P. Analysis of Metal Corrosion under Conditions of Mechanical Impacts and Aggressive Environments // Metallofizika i Noveishie Tekhnologii. 2017. Vol. 39, No. 12. P. 1655-1667.
109. Lemaitre J. Damage mechanics. The Bath Press, Great Britian, 1990. 556 p.
110. Sangid M. D. The physics of fatigue crack initiation // International Journal of Fatigue. 2013. No. 57. P. 58-72.

111. Методика определения накопления повреждений в металлических конструкционных материалах при сложном упругопластическом нагружении / Н. И. Бобырь, А. П. Грабовский, А. В. Тимошенко, А. П. Халимон // Пробл. прочности. 2006. №1. С. 128-137.
112. Ray A. Stochastic Modeling of Fatigue Crack Damage for Risk Analysis and Remaining Life Prediction // Transactions of the ASME. 1999. Vol. 121. P. 386-393.
113. Pugno N. A generalized Paris' law for fatigue crack growth / N. Pugno, M. Ciavarella, P. Cornetti, A. Carpinteri // Journal of the Mechanics and Physics of Solids. 2006. Vol. 54. P. 1333-1349.
114. Ratych L. V. Anodic dissolution and hydrogen embrittlement contribution into corrosion-fatigue crack growth // Materials Science. 1999. Vol. 35, No. 3. P. 15-27.
115. Сиротюк А. М. Встановлення умов поверхневого тріщиноутворення при циклічному деформуванні сталей енергетичного устаткування у водних середовищах: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 01.02.04 "Механіка деформівного твердого тіла". Львів, 2002. 20 с.
116. Kaeshe H. Die Korrosion der Metalle. Physikalisch-chemische Prinzipien und aktuelle Probleme. 1979. Berlin-Heidenberg-New York: Springer-Verlag. 400 p.
117. Побережний Л. М., Присліпська Г. М. Електрокорозійна деградація газопроводів у високомінералізованих ґрунтах // Вісник ТНТУ (Механіка та матеріалознавство). Тернопіль : ТНТУ, 2015. Том 79, № 3. С. 71-77.
118. Яворський А. В. Методика проведення контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів за допомогою системи безконтактного контролю стану ізоляційного покриття // Методи та прилади контролю якості. 2001. №7. С. 32-35.
119. Бурымский В. К., Гирнык В. А. Обследование трубопроводов ахтырского НГДУ // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. 2000. № 4. С. 72-78.

120. Чабан О., Юзевич Л. Моніторинг температури та механічних напружень в сталевих трубопроводах // IX Міжнародна науково-технічна конференція "Методи і засоби вимірювань фізичних величин" Температура-2012: Тези доповідей. 25-28.09.2012. Львів, 2012. С. 129-130.
121. Гибаленко А. Учет эксплуатационно-технологических факторов при расчетно-экспериментальной оценке показателей ремонтпригодности конструкций / Фізико-хімічна механіка матеріалів. 2010. Т. 2, Спецвипуск № 8. С. 587-592.
122. Юзевич Л. Контроль якості катодного захисту підземних трубопроводів з урахуванням поляризаційного потенціалу // II Міжнародна науково-практична конференція "Управління якістю в освіті та промисловості: досвід, проблеми та перспективи", 28-30 травня 2015 року: тези доповідей / Відп. за вип. М. М. Микийчук. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. С. 264-265.
123. Юзевич Л. Нормативні вимоги щодо підвищення надійності ізоляційних покриттів підземних трубопроводів // Міжнародна науково-практична конференція "Управління якістю в освіті та промисловості: досвід, проблеми та перспективи", 22-24 травня 2013 року: тези доповідей / Відп. за вип. Б. І. Стадник. Львів: Вид-во Львівської політехніки, 2013. С. 258-259.
124. Акбашев Р. М., Жуляев С. И., Курдюмов Н. И. Прогнозирование остаточного срока безаварийной службы полых металлических объектов под влиянием общей коррозии их наружной поверхности при проведении экспертизы промышленной безопасности // Наука, техника и образование. 2016. № 03 (21). С. 124-126.
125. Panchenko S., Lavrukhin O., Shapatina O. Creating a qualimetric criterion for the generalized level of vehicle // Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. 2017. Vol. 1, No. 3 (65). P. 39-45.
126. Горбунов Д. В. Риски инновационных проектов и методы их оценки // Вектор науки ТГУ. Тольяти, 2014. № 3 (29). С. 123-126.

127. Чабан О., Юзевич Л. Моделювання та якість моніторингу діагностичних систем // Вимірювальна техніка та метрологія: міжвідомчий науково-технічний збірник / відповідальний редактор Б. І. Стадник. Львів : Вид-во Національного університету "Львівська політехніка", 2015. Випуск 76. С. 92–98.
128. Чабан О. П., Юзевич В. М. Математичне моделювання діагностичних ознак для забезпечення системи функціонування медичних послуг // Системи обробки інформації. Харків, 2015. Випуск 2(127). С. 108-113.
129. 114. Вплив чинників на технічний ризик у ході експлуатації нафтопроводів / Г. М. Кривенко, Я. М. Семчук, М. П. Возняк, Л. В. Возняк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2008. № 4(29). С. 108-111.
130. Чабан О., Юзевич Л. Розвиток структурних складових нормативно-технічної документації в технічній та медичній діагностиці // Метрологія та прилади. 2014. № 4. С. 51-57.
131. Верифікація розрахункового комплексу CIRCLE_3D для обґрунтування міцності відповідального обладнання атомної станції / Р. М. Тріщ, Н. П. Гиря, М. Є. Пахалович, С. О. Кучер // Технологический аудит и резервы производства. 2016. № 4(2). С. 44-52. Режим доступу: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/Tatrv_2016_4\(2\)_8](http://nbuv.gov.ua/UJRN/Tatrv_2016_4(2)_8).
132. Тріщ Р. М., Кіпоренко Г. С., Кім Н. І. Залежність між вимірними показниками якості об'єктів різної природи та їх оцінкою на безрозмірній шкалі // Машинобудування. 2016. № 18. С. 145-149. Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Mashbud_2016_18_25.
133. Чабан О., Юзевич Л. Нормативні вимоги щодо контролю параметрів корозійного стану підземних трубопроводів // Вимірювальна техніка та метрологія. 2013. Вип. 74. С. 81-88. Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/metrolog_2013_74_20.
134. ISO 12944-1:1998 Paints and varnishes. Corrosion protection of steel structures by protective paint systems . Part 1: General introduction.

135. ISO 4628-8:2005 Paints and varnishes. Evaluation of degradation of coatings. Designation of quantity and size of defects, and of intensity of uniform changes in appearance. Part 8: Assessment of degree of delamination and corrosion around a scribe.
136. Красноярский В. В., Цикерман Л. Я. Коррозия и защита подземных металлических сооружений. М.: Высш. шк., 1968. 296 с.
137. Таблицы физических величин: Справочник под ред. И. К. Кикоина. М.: Атомиздат, 1976. 1006 с.
138. Петрина Д. Ю. Експериментальна оцінка механічних властивостей сталі 17Г1С тривалоексплуатованих магістральних газопроводів // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. 2010. № 1. С. 84-91.
139. Влияние физических факторов на поверхностное натяжение воды / Н. А. Мамедов, Г. И. Гарибов, Э. А. Расулов, Ш. Ш. Алекберов // Электронная обработка материалов, 2013, Т. 49, № 3, С. 90–94.
140. Shebzukhova M. A., Shebzukhov A. A. Surface energy and surface tension of liquid metal nanodrops // LAM14 - XIV Liquid and Amorphous Metals Conference, Rome, Italy, Edited by T. Scopigno; S. De Panfilis; A. Di Cicco; EPJ Web of Conferences, 2011. V. 15. 4 p.
141. Старостин Е. Г., Лебедев М. П. Свойства связанной воды в дисперсных породах. Часть I. Вязкость, диэлектрическая проницаемость, плотность, теплоемкость, поверхностное натяжение // Криосфера Земли, 2014, Т. XVIII, № 3, С. 46–54.
142. Модули упругости и границы стабильности льдов и клатратных гидратов кубической структуры / И. В. Р. Белослудов, Т. М. Инербаев, В. П. Шпаков, Д. С. Це, Р. В. Белослудов, Е. Кавазое // Рос. хим. ж. (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д. И. Менделеева), 2001, т. XLV, № 3. С. 45-50.
143. Eustathopoulos N., Joud J.-C. Interfacial tension and adsorption of metallic systems // Current Topics in Material Science. Edited by E. Kaldis. Amsterdam: 1980. Vol. 4. P. 281–360.

144. Scriver H. L Surface energy and work function in elemental metals/ H. L Scriver, N. V. Rosengaard // *Physical Review*. 1992. V. 46, No. 11. P. 7157-7168.
145. Джала Р., Юзевич В. Оцінювання параметрів напруженого стану металу трубопроводу з корозійною каверною // *Матеріали 5-ї Міжнародної конференції “Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій”*. Львів: 24-27 червня 2014 р. С. 675-680.
146. Бородачев Н. М. Предельное состояние трубопровода, подверженного питтинг-коррозии // *Проблемы прочности*. 2002. № 6. С. 89-95.
147. Анучкин М. П., Горицкий В. Н., Мирошниченко Б. И. Трубы для магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1986. 231 с.
148. Работнов Ю. Н. Сопротивление материалов. М.: Гос. издательство физ.-мат. литературы. 1962. 456 с.
149. Зубчанинов В. Г. Теория предельной пластичности, предельных состояний и Д. Д. Ивлев // *Вестник Чувашского государственного педагогического университета им. И. Я. Яковлева*. Серия: Механика предельного состояния. 2013. № 3 (17). С. 5-20.
150. Рудаченко А. В., Саруев А. Л. Исследование напряженно-деформированного состояния трубопроводов . Томск: ТПУ, 2011. 136 с.
151. Основы электрохимической коррозии металлов и сплавов: учеб. пособие / Л. Г. Петрова, Г. Ю. Тимофеева, П. Е. Демин, А. В. Косачев; под общ. ред. Г. Ю. Тимофеевой. М.: МАДИ, 2016. 148 с.
152. Шиян А. В. Определение показателей деформационного упрочнения конструкционных сталей в области локальных пластических деформаций при одноосном растяжении // *Металлознавство та термічна обробка металів*. 2013. № 1. С. 37-56.
153. Остсемин А., Уткин П. Упруго-пластическое разрушение труб с поверхностной трещиной // *Вестник ЮУрГУ*. Челябинск, 2006. № 7. С. 130-136.

154. Дерюгин Е. Е., Суворов Б. И., Деревягина Л. С. Трещиностойкость материалов с ультрамелкозернистой структурой // Письма о материалах. Уфа, 2013. Т.3, № 2. С.106-109.
155. Сучасна техніка і технології ремонту лінійної частини магістральних трубопроводів / В. О. Крупка, Є. Б. Іваник, О. М. Марчук, С. Ю. Федотова // Нафтогазова енергетика. 2011. № 3(16). С. 12-29.
156. Шамшетдинова Н. К. Повышение эффективности электрохимической защиты магистральных газопроводов при наличии отслоений изоляционного покрытия: автореф. дисс. на соискание науч. степени канд. техн. наук: спец. 25.00.19 “Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ”, 05.17.03 “Технология электрохимических процессов и защита от коррозии”. Москва, 2009. 22 с.
157. Ждек А. Я., Грудз В. Я. Визначення залишкового ресурсу тривало експлуатованих нафтопроводів із врахуванням наявних корозійних дефектів та умов експлуатації // Науковий вісник ІФНТУНГ. 2012. № 2(32). С. 134-142.
158. Крижанівський Є. І., Побережний Л. Я. Низькочастотна втома та корозійна втома підземних магістральних трубопроводів // Механічна втома металів. Праці 13-го міжнародного колоквиуму (МВМ-2006), 25-28 вересня 2006 року. Теонопіль: ТДТУ, 2006. С. 351-354.
159. Тріщ Р. М. Оцінювання процесів систем управління якістю підприємств [Текст] : монографія / Укр. інж.-пед. акад. Харків: [б. в.], 2013. 136 с.
160. Тріщ Р. М., Горбенко Н. А., Катрич О. О. Оцінювання систем управління якістю підприємств з урахуванням вимог міжнародних стандартів ISO серії 9000 // Машинобудування. 2014. № 14. С. 148-154. Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Mashbud_2014_14_26.
161. Юзевич Л. Принципи підвищення якості підземних трубопроводів в умовах корозійної втоми // Шоста Міжнародна науково-практична конференція "Метрологія, технічне регулювання, якість: досягнення та перспективи", 11-12 жовтня 2016 року: тези доповідей. Одеса: Видавництво

- Одеської державної академії технічного регулювання та якості, 2016. С. 195-196.
162. Юзевич Л. Математичне моделювання якості підземних трубопроводів в умовах корозійної втоми // Вимірювальна техніка та метрологія: міжвідомчий науково-технічний збірник / відповідальний редактор Б. І. Стадник. Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2016. Випуск 77. С. 136–143.
163. Крап-Списак Н., Юзевич В. Управление конфигурациями туристических потоков в системе управления проектами // Sustainable Development. 2014. № 21. Варна: Технический университет. С. 66-70.
164. Кипоренко А. С. Совершенствование нормативного обеспечения эксплуатационной безопасности трубопроводных систем атомных электростанций. – Харьков: Украинская инженерно-педагогическая академия, 2011. – 139 с.
165. Осташ О. П. Структура матеріалів і втомна довговічність елементів конструкцій. Механіка руйнування та міцність матеріалів. довідн. посібник / Під. заг. ред. В. В. Панасюка. Том 15: Львів: "Сполом", 2015. 312 с.
166. Оценка долговечности конструкционных материалов при совместных процессах малоцикловой и многоцикловой усталости / М. А. Большухин, Д. Л. Зверев, В. Б. Кайдалов, Ю. Г. Коротких // Проблемы прочности и пластичности: Межвуз. сб. Нижегородского НГУ. 2010. № 72. С. 28-35.
167. ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия.. М.: Стандртинформ, 2016. 109 с.
168. Manson S. S. Practical implementation of the double linear damage rule and damage curve approach for treating cumulative fatigue damage / S. S. Manson, G. R. Halford // Int. J. Fract. – 1981. – 17, No. 2. – P. 169 – 192.
169. Manson S. S. Re-examination of curative fatigue damage analysis – an engineering perspective / S. S. Manson, G. R. Halford // Eng. Fract. Mech. – 1986. – 25.– P. 539 – 571.

170. Morrow J. Investigation of plastic strain energy as a criterion for finite fatigue life // The garret corporation report. Phaeniz Ariz, 1950. P. 105-108.
171. Li Y. C. Fatigue crack speed of material with linear hardening / Y. C. Li, N. C. Huang // Int. J. Solids and Struct. 1991. Vol. 27, No. 7. P. 865-883.
172. McMeeking R. M. Finite deformation analysis of crack opening in elastic-plastic materials and implication for fracture // J. Mech. and Phys. Solids. 1977. Vol. 25, No. 5. P. 357-381.
173. Матвіїв Ю. Я. Методи визначення довготривалої міцності і залишкової довговічності елементів конструкцій за низькотемпературної повзучості: дис. на здобуття наук. ступеня докт. техн. наук: спец. 01.02.04 "Механіка деформівного твердого тіла". МОН України, Луцький НТУ, Фізико-механічний ін-т ім. Г. В. Карпенка НАН України. Луцьк, 2015. 355 с.
174. Гребеньков С. К., Шацов А. А., Ряпосов И. В. Деформационное упрочнение отпускостойчивых нмс на стадии равномерной деформации // Вестник ПНИПУ. Машиностроение, материаловедение. 2013. Том 15. № 3. С. 12–19.
175. Микийчук М., Юзевич Л. Оцінювання якості підземних трубопроводів з урахуванням втомної довговічності // Управління якістю в освіті та промисловості: досвід, проблеми та перспективи: тези доповідей III Міжнародної науково-практичної конференції пам'яті професора Петра Столярчука, 11–12 травня 2017 року / відп. за вип. М. М. Микийчук. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2017. С. 107–108.
176. Пиріг Т. Ю. Вплив передексплуатаційних навантажень в процесі укладання на ресурс безпечної експлуатації морських трубопроводів: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.15.13 "Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища" ; Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. Івано-Франківськ, 2013. 20 с.
177. Polak J., Zezulka P., Short crack growth and fatigue life in austenitic-ferritic duplex stainless steel // Fatigue Fract. Engng. Mater. Struct. 2005. Vol. 28, P. 923–935.

178. Rice J. R. A path independent integral and the approximate analysis of strain concentration by notches and cracks // *J Appl. Mech.* 1968. Vol. 35. P. 379–386.
179. Юзевич В. М., Огірко О. І. Інформаційна технологія оцінювання станів об'єктів із сталі в морському середовищі із сірководнем з використанням алгебри алгоритмів // *Наукові записки (Українська академія друкарства)*. 2012. № 4 (41). С. 160–172.
180. Юзевич В. М., Байцар Р. І., Гунькало А. В. СУЯ: моделювання управління процесами // *Вісн. Нац. ун-ту "Львів. політехніка"*. 2007. № 574. С. 123-126.
181. Микийчук М., Юзевич Л. Оцінювання якості підземних трубопроводів з урахуванням втомної довговічності // *Управління якістю в освіті та промисловості: досвід, проблеми та перспективи: тези доповідей III Міжнародної науково-практичної конференції пам'яті професора Петра Столярчука, 11–12 травня 2017 року / відп. за вип. М. М. Микийчук*. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2017. С. 107–108.
182. Копитко М. І. Комплексне забезпечення економічної безпеки підприємств (на матеріалах підприємств транспортного машинобудування): дис. на здобуття наук. ступеня докт. економічних наук: спец. 21.04.02 “Економічна безпека суб'єктів господарської діяльності”. Київ, 2015. 478 с.
183. Донець О. М., Савельєва Т. В., Урецька Ю. І. Використання міжнародних стандартів в управлінні ризиками // *Управління розвитком складних систем*. 2011. Вип. 6. С. 36-42. Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Urss_2011_6_9.
184. Прахова Т. Н., Сатаева Д. М. Управление качеством на этапах жизненного цикла объектов газоснабжения: монография. Нижний Новгород: ННГАСУ, 2014. 147 с.
185. Анцев В. Ю., Витчук Н. А. Методика кваліметричної оцінки якості виробничих процесів // *Известия Тульского ГУ. Технические науки*. 2017. Вып. 8. Ч. 1. С. 324-331.

186. Основы инженерии качества программных систем / Ф. И. Андон, Г. И. Коваль, Т. М. Коротун, Е. М. Лаврищева, В. Ю. Суслов // 2-е изд., перераб. и доп. К.: Академперіодика, 2007. 672 с.
187. Лавріщева К. М., Коваль Г. І., Коротун Т. М. Підходи до інженерії якості сімейств програмних систем // Проблеми програмування. 2008. № 2–3 (спецвипуск УкрПРОГ'2008). С. 219–228.
188. Основы инженерии качества программных систем / Ф. И. Андон, Г. И. Коваль, Т. М. Коротун, Е. М. Лаврищева, В. Ю. Суслов // 2-е изд., перераб. и доп. К.: Академперіодика, 2007. 672 с.
189. Лавріщева К. М., Коваль Г. І., Коротун Т. М. Підходи до інженерії якості сімейств програмних систем // Проблеми програмування. 2008. № 2–3 (спецвипуск УкрПРОГ'2008). С. 219–228.
190. Лазарук А. В. Анализ критериев и показателей оценки эффективности кооперации в промышленности // Экономика глазами молодых. Материалы IV Международного экономического форума. Минск: БГФТУ, 2011. С. 419-422.
191. Управление качеством // С.А. Зайцев, И. Е. Парфеньева, О. Ф. Вячеславова, Е. С. Блинкова, Т. А. Ларцева. Новосибирск: Изд. АНС «СибАК», 2016. 468 с.
192. Федюкин В. К. Основы кваліметрії. Управление качеством продукции. М.: Филин, 2004. 296 с.
193. РД 50-149-79 Методические указания по оценке технического уровня и качества промышленной продукции.
194. ВРД 39-1.10-004-99. Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжирования по степени опасности и определению остаточного ресурса. Введен 2000-03-05. М.: ИРЦ Газпром, 2000. 44 с.
195. Мирзоев А. М. Обзор подходов и методов оценки технического состояния линейной части магистральных газопроводов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012, № 4. С. 111-123.

196. О проблеме подготовки данных по длительной прочности при формировании нормативной документации для металлоемкого энергетического оборудования / В. В. Кривенюк, Е. И. Усков, Д. С. Авраменко, Ю. Ю. Садовский, Р. П. Приходько // Проблемы прочности. 2012. № 4. С. 20-32.
197. Семчук Ж. В. Методологічні засади забезпечення інвестиційними ресурсами освітніх послуг підприємств в умовах підвищеного ризику: монографія. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2017. 232 с.
198. Брок Д. Основы механики разрушения. М.: Высшая школа. 1980. 368 с.
199. A plastic-strain, mean-stress criterion for ductile fracture / D. M. Norris, J. E. Reaugh, B. Moran, D. F. Quiñones // J. Engng. Mat. Tech., Trans. ASME. 1978. Vol. 100. P. 279-286.
200. Desmorat R. Damage and fatigue. Continuum damage mechanics modeling for fatigue of materials and structures // REGC. Geomechanics in energy production. France (Cachan), 2006. No. 10. P. 849–877. w3.lmt.ens-cachan.fr/PDFs/DESMORAT.2006.7.pdf.
201. Яхно Б. О. Чисельне моделювання залишкових напружень і пошкоджуваність після дернування технологічних отворів в авіаційному сплаві Д16ЧТ // Вісник НТУУ «КПІ». Серія машинобудування. 2015. № 1 (73). С. 96-99.
202. Львов Г. І., Огороков В. О. Моделювання пошкоджуваності матеріалу при циклічному пружно-пластичному деформуванні // Опір матеріалів і теорія споруд. 2015. № 94. С. 217-230.
203. Бобырь Н. И., Яхно Б. О., Грабовский А. П. Моделирование процессов накопления повреждений при малоцикловом нагружении // XIII International Colloquium "MECHANICAL FATIGUE OF METALS". С. 112–118.
204. Моделювання зародження та розвитку докритичного пошкодження матеріалу зварних трубопровідних елементів в умовах високотемпературної експлуатації / О. С. Міленін, О. А. Великоіваненко, Г. П. Розинка, Н. І. Півторак // Праці конференції „Пошкодження матеріалів під час

- експлуатації, методи його діагностування і прогнозування“, 19-22 вересня 2017 року. Т.: ТНТУ, 2017. С. 26–29.
205. Lemaître J., Desmorat R. Engineering Damage Mechan Ductile, Creep, Fatigue and Brittle Failures. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2005. 372 с.
206. Данилюк І. М. Оцінювання пошкодженості та деформаційних параметрів циклічної тріщиностійкості експлуатованої сталі магістрального газопроводу: дис. на здобуття наук. ступеня докт. техн. наук: спец. 01.02.04 “Механіка деформівного твердого тіла”. Терноп. нац. техн. ун-т ім. Івана Пулюя. Тернопіль, 2015. 133 с.
207. Lemaître J. A. Course on Damage Mechanics. Germany: Springer Verlag, 1992. 210 с.
208. Identification of a continuum damage model from micro-hardness measurements / A. Gilles, O. Hubert, M. Dutko, R. Billardon // International journal of Fatigue. 2002. № 5. С. 163–173.
209. Грабовский А. П., Пономаренко Т. Б., Тимошенко О. В. Пошкоджуваність в конструкційних матеріалах при їх деформуванні // Вестник НТУУ «КПІ», серія «Машиностроение». 2002. № 43. С. 128–133.
210. Полутренко М.С., Побережний Л. Я., Станецький А. І. Оцінювання ризику біокорозійних руйнувань підземних газопроводів // Вісник ТНТУ. 2015. № 4 (80). С. 71-77.
211. Методические указания к практическим занятиям по курсу «Противокоррозионная защита газопроводных систем» / Редактор Т. М. Климчук. Ростов н/Д: Рост. гос. строит. ун-т, 2008. 32 с.
212. Звірко О. Корозійна тривкість сталей тривало експлуатованих нафтохранилищ // Вісник ТНТУ. 2011. Том 17. № 2. С. 58-64.

ДОДАТОК А

СТАНДАРТ ОРГАНІЗАЦІЇ УКРАЇНИ

**ЕЛЕКТРОХІМІЧНИЙ ЗАХИСТ ВІД КОРОЗІЇ ПІДЗЕМНИХ
МЕТАЛЕВИХ ГАЗОПРОВОДІВ З УРАХУВАННЯМ ВТОМНОЇ
ДОВГОВІЧНОСТІ****СТО XXXX:XXXX****(Проект)****Видання офіційне****ПАТ «УКТРАНСГАЗ»****2018**

ПЕРЕДМОВА

1 ВНЕСЕНО: Національним університетом «Львівська політехніка»

РОЗРОБЛЕНО: **М. Микийчук**, докт. техн. наук, професор,

Л. Юзевич, аспірант

2 НАДАНО ЧИННОСТІ: наказ _____ № _____ з _____

Право власності на цей документ належить .

Відтворювати, тиражувати і розповсюджувати його повністю чи частково на будь-яких носіях інформації без офіційного дозволу заборонено.

Стосовно врегулювання прав власності треба звертатися до

ЗМІСТ

1 ГАЛУЗЬ ВИКОРИСТАННЯ	
2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ	...
3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ	...
4 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ	...
5 ВИМОГИ ДО ЕЛЕКТРОХІМІЧНОГО ЗАХИСТУ	...
6 ОЦІНКА ПОТОЧНОГО КОРОЗІЙНОГО СТАНУ ЛІНІЙНОЇ ДІЛЯНКИ ПІДЗЕМНИХ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ, ЯКІ ЗНАХОДЯТЬСЯ У ҐРУНТОВОМУ ЕЛЕКТРОЛІТІ В УМОВАХ МАЛОЦИКЛОВОЇ ВТОМИ ДОДАТОК As.	...

СТАНДАРТ ОРГАНІЗАЦІЇ УКРАЇНИ

**ЕЛЕКТРОХІМІЧНИЙ ЗАХИСТ ВІД КОРОЗІЇ ПІДЗЕМНИХ
МЕТАЛЕВИХ ГАЗОПРОВОДІВ З УРАХУВАННЯМ ВТОМНОЇ
ДОВГОВІЧНОСТІ****ELECTROCHEMICAL CORROSION PROTECTION OF UNDERGROUND
METALLIC GAS PIPELINES TAKING TIRELESS LONGEVITY INTO
ACCOUNT****Чинний від xx.xx.20xx****1 ГАЛУЗЬ ВИКОРИСТАННЯ**

1.1 Цей стандарт встановлює вимоги забезпечення електрохімічного захисту від корозії підземних металевих газопроводів викликані блукаючими струмами.

1.2 У цьому стандарті наведено

– методику розрахунку змін товщини труб з урахуванням особливостей розвитку корозійної тріщини при тривалій експлуатації підземного трубопроводу, який контактує з ґрунтовим електролітом;

– метод розрахунку характеристик напруженого стану і корозійного струму у вершині тріщини, що дозволяє прогнозувати ресурс газопроводу.

1.3 Цей стандарт розповсюджується на:

1.4 Цей стандарт призначений для використання всіма підрозділами Публічного акціонерного товариства «УКРТРАНСГАЗ», а також сторонніми організаціями за умови, що технічні характеристики та технічні умови не відрізняються від прийнятих у цьому стандарті та за умови отримання згоди на застосування стандарту від «УКРТРАНСГАЗ».

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У цьому стандарті є посилання на такі нормативні документи:

ДСТУ 4219-2003. Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії

ДСТУ Б В.2.5-30:2006. Трубопроводи сталеві підземні систем холодного і гарячого водопостачання. Загальні вимоги до захисту від корозії

ДСТУ-Н Б В.1.2-18:2016. Настанова щодо обстеження будівель і споруд для визначення та оцінки їх технічного стану

ДБН В.2.5-23:2010. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення.

Примітка 1. На час опублікування цього стандарту зазначені нормативні документи були чинними. Всі нормативні документи підлягають переглядові, і учасникам угод, базованих на цьому стандарті, рекомендовано застосовувати найновіші видання нормативних документів, наведених нижче.

3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

3.1 У цьому стандарті застосовано такі терміни та визначення понять:

3.1.1 анод

Електрод, на якому проходить хімічна реакція окиснення (від нього у середовищі напрямлений струм).

3.1.2 анодний захист

Електрохімічний захист металу, здійснюваною з допомогою зовнішнього джерела електричного струму або з'єднанням з катодним протектором.

3.1.3 блукаючий струм

Струм, що витікає від струмопровідних частин електричних установок у навколишній ґрунт.

3.1.4 електрохімічний потенціал

Термодинамічна функція, що характеризує стан компонента, що складається із заряджених частинок (електронів, іонів).

3.1.5 захисний потенціал

Потенціал споруди при його катодній поляризації, що забезпечує гальмування корозійного процесу.

3.1.6 катод

Електрод, приєднаний до негативного полюсу джерела струму (електрод, до якого в електроліті напрямлений струм).

3.1.7 катодний захист

Електрохімічний захист металу, який здійснюється шляхом зниження його потенціалу за допомогою зовнішнього джерела електричного струму або анодного протектора.

3.1.8 катодна станція

Комплекс обладнання, яке призначене для створення постійного електричного струму між анодним заземленням і підземним газопроводом при його катодному захисті від корозії.

3.1.9 контрольно-вимірювальний пункт

Пристрій для контролю параметрів електрохімічного захисту і комутації засобів електрохімічного захисту.

3.1.10 корозійна втома

Руйнування металу під впливом періодичного динамічного навантаження і корозійних середовищ.

3.1.11 корозійний моніторинг

Систематичний збір, накопичення та аналіз даних про зміну в часі корозійного стану об'єктів, що захищаються, їх засобів і параметрів, а також умов та інтенсивності корозійного впливу внутрішніх та зовнішніх чинників на металеві конструкції.

3.1.12 мідносольфатний електрод порівняння

Електрод порівняння, в якому мідний електрод знаходиться у насиченому розчині сірчаної кислоти міді.

3.1.13 поляризаційний потенціал

Потенціал споруди без омичної складової.

3.1.14 перетворювач катодного захисту

Пристрій, що перетворює змінний струм у постійний в установках катодного захисту.

3.1.15 система електрохімічного захисту

Комплекс обладнання, що забезпечує електрохімічний захист і контроль споруди від корозії.

3.1.16 станція катодного захисту

Електротехнічний комплекс пристроїв, призначений для перетворення змінної напруги мережі у регульовану постійну напругу, що містить також пристрої сполучення і засоби вимірювання.

3.1.17 установка катодного захисту

Комплекс пристроїв, що складається з джерела електропостачання, станції катодного захисту, дренажної лінії, анодного заземлення та контрольно-вимірювального пункту.

3.1.18 експлуатуюча організація

Юридична особа, яка здійснює експлуатацію об'єктів ПАТ «УКТРАНСГАЗ».

3.2 В цьому стандарті використані такі скорочення:

ВТД – внутрішньо трубна діагностика;

ЕХЗ – електрохімічний захист;

МГ – магістральні газопроводи;

МСЕ – мідно сульфатний електрод;

УКЗ – установка катодного захисту.

4 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

4.1 Оцінка поточного корозійного стану та його прогноз для лінійної ділянки газопроводу проводяться з метою:

- оцінки за кількістю труб з корозійними дефектами, що класифікуються як критичні, та обсягів оперативного ремонту лінійних ділянок газопроводів;

- планування, в залежності від оцінки кількості труб з потенційно небезпечними корозійними дефектами, діагностичних і ремонтних робіт на лінійній ділянці газопроводів.

4.2 Виявлення чинників, що сприяють утворенню та розвитку корозійних дефектів, і прогноз зростання корозійних дефектів здійснює спеціально створений підрозділ захисту від корозії за комплексом даних, а саме результатів внутрішньотрубної діагностики (ВТД), електрометричних обстежень відповідно до ДСТУ 4219-2003 та корозійного моніторингу, як зазначено у ДСТУ-Н Б В.1.2-18:2016.

4.3 За результатами аналізу електрометричних обстежень і ВТД підрозділ із захисту від корозії експлуатуючої організації здійснює виявлення чинників, що сприяють утворенню та розвитку корозійних дефектів, і розробку заходів щодо усунення їх негативного впливу.

На лінійних ділянках МГ, на яких за результатами ВТД виявлено високу швидкість корозії (понад 0,3 мм / рік), необхідно забезпечити проведення додаткових корозійних (електрометричних) обстежень і використовувати отримані результати для формування прогнозу корозійного стану лінійних ділянок МГ, що характеризуються високою швидкістю корозії відповідно до ДСТУ Б В.2.5-30:2006.

4.4 Оцінку поточного корозійного стану та його прогноз для лінійного ділянки МГ, обстеженого внутрішньотрубним дефектоскопом, необхідно здійснювати за даними ВТД з використанням параметра закону розподілу. Параметр закону розподілу обчислюється за формулою на основі статистичної обробки і аналізу рангів небезпеки корозійних дефектів.

4.5 За результатами виконаних робіт Виконавець надає до ПАТ "УКРТРАНСГАЗ" прийнятий Замовником технічний звіт (експертний висновок, тощо) для створення банку даних та проведення моніторингу.

Графічні та текстові бази даних готуються на кожен ділянку МГ окремо. Графічні матеріали Виконавець представляє в форматі програми, що

попередньо узгоджується із Замовником, виходячи з існуючої політики ПАТ "УКРТРАНСГАЗ" в напрямку ІТ-технологій.

5 ВИМОГИ ДО ЕЛЕКТРОХІМІЧНОГО ЗАХИСТУ

5.1 Підземні газопроводи підлягають комплексному захисту від корозії захисними покриттями і засобами ЕХЗ незалежно від корозійної агресивності ґрунту.

5.2 Система ЕХЗ газопроводів повинна забезпечувати катодну поляризацію на всій протяжності трубопроводу в інтервалі потенціалів згідно з таблицею 5.1. Для об'єктів, що експлуатуються в ґрунтах низької корозійної агресивності і питомим електричним опором вище 100 Ом·м, допускається зміна інтервалу захисних потенціалів при обґрунтуванні безаварійної експлуатації об'єкта.

5.3 Захищеність ділянок газопроводів від корозії, побудованих і реконструйованих (з проведенням протяжного ремонту захисних покриттів) повинна оцінюватися за величиною поляризаційного потенціалу. Для діючих газопроводів до їх реконструкції (капітального ремонту) допускається оцінювати захищеність за величиною потенціалу з омичною складовою.

Таблиця 5.1 – Захисні потенціали трубопроводів

Умови експлуатації		Мінімальний захисний потенціал щодо МСЕ, В	
		поляризаційний	з омичною складовою
За температурою продукту	$T \leq 313 \text{ K (40}^\circ\text{C)}$	-0,85	-0,90
	$T > 313 \text{ K (40}^\circ\text{C)}$	-0,95	-1,05
За характеристикою корозійного середовища	грунти з питомим електричним опором менш $10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$	-0,95	-1,05
<p><i>Примітка 2. Величина максимального допустимого поляризаційного потенціалу не повинна бути більш негативною, ніж мінус 1,2 В щодо МСЕ. Для трубопроводів, температура продукту, що транспортується яких не вище 278 К (5 ° С), мінімальний захисний потенціал встановлюється позитивніше наведених значень на 0,05 В. Величина максимального допустимого поляризаційного потенціалу на трубопроводах, виготовлених з зміцнених сталей вище класу К60, не повинна бути більше негативною, ніж мінус 1,1 В щодо МСЕ.</i></p>			

5.4 Недіючі або тимчасово виведені з експлуатації трубопроводи підлягають ЕХЗ від корозії.

5.5 У системі ЕХЗ трубопроводу повинен бути передбачений дистанційний контроль усіх проєктованих УКЗ.

5.6 Засоби ЕХЗ трубопроводу, передбачені проєктом, в зоні дії блукаючих струмів повинні бути побудовані, налагоджені і введені в дію не пізніше одного місяця після його засипки ґрунтом, а на інших ділянках – не пізніше трьох місяців. Якщо передбачаються більш пізні терміни закінчення будівництва ЕХЗ трубопроводу і введення її в експлуатацію, необхідно передбачити тимчасовий електрохімічний захист з термінами введення в експлуатацію, зазначеними в цьому пункті.

5.7 У період будівництва трубопроводу в якості тимчасового захисту дозволяється використання протекторів.

5.8 У разі будівництва трубопроводу паралельно експлуатуються трубопроводи, оснащені системою катодного захисту. Тимчасовий захист допускається здійснювати шляхом тимчасового підключення до системи ЕХЗ експлуатованого трубопроводу.

5.9 Під час проведення регламентних і ремонтних робіт допускається перерва в дії кожної установки системи ЕХЗ сумарною тривалістю не більше 80 год в квартал.

5.10 Допускається тимчасове відключення засобів ЕХЗ (загальною тривалістю не більше 240 год на рік) для проведення дослідних або дослідницьких робіт з документальним оформленням та обґрунтуванням терміну відключення.

5.11 Аварійні відмови устаткування системи ЕХЗ на об'єктах повинні бути усунені протягом 24 год.

5.12 У зоні дії блукаючих струмів, викликаних джерелами постійного струму, система ЕХЗ трубопроводів повинна виключати утворення анодних зон. Допускається короткочасне анодне зміщення потенціалу труби щодо природного потенціалу сумарною тривалістю не більше 4 хв на добу.

5.13 Трубопроводи повинні ранжуватися за ступенем корозійної небезпеки. Критерії визначення зон газопроводу високого, підвищеної і помірно корозійної небезпеки наведені в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Критерії визначення високої, підвищеної і помірно корозійної небезпеки зон трубопроводів і категорії надійності електропостачання УКЗ

Ступінь корозійної небезпеки	Критерії		Категорії надійності електропостачання УКЗ
	Наявність корозійних відмов	Швидкість корозії, мм / рік	
Висока	+	Більше 0,3	2
Підвищена	-	від 0,1 до 0,3	2,3
Помірна	-	Менше 0,1	2,3

Примітка 3. Категорії надійності електропостачання повинні визначатися з урахуванням вимог ДБН В.2.5-23:2010 в залежності від технологічного об'єкта електропостачання. Забезпечення електропостачання УКЗ за 2-ою категорією на ділянках помірно корозійної небезпеки, як правило, здійснюється із застосуванням автономних джерел живлення.

5.14 До зон підвищеної корозійної небезпеки і відповідних ділянках техногенної небезпеки відносяться підземні ділянки трубопроводів:

- в засолених ґрунтах будь-якого району країни (солончакових, солонцях, солодях, сорах і ін.) з солевмістом водорозчинних солей більше 1 г на 1 кг ґрунту;

- в болотистих, заболочених, чорноземних і поливних ґрунтах;

- на підводних переходах і в заплавах річок;

- промислових і побутових стоків, звалищ сміття і шлаків;

- блукаючих струмів джерел постійного струму;

- з температурою продукту, що транспортується понад 40 ° С;

- на перетинах з різними трубопроводами, включаючи по 100 м в обидва боки від місця перетину.

5.15 До зон високої корозійної небезпеки відносяться ділянки трубопроводів, розташовані між двома сусідніми (суміжними) установками катодного захисту, на яких сталися корозійні відмови (розриви, свищі), і / або ділянки, на яких швидкість корозії перевищує 0,3 мм на рік.

6 ОЦІНКА ПОТОЧНОГО КОРОЗІЙНОГО СТАНУ ЛІНІЙНОЇ ДІЛЯНКИ ПІДЗЕМНИХ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ, ЯКІ ЗНАХОДЯТЬСЯ У ҐРУНТОВОМУ ЕЛЕКТРОЛІТІ В УМОВАХ МАЛОЦИКЛОВОЇ ВТОМИ

6.1 Швидкість поширення тріщини V_a визначають за узагальненим рівнянням Періса:

$$V_a = da / dN = C_a \times (\Delta K(a, \Delta a, \Delta \sigma), K_{\max}, pH_{IC}, E_{IC})^n, \quad \Delta K_{th} < \Delta K < K_{IC}, \quad (6.1)$$

де L_T – довжина тріщини;

N – кількість циклів навантаження;

K – коефіцієнт інтенсивності напружень (КІН) (використовується у лінійній механіці руйнування для опису полів напружень поблизу вершини тріщини);

ΔK – розмах КІН;

K_{max} – максимальна величина КІН у циклі для тріщин нормального відриву;

pH_{tC} – водневий показник середовища;

E_{tC} – електродний потенціал металу;

Δa – квант руйнування;

$\Delta\sigma$ – розмах напружень;

n, C_a – константи, що характеризують систему “матеріал (сталь) – середовище”.

6.2 Довговічність (ресурс) елемента конструкції з тріщиною, тобто період N_P , обчислюють за наведеною формулою:

$$N_P = C_a \int_{a_i}^{a_c} \frac{da}{(\Delta K(a, \Delta a, \Delta\sigma), K_{max}, pH_{tC}, E_{tC})^n}, \quad k_N = N_P / N_{P*}, \quad (6.2)$$

де a_i – початковий розмір макротріщини у металевій трубі;

a_c – критичний розмір втомної макротріщини;

N_{P*} – кількість циклів навантаження базового зразка;

k_N – відносна кількість циклів навантаження.

6.3 Складова W_S , пов’язаної із усередненими напруженнями σ_{0f} , і енергія циклічних деформацій W_C обчислюються за наведеними формулами:

$$W_S = \sigma_{0f} \times \delta_{max} \times \Delta a, \quad (6.3)$$

$$W_C = \int_0^{l_{pf}} \sigma_{0f} [\delta_{fmax}(s) - \delta_0] ds, \quad (6.4)$$

де δ_{\max} – максимальне розкриття тріщини;

$\delta_{f\max}(s_t) = (1-R) \times \delta_{\max}(s_t)/2$ – розкриття берегів додаткового розрізу ($0 \leq s_t \leq l_{pf}$), що пов'язано з розкриттям під статичним навантаженням;

l_{pf} – довжина пластичної зони;

$R = P_{\min}/P_{\max}$ – коефіцієнт асиметрії циклу навантаження;

P_{\min} , P_{\max} – мінімальне і максимальне навантаження у зразку з тріщиною.

6.4 Параметри напруженого і деформованого стану в зоні передруйнування тріщини як площі відповідних ділянок під модельною діаграмою розтягу для матеріалу зі зміцненням, апроксимовану степеневою залежністю для напруження σ :

$$\sigma = \sigma_T + \zeta \times \varepsilon^m, \quad (6.5)$$

де ζ – коефіцієнт деформаційного зміцнення матеріалу;

σ_T , ζ , m – експериментально встановлені константи для даного матеріалу.

6.5 Критичне розкриття вершини тріщини з урахуванням зміцнення ζ обчислюють за формулою:

$$\delta_{fC} = C_0 \frac{K^2}{\sigma_{0f} E}; \quad C_0 = 0,6(1-\nu^2) \left(\frac{2(1+\nu)(1+\zeta)\sigma_0}{3\sqrt{\zeta} E} \right)^\zeta, \quad (6.6)$$

де ν – коефіцієнт Пуассона;

E – модуль Юнга.

6.6 Густина анодного струму I_A у вершині тріщини з урахуванням енергетичної характеристики поверхневого шару WPL визначається за узагальненим співвідношенням типу Кеше :

$$I_A = \frac{\alpha \cdot \chi \cdot \Delta \psi_{ak}}{\delta \cdot \ln((h+c+r)/\delta)} \cdot \left(1 + \beta_w \cdot \left(\frac{WPL - WPLO}{WPLO} \right)^S \right), \quad (6.7)$$

де α – кут у вершині тріщини;

χ – електропровідність електроліту;

$\Delta \psi_{ak}$ – омична зміна електричного потенціалу між анодною і катодною частинами;

h, c – глибина каверни та тріщини відповідно;

r – радіус кривизни проєкції ювенільної поверхні;

$\beta_w, S, WPLO$ – експериментально визначені константи.

6.7 Для труби, ослабленої на зовнішній поверхні дефектом типу каверни глибини h з тріщиною у вершині глибини c , співвідношення для коефіцієнта концентрації напружень K_t і внутрішнього критичного тиску $p = p_s$, визначатимуться за формулами:

$$K_t = (2,021 - 1,301 \cdot \beta_k + 0,727 \cdot \beta_k^2 - 0,147 \cdot \beta_k^3) \cdot \frac{d}{d_1 - c}, \quad (6.8)$$

$$p_s = \frac{2\sqrt{2} \cdot d \cdot \sigma_T}{3K_t \cdot D} \cdot \frac{(1,5 + K_z) \cdot (r_0 + c)^4}{(r_0 + c)^4 + 0,5 \cdot r_0^2 (r_0 + c)^2 + r_0^4}, \quad (6.9)$$

$$K_z = \left(\frac{d_1 - c}{2} \cdot \frac{2(d_1 - c) + 3r_0}{d_1 - c + r_0} - \frac{3d}{2K_t} \right) / \left(\frac{d}{K_t} + \frac{r_0}{3} \cdot \left(\frac{r_0^3}{(d_1 - c + r_0)^3} - 1 \right) \right), \quad \beta_k = \frac{r_0}{d_1 - c}, \quad (6.10)$$

де D – діаметр труби;

d – товщина стінки труби.

6.8 Руйнування труби можливе, коли глибина дефекту $h+c$ досягне критичного розміру h_{cr} , а довжина тріщини L_T буде перевищувати критичне значення L_{cr} . Ці параметри обчислюються за наведеними нижче формулами:

$$h_{cr} = h + c_{cr} = d - L_T \sqrt{0,1785 \frac{p_S}{\sigma_6}}, \quad h_{cr} = d \sqrt{\frac{L_T}{D} \left(1 - \frac{p_S (D - 2d)}{2K_K K_S \sigma_6 d} \right)}, \quad (6.11)$$

$$L_T \Rightarrow L_{cr} = \frac{1}{\pi} \left(\frac{8d}{p_S D} \right)^2 K_{fC}^2, \quad K_S = 1 + \frac{h+c}{d} \sqrt{\frac{L_T}{D}}, \quad (6.12)$$

де K_K – коефіцієнт чутливості до тріщини;

c_{cr} – критичне значення глибини тріщини;

p_S – граничне значення внутрішнього тиску;

K_S – коефіцієнт, який враховує зміну товщини труби на дефектній ділянці трубопроводу;

K_C – параметр тріщиностійкості, який визначаємо експериментально за відомими методиками механічних випробувань.

K_K – визначається шляхом проведення лабораторних механічних випробування, в процесі яких враховується відношення меж міцності дефектного і суцільного зразків.

6.9 Термін безаварійної експлуатації об'єкта T_S (можна наближено оцінити за формулою):

$$T_S = (h_{cr} - h_{max}) / I_A, \quad (6.13)$$

де h_{cr} – геометричний розмір критичного дефекта ($h_{cr} \approx 0,5$ мм);

h_{max} – геометричний розмір дефекта максимально допустимої глибини.

ДОДАТОК А
(ДОВІДКОВИЙ)

БІБЛІОГРАФІЯ

1. Evaluation of pipeline design factors. Gas Research Institute. GRI 00/0076. 2000. 94 p.
2. SP0169-2013 Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems.
3. NACE SP0200-2014 Steel-Cased Pipeline Practices.
4. NACE SCCDA SP0204-2008. Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Standard.
5. NACE SCCDA SP0285-2011. External Corrosion Control of Underground Storage Tank Systems by Cathodic Protection.

ДОДАТОК Б

ЗАТВЕРДЖУЮ

Заст. директора Фізико-механічного
інституту НАН України

В.Р. СКАЛЬСЬКИЙ

2017 р.

ПРОТОКОЛ № 1

натурних випробувань на магістральному газопроводі створеного зразка апаратури безконтактних вимірювань струму БВС-2 для контролю протикорозійного захисту підземного трубопроводу (ПТ) згідно Технічного завдання і Календарного плану виконання науково-дослідної роботи по проекту Р2.5 програми «Ресурс» на 2017 р.

1. **Дата** проведення натурних випробувань: 15 грудня 2017 року.
2. **Місце** вимірювань: траса підземних магістральних газопроводів Липники–Львів на ділянці УКЗ Солонка–Жирівка.
3. **Мета** дослідження: випробування роботи в натурних умовах виготовленого зразка апаратури безконтактних вимірювань струму БВС-2 на магістральному підземному трубопроводі.
4. Прилади та обладнання для досліджень:
 - 4.1. Підземний газопровід Липники–Персенківка (Ду500).
 - 4.2. Діюча установка катодного захисту КСС 1200-24/48-У1.
 - 4.3. Безконтактний вимірювач струму БВС-2.
5. Вихідні параметри установки катодного захисту КСС:
 - 5.1. Напруга за показом вольтметра КСС – 20 В,
 - 5.2. Струм за показами амперметра КСС – 7 А.
6. Робота на трасі ПТ з апаратурою БВС-2.
Визначення координат і місця залягання підземного трубопроводу апаратурою БВС-2 та вимірювання глибини залягання ПТ і сили струму у різних точках вздовж ПТ із записом вимірів у пам'ять БВС-2.
7. Перевід результатів вимірювань з пам'яті БВС-2 у персональний комп'ютер.
Оформлення таблиць і графіків.
Розміщення ділянки вимірів показані на рис. 1, 2, 3, 4
Результати вимірювань наведені у табл. 1, 2 і зображені графічно на рис. 5, 6.
8. Аналіз і опрацювання результатів вимірювань.

Результати вимірювань та їх опрацювання наведені у Табл. 2 та на рис. 6.
Розміщення на карті ділянки виробувань апаратури БВС-2

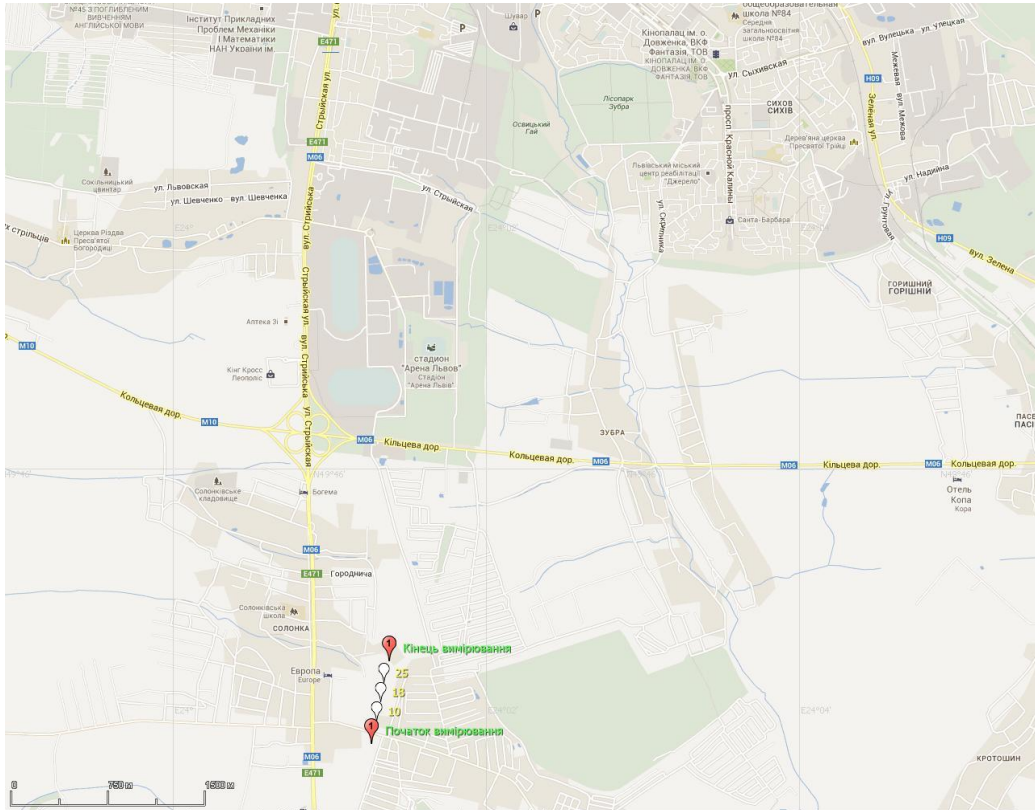


Рис.1 Розміщення ділянки випробувань на векторній карті

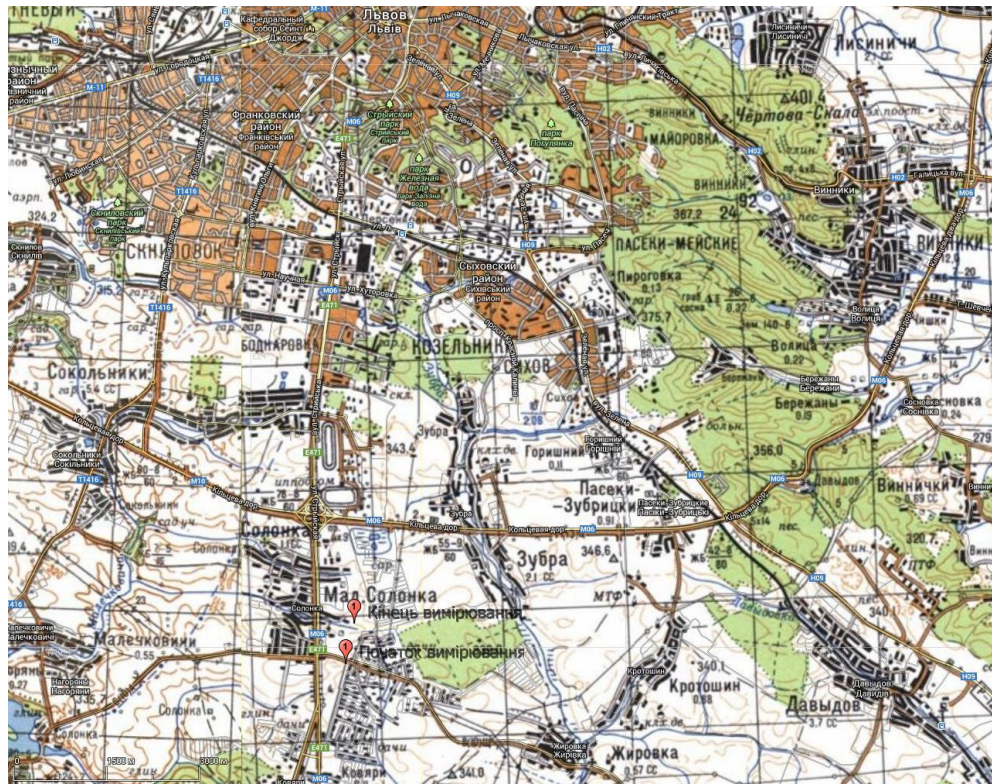


Рис.2 Розміщення ділянки випробувань на топографічній карті

Розміщення ділянки виробувань апаратури БВС-2

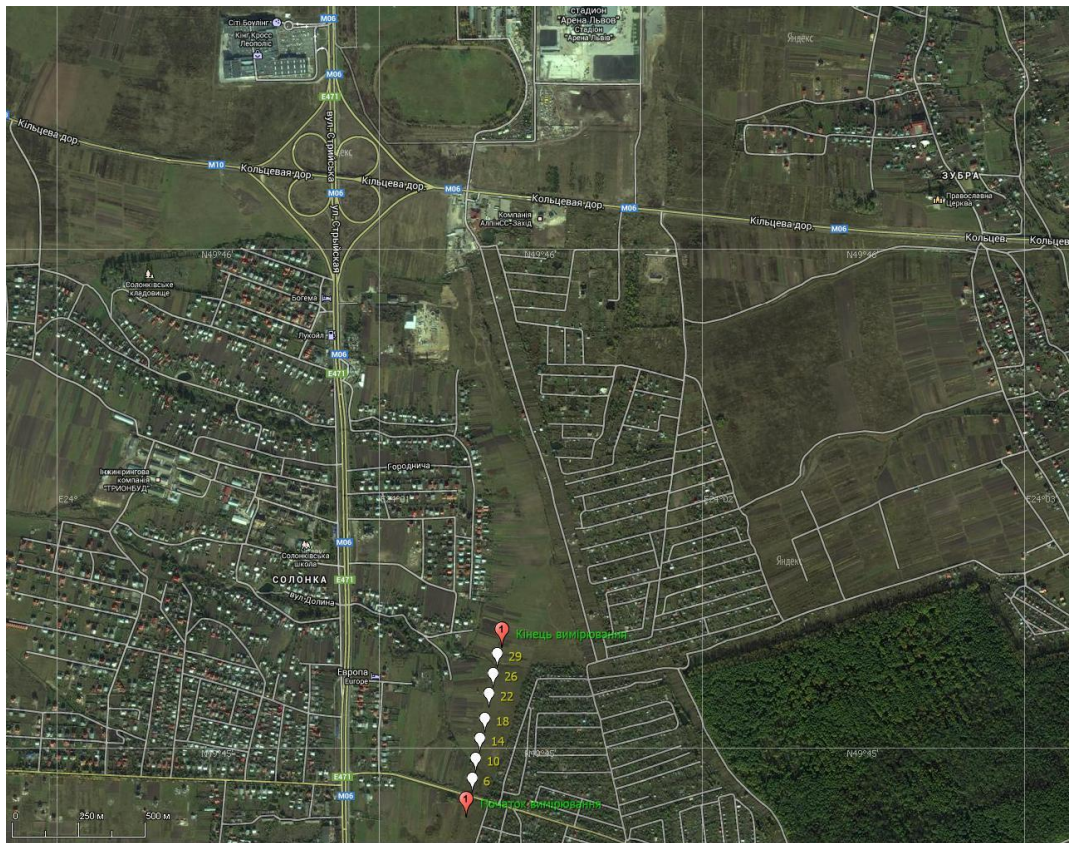


Рис.3 Розміщення ділянки випробувань на фотографії з космосу



Рис.4 Розміщення на фотографії з космосу точок вимірювань БВС-2

Натурні вимірювання апаратурою БВС-2 на трасі магістрального трубопроводу.

Таблиця 1. Результати безконтактних вимірювань струму J і глибини h залягання на ділянці УКЗ Солонка–Жирівка від переходу ПТ над струмком та оцінки розподілу відносних витрат струму.

n(J,h)	Picket	L[m]	dL[m]	J[A]	h[m]	dJ/JdL[%/m]	Широта N	Довгота E
1		0	0	0.3566	1.66		N49°44'51,60"	E24°01'16,20"
2		10	10	0.3602	1.83	-0.1004	N49°44'52,40"	E24°01'16,50"
3		20	10	0.3628	1.95	-0.07192	N49°44'53,00"	E24°01'16,50"
4	яр перед дорогою	30	10	0.398	1.56	-0.9253	N49°44'53,60"	E24°01'16,75"
5	на дорозі справа	40	10	0.4467	3.21	-1.153	N49°44'54,00"	E24°01'16,80"
6	на дорозі зліва	50	10	0.471	2.98	-0.5296	N49°44'54,60"	E24°01'17,30"
7		60	10	0.5394	1.54	-1.354	N49°44'55,20"	E24°01'17,40"
8		70	10	0.5773	2.3	-0.6788	N49°44'55,80"	E24°01'17,40"
9		80	10	0.6086	1.64	-0.5279	N49°44'56,40"	E24°01'17,80"
10		90	10	0.61	1.29	-0.02298	N49°44'57,00"	E24°01'18,00"
11		100	10	0.611	1.35	-0.01638	N49°44'57,60"	E24°01'18,00"
12		110	10	0.612	1.62	-0.01635	N49°44'58,20"	E24°01'18,50"
13		120	10	0.615	1.56	-0.0489	N49°44'58,80"	E24°01'18,60"
14		130	10	0.617	1.7	-0.03247	N49°44'59,40"	E24°01'18,70"
15		140	10	0.6175	1.84	-0.0081	N49°45'00,00"	E24°01'19,00"
16		150	10	0.619	1.73	-0.02426	N49°45'00,60"	E24°01'19,20"
17		160	10	0.626	1.76	-0.1124	N49°45'01,20"	E24°01'19,20"
18		170	10	0.628	1.95	-0.0319	N49°45'01,80"	E24°01'19,60"
19		180	10	0.6285	1.81	-0.007959	N49°45'02,40"	E24°01'19,80"
20		190	10	0.6292	1.73	-0.01113	N49°45'03,60"	E24°01'20,20"
21		200	10	0.623	1.9	0.09903	N49°45'04,20"	E24°01'20,40"
22		210	10	0.63	1.88	-0.1117	N49°45'04,80"	E24°01'20,40"
23		220	10	0.645	1.69	-0.2353	N49°45'05,40"	E24°01'20,60"
24		230	10	0.649	1.93	-0.06182	N49°45'06,00"	E24°01'21,00"
25		240	10	0.6543	1.83	-0.08133	N49°45'06,60"	E24°01'21,00"
26		250	10	0.6566	1.82	-0.03509	N49°45'07,20"	E24°01'21,20"
27		260	10	0.6573	2.1	-0.01066	N49°45'07,80"	E24°01'21,60"
28	під ЛЕП	270	10	0.6585	2.46	-0.01824	N49°45'09,00"	E24°01'21,70"
29		280	10	0.6597	2.51	-0.01821	N49°45'09,60"	E24°01'21,90"
30	в рові	290	10	0.66	0.99	-0.004546	N49°45'10,20"	E24°01'22,20"
31	після СКЗ	300	10	0.6623	3.44	-0.03479	N49°45'11,40"	E24°01'22,50"
32		310	10	0.6627	3.65	-0.006038	N49°45'12,00"	E24°01'22,80"

**Натурні вимірювання апаратурою БВС-2 на трасі
магістрального трубопроводу.**

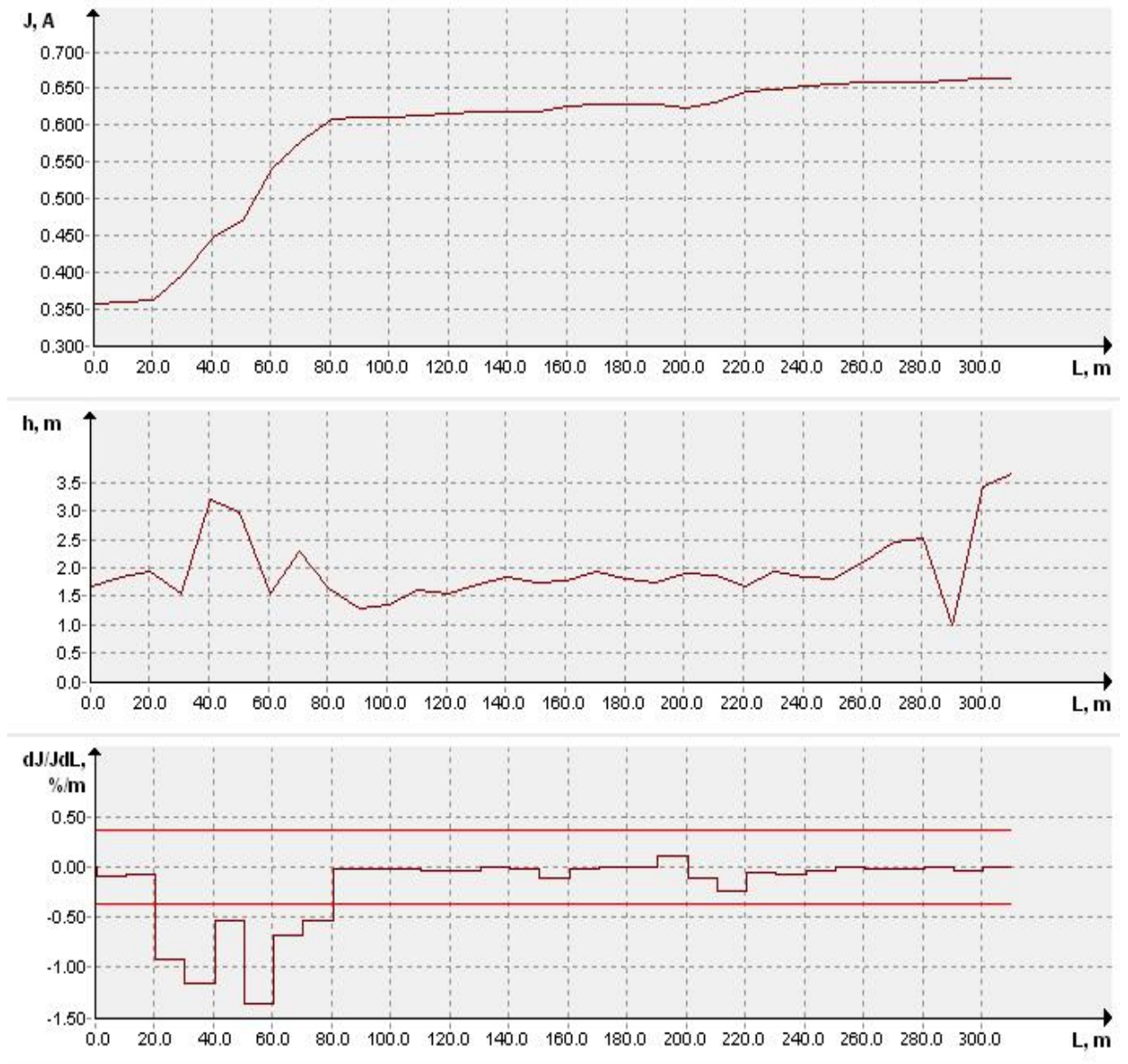


Рис.5. Розподіл вздовж магістрального трубопроводу
вимірів сили струму J і глибини h залягання ПТ за даними апаратури
безконтактних вимірювань струму БВС-2.
На третьому (нижньому) графіку - відносні витрати струму dJ/JdL
та рівень критичної витрати струму.

Результати вимірювань апаратурою БВС-2 на трасі магістрального трубопроводу.

Таблиця 2. Результати опрацювання безконтактних вимірів струму та обчислення відносних витрат струму і перехідного опору «труба-земля».

n(J,h)	Picket	L[m]	dL[m]	J[A]	h[m]	dJ/JdL[%/m]	Rpg[Om m ²]
1		0	0	0.3566	1.66		
2		10	10	0.3602	1.83	-0.1004	4.38e+3
3		20	10	0.3628	1.95	-0.07192	6.12e+3
4	яр перед дорогою	30	10	0.398	1.56	-0.9253	4.75e+2
5	на дорозі зправа	40	10	0.4467	3.21	-1.153	3.81e+2
6	на дорозі зліва	50	10	0.471	2.98	-0.5296	8.30e+2
7		60	10	0.5394	1.54	-1.354	3.24e+2
8		70	10	0.5773	2.3	-0.6788	6.48e+2
9		80	10	0.6086	1.64	-0.5279	8.33e+2
10		90	10	0.61	1.29	-0.02298	1.91e+4
11		100	10	0.611	1.35	-0.01638	2.69e+4
12		110	10	0.612	1.62	-0.01635	2.69e+4
13		120	10	0.615	1.56	-0.0489	8.99e+3
14		130	10	0.617	1.7	-0.03247	1.35e+4
15		140	10	0.6175	1.84	-0.0081	5.43e+4
16		150	10	0.619	1.73	-0.02426	1.81e+4
17		160	10	0.626	1.76	-0.1124	3.91e+3
18		170	10	0.628	1.95	-0.0319	1.38e+4
19		180	10	0.6285	1.81	-0.007959	5.53e+4
20		190	10	0.6292	1.73	-0.01113	3.95e+4
21		200	10	0.6337	1.9	-0.07093	6.20e+3
22		210	10	0.6399	1.88	-0.09764	4.50e+3
23		220	10	0.645	1.69	-0.07944	5.54e+3
24		230	10	0.649	1.93	-0.06182	7.11e+3
25		240	10	0.6543	1.83	-0.08133	5.41e+3
26		250	10	0.6566	1.82	-0.03509	1.25e+4
27		260	10	0.6573	2.1	-0.01066	4.13e+4
28	під ЛЕП	270	10	0.6585	2.46	-0.01824	2.41e+4
29		280	10	0.6597	2.51	-0.01821	2.42e+4
30	в рові	290	10	0.66	0.99	-0.004546	9.67e+4
31	після СКЗ	300	10	0.6623	3.44	-0.03479	1.26e+4
32		310	10	0.6627	3.65	-0.006038	7.28e+4

Результати вимірювань апаратурою БВС-2 на трасі магістрального трубопроводу.

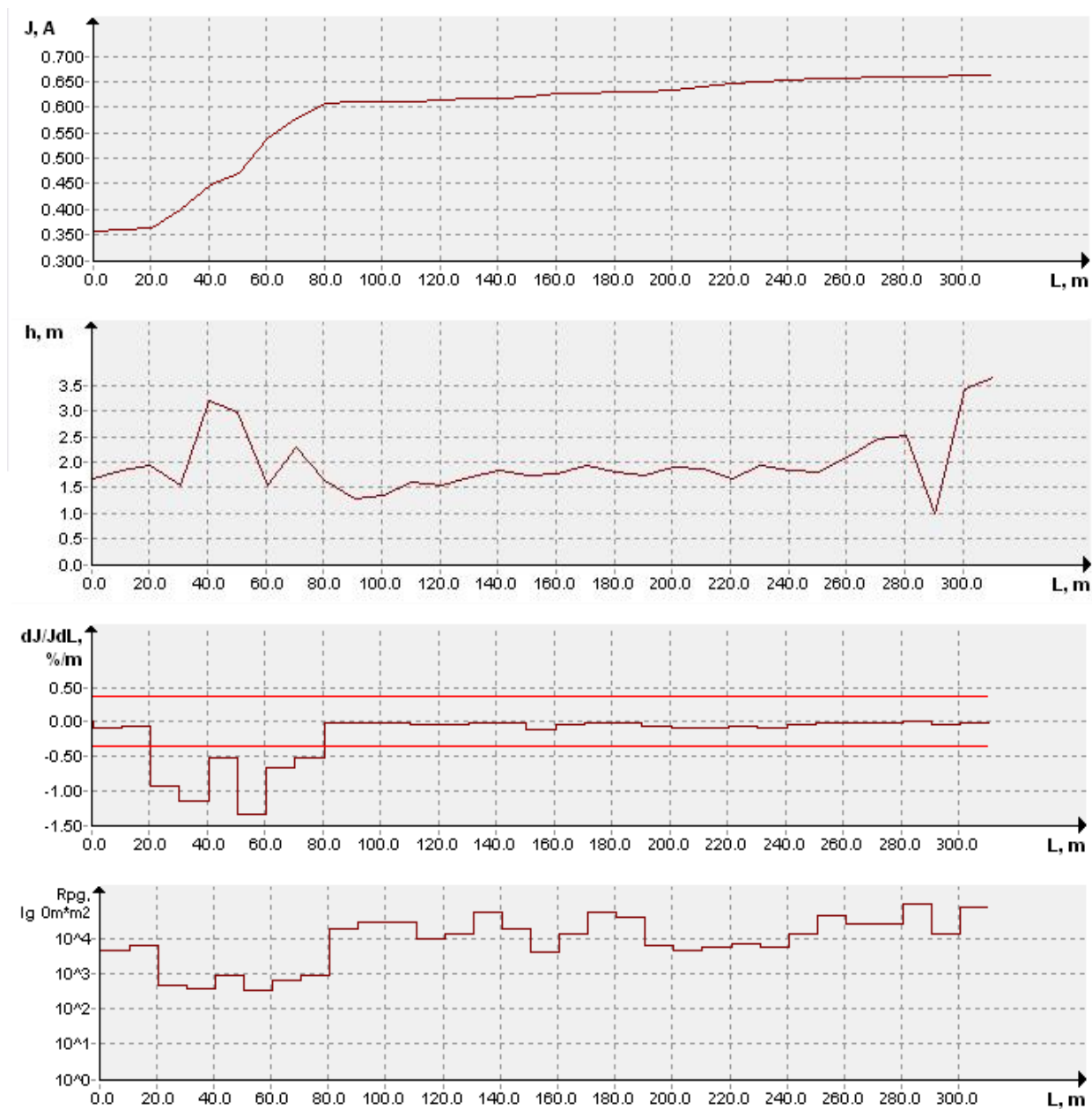


Рис.6. Розподіл вздовж ділянки магістрального трубопроводу сили струму J і глибини h залягання ПТ за вимірами виготовленого зразка апаратури безконтактного вимірювача струму БВС-2. На третьому графіку - відносні витрати струму dJ/JdL та рівень критичної витрати струму, перевищення якого вказують місця незадовільної ізоляції ПТ.

На четвертому графіку – результати обчислення розподілу перехідного опору «труба-земля», що кількісно характеризує стан ізоляції ПТ.

9. **Висновки** за результатами натурних випробувань створеного зразка апаратури безконтактного вимірювача струму БВС-2 для контролю стану протикорозійного захисту (ПКЗ) підземного трубопроводу.

1. Апаратура БВС-2 вірно показує координати і місце залягання підземного трубопроводу.

2. Зразок апаратури БВС-2 забезпечує достатньо точне вимірювання глибини залягання (осі) підземного трубопроводу з показом вимірів на цифровому індикаторі (2 десяткових знаки).

3. Виготовлений зразок апаратури БВС-2 забезпечує безконтактні вимірювання струму, що протікає у захованому підземному трубопроводі, з показом вимірів на цифровому індикаторі (3 десяткових знаки).

4. Результати вимірювань автоматично фіксуються у пам'яті БВС-2, що суттєво полегшує подальше їх опрацювання.

5. Створений зразок апаратури Безконтактного вимірювача струму БВС-2 може бути використаний для обстежень і контролю стану ПКЗ (розподілу струму УКЗ і стану захисних покриттів) підземних трубопроводів.

Випробування зразка апаратури БВС-2 та опрацювання результатів вимірювань виконали:

Виконавці:

н.с. Вербенець Б.Я.

м.н.с. Мельник М.І.

аспірант Юзевич Л.В.



ДОДАТОК В

Акти впровадження результатів
дисертаційної роботи



Затверджую

Головний інженер

Управління магістральних

газопроводів «ЛЬВІВТРАНСГАЗ»

А. Б. Мицик

2018 р.



АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

результатів кандидатської дисертації

Лариси Юзевич у проектних роботах УМГ «ЛЬВІВТРАНСГАЗ»

Даним актом підтверджується, що Управлінням магістральних газопроводів (УМГ) «ЛЬВІВТРАНСГАЗ» реалізовано наступні результати дисертаційного дослідження аспіранта НУ «Львівська політехніка» Лариси Юзевич:

– методика розрахунку змін товщини труб з урахуванням особливостей розвитку корозійної тріщини при тривалій експлуатації підземного трубопроводу, який контактує з ґрунтовим електролітом;

– метод розрахунку характеристик напруженого стану і корозійного струму у вершині тріщини, що дозволяє прогнозувати ресурс газопроводу.

Головний метролог

В. М. Друзюк



Затверджую
 Професор з науково-педагогічної роботи
 Національного університету
 «Львівська політехніка»
 О. Р. Давидчак
 «___» _____ 2018 р.

АКТ

про впровадження результатів дисертаційної роботи у навчальний процес
Юзевиц Лариси Володимирівни
 «Удосконалення нормативного забезпечення якості підземних газопроводів»
 представлена на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю
 05.01.02 – стандартизація, сертифікація та метрологічне забезпечення

Комісія Національного університету «Львівська політехніка» у складі:

Голова комісії – голова науково-методичної ради інституту комп'ютерних технологій, автоматички та метрології, д. т. н., проф. Р. І. Байцар.

Члени комісії: професор кафедри «Інформаційно-вимірювальні технології», д. т. н., проф. Т. З. Бубела, професор кафедри «Інформаційно-вимірювальні технології», д. т. н., проф. В. М. Ванько, інженер кафедри «Інформаційно-вимірювальні технології», к. т. н. В. Б. Здеб.

Даний акт підтверджує, що проведені дисертанткою наукові дослідження виконувались на кафедрі метрології, стандартизації та сертифікації Національного університету «Львівська політехніка». Основні положення та результати дисертаційної роботи впровадженні у навчальний процес кафедри «Інформаційно-вимірювальні технології» Національного університету «Львівська політехніка».


Для дисципліни «Оцінювання якості», тема «Аналіз ситуації оцінювання якості при розробленні методик оцінювання якості реальних об'єктів», зокрема, впроваджено методику оцінювання якості підземних газопроводів, які контактують з ґрунтовим електролітом.

Для дисципліни «Вимірювальний контроль у машинобудуванні», тема «Вимірювально-інформаційні системи», зокрема, використано методику оцінювання змін товщини труб із сталі з корозійними дефектами з урахуванням впливу внутрішнього тиску.

Відзначені впровадження мають відношення до підготовки фахівців за спеціалізацією «Метрологічне забезпечення випробувань та якості продукції».


Голова комісії:

Голова науко-методичної ради ІКТА
 д. т. н., проф.



 Р. І. Байцар

Члени комісії:

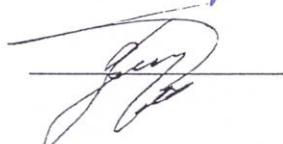
проф. каф. ІВТ,
 д. т. н., проф.


 Т. З. Бубела

проф. каф. ІВТ,
 д. т. н., проф.


 В. М. Ванько

інженер каф. ІВТ,
 к. т. н.


 В. Б. Здеб