

Міністерство освіти і науки України
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису

СТЕПОВИЙ ЄВГЕН БОРИСОВИЧ

УДК (504.05+504.06):622.692.4

ДИСЕРТАЦІЯ

**РОЗВИТОК ТЕОРЕТИЧНИХ ОСНОВ ЗАПОБІГАННЯ ЗАБРУДНЕННЯ
ДОВКІЛЛЯ ПРИ ТРАНСПОРТУВАННІ ВУГЛЕВОДНІВ**

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Спеціальність 183 технології захисту навколишнього середовища

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

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

Є.Б. Степовий

(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник– **ДМИТРЕНКО Вікторія Іванівна**, кандидат технічних
наук, доцент

ПОЛТАВА – 2026

АНОТАЦІЯ

Степовий Є.Б. Розвиток теоретичних основ запобігання забруднення довкілля при транспортуванні вуглеводнів. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття ступеня доктора філософії за спеціальністю 183 – Технології захисту навколишнього середовища. – Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» Міністерства освіти і науки України, Полтава, 2026.

Дисертація присвячена вирішенню науково-технічної задачі розвитку теоретичних основ запобігання забруднення довкілля при транспортуванні вуглеводнів шляхом застосування запропонованої методики оцінювання залишкового ресурсу екологічно безпечної експлуатації нафтопроводів.

У результаті виконання теоретичних та експериментальних досліджень у дисертаційній роботі сформульовано й науково обґрунтовано нові положення, висновки та практичні рекомендації, спрямовані на зниження ризиків забруднення навколишнього середовища нафтопродуктами, що виникають унаслідок зовнішньої корозії сталевих нафтопроводів. Запропоновано методичний підхід до оцінювання залишкового ресурсу їх експлуатації, застосування якого дозволяє підвищити надійність та екологічну безпеку трубопровідних систем.

У дисертаційній роботі запропоновано та обґрунтовано методики проведення досліджень, які передбачали застосування теоретичних та експериментальних методів, зокрема методів кореляційно-регресійного аналізу, математичного моделювання, гравіметричного методу та інших.

У роботі узагальнено сучасні підходи до дослідження корозійних процесів у сталевих нафтопроводах та встановлено, що їх розвиток визначається комплексною взаємодією електрохімічних, фізико-хімічних і біокорозійних чинників, пов'язаних з умовами експлуатації та характеристиками ґрунтового середовища. Доведено, що електрохімічна неоднорідність поверхні трубопроводів спричиняє утворення

макрогальванічних елементів, які впливають на локальний розподіл корозійних струмів та інтенсивність руйнування металу. Для опису цих процесів запропоновано підходи, що враховують як поперечний, так і повздовжній перерозподіл електрохімічних параметрів. Встановлено особливості перебігу корозії у зонах зварних з'єднань, де геометрична та структурна неоднорідність металу зумовлює зміну характеру розподілу струмів і підвищення локальної корозійної активності.

У дисертаційній роботі розроблено комплекс математичних моделей електрохімічної корозії магістральних нафтопроводів, які враховують особливості формування корозійних процесів у характерних зонах експлуатації трубопровідних систем. Зокрема, розроблено математичну модель електрохімічної корозії трубопроводу за умов утворення поперечних макрогальванічних пар, що дала змогу встановити закономірності розподілу корозійних струмів по периметру труби; математичну модель електрохімічної корозії за умов функціонування повздовжніх макрогальванічних пар з урахуванням просторової неоднорідності корозійного потенціалу та поляризаційних характеристик металу; а також математичну модель локальної електрохімічної корозії в зонах зварних з'єднань нафтопроводів, яка враховує геометричну та електрохімічну неоднорідність поверхні металу. Розроблені моделі дозволяють прогнозувати розподіл корозійних струмів, визначати найбільш небезпечні ділянки розвитку корозійних пошкоджень та підвищувати достовірність оцінювання технічного стану й залишкового ресурсу трубопровідних систем.

Запропоновано модель біокорозійних процесів на ділянках трубопроводів із пошкодженим ізоляційним покриттям, яка базується на визначенні параметрів електричного поля в системі «сталь – електроліт» та дозволяє оцінювати розподіл потенціалів і корозійних струмів у зоні дефекту. За результатами експериментальних досліджень підтверджено суттєвий вплив вологості ґрунту на швидкість розвитку корозійних процесів. Виявлено, що

підвищення вологості сприяє активізації електрохімічної корозії через зменшення електричного опору середовища та інтенсифікацію масопереносу.

Визначено закономірності зміни швидкості біокорозії сталі в різних типах ґрунтів. Встановлено, що найбільш агресивними середовищами для експлуатації сталевих нафтопроводів є зволожені органічні ґрунти, зокрема торф'яні, у яких спостерігаються максимальні корозійні втрати металу.

Отримані результати створюють наукове підґрунтя для прогнозування корозійного стану підземних трубопровідних систем, оцінювання залишкового ресурсу їх безпечної експлуатації та вдосконалення методів забезпечення екологічної безпеки магістральних нафтопроводів.

У першому розділі проаналізовано сучасний стан наукових досліджень щодо забезпечення екологічної безпеки сталевих нафтопроводів та оцінювання їх залишкового ресурсу. Розглянуто роль трубопровідного транспорту у формуванні техногенного навантаження на довкілля, основні причини втрати герметичності нафтопроводів, особливості перебігу корозійних процесів, сучасні математичні моделі та методики оцінювання залишкового ресурсу трубопровідних систем. За результатами аналізу сформульовано наукову концепцію дослідження, визначено його мету, завдання та основні напрями.

У другому розділі наведено характеристику об'єктів дослідження, зокрема ґрунтів Полтавської області та нафтопровідної мережі України, обґрунтовано комплекс теоретичних і експериментальних методів дослідження. Описано методики визначення фізико-хімічних характеристик ґрунтів, швидкості біокорозії сталі, вмісту сульфатів, кислотності середовища, а також підходи до математичної обробки експериментальних даних і планування повного факторного експерименту.

У третьому розділі розроблено математичні моделі електрохімічної корозії сталевих нафтопроводів за умов дії поперечних і повздовжніх макрогальванічних пар, а також у зонах зварних з'єднань. Проведено експериментальні дослідження біокорозійної активності ґрунтів, визначено вплив фізико-хімічних властивостей ґрунтового середовища на швидкість

корозійних процесів та запропоновано математичну модель біокорозії на ділянках трубопроводів із пошкодженим ізоляційним покриттям.

У четвертому розділі розроблено методику оцінювання залишкового ресурсу сталевих нафтопроводів з урахуванням комплексного впливу електрохімічної корозії, макрогальванічних процесів, особливостей корозії у зонах зварних з'єднань та біокорозійних чинників. Запропоновано розрахункові залежності для визначення глибини корозійного ураження за умов сталого та періодичного впливу електролітичних розчинів, що дозволяють прогнозувати залишковий ресурс безпечної експлуатації трубопроводів і мінімізувати ризики забруднення довкілля.

У дисертаційній роботі запропоновано методику оцінювання залишкового ресурсу безпечної експлуатації нафтопроводів з урахуванням поперечного та повздовжнього перерозподілу електрохімічних параметрів, особливостей перебігу корозії у зонах зварних з'єднань та біокорозії, що унеможлиблює забруднення довкілля нафтопродуктами внаслідок процесів зовнішньої корозії сталевих нафтопроводів.

Практичне значення одержаних результатів полягає у розробленні науково обґрунтованих підходів і методичних рішень щодо запобігання забрудненню навколишнього середовища під час транспортування вуглеводнів нафтопроводами. Запропоновані у роботі методи та моделі враховують особливості перебігу процесів зовнішньої корозії сталевих нафтопроводів, вплив електрохімічної неоднорідності, біокорозійних чинників та умов ґрунтового середовища. Їх застосування дозволяє підвищити достовірність оцінювання технічного стану нафтопроводів, прогнозувати розвиток корозійних пошкоджень, визначати залишковий ресурс безпечної експлуатації та своєчасно впроваджувати превентивні заходи запобігання розгерметизації нафтопроводу. Практична реалізація отриманих результатів сприятиме зниженню ризиків аварійних ситуацій, витоків нафтопродуктів і техногенного навантаження на довкілля, а також підвищенню рівня екологічної безпеки нафтопровідного транспорту.

Ключові слова: екологічна безпека, технології захисту навколишнього середовища, забруднення довкілля, транспортування вуглеводнів, магістральний нафтопровід, зовнішня корозія, електрохімічна корозія, біокорозія, макрогальванічні пари, математичне моделювання, залишковий ресурс, технічний стан трубопроводів, прогнозування, ґрунтове середовище, екологічна надійність.

ABSTRACT

Stepovyi E.B. Development of theoretical foundations for preventing environmental pollution during the transportation of hydrocarbons. – Qualification scientific work in the form of a manuscript. Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in the specialty 183 – Environmental Protection Technologies. – Yuriy Kondratyuk Poltava Polytechnic National University of the Ministry of Education and Science of Ukraine, Poltava, 2026.

The dissertation is devoted to solving the scientific and technical problem of developing theoretical foundations for preventing environmental pollution during the transportation of hydrocarbons by applying the proposed methodology for assessing the residual resource of environmentally safe operation of oil pipelines.

The dissertation is devoted to solving the scientific and technical problem of developing theoretical foundations for preventing environmental pollution during the transportation of hydrocarbons by applying the proposed methodology for assessing the residual resource of environmentally safe operation of oil pipelines.

As a result of theoretical and experimental research in the dissertation, new provisions, conclusions and practical recommendations aimed at reducing the risks of environmental pollution by oil products arising from external corrosion of steel oil pipelines have been formulated and scientifically substantiated. A methodological approach to assessing the residual resource of their operation has been proposed, the application of which allows to increase the reliability and environmental safety of pipeline systems.

The dissertation proposes and substantiates research methods that involve the use of theoretical and experimental methods, in particular, methods of correlation-regression analysis, mathematical modeling, gravimetric method and others.

The paper summarizes modern approaches to the study of corrosion processes in steel oil pipelines and establishes that their development is determined by the complex interaction of electrochemical, physicochemical and biocorrosion factors associated with operating conditions and characteristics of the soil environment. It is proven that the electrochemical heterogeneity of the pipeline surface causes the formation of macrogalvanic elements that affect the local distribution of corrosion currents and the intensity of metal destruction. To describe these processes, approaches are proposed that take into account both transverse and longitudinal redistribution of electrochemical parameters. The features of the corrosion process in the areas of welded joints are established, where the geometric and structural heterogeneity of the metal causes a change in the nature of the current distribution and an increase in local corrosion activity.

The dissertation work develops a set of mathematical models of electrochemical corrosion of main oil pipelines, which take into account the features of the formation of corrosion processes in characteristic areas of operation of pipeline systems. In particular, a mathematical model of electrochemical corrosion of a pipeline under the conditions of the formation of transverse macrogalvanic pairs has been developed, which made it possible to establish the patterns of distribution of corrosion currents along the perimeter of the pipe; a mathematical model of electrochemical corrosion under the conditions of the operation of longitudinal macrogalvanic pairs taking into account the spatial heterogeneity of the corrosion potential and polarization characteristics of the metal; as well as a mathematical model of local electrochemical corrosion in the areas of welded joints of oil pipelines, which takes into account the geometric and electrochemical heterogeneity of the metal surface. The developed models allow predicting the distribution of corrosion currents, determining the most dangerous areas for the development of corrosion

damage, and increasing the reliability of assessing the technical condition and residual resource of pipeline systems.

A model of biocorrosion processes in sections of pipelines with damaged insulating coating is proposed, which is based on determining the parameters of the electric field in the "steel - electrolyte" system and allows assessing the distribution of potentials and corrosion currents in the defect zone. The results of experimental studies confirmed the significant influence of soil moisture on the rate of development of corrosion processes. It was found that an increase in humidity contributes to the activation of electrochemical corrosion by reducing the electrical resistance of the medium and intensification of mass transfer.

The patterns of changes in the rate of biocorrosion of steel in different types of soils were determined. It was established that the most aggressive environments for the operation of steel oil pipelines are humidified organic soils, in particular peat soils, in which maximum corrosion losses of metal are observed.

The results obtained create a scientific basis for predicting the corrosion state of underground pipeline systems, assessing the residual resource of their safe operation and improving methods for ensuring the environmental safety of main oil pipelines.

The first section analyzes the current state of scientific research on ensuring the environmental safety of steel oil pipelines and assessing their residual resource. The role of pipeline transport in the formation of man-made environmental loads, the main causes of loss of tightness of oil pipelines, the features of the course of corrosion processes, modern mathematical models and methods for assessing the residual resource of pipeline systems are considered. Based on the results of the analysis, the scientific concept of the study is formulated, its goal, objectives and main directions are determined.

The second section provides a description of the research objects, in particular the soils of the Poltava region and the oil pipeline network of Ukraine, and justifies a set of theoretical and experimental research methods. Methods for determining the physicochemical characteristics of soils, the rate of steel biocorrosion, sulfate content,

acidity of the environment are described, as well as approaches to mathematical processing of experimental data and planning of a full factorial experiment.

The third section develops mathematical models of electrochemical corrosion of steel oil pipelines under the action of transverse and longitudinal macrogalvanic pairs, as well as in the zones of welded joints. Experimental studies of the biocorrosion activity of soils have been carried out, the influence of the physicochemical properties of the soil environment on the rate of corrosion processes has been determined, and a mathematical model of biocorrosion on sections of pipelines with damaged insulating coatings has been proposed.

In the fourth section, a methodology for assessing the residual resource of steel oil pipelines is developed, taking into account the complex influence of electrochemical corrosion, macrogalvanic processes, corrosion features in welded joint zones, and biocorrosion factors. Calculation dependencies are proposed for determining the depth of corrosion damage under conditions of constant and periodic exposure to electrolytic solutions, which allow predicting the residual resource of safe operation of pipelines and minimizing the risks of environmental pollution.

The dissertation proposes a methodology for assessing the residual resource of safe operation of oil pipelines, taking into account the transverse and longitudinal redistribution of electrochemical parameters, the features of the course of corrosion in the zones of welded joints and biocorrosion, which makes it impossible to pollute the environment with oil products as a result of the processes of external corrosion of steel oil pipelines.

The practical significance of the results obtained lies in the development of scientifically sound approaches and methodological solutions to prevent environmental pollution during the transportation of hydrocarbons by oil pipelines. The methods and models proposed in the work take into account the features of the course of the processes of external corrosion of steel oil pipelines, the influence of electrochemical heterogeneity, biocorrosion factors and soil environment conditions. Their application allows to increase the reliability of assessing the technical condition of oil pipelines, predict the development of corrosion damage, determine the residual

resource of safe operation and timely implement preventive measures to prevent depressurization of the oil pipeline. The practical implementation of the results obtained will contribute to reducing the risks of emergencies, oil product leaks and man-made environmental pollution, as well as increasing the level of environmental safety of oil pipeline transport.

Keywords: environmental safety, environmental protection technologies, environmental pollution, hydrocarbon transportation, main oil pipeline, external corrosion, electrochemical corrosion, biocorrosion, macrogalvanic pairs, mathematical modeling, residual resource, technical condition of pipelines, forecasting, soil environment, ecological reliability.

СПИСОК НАУКОВИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Монографія

1. Степова О.В., Степовий Є.Б. ЕКОЛОГІЯ. ДОВКІЛЛЯ. ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ. 2023: «CALCULATION OF STEEL PIPELINE CORROSION DEPTH FOR VARIOUS CONDITIONS OF ELECTROLYTE SOLUTIONS IN CRACKS» колективна монографія / під ред. О. В. Степової. Полтава: НУПП імені Юрія Кондратюка. 2023. С. 7-30

Публікації у наукових фахових виданнях України

1. Степова О.В., Степовий Є.Б. Біокорозійна активність ґрунтів Полтавської області. *Екологічна безпека та технології захисту довкілля*. Головний редактор О.І. Бондар. К.: ДЕА, 2023. №.4 С. 3-10

<https://ecocorptzd.com.ua/%D0%92%D0%B8%D0%BF%D1%83%D1%81%D0%BA-4-2023/> *Особистий внесок здобувача: виконано аналіз наукових джерел за тематикою дослідження, проведено оцінювання біокорозійної активності ґрунтів Полтавської області, здійснено оброблення та інтерпретацію результатів досліджень, встановлено особливості просторового розподілу біокорозійно-активних ґрунтів та підготовлено матеріали статті до публікації.*

2. Степова О.В., Степовий Є.Б. Оцінка впливу на корозійний стан нафтопроводу поперечних макрогальванічних пар. *Екологічні науки: науково-практичний журнал* / Головний редактор О.І. Бондар. К.: ДЕА, 2023. Випуск 2 (47). С. 39-43 DOI: [10.32846/2306-9716/2023.eco.2-47.6](https://doi.org/10.32846/2306-9716/2023.eco.2-47.6) *Особистий внесок здобувача: розроблено математичну модель електрохімічної корозії нафтопроводу за умов дії поперечних макрогальванічних пар, виконано чисельне моделювання процесу, проаналізовано закономірності розподілу*

корозійних струмів та оцінено їх вплив на розвиток локальних корозійних пошкоджень.

3. Olena Stepova, Mariusz Adamski, Yevhen Stepovy Simulation of the risks of the safe operation of oil pipelines ACADEMIC JOURNAL Industrial Machine Building, Civil Engineering. Полтава: ПНТУ, 2022. Т. 2 (59). С. 98-103. doi.org/10.26906/znp.2022.59.3106

<https://journals.nupp.edu.ua/znp/uk/article/view/3106/3218> *Особистий внесок здобувача: виконано моделювання ризиків безпечної експлуатації нафтопроводів, проведено аналіз впливу експлуатаційних факторів на рівень ризику аварійних ситуацій, здійснено оброблення результатів моделювання та підготовлено висновки щодо забезпечення надійності трубопровідних систем.*

4. Степовий Є.Б. Розрахунок глибини корозії сталевого трубопроводу в умовах періодичного впливу розчинів електролітів Екологічна безпека та технології захисту довкілля. Головний редактор О.І. Бондар. К.: ДЕА, 2025. №.8 С. 56-63 doi.org/10.31073/ecobezpeka202508-0 <https://ecocorptzd.com.ua/Aticl8/>

5. Степовий Є.Б. Дослідження кількісної характеристики біокорозійних процесів на поверхні нафтопроводів. Екологічні науки: науково-практичний журнал / Головний редактор О.І. Бондар. К.: ДЕА, 2026. Випуск 64. С. 155-160 DOI: [10.32846/2306-9716/2026.eco.1-64.22](https://doi.org/10.32846/2306-9716/2026.eco.1-64.22)

6. Дмитренко В.І., Степовий Є.Б. Моделювання макрогальванічної корозії нафтопроводів з урахуванням змінних фізико-хімічних властивостей ґрунту Науково-виробничий журнал «Автошляховик України». №1.2026. С. 20-23 DOI: 10.33868/0365-8392-2026-1-286-20-23

https://journal.insat.org.ua/?page_id=8768&lang=uk *Особистий внесок здобувача: розроблено математичну модель макрогальванічної корозії нафтопроводів з урахуванням змінних фізико-хімічних властивостей ґрунту, проведено моделювання корозійного процесу, встановлено вплив параметрів ґрунтового середовища на інтенсивність корозії та виконано інтерпретацію отриманих результатів.*

Тези доповідей на наукових конференціях

1. Степова О.В., Степовий Є.Б. Calculation of steel pipeline corrosion depth for various conditions of electrolyte solutions in cracks. *Матеріали Всеукраїнської науково-практичної конференції «Проблеми техногенно-екологічної безпеки в сфері цивільного захисту»*. Харків. 8-9 грудня 2022. С. 54-57
2. Степова О.В., Бондар О., Степовий Є.Б., Степовий Д. *Матеріали II Всеукраїнської інтернет-конференції «Стратегія сталого розвитку України: сьогодення та перспективи», присвяченої 30-річчю кафедри екології, технологій захисту навколишнього середовища та лісового господарства Національного університету водного господарства та природокористування*. Рівне. 22 вересня 2022р. С. 169-172.
3. Степова О.В., Степовий Є.Б. Аналіз математичних моделей корозії сталі нафтопроводів. *Збірник тез доповідей: Комплексне використання ресурсів довкілля [Електронний ресурс]: збірн. тез та доповід. IX Регіон. наук.-практ. конф. (Луцьк, 25 лист. 2022 р.)* /Держ. вищ. навч. заклад «Донецький національний технічний університет». – Луцьк : ДВНЗ. «ДонНТУ». 2022. С. 30-34
4. Степова О.В., Степовий Є.Б., Бондар О.В., Степовий Д.Є., Кальна М.В. Аналіз інтенсивності показників корозії у ґрунтових умовах Полтавщини. *Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції «Environment Recovery and Reconstruction: War Context 2022»*. Полтава. 17-18.11.2022. С.100-103
5. Vambol V., Yeremenko S., Stepovyi Ye., Vakumenko R. Research of the mathematical model for the Evaluation of external corrosion processes on oil pipelines. *Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції «Environment Recovery and Reconstruction: War Context 2022»*. Полтава. 17-18.11.2022 С. 23-25
6. Степова О.В., Степовий Є.Б. Ризики техногенно-екологічної безпеки експлуатації нафтопроводів. *Матеріали II Міжнародній науково-практичній*

конференції «*Green construction (Зелене будівництво)*». 12 – 13 квітня 2023 р.
Київ. КНУБА. С. 563-565

7. Степовий Є.Б., Бурда А., Письменна Т. Аналіз чинників біокорозійної активності ґрунтів полтавської області. *Тези 75-ї наукової конференції професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*. Том 1. (Полтава, 02 травня – 25 травня 2023 року). Полтава: Національний університет імені Юрія Кондратюка. 2023. С. 319-321

8. Степова О.В., Степовий Є.Б. Оцінка корозійного стану ділянки нафтопроводу при роботі поперечних макрогальванічних пар. *Матеріали XV Міжнародної науково-технічної конференції «Проблеми екології та енергозбереження»*. 21 вересня 2023. Миколаїв. С.92-94

9. Степова О.В., Степовий Д.Є. Аналіз мінерально-сировинної бази Полтавщини. *International scientific-practical conference “Modern trends and prospects for the development of science, education and society”*: conference proceedings (Aarhus, Denmark, August 10, 2023). Aarhus. Denmark: Scholarly Publisher ICSSH. 2023. P. 46-48

10. Степова О.В., Степовий Є.Б., Степовий Д.Є. Аналіз аварійних на нафтопроводах та їх вплив на довкілля. *Матеріали I-Міжнародної науково-практичної конференції «Сучасні проблеми теплоелектроенергетики та захисту довкілля»*. 21-22 вересня. 2023. Полтава. НУПП, 2023. С.63-66

11. Степовий Є.Б. Розрахунок залишкового ресурсу ділянки нафтопроводу за фактором корозії. *Матеріали IV Міжнародного наукового симпозиуму в рамках Еразмус+ Модуль Жан Моне «Концепція екосистемних послуг: Європейський досвід» («EE4CES»)*. 13–16 лютого 2024, Україна, Львів – Славське : зб. матер. Електрон. видан. 4. С. 236-238

12. Olena Stepova, Stepovyi Yevhen Calculation of steel pipeline corrosion depth for various conditions of electrolyte solutions in cracks. *Матеріали V Міжнародної науково-практичної конференції «Екологія. Довкілля. Енергозбереження»*. Полтава. НУПП. 19 грудня. 2024р. С. 58-62

13. Степова О.В., Степовий Є.Б. Інтегративний підхід до оцінювання екологічних ризиків у нафтовому секторі. *Матеріали VI Міжнародної науково-практичної конференції «Екологія. Довкілля. Енергозбереження»*. Полтава. НУПШ. 17 грудня 2025 р. С. 58-62.

ЗМІСТ

ВСТУП	19
РОЗДІЛ 1 СУЧАСНИЙ СТАН ДОСЛІДЖЕНЬ З ПИТАНЬ ОЦІНЮВАННЯ ТА ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ СТАЛЕВИХ НАФТОПРОВІДІВ	27
1.1. Роль і стан трубопровідного транспорту у формуванні техногенного навантаження на довкілля	27
1.2. Основні причини втрати герметичності трубопроводів	29
1.3. Корозійні процеси як фактор екологічного ризику трубопровідних систем	31
1.4. Аналіз сучасних наукових підходів до забезпечення екологічної безпеки трубопроводів	48
1.4.1 Аналіз відомих математичних моделей корозії сталі	48
1.4.2 Аналіз методів оцінювання залишкового ресурсу сталевих нафтопроводів	56
1.5. Висновки і формування наукової концепції дослідження та постановка задач	61
РОЗДІЛ 2 ОБ'ЄКТИ ТА МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ	66
2.1 Загальна характеристика об'єкту та предмету дисертаційних досліджень	66
2.1.1 Ґрунти Полтавської області, що підлягали аналізу	66
2.1.2 Характеристика нафтопровідної мережі України та Полтавської області	67
2.2 Методи досліджень	68
2.2.1 Визначення вологості ґрунту	68
2.2.2 Визначення швидкості біокорозії сталі в середовищах ґрунту	69
2.2.3 Методи визначення наявності сульфатів	73
2.2.4. Методика визначення рН	74

2.3 Математична обробка експериментальних даних	74
2.4 Планування повного факторного експерименту	75
2.5 Висновки за розділом 2	79
РОЗДІЛ 3 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ КОРОЗІЙНИХ ПРОЦЕСІВ У СТАЛЕВИХ НАФТОПРОВОДАХ В НЕОДНОРІДНИХ ҐРУНТОВИХ СЕРЕДОВИЩАХ	81
3.1 Загальні передумови формування математичних моделей	81
3.2. Моделювання процесів деградації трубопровідних систем	82
3.2.1 Моделювання корозійного стану нафтопроводу за умов роботи поперечних макрогальванічних пар	82
3.2.2 Повздожні макрогальванічні пари нафтопроводу	97
3.2.3 Моделювання корозійного процесу у зварних з'єднаннях	100
3.3 Експериментальні дослідження оцінки впливу ґрунтової біокорозії на метал трубопроводу	104
3.3.1 Визначення швидкості біокорозії сталі в ґрунтовому біосередовищі	110
3.4 Моделювання біокорозійного процесу на зовнішній поверхні нафтопроводу	122
3.3 Висновки за розділом 3	129
РОЗДІЛ 4. РОЗРАХУНОК ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ ДІЛЯНКИ СТАЛЕВОГО НАФТОПРОВОДУ З УРАХУВАННЯМ КОМПЛЕКСНОГО ВПЛИВУ КОРОЗІЙНИХ ПРОЦЕСІВ	132
4.1 Розрахункові залежності для оцінки глибини корозії сталевих нафтопроводу при сталому впливі електролітичного розчину	132
4.2 Розрахунок глибини корозії сталі при періодичному впливі агресивного електролітичного розчину	135

4.3 Розрахунок залишкового ресурсу сталевих нафтопроводів	139
4.4 Висновки за розділом 4	141
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	143
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	146
ДОДАТКИ	159
Додаток А Приклад розрахунку поперечних макрогальванічних пар	160
Додаток Б Приклад розрахунку поздовжніх макрогальванічних пар	167
Додаток В Приклад розрахунку швидкості біокорозії ділянки нафтопроводу за запропонованою математичною моделлю	171
Додаток Г Моніторинг ґрунтових показників	176
Додаток Д Акт та довідка впровадження результатів дисертаційного дослідження	178

ВСТУП

Актуальність теми. Нафтопровідний транспорт є однією з ключових складових паливно-енергетичного комплексу України та відіграє важливу роль у забезпеченні енергетичної стабільності держави. Надійне функціонування систем транспортування вуглеводнів має стратегічне значення для підтримання енергетичної безпеки країни, безперервності постачання енергоресурсів та сталого функціонування промисловості. Водночас експлуатація магістральних нафтопроводів супроводжується низкою екологічних ризиків, серед яких одне з провідних місць займає забруднення навколишнього середовища нафтопродуктами внаслідок аварійних ситуацій та порушення герметичності трубопровідних систем.

На сьогодні значна частина сталевих нафтопроводів України тривалий час перебуває в експлуатації, а частина експлуатується понаднормативний термін. За таких умов особливої актуальності набувають питання забезпечення їх безпечної та безперервної експлуатації, оцінювання технічного стану конструкцій, своєчасного виявлення дефектів і прогнозування залишкового ресурсу.

Однією з основних причин розгерметизації та виходу з ладу сталевих нафтопроводів є зовнішня корозія, розвиток якої залежить від комплексу електрохімічних, фізико-хімічних і біологічних чинників. Особливу небезпеку становлять ділянки з пошкодженим ізоляційним покриттям, де метал труби контактує з агресивним ґрунтовим середовищем. Наявність вологи, солей, кислотних компонентів, а також діяльність мікроорганізмів сприяють інтенсифікації електрохімічних і біокорозійних процесів, що призводить до деградації металу, зниження міцності конструкцій та виникнення аварійних витоків нафтопродуктів.

Складність забезпечення довговічності нафтопроводів зумовлена також значною неоднорідністю умов їх експлуатації. Властивості ґрунтового середовища, рівень вологості, аерація, температура та агресивність електролітів

можуть суттєво змінюватися навіть у межах однієї ділянки трубопроводу. Це спричиняє виникнення локальних електрохімічних неоднорідностей, утворення макрогальванічних пар та нерівномірний розподіл корозійних струмів, що ускладнює прогнозування швидкості руйнування металу. Додатковими зонами підвищеної корозійної небезпеки є зварні з'єднання, для яких характерні структурна неоднорідність металу та локальна концентрація корозійних процесів.

Незважаючи на значну кількість наукових досліджень у сфері корозійного захисту нафтопровідних систем, проблема оцінювання залишкового ресурсу нафтопроводів залишається недостатньо вирішеною. Існуючі методики переважно базуються на емпіричних залежностях і не повною мірою враховують особливості розвитку корозії в реальних умовах експлуатації, зокрема вплив дефектів ізоляційного покриття, електрохімічної неоднорідності поверхні трубопроводу та біокорозійних процесів. У зв'язку з цим виникає необхідність розвитку теоретичних основ оцінювання корозійного стану сталевих нафтопроводів та розроблення науково обґрунтованих підходів до визначення їх залишкового ресурсу.

Таким чином, дослідження процесів зовнішньої корозії сталевих нафтопроводів, розроблення моделей прогнозування корозійних ушкоджень та удосконалення методів оцінювання залишкового ресурсу їх безпечної експлуатації є актуальним науково-технічним завданням. Його вирішення сприятиме підвищенню надійності трубопровідного транспорту, зниженню ризиків техногенних аварій, мінімізації забруднення довкілля нафтопродуктами та зміцненню екологічної й енергетичної безпеки України.

Виходячи з наведеного, забезпечення екологічної безпеки при експлуатації сталевих нафтопроводів, зокрема оцінювання їх залишкового ресурсу та розроблення методів подовження цього ресурсу шляхом моніторингу електрохімічних параметрів корозії сталевих труб є актуальною.

Зв'язок роботи із науковими програмами, планами і темами.

Дисертаційна робота виконувалася відповідно до пріоритетних напрямів державної політики України у сфері екологічної безпеки, захисту навколишнього природного середовища та забезпечення надійності функціонування об'єктів трубопровідного транспорту.

Тематика дослідження пов'язана з реалізацією: Стратегії екологічної безпеки та адаптації до зміни клімату на період до 2030 року, схваленої розпорядженням Кабінету Міністрів України від 20.10.2021 №1363-р; Національної економічної стратегії на період до 2030 року, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 03.03.2021 №179; Національної транспортної стратегії України на період до 2030 року, спрямованої на забезпечення сталого та безпечного функціонування транспортної інфраструктури; державних програм і наукових досліджень у сфері підвищення екологічної безпеки об'єктів нафтогазового комплексу та запобігання техногенному забрудненню довкілля.

Мета і завдання досліджень – розвиток теоретичних основ запобігання забрудненню довкілля при транспортуванні вуглеводнів з дотриманням вимог безпечної експлуатації за умов електрохімічної і біоелектрохімічної корозії в неоднорідних ґрунтових середовищах.

Завдання дослідження:

- проаналізувати сучасний стан питання корозійного руйнування підземних сталевих нафтопроводів та встановити основні чинники, що визначають інтенсивність електрохімічної та біоелектрохімічної корозії в неоднорідних ґрунтових середовищах;
- розробити методику та обґрунтувати методи проведення дисертаційних досліджень;
- дослідити вплив неоднорідності фізико-хімічних властивостей ґрунтів на формування локальних корозійних елементів та розвиток макрогальванічних процесів на зовнішній поверхні сталевих трубопроводів;

- розробити математичну модель електрохімічної корозії трубопроводу за умов утворення поперечних макрогальванічних пар та визначити закономірності розподілу корозійних струмів по периметру труби;
- розробити математичну модель електрохімічної корозії трубопроводу за умов функціонування повздовжніх макрогальванічних пар з урахуванням просторової неоднорідності корозійного потенціалу та поляризаційних характеристик металу;
- побудувати математичну модель локальної електрохімічної корозії у зонах зварних з'єднань нафтопроводу з урахуванням геометричної та електрохімічної неоднорідності поверхні;
- дослідити вплив вологості, аерації та властивостей ґрунтів на формування корозійно-небезпечних умов експлуатації трубопроводів;
- експериментально визначити швидкість біокорозії сталі в різних типах ґрунтових середовищ та встановити вплив основних біотичних і абіотичних чинників на інтенсивність корозійних процесів;
- розробити математичну модель біоелектрохімічної корозії зовнішньої поверхні нафтопроводу та обґрунтувати можливість її використання для прогнозування корозійних пошкоджень і оцінювання залишкового ресурсу трубопроводів;
- розробити розрахункову методику оцінювання глибини корозії сталевих нафтопроводу та визначення залишкового ресурсу екологічно безпечної експлуатації сталевих нафтопроводів з урахуванням зазначених корозійних процесів.

Об'єкт дослідження – процес експлуатації сталевих нафтопроводів за умов впливу зовнішнього корозійного середовища.

Предмет дослідження – залишковий ресурс сталевих нафтопроводів в умовах корозійних впливів для підвищення рівня екологічної безпеки їх експлуатації.

Для вирішення поставлених завдань у роботі використовувались сучасні методи наукових досліджень: аналізу – для узагальнення сучасних

науково-технічних досягнень щодо визначення залишкового ресурсу сталевих нафтопроводів; кореляційно-регресійного аналізу – для встановлення закономірності впливу глибини відбору проби ґрунту та вологості ґрунту; математичного моделювання – при розробленні математичних моделей дослідження корозійного стану сталевих нафтопроводів за умов дії поперечних і повздовжніх макрогальванічних пар, особливостей перебігу корозійних процесів у зонах зварних з'єднань, а також роботи гальванічних біокорозійних елементів на ділянці сталевих нафтопроводів; при розрахунку глибини корозії та залишкового ресурсу сталевих нафтопроводів при сталому та періодичному перебуванні агресивної рідини в тріщині ізоляційного покриття.

Наукова новизна одержаних результатів:

- вперше розроблена методика оцінювання залишкового ресурсу ділянок нафтопроводів, що враховує як поперечний, так і повздовжній перерозподіл електрохімічних параметрів та особливості перебігу корозії у зонах зварних з'єднань;
- отримано емпіричну залежність, що дозволяє розрахувати глибину корозійного враження стінки трубопроводу, яка враховує як поперечний, так і повздовжній перерозподіл електрохімічних параметрів та особливості перебігу корозії у зонах зварних з'єднань та біокорозійні процеси;
- набула подальшого розвитку математична модель біокорозійного процесу на ділянках нафтопроводів із пошкодженим ізоляційним покриттям, яка базується на визначенні параметрів електричного поля в системі «метал – електроліт» та дозволяє оцінювати розподіл потенціалів і корозійних струмів у зоні дефекту, розрахунки за якою дозволяють прогнозувати корозійні втрати металу трубопроводу в тріщинах ізоляційного покриття при попаданні в них агресивних електролітичних розчинів незалежно від їх хімічного складу.

Практичне значення одержаних результатів роботи:

Практичне значення одержаних результатів полягає у розробленні науково обґрунтованих підходів і методичних рішень щодо запобігання забрудненню навколишнього середовища під час транспортування вуглеводнів

нафтопроводами. Запропоновані у роботі методи та моделі враховують особливості перебігу процесів зовнішньої корозії сталевих нафтопроводів, вплив електрохімічної неоднорідності, біокорозійних чинників та умов ґрунтового середовища. Їх застосування дозволяє підвищити достовірність оцінювання технічного стану нафтопроводів, прогнозувати розвиток корозійних пошкоджень, визначати залишковий ресурс безпечної експлуатації та своєчасно впроваджувати превентивні заходи запобігання розгерметизації нафтопроводу. Практична реалізація отриманих результатів сприятиме зниженню ризиків аварійних ситуацій, витоків нафтопродуктів і техногенного навантаження на довкілля, а також підвищенню рівня екологічної безпеки нафтопровідного транспорту.

Наукові результати, методичні підходи та практичні рекомендації щодо способу прогнозування розвитку корозії трубопроводів з часом контакту сталевих труб з агресивним електролітом неруйнівним способом впроваджено у діяльність «Нафтогазовидобувного управління «Полтаванафтогаз» АТ «Укрнафта» (довідка про впровадження №1 від 15.06.2026).

Окрім того результати дисертаційного дослідження використані Національним університетом «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» в процесі викладання дисциплін «Корозія та захист металів» для студентів спеціальностей 185 «Нафтогазова інженерія та технології», «Моделювання та прогнозування стану довкілля» для студентів спеціальності 101 «Екологія» (акт впровадження від 03.01.2026).

Особистий внесок автора. Дисертаційна робота є завершеним самостійним науковим дослідженням, виконаним автором особисто. Основні наукові результати та положення дисертації оприлюднені у наукових публікаціях. У роботі використано лише ті результати спільних публікацій, які належать автору та отримані ним самостійно.

Апробація результатів дисертації. Основні положення та результати дисертаційного дослідження пройшли апробацію й отримали позитивну оцінку на наукових та науково-практичних конференціях, у тому числі: *Всеукраїнська*

науково-практична конференція «Проблеми техногенно-екологічної безпеки в сфері цивільного захисту», (м. Харків, 8-9 грудня 2022 р.), II Всеукраїнська інтернет-конференції «Стратегія сталого розвитку України: сьогодення та перспективи», присвяченої 30-річчю кафедри екології, технологій захисту навколишнього середовища та лісового господарства Національного університету водного господарства та природокористування, (м. Рівне, 22 вересня 2022 р.), IX Регіональна науково-практична конференція «Комплексне використання ресурсів довкілля», (м. Луцьк, 25 лист. 2022 р.), Міжнародна науково-практична конференція «Environment Recovery and Reconstruction: War Context 2022», (м. Полтава, 17-18.11.2022 р.), II Міжнародна науково-практична конференція «Green construction (Зелене будівництво)», (м. Київ, 12 – 13 квітня 2023 р.), 75-та наукова конференція професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». (м. Полтава, 02 травня – 25 травня 2023 року), XV Міжнародна науково-технічна конференція «Проблеми екології та енергозбереження», International scientific-practical conference “Modern trends and prospects for the development of science, education and society”, (Aarhus, Denmark, August 10, 2023), Міжнародна науково-практична конференції «Сучасні проблеми теплоенергетики та захисту довкілля», (м. Полтава, 21-22.09.23), IV Міжнародний науковий симпозіум в рамках Еразмус+ Модуль Жан Моне «Концепція екосистемних послуг: Європейський досвід» («EE4CES»), (м. Львів, 13–16 лютого 2024 р.), Міжнародна науково-практична конференція «Екологія. довкілля. енергозбереження», (м. Полтава, 19-20.12.2024 р.), VI Міжнародна науково-практична конференція «Екологія. Довкілля. Енергозбереження», (м. Полтава, грудень 2025 р.).

Публікації. Основні результати дослідження за темою дисертації опубліковано у 19 наукових працях, з яких 6 статей у наукових фахових виданнях України, 13 тез доповідей у матеріалах всеукраїнських та міжнародних науково-практичних конференцій.

Структура та обсяг дисертації. Дисертація складається із вступу, чотирьох розділів, висновків, списку джерел літератури, який містить 119 найменувань на 12 сторінках та 3 додатків на 15 сторінках. Загальний обсяг дисертації становить 178 сторінок, що містить 26 рисунків та 8 таблиць.

РОЗДІЛ 1

РОЗДІЛ 1 СУЧАСНИЙ СТАН ДОСЛІДЖЕНЬ З ПИТАНЬ ОЦІНЮВАННЯ ТА ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ СТАЛЕВИХ НАФТОПРОВОДІВ

1.1. Роль і стан трубопровідного транспорту у формуванні техногенного навантаження на довкілля

Важливим елементом енергетичної інфраструктури є трубопровідний транспорт, експлуатація якого пов'язана з транспортуванням значних обсягів нафти та інших хімічно небезпечних речовин, що потенційно зумовлює ймовірні екологічні ризики на всіх етапах життєвого циклу - від будівництва до експлуатації та ліквідації. Це суттєво впливає на формування техногенного навантаження на довкілля.

Як основний спосіб транспортування нафти, трубопроводи займають важливе місце в національній економіці [1].

Основними чинниками техногенного впливу у період експлуатації становлять аварійні ситуації, які пов'язані з розгерметизацією нафтопроводів, які призводять до локального або масштабного забруднення ґрунтів, поверхневих і підземних вод та негативного впливу на біоту.

Сукупність зазначених факторів формує техногенний вплив нафтопровідного транспорту на довкілля, що потребує застосування сучасних методів екологічного моніторингу, діагностики технічного стану, оцінки ризиків та впровадження інженерних рішень, спрямованих на мінімізацію негативних наслідків. Це зумовлює необхідність розроблення науково обґрунтованих підходів до управління екологічною безпекою трубопровідних систем.

Мережа сталевих нафтопроводів є інфраструктурним об'єктом стратегічного значення підвищеної небезпеки з точки зору сучасних екологічних вимог. Надзвичайно важливо, особливо в умовах воєнних дій забезпечити безперебійність, надійність та техногенну безпечність подачі

вуглеводневої сировини споживачам. У разі їх розгерметизації виникають екологічні ризики забруднення довкілля внаслідок витоку нафтопродуктів, можливих пожеж, вибухів, що призводить до значних соціально-економічних збитків регіонального, національного та світового рівнів. Одними з негативних чинників, які підвищують екологічні ризики виникнення надзвичайних ситуацій пов'язаних із забрудненням ґрунтів, водойм, атмосферного повітря, є зовнішні та внутрішні корозійні процеси сталевих нафтопроводів.

Оператором системи магістральних нафтопроводів України є Укртранснафта, створене з метою централізованого управління нафтотранспортною інфраструктурою держави, підвищення ефективності її функціонування та реалізації єдиної політики у сфері транспортування нафти. У структурі компанії функціонують спеціалізовані підрозділи, зокрема філія «Південні магістральні нафтопроводи», діяльність якої спрямована на забезпечення стабільної експлуатації окремих ділянок нафтотранспортної системи.

Нафтотранспортна система України включає розгалужену мережу магістральних нафтопроводів великого діаметра, нафтоперекачувальні станції, резервуарні парки та морський нафтовий термінал. Її інфраструктура забезпечує транспортування значних обсягів нафти як для внутрішніх потреб держави, так і для транзиту, що визначає важливу роль системи у забезпеченні енергетичної безпеки України та стабільності функціонування паливно-енергетичного комплексу.

Більшість нафтопроводів України відпрацювали 45-50 років [2, 3]. Середній строк експлуатації магістральних нафтопроводів становить понад 30 років, а перші побудовані нафтопроводи працюють понад 45 років. За час експлуатації значна частина магістральних нафтопроводів вичерпала свій ресурс та потребує модернізації. При проектуванні магістральних нафтопроводів виходили з амортизаційного терміну служби близько 30 років [4 - 6].

Нафтопроводи експлуатуються десятки років в складних умовах експлуатації та впливу агресивного середовища [7 - 10].

Екологічні ризики нафтопроводів є значними. На відміну від підприємств зі стаціонарним джерелом, після розриву та витoku трубопроводу матеріали безпосередньо потрапляють у зовнішнє середовище та схильні до пожежі та вибуху, забруднюючи водне середовище, спричиняючи серйозні жертви та серйозне забруднення.

Враховуючи важливість забезпечення національної та енергетичної безпеки, на сьогодні особливо гостро стоїть проблема повного технічного, а не нормативного використання ресурсу обладнання [11], але за умови забезпечення екологічно безпечної експлуатації.

1.2. Основні причини розгерметизації нафтопроводів

Аварії у системах транспортування нафти можуть призвести до катастрофічних наслідків. Тому важливо розуміти їх причини, частоту та закономірності, щоб вдосконалити заходи профілактики та стандарти безпеки.

Нафтопроводи в основному експлуатуються в складних ґрунтових умовах, які вирізняються значною неоднорідністю вздовж нафтопроводу, крім цього, ґрунт доцільно розглядати як неоднорідне корозійно-агресивне середовище. На нафтопровід діють ґрунтові умови та чинники зовнішнього експлуатаційного середовища: атмосферне повітря, механічне навантаження, фізичне навантаження тощо [8, 9].

Однією з причин виходу нафтопроводів з ладу є корозія. Метал, який знаходиться у взаємодії з зовнішнім агресивним середовищем, такми як, ґрунтове експлуатаційне середовище з часом деградує. На частку корозійних процесів припадає понад 20 відсотків усіх повідомлень про аварійні ситуації, які призводять до загибелі людей або завдають серйозної шкоди навколишньому середовищу [12 - 14].

Мандрик О.М. підтверджує, що у зв'язку зі старінням трубопроводів та недосконалістю державного контролю за їх безпекою, останніми роками спостерігається збільшення кількості аварій через розгерметизацію труб,

причинами якої можуть бути просідання ґрунту; утворення корозійних тріщин; деформація трубопроводів, спричинена зсувами і повеннями; електрохімічна корозія на ділянках підтоплення та ін. Значна кількість аварійних випадків на нафтопроводах стаються через зношування труб, через деградаційні процеси сталі, які пов'язані з корозією [15].

Аналіз причин розгерметизації нафтопроводів досліджені багатьма вченими, зокрема Побережним Л.Я., Хрутьбою В.О., Грудзем В.Я., Мандриком О.М., що показав, що значна частина аварійних ситуацій трубопроводних мереж відбулися через корозію металу труб [16, 17]. Питома частота розгерметизацій нафтопроводів всіх типів змінювалася від 0,131 до 0,247 випадку на км/рік. В середньому вона становила 0,168 випадків на км/рік [18]. Продовжує зростати кількість відмов, що пов'язана з крадіжками рідкого палива та загальною зношеністю нафтотранспортної системи України.

Побережний Л.Я. виділив основні причини розгерметизації тривало експлуатованих трубопроводів в [19], серед яких зазначив електрохімічну корозію металу труб, незадовільну якість зварювальних робіт, вплив зовнішніх факторів, що викликають додаткові напруження в тілі труби, особливо в місцях стикових з'єднань, механічні пошкодження підземних трубопроводів під час проведення земляних робіт. Окрім зазначених причин, вчені підкреслюють суттєвий вплив складних умов експлуатації трубопроводів. Практика експлуатації нафтопроводних систем у складних умовах виявила недостатню надійність трубопроводів, прокладених в умовах боліт, заболоченої й обводненої місцевості.

Науковець Pavlo Mysak виділяє п'ять основних груп причин, наслідком яких стала розгерметизація ділянок нафтопроводів та аварійні виливи нафти:

1. Механічні збої, включаючи дефекти конструкції та матеріалів.
2. Експлуатаційні причини, що охоплюють системні та людські помилки.
3. Корозія, що поділяється на внутрішню, зовнішню та корозійне розтріскування під напругою.
4. Стихійні лиха, в першу чергу рух ґрунту та інші геологічні небезпеки.

5. Дії третіх сторін, такі як випадкове, випадкове або навмисне втручання [20].

Li Huiting стверджує, що руйнування трубопроводів можна розділити на сім типів руйнувань, спричинених третіми сторонами: корозія, саботаж, неправильна експлуатація, відмова матеріалів/зварювання/обладнання, стихійні лиха та інші причини [21].

У період з 1970 до 2022 року в базі даних EGIG було зареєстровано 1463 аварії за участю трубопроводів. За останні десять років найбільш поширеними причинами інцидентів були корозія (25,7%), зовнішні дії (22,8%), рух ґрунту (19,3%) та дефекти конструкції (17,5%) [22].

Таким чином, однією з основних причин розгерметизації нафтопроводів є корозійні процеси. Вони призводять до поступового зменшення товщини стінок труб, утворення локальних дефектів у вигляді корозійних виразок, пітингів та тріщин, що знижує несучу здатність металу і підвищує ймовірність аварійних відмов. Інтенсивність корозії залежить від сукупності внутрішніх і зовнішніх чинників, зокрема агресивності транспортованого середовища, наявності води та домішок, фізико-хімічних властивостей ґрунтів, рівня захисного покриття та ефективності систем електрохімічного захисту.

1.3. Корозійні процеси як фактор екологічного ризику нафтопровідних систем

Корозійні процеси є одним із головних чинників, які визначають надійність та екологічну безпечність експлуатації нафтопровідних мереж. У процесі експлуатації нафтопроводів відбувається поступове руйнування металу труб під впливом фізико-хімічних та електрохімічних взаємодій із зовнішнім навколишнім середовищем. Це призводить до зниження міцності конструкцій, виникнення дефектів і, як наслідок, підвищує ймовірність розгерметизації та виникнення аварійних ситуацій.

Особливої актуальності проблема корозії набуває в контексті екологічної безпеки. Пошкодження нафтопроводів спричиняє витoki нафтопродуктів чи

інших небезпечних речовин, що становить загрозу для компонентів навколишнього середовища: ґрунтів, водних ресурсів і атмосферного повітря. Таким чином, корозія виступає не лише технічною, але й екологічною проблемою, яка потребує комплексного аналізу та ефективних методів запобігання.

Побережний Л.Я., досліджуючи механізми корозійних процесів нафтопроводів, зазначає що для забезпечення безпечної експлуатації нафтогазопроводів та прогнозування їх залишкового ресурсу роботи, коректної оцінки експлуатаційних ризиків надзвичайно важливим є вивчення особливостей корозійної деградації матеріалу лінійної частини підземних трубопроводів у ґрунтах різних типів [23 - 25].

Вологий ґрунт слід розглядати як складне електролітичне середовище, у якому створюються сприятливі умови для виникнення та інтенсивного протікання корозійних процесів. Наявність вологи разом із розчиненими в ній солями, мінералами та газами забезпечує електропровідність ґрунту, що, у свою чергу, активізує електрохімічні реакції на поверхні металу.

Інтенсивність таких процесів визначається сукупністю факторів, серед яких особливе значення мають вологість і хімічний склад ґрунту, його кислотність (рН), температура, аерація, а також наявність мікроорганізмів. Взаємодія цих чинників формує специфічні умови, що можуть як прискорювати, так і дещо гальмувати розвиток корозії, проте в більшості випадків їх комплексний вплив сприяє руйнуванню металевих конструкцій трубопроводів [26 – 28].

Аналіз наукових джерел і практичний досвід дослідників [29 – 31] свідчать, що корозійне руйнування металів у ґрунтового середовищі переважно має електрохімічний характер. Реалізація такого процесу можлива за наявності кількох основних умов: виникнення на поверхні металу ділянок з різними електродними потенціалами, що зумовлює електрохімічну неоднорідність; присутності електролітичного середовища, яке забезпечує електричний зв'язок між цими ділянками; а також активного стану металу в анодних зонах, де

відбуваються процеси його розчинення.. У загальному вигляді процес корозії металу виражається схемою:

метал + корозійне середовище (агресивний компонент) → продукт корозії.

За своєю суттю корозія – окисно-відновний процес, в якому метал окислюється за реакцією (1.1)



а агресивний компонент з середовища (окислювач) – відновлюється: окислювач + $ne^- \rightarrow$ продукт відновлення окислювача.

У результаті поверхня металу може вкриватися тонким шаром (плівкою) хімічних сполук (продуктів корозії), наприклад, оксидів (рис. 1.1).

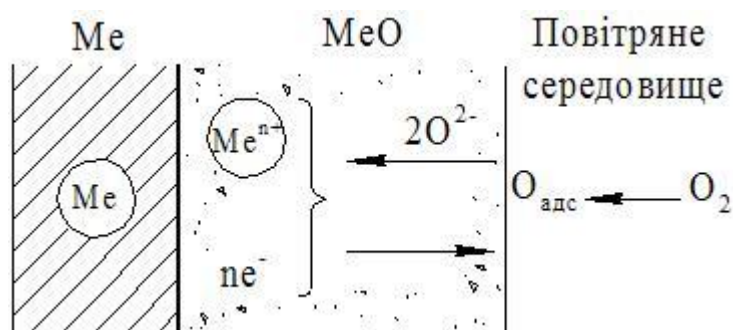
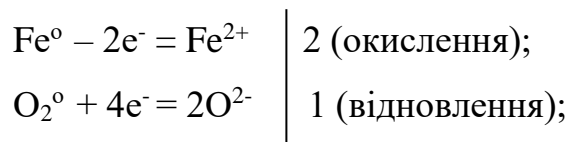


Рисунок 1.1 – Схема хімічної корозії металу при його контакті з киснем

На поверхні металу, наприклад, заліза, одночасно протікає 2 процеси: окислення заліза і відновлення кисню. При цьому електрони від атомів заліза безпосередньо переходять до молекул кисню за реакціями:



Завдає найбільшої шкоди і є найпоширенішою в умовах магістральних нафтопроводів електрохімічна корозія, тому розглянемо її механізм детальніше.

Електрохімічна корозія – це процес взаємодії металу з корозійним середовищем (розчином електроліту), при якому іонізація атомів металу та

відновлення окисного компонента корозійного середовища протікають не в одному акті та їх швидкості залежать від електродного потенціалу. Руйнація металу при такій корозії пов'язана з протіканням електричного струму.

У ряді випадків електрохімічна корозія металу може переходити в хімічну і навпаки.

Металевий нафтопровід із захисним ізоляційним покриттям, розташований у ґрунтовому середовищі, у місцях порушення суцільності ізоляції контактує з ґрунтовою вологою, яка є електролітом зі змінним хімічним складом та концентрацією розчинених речовин. Взаємодія металевої поверхні з таким електролітичним середовищем призводить до формування численних локальних корозійних мікроелементів у системі «метал – електроліт – окиснювач».

Унаслідок цього поверхня трубопроводу набуває ознак багатоелектродної гальванічної системи, у межах якої формуються анодні та катодні ділянки. Ділянки з більш від'ємним електродним потенціалом виконують роль анода, де відбувається процес розчинення металу, тоді як ділянки з більш позитивним потенціалом є катодними зонами. Саме анодні області, як більш електрохімічно активні, зазнають інтенсивного корозійного руйнування [1 – 3].

На відміну від хімічної корозії, при електрохімічному механізмі руйнування передача електронів від атомів металу до окиснювача відбувається опосередковано — через катодні ділянки поверхні металу.

У разі наявності на поверхні металу, що контактує з електролітом, зон із різними електродними потенціалами між ними формується корозійна пара. За умови електричного контакту через метал та електролітичного зв'язку через ґрунтовий розчин у системі виникає електричний струм. Переміщення електронів у металі відбувається від анодних ділянок до катодних, тоді як у електроліті перенесення заряду забезпечується рухом іонів: аніони мігрують у напрямку анода, а катіони — до катода.

У зоні анода проходить процес окиснення металу, який супроводжується переходом його іонів у електроліт та поступовим руйнуванням металевої

поверхні. Унаслідок цього корозійний процес поширюється вглиб стінки трубопроводу і може призводити до утворення локальних дефектів та наскрізних пошкоджень. Електрони, що вивільняються під час анодного розчинення металу, переміщуються до катодних ділянок, де відбуваються реакції відновлення окиснювача.

При цьому залізо вкривається шаром іржі – сумішшю гідроксидів феруму (II) і феруму (III), продуктів їх розкладу і взаємодії з іншими речовинами навколишнього середовища. Іржа в основному складається з FeO (нестабільне з'єднання), метегідроксиду заліза (FeO(OH), Fe(OH)₃) та гідратованого оксиду заліза (III) (Fe₂O₃ · nH₂O).

Загальна схема електрохімічної корозії показана на рис. 1.2.

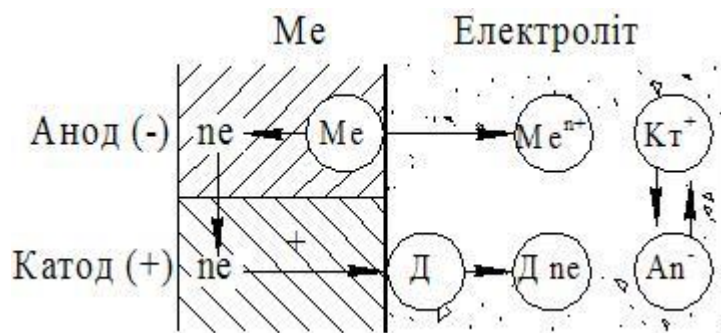


Рисунок 1.2 – Схема електрохімічної корозії

Розглянемо детальніше процеси, які відбуваються при цьому виді корозії.

1. Окиснення металу Me (анодний процес, процес окиснення) полягає в тому, що іони металу переходять у розчин ґрунтового електроліту, де відбувається їх гідратація. У результаті на анодних ділянках відбувається руйнування металу внаслідок виносу іонів металу в ґрунт:

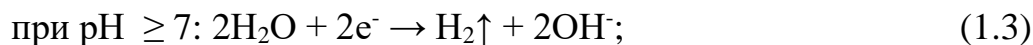


В металі еквівалентна кількість електронів переходить на катод.

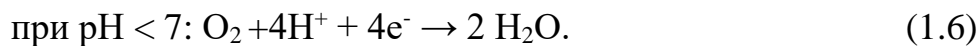
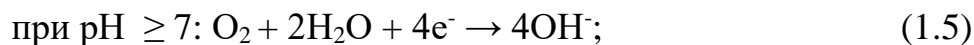
2. Відновлення окисників – компонентів середовища (катодний процес, процес відновлення) – характеризується асиміляцією надлишкових електронів, що з'явилися в металі, деполяризатором D, що є в розчині [1].

Деполяризаторами в процесі ґрунтової корозії виступають [2, 3]:

- іони гідрогену H^+ (воднева деполяризація, деаероване середовище):

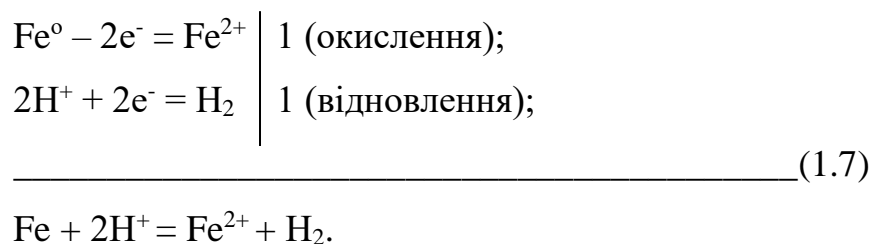


- розчинений у воді кисень O_2 (киснева деполяризація, аероване середовище):



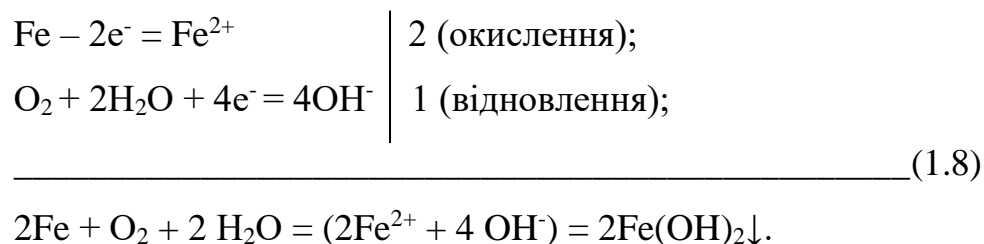
Магістральні нафтопроводи виготовлені зі сталі, тобто сплаву заліза з вуглецем і домішками. Але основним компонентом сталі все ж є залізо, тому розглянемо деякі реакції під час електрохімічної корозії заліза.

Якщо корозія відбувається в розчині кислоти, то йдуть такі реакції:

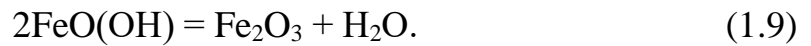
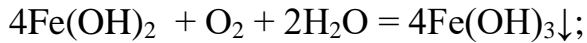
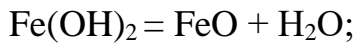


Процес на цьому не закінчується: Fe^{2+} може брати участь у різних хімічних реакціях з речовинами ґрунту. Однак, це вже вторинні процеси.

Корозія заліза в нейтральному або лужному середовищі:



Далі можливі такі реакції аж до утворення продуктів корозії – іржі:



Причиною виникнення корозійних елементів (гальванічних пар), що приводять до місцевого руйнування металевої поверхні, є неоднорідності електрохімічного потенціалу поверхні металу.

Відмінні потенціали на поверхні металу обумовлені такими чинниками:

1. Внутрішніми: природа і будова металу, характер обробки поверхні металу, наявність забруднень у ньому, внутрішні напруги, температура.
2. Зовнішніми: природа і концентрація електроліту, його температура, швидкість руху, доступ повітря до поверхні металу, біосередовище тощо.

Певного поділу корозійних гальванопар на мікро- і макропари за їх розмірами немає. Однак наступні приклади відносяться явно до категорії макропар, виникнення яких у неоднорідних середовищах обумовлено фактично одним загальним фактором – диференціальною аерацією:

- при різному складі (наприклад, пісок чи глина, неоднакова концентрація солей) і вологості ґрунту; при проходженні нафтопроводу через дорогу; при різному надходженню кисню до труби; при неоднорідності металу нафтопроводу; при порушенні ізоляційного покриття нафтопроводу [4 – 6].

Характеристики корозійного елемента не залишаються постійними внаслідок протікання струму. У результаті цього потенціали анода й катода змінюються у бік взаємного зближення.

Між анодом і катодом відстань може бути дуже малою, якщо мова йде про корозію чистого металу в дуже однорідному середовищі, але може досягати величезних розмірів в десятки метрів, якщо це, наприклад, нафтопровід, оскільки він експлуатується під землею в неоднорідних ґрунтах.

Інтенсивність корозійних процесів значною мірою визначається величиною різниці потенціалів між металами, що формують гальванічну пару, а також

властивостями електролітичного середовища. Важливий вплив мають кислотність розчину, концентрація окиснювальних компонентів та температурні умови: зі зростанням кислотності, вмісту окисників і температури швидкість корозійного руйнування, як правило, підвищується.

Для магістральних нафтопроводів характерною є експлуатація в неоднорідному ґрунтовому середовищі, що створює передумови для формування численних макро- та мікрогальванічних пар. За таких умов корозія переважно розвивається за електрохімічним механізмом, який супроводжується одночасним перебігом хімічних реакцій окиснення металу та електричних процесів, пов'язаних із перенесенням електронів і виникненням струму. Лише у виняткових випадках, зокрема в сухих ґрунтах із низькою електропровідністю, ґрунтова корозія може проходити переважно за хімічним механізмом.

За видом корозійного середовища і умовами протікання корозія нафтопроводів відноситься до підземної, що визначається сумою впливу ґрунтової корозії, корозії блукаючим струмом та біокорозією.

Під час експлуатації нафтопроводів, навіть за наявності захисного ізоляційного покриття, з часом можуть виникати порушення його цілісності та герметичності. Це пов'язано з механічними пошкодженнями, впливом температурних коливань, старінням матеріалів та іншими експлуатаційними факторами. У результаті утворюються тріщини, відшарування або дефекти покриття, через які агресивні компоненти ґрунтового середовища отримують доступ до поверхні металу труби.

Проникнення вологи, розчинених солей і газів безпосередньо до металу створює сприятливі умови для розвитку електрохімічної корозії. Таким чином, навіть за умов наявності ізоляції трубопроводи залишаються вразливими до впливу зовнішнього середовища, що підвищує ризик поступового руйнування матеріалу та виникнення аварійних ситуацій.

Корозійні процеси в зоні тріщин нафтопроводу зумовлені локальним порушенням пасивного стану сталі, що виникає через зниження лужності рідкої фази поблизу поверхні металу або накопичення активних іонів. Як правило,

агресивний розчин потрапляє в тріщину внаслідок утримання вологи в ній, особливо за умов підвищеної вологості ґрунту.

Електрохімічний стан поверхні нафтопроводу в місцях пошкодження ізоляційного покриття визначається неоднорідністю властивостей навколишнього середовища, а також дією механічних напружень розтягу. Це призводить до формування різниці електричних потенціалів між ділянками металу під покриттям і відкритою поверхнею в зоні тріщини, що спричиняє утворення корозійної макропар. У таких умовах спостерігається розвиток локальної, зокрема виразкової, корозії.

Загалом електрорушійна сила таких процесів формується за рахунок різниці потенціалів, що виникає внаслідок дії трьох основних типів гальванічних пар: диференціальної аерації, диференціальної лужності та диференціального напруження розтягу. Взаємодія цих факторів може відбуватися за різними сценаріями, що значною мірою залежить від умов експлуатації трубопроводу та стадії розвитку корозійного процесу.

Відстань від анодної ділянки, якою виступає тріщина, до межі катодної зони може досягати приблизно одного метра. При цьому збільшення інтервалу між анодними ділянками сприяє інтенсифікації роботи макрокорозійних елементів за рахунок зростання катодної площі, що припадає на один анод [32 – 35].

Окрім того, на підземному нафтопроводі за рахунок неоднорідності металу труби, гетерогенності ґрунту (за хімічним складом, різною вологістю, різною ступенем аерації, умов прокладання нафтопроводів, наявністю пошкоджень на зовнішній поверхні, наявністю зварних з'єднань та ін.) виникають ділянки з різними електродними потенціалами, що обумовлює утворення гальванічних макро та мікрокорозійних елементів.

Обстеження підземних нафтопроводів показали, що термін їх експлуатації головним чином залежить від корозійної стійкості основного металу та зварного з'єднання труб, а також характеру руйнування поверхні металу в місцях з порушеним ізоляційним покриттям [36]. Внаслідок пошкодження зовнішньої ізоляції підземного газопроводу утворюється межа

розділу фаз, такий прояв корозії є надзвичайно небезпечним, і найчастіше закінчується наскрізним ураженням та, відповідно, розгерметизацією трубопроводу [37]. Наявність зварного з'єднання значно активізує процеси місцевої корозії, насамперед через виникнення гальванічної пари "основний метал - шов" та зміни структури, а також і електрохімічної активності металу в близькошовній зоні [36].

За характером зміни поверхні металу чи сплаву розрізняють різні види корозійних руйнувань. Якщо корозійне руйнування може охоплювати всю поверхню металу – це суцільна (загальна або повна) корозія, або окремі ділянки – місцева (локальна) корозія. Суцільна корозія може бути рівномірною, якщо процес протікає з однаковою швидкістю по всій поверхні металу, і нерівномірною, коли швидкість процесу неоднакова на різних ділянках поверхні.

Місцева корозія охоплює окремі ділянки поверхні металу і може бути виражена у вигляді окремих плям, не сильно заглиблених у товщу металу; виразок – руйнувань, що мають вигляд раковин, сильно поглиблених в товщу металу, або точок (пітингів), що глибоко проникають у метал. У нафтопроводів в ґрунті відзначена саме виразкова корозія як найбільш часто виникаюча.

Тобто, можливе виникнення багатьох видів корозійних руйнувань, що визначаються рядом факторів. Але в реальних умовах виокремити один вид руйнування дуже важко, вони часто проявляються в комплексі.

Отже, оскільки магістральні нафтопроводи експлуатуються в складному неоднорідному середовищі (ґрунті), то корозія, що протікає, як правило, за електрохімічним механізмом. Тому, важливим є дослідження корозійних процесів на нафтопроводах, адже своєчасне виявлення корозійних порушень і їх усунення є запорукою безпечної експлуатації магістральних нафтопроводів для навколишнього середовища.

Процес корозії нафтопроводів залежить не тільки від ґрунтових умов, але й від сорту сталі, якості і матеріалу зварних з'єднань, товщини стінки

нафтопроводів, якості захисного покриття, а також від умов експлуатації нафтопроводу.

На інтенсивність корозійних процесів впливає широкий спектр чинників, роль яких є суттєвою та потребує врахування при аналізі стану нафтопровідних мереж. Розвиток корозії в підземних умовах значною мірою зумовлений неоднорідністю ґрунтового середовища, зокрема варіаціями сольового складу, рівня кислотності, а також різною вологістю на окремих ділянках. Додатковим фактором є локальні порушення цілісності ізоляційного покриття, які створюють умови для безпосереднього контакту металу з агресивним середовищем. Саме склад і концентрація водорозчинних солей у ґрунті визначають ступінь його корозійної активності.

Разом із цим, ґрунт є сприятливим середовищем для існування різноманітних мікроорганізмів. Деякі з них у процесі своєї життєдіяльності здатні активізувати корозійні процеси на зовнішній поверхні нафтопроводів, що призводить до розвитку біокорозії та додаткового руйнування металу.

В ґрунтовому середовищі є всі умови для існування різноманітних мікроорганізмів. Життєдіяльність деяких мікроорганізмів сприяє розвитку та протіканню корозійних процесів на зовнішній поверхні нафтопроводів, тобто протікає біокорозія.

Мікроорганізми використовують метал як джерело живлення або виділяють продукти, які його руйнують. З мікроорганізмів, що беруть участь у процесах корозії, велику роль відіграють сульфатовідновлюючі бактерії типу *Sporovibrio desulfuricans* (найбільш поширені у природі), тіосульфатоокиснюючі типу *Thiobacillus thioparus*, сіркобактерії типу *Thiobacillus thiooxidans*, залізоспоживаючі типу *Gallionella ferruginea*, водозв'язуючі типу *Hydrogenomonas flava*, залізні бактерії типу *Crenothrix* і *Leptothrix* і нітратовідновлюючі типу *Thiobacillus denitrificans* [38, 39].

Деякі бактерії і грибки можуть мати непрямий вплив на корозійний процес; вони утворюють на поверхні металу, що змочується водою, мікробіологічну плівку, яка сприяє виникненню концентраційних елементів.

В ґрунтових умовах часто спостерігається анаеробна корозія, що викликана життєдіяльністю анаеробних бактерій, які живуть за рахунок розчеплення різних хімічних з'єднань. Стають найбільш активними весною. Це підтверджується виявленням сильної корозії в ці періоди року. Проте біокорозія може відбуватися і аеробних умовах.

У природі найбільш широко поширені сульфатовідновлюючі бактерії, невидимі неозброєним оком. Найбільш сприятливе середовище для їх розвитку: ґрунт з рН = 5-9 (оптимально 6-7,5), 25-30°C, питомий опір 5-200 Ом·м. Розвиток цих бактерій стимулює чорний мул і залишки розкладання рослинного або тваринного світу. У результаті дії цих бактерій утворюється сірководень, який, з'єднуючись із залізом, утворює сірчисте залізо [38 – 40].

Сіркобактерії є хемолітотрофами, тобто організмами, які одержують енергію для росту за рахунок окислення неорганічних речовин (сірки, сірководню, сульфідів, сульфідів).

Життєдіяльність залізних бактерій полягає в споживанні іонів заліза або марганцю і переробці їх разом з киснем, що супроводжується виділенням в якості продуктів корозії нерозчинного гідрату окису заліза. Для розвитку бактерій вода повинна містити незначні кількості вільного газоподібного кисню і солей заліза та марганцю.

Водневозв'язуючі бактерії відіграють роль каталізаторів, активізуючи дію кисню. Найбільш сприятливим середовищем для них є вода з рН більше 7 і значним вмістом органічних речовин.

Мікроорганізми змінюють хімічний склад середовища, що оточує трубопровід, і активізує електрохімічні реакції, які пришвидшують корозію.

Таким чином, вплив біологічного фактору на корозійний процес може проявлятися як шляхом безпосередньої дії на метал продуктів, що виробляються мікроорганізмами, так і шляхом полегшення деполаризації. Деякі бактерії утворюють на металі плівки, які сприяють виникненню корозійних елементів диференціальної аерації.

Ступінь небезпеки біокорозії встановлюють бактеріологічним аналізом зразків ґрунту, який дозволяє виявити перераховані вище мікроорганізми [41 – 43]. Отже, наявність та активну життєдіяльність мікроорганізмів, що активують корозійні процеси на зовнішній поверхні труби можна оцінити, здійснивши моніторинг показників-індикаторів зазначених мікроорганізмів.

Присутність мікроорганізмів у промислових середовищах призводить до мікробіологічної корозії. Раніше було встановлено, що мікроорганізми можуть брати участь у корозійних процесах, використовуючи для своєї життєдіяльності іони конструкційних матеріалів нафтопромислового обладнання [44 – 47]. Проте досить часті випадки на матеріали устаткування продуктів метаболізму різних мікроорганізмів. Найчастіше мікробіологічна корозія викликає розвиток локальних видів електрохімічної корозії (рисунок 1.3).

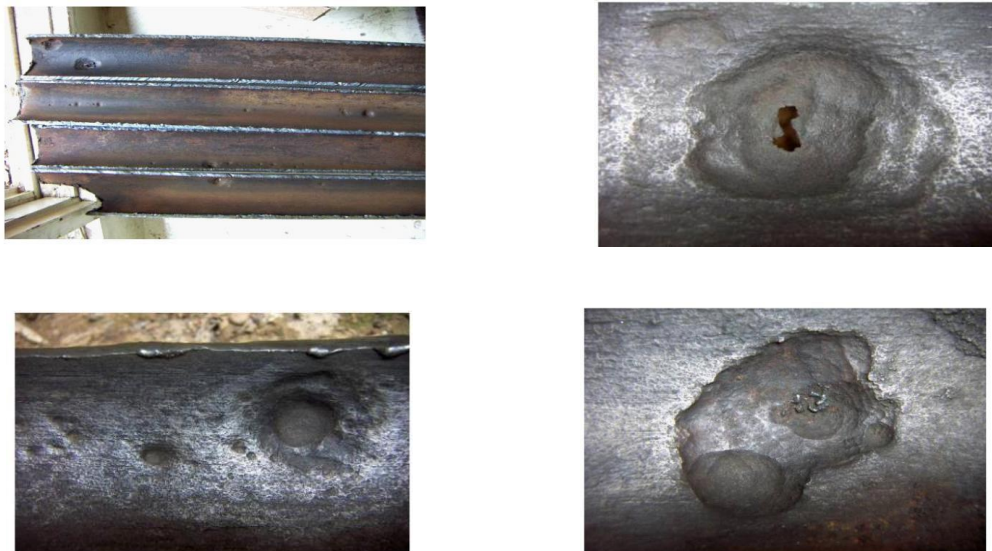


Рисунок 1.3 – Пошкодження поверхні труб мікробіологічної корозією

Мікроорганізми можуть брати участь безпосередньо в анодному процесі корозії, руйнуючи метал з утворенням корозійних виразок, так і в катодному процесі деполаризації, де як деполаризатор виступають продукти їх метаболізму (наприклад, сірководень) або самі мікроорганізми. Іноді процеси руйнування матеріалів обладнання та споруд називають специфічним терміном

– біоушкодження, а утворення мікроорганізмами великих колоній, що призводять до порушення режиму їхньої роботи – біообрастання.

Багато мікроорганізмів мають одноклітинну будову, наприклад бактерії, мікробактерії, дріжджі, найпростіші тварини (Protozoa) та деякі мікроростки. У природі існують також мікроорганізми з безклітинною структурою, звані ультрамікроорганізми, до яких належать різні віруси та фаги. Однак деякі нитчасті бактерії, мікроростки та багато мікрогрибів є багатоклітинними організмами. Причому біообрастання, утворені за рахунок колоній мікроростків та мікрогрибів, можуть розростатися та досягати розмірів, видимих неозброєним оком. Також існують мікроорганізми, які займають проміжне положення між переліченими вище – це: рикетсії, що займають становище між бактеріями та вірусами; актиноміцети – між мікрогрибами та бактеріями; спірохети – між найпростішими та бактеріями.

Найнебезпечнішими мікроорганізмами за своєю корозійною агресивністю є бактерії, оскільки вони здатні дуже швидко розмножуються і вільно адаптуватися до умов навколишнього середовища, що змінюються.

Бактерії, що беруть участь у корозійному руйнуванні обладнання поділяються за типом дихання на дві групи: аеробні та анаеробні. Аеробним бактеріям для життєдіяльності необхідний молекулярний кисень, а анаеробні можуть розвиватися і без кисню, використовуючи для метаболізму інші елементи.

Також мікроорганізми можна поділити за типом харчування на автотрофні та гетеротрофні. Бактерії, які використовують вуглець з органічних сполук, називаються гетеротрофними, а ті, які поглинають його з неорганічних сполук вуглецю, насамперед, використовуючи вуглекислий газ повітря, називають автотрофними або літотрофними. Крім того, для життєдіяльності бактеріям також необхідні інші елементи, наприклад фосфор, азот.

Мікроорганізми залежно від температурних умов поділяються на психрофіли, що розвиваються при температурі близько 0°C, мезофіли, що розмножуються при температурі в інтервалі 30 ... 40°C, і термофіли, здатні

розвиватися за температури 55°C і вище [48]. Для розвитку певного виду бактерій необхідні специфічні умови, до яких відносяться певна температура, вологість, рН, Eh, присутність чи відсутність інших бактерій тощо. Багатьом з мікроорганізмів потрібно для розвитку волога, і найчастіше вони розвиваються в нейтральних, слабнокислих або слаболужних середовищах [49, 50].

На нафтогазових родовищах у зв'язку з великими обсягами прісних та стічних вод, що закачуються за допомогою систем ППД у продуктивні пласти, відбувається зараження їх різними мікроорганізмами. Ці мікроорганізми беруть величезну участь в окисленні органічних речовин, що складають нафту і прямо чи опосередковано можуть сприяти процесам мікробіологічної корозії, у тому числі й біогенної сульфатредукції [51]. В основному виділяють п'ять груп корозійно-небезпечних бактерій, що руйнують нафтопромислове обладнання: залізобактерії – аеробні автотрофні мікроорганізми, що не вимагають для свого розвитку органічних речовин, поглинають залізо в іонному стані та виділяють його у вигляді нерозчинних сполук (бактерії роду) *Gallionella*, *Leptothrix*, *Crenotrix*);

- денітрифікуючі бактерії – аеробні гетеротрофні бактерії, що відновлюють нітрати до вільного азоту, джерелом енергії для них є органічні сполуки нафти (бактерії роду *Pseudomonas denitrificans*, *Pseudomonas fluorescens* та рід *Bacillus*);

- вуглеводні бактерії – аеробні гетеротрофні бактерії, що окислюють вуглеводні нафти та супутнього газу з утворенням проміжних продуктів неповного окислення типу спиртів, альдегідів, діоксиду вуглецю та кислот (род *Pseudomonas*);

- тіонові (сероокисляючі) бактерії – аеробні або анаеробні (залежно від роду) автотрофні мікроорганізми, що здійснюють окислення сірководню, сульфідів кальцію, сірки, тіосульфатів, тетратіонатів, гідросульфідів та деяких інших сполук сірки до стану сульфатів, та сірчаної кислоти (бактерії роду *Thiobacillus thioparus*, *T. thiooxidans*, *T. Ferrooxidans* и др.);

- СВБ – анаеробні автотрофні бактерії, що відновлюють багато сполук

сірки, у тому числі сульфати до сульфідів (бактерії роду *Desulfomonas*, *Desulforomonas*, *Desulfovibrio* и *Desulfotomaculum*).

Першість серед мікроорганізмів, що спричиняють руйнування обладнання на нафтопромислах по праву займають СВБ. СВБ представлені чотирма родами: *Desulfomonas*, *Desulforomonas*, *Desulfovibrio* и *Desulfotomaculum*.

СВБ, в процесі своєї життєдіяльності, піддають мікробіологічній корозії багато конструкційних матеріалів, насамперед сталь, залізо та алюміній. Механізм корозії визначається стимулюванні реакції катодної деполяризації твердими сульфідами заліза, які утворюються в результаті їх метаболізму або за рахунок споживання ними водню [52, 53].

Про наявність СВБ свідчать корозійні виразки поверхні металу, заповнені об'ємними продуктами корозії, іноді виражені як концентричних кілець [53]. На поверхні металу з'являються продукти корозії у вигляді темної кірки і пухких горбків, які складаються з сульфідів, карбонатів і гідратів закису та окису заліза і включають численні колонії СВБ (рисунок 1.4).

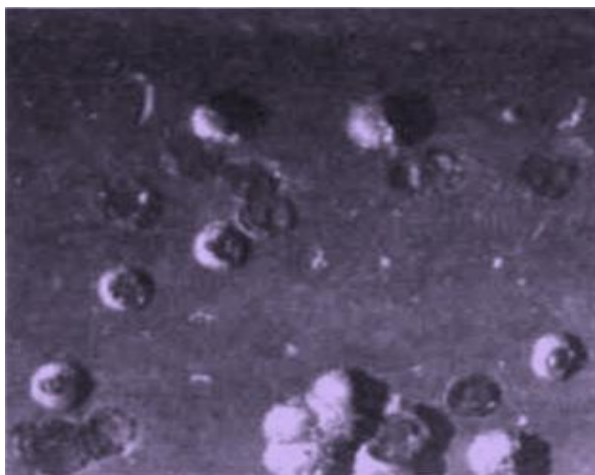


Рисунок 1.4 – Корозійні виразки на трубній сталі внаслідок дії СВБ

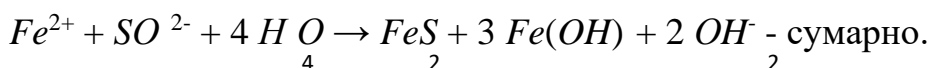
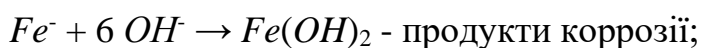
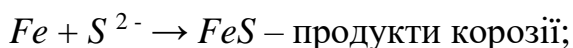
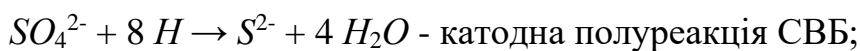
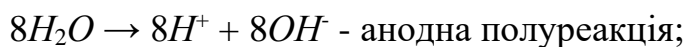
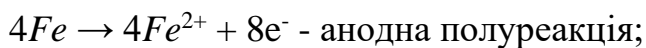
Процес підкислення середовища під продуктами корозії в корозійних виразках може сягати значень рН 2,0...0,5.

Дуже часто вони утворюють симбіоз з денітрифікуючими і вуглеводні бактеріями, які продукують поживні речовини і створюють необхідні для них анаеробні умови, хоча часто вони самі служать їжею для СВБ. Кінцевими продуктами анаеробного дихання СВБ є сірководень.

Основні стадії корозійного процесу, що відбувається внаслідок життєдіяльності СВБ, можуть бути наступними реакціями. Процес підкислення середовища під продуктами корозії в корозійних виразках може сягати значень рН 2,0...0,5.

Дуже часто вони утворюють симбіоз з денітрифікуючими і вуглеводні бактеріями, які продукують поживні речовини і створюють необхідні для них анаеробні умови, хоча часто вони самі служать їжею для СВБ. Кінцевими продуктами анаеробного дихання СВБ є сірководень.

Основні стадії корозійного процесу, що відбувається внаслідок життєдіяльності СВБ, можуть бути наступними реакціями [54 – 58]:



Сульфід заліза, що утворюється в результаті метаболізму СВБ, сприяє прискоренню корозійних процесів.

Таким чином, корозія є одним із ключових факторів, що визначають надійність та екологічну безпеку магістральних нафтопроводів. Встановлено, що в підземних умовах основним механізмом руйнування металу є електрохімічна корозія, розвиток якої зумовлений неоднорідністю ґрунтового середовища, пошкодженнями ізоляційного покриття, наявністю зварних з'єднань та утворенням макро- і мікрогальванічних пар. Особливу небезпеку становлять локальні корозійні пошкодження, здатні призводити до розгерметизації трубопроводів і забруднення довкілля. Важливу роль у прискоренні корозійних процесів відіграють мікроорганізми, які активізують електрохімічні реакції та сприяють розвитку біокорозії. Отримані результати підтверджують необхідність дослідження закономірностей корозійних процесів

для прогнозування технічного стану нафтопроводів і запобігання екологічним ризикам.

1.4. Аналіз сучасних наукових підходів до забезпечення екологічної безпеки нафтопроводів

Забезпечення екологічної безпеки нафтопроводів є однією з ключових задач сучасної інженерної та природоохоронної діяльності. Зростання обсягів транспортування нафти та нафтопродуктів, а також ускладнення умов експлуатації трубопровідних систем зумовлюють необхідність постійного вдосконалення підходів до запобігання аваріям і мінімізації їх негативного впливу на довкілля.

Сучасні наукові дослідження у цій сфері спрямовані на розроблення ефективних методів оцінки технічного стану нафтопроводів, прогнозування їхнього ресурсу та виявлення потенційних джерел екологічної небезпеки. Значна увага приділяється питанням корозійної стійкості матеріалів, удосконаленню систем захисту, зокрема ізоляційних покриттів і електрохімічного захисту, а також впровадженню новітніх методів моніторингу та діагностики.

1.4.1 Аналіз відомих математичних моделей корозії сталі

Нафтопроводи, які працюють в контактi із зовнішнім агресивним середовищем та зазнають в той же час вплив навантаження, температури й таке інше, можна розглядати як складні системи та вивчати їх за допомогою математичного моделювання, яке застосовують для вивчення складних систем.

При побудові моделей, які враховують вплив агресивного середовища на елементи нафтопроводів, важливо враховувати той факт, що може бути декілька причин, які можуть привести до корозійних руйнувань та декілька параметрів, які характеризують ці руйнування. Тому всі математичні моделі можна згрупувати в чотири класи за причинно-слідчими відносинами.

1. Однопричинні відносини. Прикладом моделі цієї групи може бути функціональна залежність, яка показує зміну глибини корозійного руйнування трубопроводу в часі.

2. Багатопричинні відносини. До цієї групи відносять моделі, в яких один параметр пошкодження функціонально залежить від деяких характеристик агресивності середовища.

3. Багатозначні відносини є комбінацією двох попередніх класів.

Вперше електрохімічний характер корозії металів в розчинах електролітів довів в 1830 р. швейцарський хімік де-ля-Рів. Він провів вимірювання виділення водню при взаємодії розчину соляної кислоти з цинком і його сплавами з 10 % Sn, Pb, Cu, Fe. Він показав, що швидкості виділення водню в цьому ряду відносяться як 1:9:18:43:54. Це був час відкриття англійцем Фарадеєм законів електролізу (1830-1833 рр.), ним запропоновані номенклатури: катіон, аніон, електроліт.

Пізніше електрохімічну модель корозії розвинули радянські і вітчизняні вчені Л. В. Писаржевський, Н.А. Изгаришев, А.І. Бродський, Г.В. Акімов та інші. Так з часом сформувалася модель електрохімічної корозії, як робота гальваноелементів.

Однією з перших моделей, які описують руйнування металу під впливом агресивного середовища, є закон Фарадея, що пов'язує втрату маси m (параметр пошкодженості) металу, який зазнає електрохімічного руйнування, з величиною струму I та часом протікання процесу T

$$m = kIT, \quad (1.10)$$

де k – стала, яка враховує вид матеріалу та характер агресивного середовища.

Однак практика показує, що стала k змінюється в процесі розчинення, а співвідношення Фарадея описує лише недовготривалу частину цього процесу.

А. Лиддарт та Б. Віттатер [59] запропонували модель корозійного руйнування у вигляді

$$\delta = k \cdot \lg(\alpha + t), \quad (1.11)$$

де k та α – сталі величини, які відображають вплив середовища на процес корозійного руйнування. При аналізі цієї залежності встановлено, що швидкість корозії з початку зростає, потім стає постійною і, нарешті, зменшується. Тому така модель за тривалого дослідження є недієвою.

Наступні три моделі є схожими одна з одною і визначають різні варіанти степеневі залежності глибини корозії від часу [60, 61].

Модель Е. Мартіна, Г. Друмма, Х. Годарта має такий вигляд

$$\delta = k \cdot \sqrt[3]{t}. \quad (1.12)$$

Модель Н. Сутерланда та Х. Годарта описується наступною залежністю

$$\delta = \sqrt[3]{t}. \quad (1.13)$$

Модель Н. Денісона має вигляд

$$\delta = k \cdot t^n, \quad (1.14)$$

де n – коефіцієнт, який відображує вплив середовища на процес корозійного руйнування.

Як видно, це різні варіанти степеневі залежності параметра пошкоженості, а саме глибини корозії від часу. Криві, що відповідають цим залежностям, недостатньо точно описують процес корозійного руйнування і тому застосовуються рідко.

В.А. Притула запропонував функціональну модель ґрунтової корозії у вигляді

$$G = -a + (a^2 + bt)^{\frac{1}{2}}, \quad (1.15)$$

де G – маса втраченого металу трубопроводу, мг;

a та b – параметри, що характеризують умови протікання корозійного процесу;

t – час, с.

Запропонована В.А. Притулою модель дозволяє описати загальну закономірність розвитку корозійного процесу в часі, проте її практичне застосування обмежується необхідністю визначення параметрів a та b , значення яких суттєво залежать від фізико-хімічних властивостей ґрунту, умов експлуатації трубопроводу та інших зовнішніх чинників. Унаслідок цього модель має переважно емпіричний характер і не повною мірою враховує механізми електрохімічної та біокорозійної взаємодії металу з навколишнім середовищем.

В.А. Притулою встановлена залежність швидкості корозії від вологості ґрунту для значень від 10 % до повного насичення

$$\lg y = 1 + 0,25 \lg i, \quad (1.16)$$

де y – вологість ґрунту у відсотках до сухого ґрунту, %;

i – корозійний струм, мА.

Така модель є не повною, оскільки враховує лише один параметр навколишнього середовища – вологість.

Г. Бодавська отримала залежність, яка встановила залежність втрати перерізу металу від товщини продуктів корозії.

В роботі Л.Я. Цикермана, зокрема А.Т. Fromhold описано більш складний закон зростання суцільної плівки окислів металів, приведений в роботі [62], який має вигляд

$$\delta = \sqrt[n]{kt}, \quad (1.17)$$

де показник n не завжди дорівнює двом.

де a , b , c – сталі параметри, що характеризують вплив середовища.

Tripathi R. K., Agnibotri U. S., Nanda I. N. [63] для випадку атмосферної корозії запропонували емпіричне рівняння

$$\lg v_k = av_c + T + d, \quad (1.18)$$

в якому швидкість корозії металу v_k залежить від швидкості v_c забруднення атмосфери двоокисом сірки та від середньої (за Фаренгейтом) температури T за період змочування металу. Ця модель включає три експериментально визначені параметри. Однак практичне застосування цієї формули ускладнене через неточну визначеність понять таких, як „швидкість забруднення атмосфери двоокисом сірки” та „середня температура за період змочування”.

Н. Палмер [64], А. Коупер та І. Горман [65], досліджуючи корозію сталей у сірководневих середовищах, прийшли до висновку, що швидкість корозії в цьому випадку можна описати за допомогою рівняння

$$C_k = A \cdot e^{\frac{B}{T}} (C_{H_2S})^D \cdot p^E, \quad (1.19)$$

де C_k – швидкість корозії;

T – температура за Фаренгейтом;

P – загальний тиск, фунти на кв. дюйм;

C_{H_2S} – молярна концентрація H_2S в робочому технологічному процесі;

A, B, D, E – параметри, що характеризують процес взаємодії металу з середовищем.

Параметри, які входять до даної залежності, визначаються експериментальним шляхом.

Результати досліджень по вивченню впливу вологості та температури повітря, часу зволоження поверхні металу (фазовими шарами вологи) та хімічного складу атмосфери дозволили авторам роботи [66] запропонувати слідуєчу формулу корозійних втрат металу (г/м² рік)

$$M = (K_{адс}^0 + a[c]) \cdot (\tau_{адс} - \tau_{фаз}) + (K_{фаз}^0 + b[c]) \cdot \tau_{фаз}, \quad (1.20)$$

де $K_{адс}^0$ та $K_{фаз}^0$ – швидкості корозії металу під адсорбційними та фазовими шарами вологи в умовах „чистої” атмосфери;

a та b – прискорення корозії, викликане домішками під адсорбційними та фазовими плівками електролітів;

c – концентрація агресивних домішок в атмосфері;

$\tau_{адс}$ – час, протягом якого вологість повітря перевищує 80%;

$\tau_{фаз}$ – час існування крапельно-рідкої вологи на поверхні металу.

Величини $K_{адс}^0$ та $K_{фаз}^0$, a , b є функціями температури і можуть змінюватись по мірі накопичення продуктів корозії.

В тих випадках, коли використання описаних вище математичних моделей корозійного пошкодження не дозволяє добитися достатньо точного узгодження з експериментальними даними на всьому необхідному інтервалі часу роботи елемента трубопроводу в агресивному середовищі, можна застосувати для апроксимації дослідної кривої $\delta(t)$ сплайн-функції.

Побудова моделі корозійного пошкодження з зовнішніми параметрами пошкоженості зводиться до підбору необхідної з усіх відомих моделей.

Процес підбору моделі для встановленої з досліду залежності $\delta = f(t)$ розпадається на дві частини: спочатку вибирають вид моделі, потім визначають чисельні значення коефіцієнтів, які забезпечують найкращі наближення моделі до вихідної експериментальної кривої. Для визначення коефіцієнтів вибраної моделі часто використовують метод найменших квадратів.

У науковій літературі представлено значну кількість математичних моделей, запропонованих різними дослідниками для опису процесів руйнування металу трубопроводів під впливом навколишнього середовища. Більшість із них мають спільні підходи до побудови та базуються на використанні системи поправкових коефіцієнтів, що враховують окремі

чинники експлуатаційного середовища. Водночас такі моделі, як правило, орієнтовані на відносно однорідні умови експлуатації та не повною мірою враховують локальні агресивні впливи, характерні для реальних умов функціонування нафтопроводів.

Унаслідок цього існуючі математичні підходи не завжди забезпечують достатню точність опису складних процесів електрохімічної корозії, зокрема в умовах формування локальних гальванічних пар, неоднорідності ґрунтового середовища та розвитку локалізованих корозійних ушкоджень.

Досліджуючи особливості функціонування нафтотранспортної системи України, науковці відзначають, що забезпечення її надійної та безпечної експлуатації безпосередньо залежить від рівня науково-технічного супроводу. При цьому проблема надійності трубопровідного транспорту повинна посідати важливе місце як у національному, так і в міжнародному нормативно-правовому полі. У роботах [67 - 70] розглянуто чинники, що впливають на надійність магістральних нафтопроводів, досліджено ресурси підземного геологічного простору України, особливості перебігу корозійних процесів у ґрунтових умовах, а також проаналізовано технічний стан лінійної частини нафтотранспортної системи та проблеми експлуатації підземних споруд. Отримані авторами результати підтверджують актуальність і практичну значущість досліджень у даному науковому напрямі.

Численні наукові дослідження присвячені аналізу поведінки сталі в умовах електрохімічної корозії, проте в більшості з них не враховано комплексний вплив локальних корозійних ушкоджень, експлуатаційних умов конструкцій, а також можливість одночасного протікання корозійних процесів, зумовлених різними механізмами виникнення.

Отже, існуючі підходи до моделювання корозійних процесів можна узагальнити у вигляді кількох основних напрямів:

1. Емпіричні моделі, що використовуються для визначення втрат металу внаслідок корозії. Вони базуються на обмеженій кількості змінних, зазвичай не більше чотирьох.

2. Імовірнісні (стохастичні) моделі, які описують корозійні процеси за допомогою регресійних залежностей та враховують вплив декількох факторів одночасно.
3. Складні багатофакторні математичні моделі, що включають значну кількість коригувальних коефіцієнтів. Такі моделі не враховують часову динаміку корозії в явному вигляді та ґрунтуються переважно на статичному описі процесу, без відображення його розвитку у часі.
4. Таблично-графічні підходи, у яких корозійний стан матеріалів оцінюється за допомогою довідкових коефіцієнтів, номограм або емпіричних таблиць для конкретних середовищ.
5. Кібернетичні моделі, що враховують складну природу корозійних процесів, зокрема наявність внутрішніх зворотних зв'язків у системі. Їх застосування дає змогу підвищити точність прогнозування корозійних змін на основі попередніх спостережень та статистичних характеристик.
6. Спеціалізовані моделі, розроблені для окремих випадків, наприклад, для опису атмосферної корозії алюмінію або підземної корозії сталей у різних ґрунтових умовах.
7. Моделі, що спираються на експериментальні дані, у яких враховуються фактичні втрати металу.

Тому продовження досліджень з зазначеного напрямку та необхідність розробки нових залежностей оцінки корозійних процесів, які б враховували локальні впливи навколишнього середовища, особливості експлуатації нафтопроводів, залишається не вивченою до кінця.

Отже, необхідність розробки моделей і залежностей, які б враховували впливи навколишнього середовища, в тому числі і локальні умови експлуатації нафтопроводів та інші можливі фактори, не втрачає своєї актуальності.

1.4.2 Аналіз методів оцінювання залишкового ресурсу сталевих нафтопроводів

Пік будівництва магістральних трубопроводів припадає на 70-ті роки минулого століття. Звичайна практика того часу передбачала їх обмежений проєктний ресурс з можливістю його подовження в майбутньому. Цей ресурс багатьох нафтопроводів є близьким до вичерпання або навіть перетнув зазначену межу. Разом з тим досвід експлуатації нафтопроводів свідчить, що вони мають ще доволі значний ресурс. Це дає всі підстави оптимістично дивитись на можливість продовження нормативного значення ресурсу діючих нафтопроводів.

Для екологічно безпечної експлуатації трубопроводів вуглеводневої сировини необхідно вчасно проводити діагностичні дослідження та превентивні обслуговування.

На сьогодні існує значна кількість наукової та методичної літератури, яка пов'язана з оцінюванням технічного стану сталевих нафтопроводів [71 - 73].

Вихідними показниками при визначенні реального технічного стану сталевих нафтопроводів є його геометричні показники, стан захисного покриття трубопроводу, умови експлуатації нафтопроводу, наявність корозійних пошкоджень тощо. Більшість із зазначених параметрів визначають із технічної документації. Проте часто виникають проблеми з реальним встановленням параметрів корозійних пошкоджень та наступного визначення залишкового ресурсу ділянки нафтопроводу.

Розрізняють наступні поняття визначення довговічності нафтопроводу:

1. Прогнозована довговічність L . Очевидно, що неможливо передбачити із 100% ймовірністю певні події, пов'язані із зародженням, розвитком дефектів, деградацією властивостей металу, втручанням третіх сторін в експлуатацію нафтопроводів, природних катаклізмів тощо. Тому всі поняття, що стосуються реальної довговічності, мають ймовірнісний зміст. Якщо позначити ймовірність відмови нафтопроводу на даний момент часу $P_f(t)$,

де t – час, то прогнозована довговічність строго визначається за такою формулою

$$L = \int_0^{\infty} (1 - P_t(t)) dt \quad (1.21)$$

Залежність (1.21) має більш методологічне значення, ніж практичне. Крім того, незрозуміло, що вважати за довговічність, адже навіть досить серйозна відмова не означає завершення функціонування нафтопроводу, враховуючи можливість проведення відновлювальних робіт.

2. Допустима довговічність L_A . Існуючі норми вимагають надійного функціонування нафтопроводів, оскільки аварії мають значні соціально-економічні наслідки. Тому призначається така допустима довговічність, протягом якої ймовірність руйнування є дуже малою. Зазвичай допустима довговічність L_A є величиною на порядок меншою, ніж L . Тому корисним можливим визначенням величини L_A є

$$P_t(L_A) \leq \varepsilon, \quad (1.22)$$

де величина ε сприймається зацікавленими сторонами як незначна. Її визначення є предметом реагуючого органу.

3. Номінальна проектна довговічність L_N . В ідеалі вона, звичайно, задовольняє нерівності (1.22). Проте під час визначення проектного ресурсу на практиці зазначена довговічність не розраховується за залежністю (1.22), а розрахунок призначається, виходячи з попередньої практики, прийнятих конструктивних рішень і майбутніх умов експлуатації. Разом з тим важко передбачити перебіг реальних негативних процесів, ефективність запобіжних заходів. Визначаючи L_N , враховують насамперед, принцип консервативності, а величина L_N є нижньою границею, тобто:

$$P_f(L_N) \leq \varepsilon_N < \varepsilon, \quad (1.23)$$

де ε_N – деяка мала величина. Зауважимо, що ймовірність відмов не є неперервною монотонною функцією. Застосування сучасних технологій може привести до часткового відхилення надійності (зменшення ймовірності

руйнування) нафтопроводу. Проте це досягається за рахунок поточних витрат. Тому важливо ввести наступне поняття.

4. Економічна довговічність L_E . Надійність та ефективність функціонування нафтопроводу можна весь час підтримувати на належному рівні, проте є питання економічної доцільності цього. Економічна довговічність нафтопроводу досягається, коли витрати на експлуатацію і проведення відновлювальних робіт починають перевищувати доходи від його роботи. На перший погляд, економічна довговічність може бути єдиним критерієм доцільності подовження ресурсу. Проте можуть бути випадки, коли більша експлуатація є економічно рентабельною, але ймовірність руйнування може бути такою, що нафтопровід вже не задовільняє критерія безпеки.

Абсолютно надійних конструкцій немає, і завдання експлуатації полягає в необхідності підтримувати визначений нормами рівень надійності. Задача полягає в тому, щоб визначити реальну надійність конструкції на даний момент, спрогнозувати її на певний термін, розробити план превентивних заходів і обґрунтувати доцільність.

При нормуванні допустимої надійності нафтопроводу проблема, з одного боку, полягає в тому, що надійність нафтопроводу має бути пов'язана з наслідками можливих відмов, при цьому вона вирішується у рамках ідеології ризик-аналізу, що розглядає добуток ймовірності розгерметизації нафтопроводу і відповідних наслідків. З іншого боку, результати ймовірнісних розрахунків, залежно від методики розрахунку, можуть суттєво відрізнятися.

Аналіз надійності доцільно проводити тільки на основі великого масиву статистичних даних, що стосуються відмов і розгляду їх причин і механізмів, втручання третіх сторін в функціонування нафтопроводу, природних умов і навантажень, деградації властивостей матеріалу, особливостей функціонування і проведення діагностичних і відновлювальних робіт.

Розв'язання конкретних завдань, пов'язаних з оцінюванням ресурсу сталевих нафтопроводу, було здійснено у ФМІ імені Г.В. Карпенка НАН України [68], ІФНТУ нафти і газу [75 – 79], НТУ України «Київський

політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» [80, 81], Інституті електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України [82].

Дослідження з цієї тематики проводили також зарубіжні вчені. Це: Choi J. B. [83], Ma B, Shuai J, Liu DX, Xu K [84], He DS, Guo J, Zhang P [85], Wang X, Zhao DF [86], Lohade DM [87], Medeiros FN [88], Markov Chain [89], Anjinsen K. A [90], Beckmann Marwin M [91] Kifner S.F., Vieth P.H. [92] та інші.

Задачі, що пов'язані із проблемою оцінки ресурсу сталевого нафтопроводу вирішувалися у ФМІ імені Г.В. Карпенка НАН України [93 – 95], а саме, вченими запропоновано розрахункову модель для визначення залишкового ресурсу труби нафтопроводу з зовнішньою поверхневою корозійно-механічною тріщиною за ламінарного потоку нафти і багаторазових гідроударів, в основу якої покладено енергетичний підхід для дослідження сповільненого поширення тріщин, модель прикладання імпульсних навантажень і базові механізми поширення корозійномеханічної тріщини. За допомогою зазначеної моделі авторами вивчено залежність залишкового ресурсу труби нафтопроводу зі сталі Х60 від кількості в ній гідроударів.

Авторами [96] за результатами випробувань моделей «вирізок» побудовано ймовірнісні криві втоми та отримано значення ймовірності неруйнування труби.

В роботі [97] отримане залежності для визначення залишкового терміну служби труби, яке враховує глибину початкової тріщини та час експлуатації труби

$$t = -0,5(103 + 23t_0) + \sqrt{0,25(103 + 23t_0)^2 + 105(h - b_0)}. \quad (1.22)$$

t_0 – початковий час експлуатації труби, роках;

h - глибина корозії, мм

b_0 – параметр.

Над вирішенням проблеми підвищення надійності магістральних трубопроводів на підставі розвитку підходів до моніторингу технічного стану

матеріалу труб, в тому числі зварних з'єднань із високоміцних трубних сталей та надземних ділянок магістральних трубопроводів працював Дзюбик А.Р. Автор розробив та комплексну методику встановлення працездатності зварних з'єднань тривалоексплуатованих трубопровідних систем та зосереджених об'єктів [98, 99].

Ждек А.Я, Грудз В.Я. розробили методику визначення залишкового ресурсу тривало експлуатованих нафтопроводів з врахуванням наявних корозійних дефектів, умов експлуатації нафтопроводу та зміни швидкості корозії тіла труби [100]

$$V = 0,563 \times \tau^{-0,576}, \quad (1.23)$$

де V – швидкість корозії, мм/год

τ – час експлуатації нафтопроводу.

Питанням прогнозування втомної та корозійновтомної довговічності ділянок трубопроводів шляхом врахування експлуатаційних факторів та розроблення заходів для підвищення терміну їх експлуатації присвятив свої праці Дейнега Р.О., який запропонував методику прогнозування довговічності та залишкового ресурсу деталей з допомогою кінетичних діаграм. Методика враховує сумарну дію горизонтальних та вертикальних складових швидкості та прискорення частинок рідини і дію її виштовхувальної сили [100 – 103].

На основі ймовірно-фізичного підходу, авторами [104] запропоновано на розраховувати середній залишковий термін служби трубопроводу за формулою

$$\pi = (\Pi_{lim} - \Pi_1) \times (1 + v^2/2)/a. \quad (1.24)$$

Дейнега Р.О. в своїх дослідженнях запропонував методику оцінки фактичної навантаженості і прогнозування залишкового ресурсу підводного трубопроводу з врахуванням положень теорії хвиль кінцевої амплітуд. Вказана методика враховує сумарну дію горизонтальних та вертикальних складових

швидкості та прискорення частинок рідини і дію її виштовхувальної сили, що дало змогу розраховувати навантаження на підводний трубопровід під час коливних процесів і тим самим точніше оцінити його довговічність [105 - 108].

Розглянуті підходи до визначення довговічності та залишкового ресурсу нафтопроводів формують важливе теоретичне підґрунтя для оцінювання їх технічного стану, проте мають низку обмежень. Більшість із них базується на ймовірнісних оцінках та потребує достовірної інформації щодо інтенсивності деградаційних процесів, параметрів дефектів і умов експлуатації, які на практиці часто визначаються з істотною похибкою. Крім того, наведені підходи переважно орієнтовані на загальну оцінку надійності трубопроводу і недостатньо враховують локальний характер корозійних пошкоджень, неоднорідність ґрунтового середовища, вплив біокорозії, стан ізоляційного покриття та особливості роботи корозійних макрогальванічних пар. Це може призводити до зниження точності прогнозування залишкового ресурсу та потребує подальшого удосконалення методів оцінювання з урахуванням реальних механізмів розвитку корозійних процесів.

Таким чином, питанню визначення залишкового ресурсу ділянки нафтопроводів присвячена чисельні кількість праць, проте наявні методи розрахунку залишкового ресурсу та прогнозування довговічності нафтопроводів вимагають удосконалення, оскільки не враховують повною мірою усі експлуатаційні фактори та локальні впливи навколишнього середовища. Отже актуальність і необхідність розроблення нових математичних моделей та залежностей, які б враховували локальні властивості експлуатації нафтопроводів, умови виникнення локальних корозійних процесів, не втрачає своєї актуальності.

1.5. Висновки і формування наукової концепції дослідження та постановка задач

На підставі проведеного аналізу можна сформулювати такі висновки:

1. Визначення залишкового ресурсу сталевих нафтопроводів, що експлуатуються в агресивних середовищах, є складною багатофакторною задачею. Вона передбачає комплексне врахування технічного стану конструкції, умов її експлуатації, а також прогнозування безпечних режимів подальшої роботи з урахуванням деградаційних процесів.

2. Корозійні ураження трубопроводів не обмежуються лише зонами пошкодження ізоляційного покриття. Хоча тріщини ізоляції дійсно створюють сприятливі умови для накопичення агресивних середовищ, корозія може розвиватися і на інших ділянках зовнішньої поверхні. Це пов'язано з її гетерогенністю, яка призводить до формування як локальних, так і протяжних (поздовжніх і поперечних) макрогальванічних пар, що істотно впливають на інтенсивність руйнування металу.

3. Додатковим чинником є можливість розвитку не лише електрохімічної, але й мікробіологічної корозії. Наявність біологічно активного середовища, зокрема сульфатвідновлювальних бактерій, здатна змінювати механізм корозійного процесу, посилювати його інтенсивність та впливати на кінетику руйнування матеріалу.

4. Існуючі підходи до оцінки ресурсу нафтопроводів, як правило, орієнтовані на аналіз окремих факторів і часто базуються на спрощених припущеннях. Вони включають поділ строку служби на етапи деградації, використання критеріїв втрати несучої здатності або накопичення пошкоджень, а також застосування імовірнісних моделей руйнування. Проте такі методи зазвичай не враховують повною мірою фізико-хімічну природу корозійних процесів і їх електрохімічні закономірності.

5. Врахування лише дефектів ізоляції як основного джерела корозії є недостатнім. Реальні умови експлуатації передбачають існування складної системи електрохімічних взаємодій на поверхні металу, включаючи утворення макрокорозійних елементів, інтенсивність яких може бути оцінена за величиною струмів корозійних пар та використана для прогнозування втрат товщини стінки.

6. Сучасні методи визначення швидкості та глибини корозії відрізняються за точністю і складністю, однак більшість із них розрахована на стаціонарні умови та не враховує змінність корозійних процесів у часі. Крім того, вони часто базуються на емпіричних залежностях або параметрах, які складно визначити безпосередньо в умовах експлуатації, що обмежує їх практичне застосування.

7. Перспективним напрямом є використання математичних моделей, заснованих на аналізі розподілу електричних полів уздовж трубопроводу. Такий підхід дозволяє враховувати широкий спектр факторів: від неоднорідності середовища до локальних дефектів і досліджувати механізми поступового накопичення корозійних пошкоджень.

8. Накопичений досвід застосування методів математичного моделювання в електрохімії створює передумови для їх ефективного використання при дослідженні як традиційної, так і мікробіологічно зумовленої корозії трубопроводів у реальних умовах експлуатації.

Із врахуванням стану питання сформульовані мета та основні завдання даних досліджень.

Мета роботи – розвиток теоретичних основ запобігання забрудненню довкілля при транспортуванні вуглеводнів з дотриманням вимог безпечної експлуатації за умов електрохімічної і біоелектрохімічної корозії в неоднорідних ґрунтових середовищах.

Завдання дослідження:

- провести аналіз сучасного стану проблеми корозійного руйнування підземних сталевих нафтопроводів та встановити основні чинники, що визначають інтенсивність електрохімічної та біоелектрохімічної корозії в неоднорідних ґрунтових середовищах;
- розробити методологію та обґрунтувати методи проведення дисертаційних досліджень;

- дослідити вплив неоднорідності фізико-хімічних властивостей ґрунтів на формування локальних корозійних елементів та розвиток макрогальванічних процесів на зовнішній поверхні сталевих трубопроводів;
- розробити математичну модель електрохімічної корозії трубопроводу за умов утворення поперечних макрогальванічних пар та визначити закономірності розподілу корозійних струмів по периметру труби;
- розробити математичну модель електрохімічної корозії трубопроводу за умов функціонування повздовжніх макрогальванічних пар з урахуванням просторової неоднорідності корозійного потенціалу та поляризаційних характеристик металу;
- побудувати математичну модель локальної електрохімічної корозії у зонах зварних з'єднань нафтопроводу з урахуванням геометричної та електрохімічної неоднорідності поверхні;
- дослідити вплив вологості, аерації та властивостей ґрунтів на формування корозійно-небезпечних умов експлуатації трубопроводів;
- експериментально визначити швидкість біокорозії сталі в різних типах ґрунтових середовищ та встановити вплив основних біотичних і абіотичних чинників на інтенсивність корозійних процесів;
- розробити математичну модель біоелектрохімічної корозії зовнішньої поверхні нафтопроводу та обґрунтувати можливість її використання для прогнозування корозійних пошкоджень і оцінювання залишкового ресурсу трубопроводів;
- розробити розрахункову методику оцінювання глибини корозії сталевих нафтопроводів та визначення залишкового ресурсу екологічно безпечної експлуатації сталевих нафтопроводів з урахуванням зазначених корозійних процесів.

СТРУКТУРНО-ЛОГІЧНА СХЕМА ВИКОНАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ



Рисунок 1.5 – Схематичне зображення методології проведення дисертаційних досліджень

РОЗДІЛ 2 ОБ'ЄКТИ ТА МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕНЬ

2.1 Загальна характеристика об'єкту та предмету дисертаційних досліджень

2.1.1 Ґрунти Полтавської області, що підлягали аналізу

У роботі для проведення експериментальних досліджень використовувалися зразки ґрунтів, відібрані в районах проходження магістральних нафтопроводів на території Полтавської області. Об'єктами досліджень були найбільш поширені типи ґрунтів регіону: чорнозем типовий, глина та торф, які характеризуються різними фізико-хімічними властивостями та корозійною активністю щодо сталевих конструкцій.

Відбір зразків здійснювали на території міста Горішні Плавні Кременчуцького району, а також у межах колишніх Глобинського та Зіньківського районів Полтавської області (нині відповідно території Кременчуцького та Полтавського районів). Вибір місць відбору обумовлений наявністю ділянок магістральних нафтопроводів та характерними для цих територій ґрунтовими умовами.

Для врахування впливу глибини залягання трубопроводів і зміни властивостей ґрунтового середовища відбір проб проводили з глибин 60 см, 70 та 80 см від поверхні землі. Такі глибини дозволяють оцінити особливості зміни вологості, аерації, кислотності та мікробіологічної активності ґрунту, які безпосередньо впливають на інтенсивність електрохімічних і біокорозійних процесів. Отримані зразки використовували для визначення фізико-хімічних показників ґрунтів та дослідження їх впливу на корозійний стан сталевих нафтопроводів.

2.1.2 Характеристика нафтотранспортної мережі України та Полтавської області

АТ «Укртранснафта», яке є оператором системи магістральних нафтопроводів одноосібно надає послуги з транспортування нафти, її перевалки з/на морський транспорт та супутні при цьому послуги. Засновником і єдиним акціонером АТ «Укртранснафта», є АТ «НАК «Нафтогаз України». Система магістральних нафтопроводів України, що перебуває у користуванні АТ «Укртранснафта», 19 нафтопроводів діаметром до 1220 мм включно; загальною довжиною 3506,6 км, а в одну нитку – 4767,4 км (за даними <https://oil-gas.com.ua/press-relizy/Укртранснафта>).



Рисунок 2.1 - Схема основних магістральних нафтопроводів та нафтопереробних заводів України (за матеріалами <https://reposit.nupp.edu.ua/files/original/7/5017/0146cc9c7d7ff8bf5bfc284c43ba66fde9d39f49.pdf>)

Територією Полтавської області проходять гілки нафтопроводу «Дружба», що служать засобом транспортування нафти із Глинсько-Розбишівського, Радченківського та Зачепилівського родовищ до пунктів приймання або переробки на Кременчуцькому НПЗ.

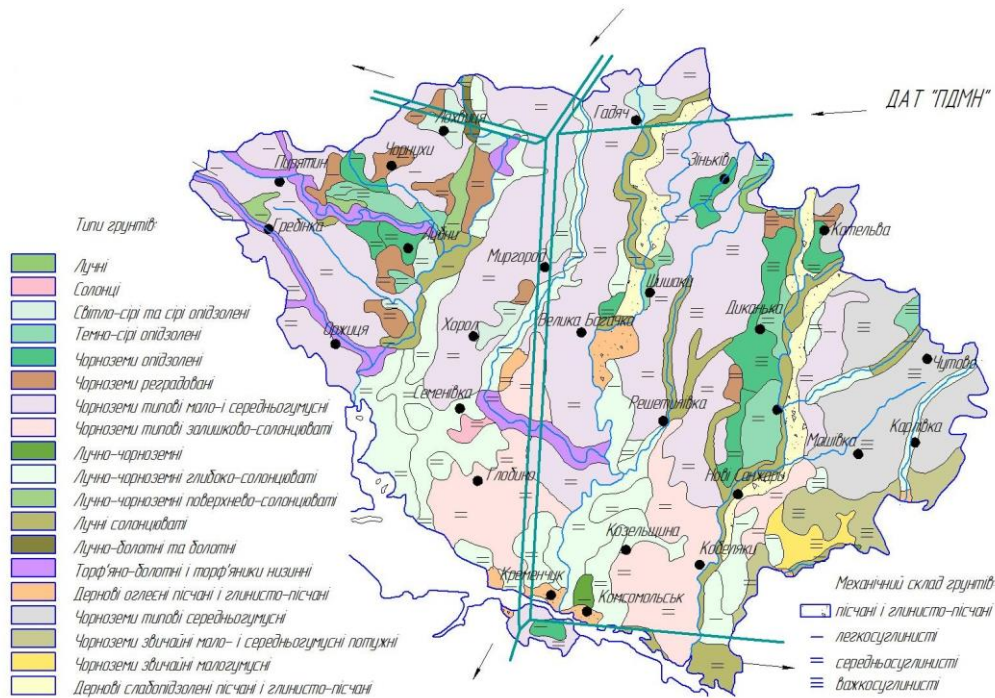


Рисунок 2.2 - Схема основних магістральних нафтопроводів Полтавської області
 Мережа трубопровідного транспорту області, зокрема нафтопроводів, є досить розгалуженою. Загальна довжина магістральних трубопроводів – 582 км.

2.2 Методи досліджень показників ґрунтів

2.2.1 Визначення вологості ґрунту

Визначення вологості ґрунту проводили відповідно до вимог ДСТУ ISO 11465:2001 «Якість ґрунту. Визначання сухої речовини та вологості за масою. Гравіметричний метод». Метод ґрунтується на висушуванні зразка ґрунту за температури $(105 \pm 5) ^\circ\text{C}$ до сталої маси та подальшому визначенні втрати маси, що відповідає вмісту води в зразку.

Підготовку ґрунтових зразків до фізико-хімічних досліджень здійснювали відповідно до вимог ДСТУ ISO 11464:2007 «Якість ґрунту. Попереднє оброблення зразків для фізико-хімічного аналізу». Відібрані проби очищували від сторонніх домішок, висушували до повітряно-сухого стану за температури не вище $40 ^\circ\text{C}$, подрібнювали та просіювали крізь сито з діаметром отворів 2 мм для

отримання однорідного матеріалу, придатного до подальших лабораторних досліджень.

Визначення вологості ґрунту проводилося термостатичним методом. Сутність термостатичного методу визначення вологості ґрунту полягає у визначенні кількості води, яку видаляють із нього висушуванням при температурі 100-105 °С до постійної маси.

Необхідне обладнання для проведення дослідів: бюкси для проб ґрунту, сушильна шафа, ексікатор для охолодження, електронні аналітичні ваги.

Етапи проведення дослідів:

- 1) сухий, чистий бюкс зважують на аналітичних вагах (g_0);
- 2) у бюкс насипають приблизно 10 г сухого ґрунту і знову зважують (g_1);
- 3) після зважування бюкс із пробною ґрунту ставлять у попередньо розігріту до температури 100-105 °С сушильну шафу і залишають на годину;
- 4) через годину бюкс ставлять у ексікатор для повного охолодження, після чого знову зважують (g_2);
- 5) процес висушування проводять доти, поки різниця між g_1 і g_2 не становитиме 0,2% (0,02 г).

Для отримання остаточних результатів проводиться розрахунок загальної вологості:

$$W = \frac{g_1 - g_2}{g_1 - g_0} 100\%, \quad (2.1)$$

та вологості у частках від проби висушеного ґрунту:

$$W = \frac{g_1 - g_2}{g_2 - g_0}, \%. \quad (2.2)$$

При обчислення вмісту кисню у пробах використовують останнє значення.

2.2.2 Визначення швидкості біокорозії сталі в середовищах ґрунту

Для кількісної оцінки впливу типу ґрунту на швидкість біокорозії сталі використовували гравіметричний метод. Об'єктами дослідження були зразки

трьох найбільш поширених типів ґрунтів Полтавської області: чорнозему типового, глини та торфу, відібрані в районах проходження магістральних нафтопроводів. Підготовку ґрунтових проб до досліджень здійснювали відповідно до вимог ДСТУ ISO 11464:2007. Відібрані зразки очищували від рослинних решток та інших сторонніх включень, висушували до повітряно-сухого стану, після чого грудки ґрунту подрібнювали у порцеляновій ступці за допомогою товкачика з гумовим наконечником. Для забезпечення однорідності проб подрібнений ґрунт просіювали через сито з розміром отворів 2 мм та ретельно перемішували перед проведенням експериментальних досліджень.

На лабораторних технічних вагах зважено 100 г повітряно-сухого розтертого ґрунту кожного типу та додано відповідно по 20 мл дистильованої води у кожен зразок. Експериментальне дослідження проведено в два етапи: у звичайному ґрунті та біоґрунті (рис. 2.1).



Рисунок 2.3 – Зважування ґрунтових зразків

Для проведення експерименту було заготовлено 10 сталевих елементів-зразків у вигляді прямокутних пластин. Поверхню сталевих зразків перед дослідженням в лабораторних умовах очищено від іржі і інших забруднень. Для

цього зразки шліфувались, полірувались тонким абразивним матеріалом до повного видалення нерівностей. Знежирення проводили етанолом. Потім зразки зважували на аналітичних вагах з точністю $\pm 0,0001$ г та розміщали в корозійному середовищі. Дослідження проводили в підготовленому біокорозійному середовищі. Біокорозійне середовище створювали наступним чином: до відповідного ґрунту додавали бактеріально зіпсовані (тухлі) яйця, вітамін В, воду. Яйця є добрим живильним субстратом для розвитку мікроорганізмів, в тому числі сіркобактерій. В результаті діяльності яких відбувалося руйнування білка та утворення сірководню (за характерним запахом). Контакт пластин з ґрунтовим біосередовищем відбувався протягом 3 місяців. В процесі дослідження раз на тиждень відбирали проби ґрунту на визначення наявності сульфатів та рН. Після закінчення досліду зразки виймали із ґрунту, промивали, очищали від продуктів корозії гумкою (інколи зразки обробляли 0,5% розчином сірчаної кислоти у присутності уротропіну). Візуально було виявлено корозійні ураження на ділянках зразків. Очищені зразки висушували та повторно зважували.

Швидкість корозії визначали по зниженню маси зразків відомої площі за вибраний термін корозії за формулою

$$K_{ваз} = \frac{g_0 - g_1}{S_0 \tau}, \quad (2.3)$$

де g_0, g_1 – вага сталевого зразка до і після корозії, г;

S_0 – площа поверхні аноду, см^2 ;

τ – час проведення досліду, годин.

Відповідна швидкість корозії в струмових показниках визначалась за формулою

$$i_p = K_{ваз} \cdot 2,68 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{n}{A}, \quad (2.4)$$

де:

n – валентність іону металу, що переходить в розчин;

A – атомна маса металу;

26,8 – стала Фарадея, А•год.

Відповідний струм корозії визначався за формулою:

$$I = i_p \times S_0 \quad (2.5)$$

Глибинний показник корозії розраховано за формулою:

$$K_z = K_{ваг} \times \frac{8760}{1000 \times D} \quad (2.6)$$

де D – густина металу трубопроводу (заліза), г/см³, $D = 7,874$ г/см³.



Рисунок 2.4 – Підготовлені сталеві зразки до експериментального дослідження

2.2.3 Методи визначення наявності сульфатів

Даний метод заключається в проведенні якісної реакції на наявність сульфатів. Він полягає в тому, що до водної витяжки ґрунту додають барій хлор і якщо у ній присутні сульфати, то при нагріванні утвориться білий осад.

Необхідне обладнання для проведення досліду: колба для водної витяжки, лійка, фільтрувальний папір, піпетка, пробірка, штатив для пробірок, пробіротримач, спиртівка.

Етапи проведення досліду:

- 1) в суху, чисту колбу насипають 20–30 г досліджуваного ґрунту;
- 2) до проб доливають дозатором по 150 см³ дистильованої води;
- 3) ґрунт з водою перемішують протягом 3 хв за допомогою мішалки і залишають на 5 хв для відстоювання;
- 4) у лійку поміщають подвійні складчасті фільтри. Край фільтра повинен розташоватися на 0,5 – 1 см нижче краю. Струмінь суспензії направляють на бічну стінку воронки, щоб не порвати фільтр. Мутні фільтрати перефільтровують [26];
- 5) отриману водну витяжку переливаємо до пробірки;
- 6) до пробірки додається 1мл BaCl₂;
- 7) за допомогою пробіротримача та спиртівки нагріває пробірку і кип'ятимо протягом однієї хвилини.

За кількістю білого осаду BaSO₄ відмічають приблизний вміст SO₄²⁻: немає, мало, багато, дуже багато.

2.2.4. Методика визначення рН

Частину ґрунтової суспензії, отриманої за п. 2.2.1 (п. 1 – 4) , об'ємом 15 – 20 см³ зливають у хімічну склянку місткістю 50 см³ і використовують для вимірювання рН.

Визначення водневого показника (рН) ґрунту проводили потенціометричним методом відповідно до вимог ДСТУ ISO 10390:2022 «Якість ґрунту. Визначення рН». Для досліджень використовували водну витяжку, приготовлену з ґрунтової суспензії. Після відстоювання суспензії частину надосадової рідини об'ємом 15–20 см³ переносили у хімічну склянку місткістю 50 см³ та використовували для проведення вимірювань.

Перед початком роботи рН-метр калібрували за стандартними буферними розчинами зі значеннями рН 4,01; 6,86 та 9,18 при температурі (20±2) °С.

Калібрування виконували відповідно до інструкції виробника приладу до досягнення стабільних показників у кожному буферному розчині.

Електродну систему перед кожним вимірюванням промивали дистильованою водою та обережно висушували фільтрувальним папером. Електроди занурювали у досліджуваний розчин таким чином, щоб чутливий елемент повністю контактував із рідкою фазою. Показання приладу реєстрували після стабілізації сигналу, але не раніше ніж через 1,5 хв після занурення електродів у досліджуване середовище.

Для контролю точності вимірювань у процесі роботи періодично перевіряли калібрування приладу за буферним розчином з рН 6,86.

Вимірювання виконували не менше ніж у трьох повторностях, після чого обчислювали середнє значення рН для кожного зразка ґрунту.

Отримані значення рН використовували для оцінювання кислотно-лужних властивостей ґрунтового середовища та аналізу їх впливу на інтенсивність корозійних і біокорозійних процесів на поверхні сталевих зразків.

2.3 Математична обробка експериментальних даних

Для встановлення зв'язку між глибиною відбору проб та вологістю (вмістом кисню) у районах залягання магістральних нафтопроводів проведено регресивний аналіз.

Для аналізу застосоване лінійне рівняння регресії:

$$Y = a + bx, \quad (2.10)$$

де x – глибина відбору проб, см;

Y – значення вологості (вмісту кисню) у пробі ґрунту, %.

Параметри рівняння регресії визначаються методом найменших квадратів, основа якого – мінімізація суми квадратів відхилень емпіричних значень « y » від теоретичних « Y »:

$$\sum (y - Y)^2 \rightarrow \min. \quad (2.11)$$

Відомо, що значення параметрів a і b , при яких мінімізується сума квадратів відхилень, визначається із системи нормальних рівнянь:

$$\begin{aligned} \sum y &= na + b \sum x, \\ \sum xy &= a \sum x + b \sum x^2. \end{aligned} \quad (2.12)$$

Розв'язавши цю систему, знаходимо значення параметрів:

$$b = \frac{n \sum xy - \sum x \sum y}{n \sum x^2 - \sum x \sum x}, \quad (2.13)$$

$$a = \bar{y} - b\bar{x}. \quad (2.14)$$

Порядок обчислення параметрів лінійної регресії зв'язку між глибиною відбору проб і значенням вологості, значення взаємозв'язаних ознак та необхідні для розрахунків параметри представлені в таблиці 3. Обчислення коефіцієнтів регресії та перевірка їх значущості проведені за допомогою t -критерію Стьюдента.

2.4 Планування повного факторного експерименту

Для встановлення зв'язків між швидкістю корозії, значенням рН і температурою використано 2-х факторний аналіз. В якості фактора X_1 прийнято значення рН a_y , а фактора X_2 – температура. Вихідною величиною Y – швидкість корозії на центральній ділянці ϵ в %.

Виявити кількісні залежності між факторами і вихідною величиною можливо використавши математичне моделювання.

В загальному виді математична модель представляється функцією змінних

$$y = \varphi(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (2.15)$$

Із практики інженерного експерименту відомо, що в більшості випадків задовільною є модель у вигляді алгебраїчного поліному, ступінь котрого визначається в процесі досліджень.

Модель досліджуваного об'єкту відповідає в деякій локальній області факторного простору із координатами $(x_{10}, x_{20}, \dots, x_{n0})$. Невідома залежність у околі цієї точки представляється у виді поліному – відрізка ряду Тейлора (рівняння регресії):

$$y = \beta_0 + \sum_{i=1}^k \beta_i x_i + \sum_{u,i=1, u \neq i} \beta_{ui} x_i x_u + \sum_{i=1}^k \beta_{ii} x_i x_i^2 + \dots \quad (2.16)$$

В даному дослідженні була випробувана лінійна математична модель (поліном першого порядку):

$$y = b_0 + b_1 x_1 + b_2 x_2 \quad (2.17)$$

При варіюванні факторів на двох рівнях для реалізації всіх можливих непоторних комбінацій рівнів факторів необхідно провести $N=2^2$ дослідів. В таблиці 2.1 приведена матриця планування повного факторного експерименту типу 2^2 .

Таблиця.2.1

Матриця планування факторного 1 експерименту

Номер дослідів	Фактори		Відгук $y(i)$
	$X_1 (pH)$	$X_2 (t)$	
1	+1	+1	y_1
2	-1	+1	y_2
3	+1	-1	y_3
4	-1	-1	y_4

Розрахунок для **першого** експерименту.

Складаємо рівняння для розрахунку X_1 та X_2 : $X_1 = \frac{pH - \frac{\max + \min}{2}}{\frac{\max - \min}{2}} = \frac{pH - 5,85}{0,95}$;

$$X_2 = \frac{t - \frac{\max + \min}{2}}{\frac{\max - \min}{2}} = \frac{t - 13,5}{6,5}.$$

Розрахунок коефіцієнтів регресії для матриці планування:

$$a_0 = 1/4(0,35 + 0,25 + 2,6 + 1,9) \times 10^{-5} = 1,27 \times 10^{-5};$$

$$a_1 = 1/4(0,35 - 0,25 + 2,6 - 1,9) \times 10^{-5} = 0,2 \times 10^{-5};$$

$$a_2 = 1/4(-0,35 - 0,25 + 2,6 + 1,9) \times 10^{-5} = 0,97 \times 10^{-5}.$$

Рівняння регресії матиме вигляд:

$$y = 1,27 \times 10^{-5} \times 0,2 \times 10^{-5} X_1 \times 0,97 \times 10^{-5} X_2;$$

$$y = (1,27 \times 0,2 X_1 \times 0,97 X_2) \times 10^{-5}.$$

Математична модель швидкості корозії сталі в торфі:

$$i = (1,27 + 0,2(\text{pH} - 5,85)/0,95 + 0,97 \times (t - 13,5)/6,5) \times 10^{-5};$$

$$i = (1,27 + 0,2\text{pH} - 1,23 + 0,15t - 2,01) \times 10^{-5};$$

$$i = (-1,97 + 0,21 \text{pH} + 0,15t) \times 10^{-5}.$$

Розрахункові значення фактора У:

$$i_1 = (-1,97 + 0,21 \times 6,8 + 0,15 \times 7) \times 10^{-5} = 0,5 \times 10^{-5};$$

$$i_2 = (-1,97 + 0,21 \times 4,9 + 0,15 \times 7) \times 10^{-5} = 0,11 \times 10^{-5};$$

$$i_3 = (-1,97 + 0,21 \times 6,8 + 0,15 \times 20) \times 10^{-5} = 2,46 \times 10^{-5};$$

$$i_4 = (-1,97 + 0,21 \times 4,9 + 0,15 \times 20) \times 10^{-5} = 2,06 \times 10^{-5}.$$

Розрахунок для **другого** експерименту:

Складаємо рівняння для X_1 та X_2 : $X_1 = \frac{\text{pH} - \frac{\max + \min}{2}}{\frac{\max - \min}{2}} = \frac{\text{pH} - 7,11}{0,41};$

$$X_2 = \frac{t - \frac{\max + \min}{2}}{\frac{\max - \min}{2}} = \frac{t - 13,5}{6,5}.$$

Розрахунок коефіцієнтів регресії для матриці планування:

$$a_0 = 1/4(1,01 + 0,09 + 2,4 + 2,1) \times 10^{-5} = 1,6 \times 10^{-5};$$

$$a_1 = 1/4(1,01 - 0,09 + 2,4 - 2,1) \times 10^{-5} = 0,1025 \times 10^{-5};$$

$$a_2 = 1/4(-1,01 - 0,09 + 2,4 + 2,1) \times 10^{-5} = 0,64 \times 10^{-5}.$$

Складаємо рівняння регресії:

$$y = 1,6 \times 10^{-5} \times 0,102 \times 10^{-5} X_1 \times 0,64 \times 10^{-5} X_2$$

$$y = (1,6 \times 0,102 X_1 \times 0,64 X_2) \times 10^{-5}$$

Знаходимо математичну модель швидкості корозії у чорноземі:

$$i=(1,6+0,102(\text{pH}-7,11)/0,41 + 0,64 \times (t-13,5)/6,5) \times 10^{-5};$$

$$i=(1,6+0,102\text{pH} - 1,76 + 0,64t - 1,32) \times 10^{-5};$$

$$i= (-1,48+0,25 \text{ pH} +0,098t) \times 10^{-5}.$$

Визначаємо $u_{\text{розр.}}$:

$$i_1 = (-1,48+0,25 \times 7,53+0,098 \times 7) \times 10^{-5}=1,0 \times 10^{-5};$$

$$i_2 =(-1,48+0,25 \times 6,70+0,098 \times 7) \times 10^{-5}=0,87 \times 10^{-5};$$

$$i_3 =(-1,48+0,25 \times 7,53+0,098 \times 20) \times 10^{-5}=2,36 \times 10^{-5};$$

$$i_4 =(-1,48+0,25 \times 6,70+0,098 \times 20) \times 10^{-5}=2,15 \times 10^{-5}.$$

Результати розрахунків наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Результати 2-х факторного експерименту

№	Кодові значення факторів		Фізичні значення факторів		Відгуки		Нев'язка
	X_1	X_2	X_1 (pH)	$X_2(t)$	y_e	$u_{\text{розр.}}$	
1	2	3	4	5	6	7	8
Торф							
1	+1	-1	6,8	7	$0,35 \times 10^{-5}$	$0,5 \times 10^{-5}$	-0,15
2	-1	-1	4,9	7	$0,25 \times 10^{-5}$	$0,11 \times 10^{-5}$	0,14
3	+1	+1	6,8	20	$2,6 \times 10^{-5}$	$2,46 \times 10^{-5}$	0,14
4	-1	+1	4,9	20	$1,9 \times 10^{-5}$	$2,06 \times 10^{-5}$	-0,16
Σ							-0,03
Чорнозем							
1	+1	-1	7,53	7	$1,01 \times 10^{-5}$	$1,0 \times 10^{-5}$	0,01
2	-1	-1	6,70	7	$0,9 \times 10^{-5}$	$0,87 \times 10^{-5}$	0,03
3	+1	+1	7,53	20	$2,4 \times 10^{-5}$	$2,36 \times 10^{-5}$	0,04
4	-1	+1	6,70	20	$2,1 \times 10^{-5}$	$2,15 \times 10^{-5}$	-0,05
Σ							0,093

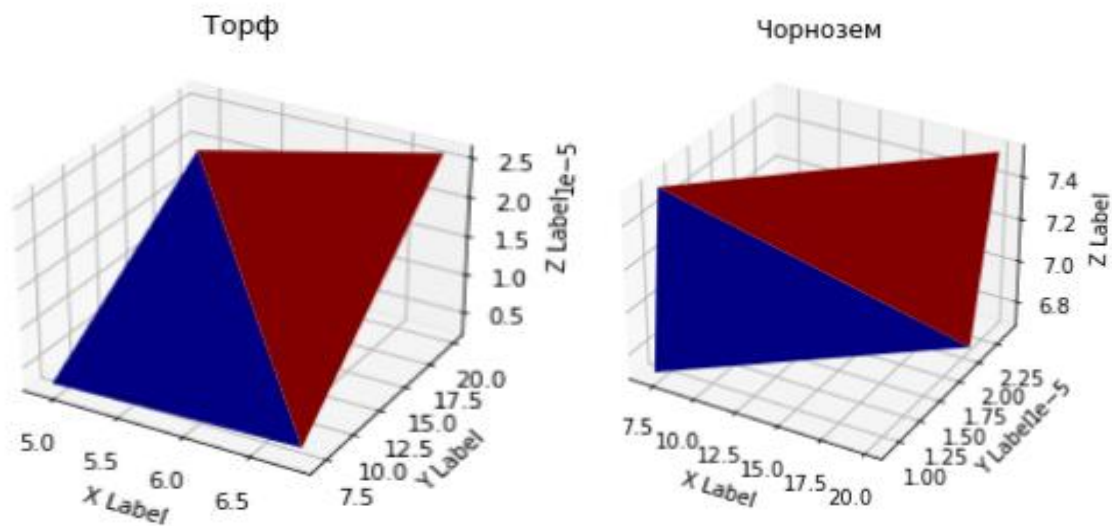


Рисунок 2.5 – Поверхня відгуку глибинної корозії від рН та температури

Враховуючи проведені дослідження, наявні умови для перебігу біокорозійних процесів в ґрунтових умовах, зокрема Полтавської області зумовлюють необхідність розроблення математичної моделі біокорозійного процесу на зовнішній поверхні ділянки нафтопроводу, яка б враховувала реальні ґрунтові умови експлуатації нафтопроводів.

Висновки до розділу 2

1. У розділі обґрунтовано вибір об'єктів дослідження та розроблено комплекс методів, необхідних для оцінювання впливу ґрунтових умов на перебіг біокорозійних процесів сталевих нафтопроводів.

2. Для проведення досліджень відібрано найбільш характерні для районів прокладання магістральних нафтопроводів Полтавської області типи ґрунтів - чорнозем типовий, глину та торф, що відрізняються фізико-хімічними властивостями та корозійною активністю.

3. Визначення вологості ґрунтів здійснювали відповідно до вимог ДСТУ ISO 11465:2001, а підготовку зразків до аналізу - згідно з ДСТУ ISO 11464:2007. Для оцінювання кислотно-лужних властивостей ґрунтового середовища використано потенціометричний метод визначення рН відповідно до ДСТУ ISO 10390:2022.

4. Швидкість біокорозії сталі визначали гравіметричним методом за втратою маси сталевих зразків після експонування у природному та штучно активованому біокорозійному середовищі. На основі отриманих даних розраховували швидкість корозії, густину корозійного струму та глибинний показник корозії.

5. Для виявлення умов розвитку сульфатвідновлювальних бактерій використано метод якісного визначення сульфатів у водних витяжках ґрунтів. Отримані результати дозволяють оцінити наявність факторів, що сприяють перебігу біокорозійних процесів.

6. Для аналізу експериментальних даних застосовано методи математичної статистики, регресійного аналізу та повного факторного експерименту. Це забезпечило можливість встановлення кількісних залежностей між параметрами ґрунтового середовища та інтенсивністю корозійного руйнування сталі.

7. Запропонований комплекс експериментальних і розрахункових методів створює методичне підґрунтя для подальшого моделювання біокорозійних процесів та оцінювання впливу ґрунтових умов на екологічну безпеку експлуатації магістральних нафтопроводів.

РОЗДІЛ 3 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ КОРОЗІЙНИХ ПРОЦЕСІВ У СТАЛЕВИХ НАФТОПРОВОДАХ В НЕОДНОРІДНИХ ҐРУНТОВИХ СЕРЕДОВИЩАХ

3.1 Загальні передумови формування математичних моделей

Підземні інженерні об'єкти, до яких належать трубопроводи різного призначення (газові, нафтові, водопровідні, теплові мережі), свердловини, а також резервуари для зберігання нафтопродуктів, функціонують в умовах постійної взаємодії з ґрунтовим середовищем. Такий контакт, особливо за наявності вологи, розчинених солей та мікроорганізмів, створює сприятливі умови для розвитку корозійних процесів.

Загальна площа поверхні підземних конструкцій, що контактує з ґрунтом, є значною. Наприклад, при сумарній довжині магістральних нафтопроводів близько 85 тис. км і середньому діаметрі труб приблизно 0,642 м, площа їх зовнішньої поверхні перевищує 170 млн м². Це обумовлює масштабність можливих корозійних пошкоджень.

Експериментальні дослідження зразків сталей у ґрунтових умовах показують, що середня швидкість втрати маси металу може становити близько 0,05 г/(м²·год). За такої інтенсивності корозії, навіть без урахування її локальної нерівномірності, річні втрати металу на утворення корозійних продуктів досягають десятків тисяч тон. Водночас реальні втрати, як правило, є більшими через розвиток локальних форм руйнування.

Практичний досвід експлуатації свідчить, що в трубах із товщиною стінки близько 8 мм вже через 8–10 років можуть з'являтися перші наскрізні пошкодження. Це відповідає локальній швидкості корозійного зносу на рівні близько 1 мм/рік. На окремих ділянках трубопроводів, де умови сприяють інтенсифікації корозії, швидкість руйнування може перевищувати середню у декілька десятків разів. У таких випадках виникає необхідність проведення

ремонтних робіт, зокрема заміни труб або ліквідації дефектів шляхом зварювання [109].

Таким чином, за відсутності належних заходів захисту та контролю, сумарні втрати металу в підземних трубопроводах можуть досягати 10–15% від їх загальної маси, що знаходиться в контакті з ґрунтовим середовищем. Це обґрунтовує необхідність створення адекватних математичних моделей для прогнозування процесів корозії та оцінювання довговічності таких конструкцій.

3.2. Моделювання процесів деградації ділянки нафтопроводу

3.2.1. Моделювання корозійного стану нафтопроводу за умов роботи поперечних макрогальванічних пар

Електрохімічні процеси, що відбуваються на поверхні магістральних нафтопроводів, характеризуються складною структурою розподілу потенціалів і струмів. Навіть за відносно однорідних умов експлуатації поверхня трубопроводу не є електрохімічно рівномірною. Це зумовлено як неоднорідністю металу та ізоляційного покриття, так і різницею у властивостях ґрунтового середовища, що контактує з окремими ділянками трубопроводу. У результаті на поверхні металу формуються локальні ділянки з різними значеннями корозійного потенціалу, між якими виникають врівноважуючі струми [110].

Такі струми циркулюють по замкнених електрохімічних контурах, у яких метал трубопроводу виступає провідником зовнішнього електричного кола, тоді як навколишній ґрунт виконує роль електроліту. Подібні системи можна розглядати як сукупність гальванічних елементів, утворених окремими ділянками поверхні трубопроводу. Одним із характерних механізмів їх формування є диференціальна аерація, яка виникає внаслідок неоднакового доступу кисню до різних частин металевої поверхні.

Для дослідження особливостей розподілу врівноважуючих струмів на поверхні трубопроводу доречно використати математичний опис електричного

поля в системі «метал трубопроводу – ґрунтове середовище». У подальшому розглянуто модель, що дозволяє визначити щільність струмів на поверхні труби за умови сталості зовнішніх параметрів середовища та стаціонарності електрохімічних процесів.

Щільність струму по колу поперечного перерізу магістрального нафтопроводу розподіляється нерівномірно. Кожний елемент поверхні трубопроводу має свій потенціал корозії U_{cm} . При цьому виникають врівноважуючі струми між окремими ділянками (рис. 3.1). Ці струми можна розглядати як струми гальванічних елементів із замкненим зовнішнім ланцюгом по металу трубопроводу. Внутрішнім ланцюгом є навколишнє середовище. Такі гальванічні елементи називають елементами диференціальної аерації.

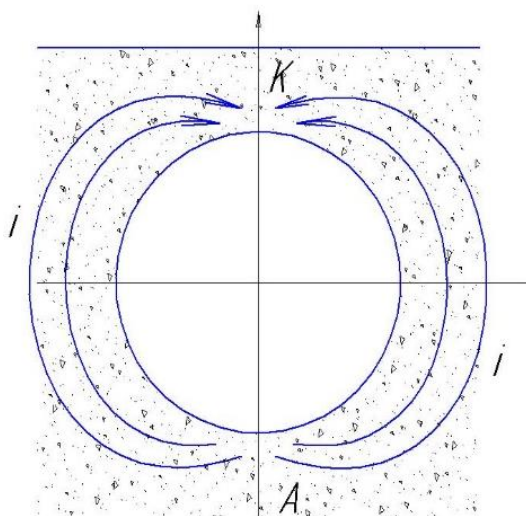


Рисунок 3.1 - Розрахункова схема корозії ділянки нафтопроводу під впливом врівноважуючих струмів

У припущенні незмінності зовнішніх умов магістрального нафтопроводу вирішено плоску задачу. Щільність врівноважуючих струмів на поверхні трубопроводу може бути визначена за формулою

$$\vec{i}_n = -\frac{1}{\rho_2} \cdot \frac{\partial U_z}{\partial N}, \quad (3.1)$$

де U_z – електричне поле, яке утворюється врівноважуваними струмами в ґрунті;
 ρ_z – питомий електричний опір ґрунту;
 N – напрямок нормалі до поверхні трубопроводу.

Електричне поле врівноважуваних струмів у трубопроводі є рішенням рівняння для стаціонарного потенціалу електричного поля, яке відповідає граничним умовам неперервності потенціалів та нормальної складової відповідної щільності струму на поверхні труби ($\rho=r$), тобто

$$U_m(r_1\Theta) - U_z(r_1\Theta) = b_m \cdot \ln \frac{i_{нк}}{k_2} - \frac{b_m}{i_{нк} \cdot \rho_z} \cdot \left(\frac{\partial U_z}{\partial \rho} \right)_{\rho=r}; \quad (3.2)$$

$$\frac{1}{\rho_a} \cdot \left(\frac{\partial U_m}{\partial \rho} \right)_{\rho=r} = \frac{1}{\rho_z} \cdot \left(\frac{\partial U_z}{\partial \rho} \right)_{\rho=r}, \quad (3.3)$$

де $i_{нк}$ - щільність струму без врахування врівноважуваних струмів, визначається з рівняння (3.3);

U_m – електричне поле, яке співпадає з врівноважуваними струмами в трубі;

ρ_m – питомий електричний опір металу трубопроводу;

k_2 – деяка стала в рівнянні електричного потенціалу в області дифузійної кінетики

$$\varphi = b_m \cdot \ln \frac{i_{нк}}{k_2} + b_m \cdot \ln \left(1 + \frac{i_n}{i_{нк}} \right). \quad (3.4)$$

Для того, щоб рішення диференційного рівняння були періодичними за Θ , задамося умовами

$$U_z = \sum_{n=0}^{\infty} A_n \cdot \rho^{-n} \cdot \cos n \cdot \Theta; \quad U_m = \sum_{n=0}^{\infty} B_n \cdot \rho^n \cdot \cos n \cdot \Theta. \quad (3.5)$$

Перевіримо чи є задані умови рішенням рівняння (3.2):

$$U_z = \sum_{n=0}^{\infty} A_n \cdot \rho^{-n} \cdot \cos n \cdot \Theta,$$

$$\frac{\partial U_z}{\partial \rho} = \sum_{n=0}^{\infty} A_n \cdot (-n) \rho^{-n-1} \cdot \cos n \cdot \Theta,$$

$$\frac{\partial}{\partial \rho} \left(\rho \frac{\partial U_z}{\partial \rho} \right) = \sum_{n=0}^{\infty} A_n (-n) \cdot (-n) \rho^{-n-1} \cdot \cos n \cdot \Theta = \sum_{n=0}^{\infty} A_n n^2 \rho^{-n-1} \cdot \cos n \cdot \Theta,$$

$$\frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial}{\partial \rho} \left(\rho \frac{\partial U_z}{\partial \rho} \right) = \sum_{n=0}^{\infty} A_n n^2 \rho^{-n-2} \cdot \cos n \cdot \Theta.$$

$$\frac{\partial^2 U_z}{\partial \Theta^2} = \sum_{n=0}^{\infty} A_n \rho^{-n} (-n) \cdot n \cdot \cos n \cdot \Theta = \sum_{n=0}^{\infty} A_n (-n)^2 \rho^{-n} \cdot \cos n \cdot \Theta,$$

$$\frac{1}{\rho^2} \cdot \frac{\partial^2 U_z}{\partial \Theta^2} = \sum_{n=0}^{\infty} A_n (-n^2) \rho^{-n-2} \cdot \cos n \cdot \Theta.$$

Тоді

$$\frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial}{\partial \rho} \left(\rho \frac{\partial U_z}{\partial \rho} \right) + \frac{1}{\rho^2} \frac{\partial^2 U_z}{\partial \Theta^2} = \sum_{n=0}^{\infty} A_n n^2 \rho^{-n-2} \cdot \cos n \cdot \Theta + \sum_{n=0}^{\infty} A_n (-n^2) \rho^{-n-2} \cdot \cos n \cdot \Theta = 0.$$

Тобто рівняння (3.1) задовільняється. Аналогічно буде й для U_m . Після підстановки в граничні умови (3.5):

$$\frac{1}{\rho_m} \sum_{n=0}^{\infty} B_n \cdot n \cdot r^{n-1} \cdot \cos n \cdot \Theta = \frac{1}{\rho_z} \sum_{n=0}^{\infty} A_n (-n) \cdot r^{-n-1} \cdot \cos n \cdot \Theta,$$

або

$$\sum_{n=0}^{\infty} \frac{n \cdot r^{n-1}}{\rho_m} \left(B_n + \frac{\rho_m}{\rho_z} \cdot r^{-2n} \cdot A_n \right) \cos n \cdot \Theta = 0.$$

Така рівність виконується лише за умови, що

$$B_n = -\frac{\rho_m}{\rho_z} \cdot r^{-2n} \cdot A_n. \quad (3.6)$$

Підставимо отриману залежність в граничну умову (3.5), використовуючи при цьому (3.2)

$$\sum_{n=0}^{\infty} B_n \cdot r^n \cdot \cos n \cdot \Theta - \sum_{n=0}^{\infty} A_n \cdot r^{-n} \cdot \cos n \cdot \Theta =$$

$$= b_m \ln \frac{FDC_n (a^2 - 1)}{M_k \cdot r \cdot k_2 \cdot \ln a (1 + a^2 - 2a \cdot \cos \Theta)} - \frac{b_m M_k \cdot r \cdot \ln a (1 + a^2 - 2a \cdot \cos \Theta)}{FDC_n \cdot \rho_z (a^2 - 1)} \times$$

$$\times \sum_{n=0}^{\infty} A_n (-n) \cdot r^{-n-1} \cdot \cos n \cdot \Theta. \quad (3.7)$$

Для подальших перетворень введемо такі позначення:

$$\ln \frac{FDC_n(a^2 - 1)}{M_k \cdot r \cdot k_2 \cdot 2a \cdot \ln a} = \lambda_1,$$

$$\frac{b_a \cdot M_k \cdot r \cdot 2a \cdot \ln a}{FDC_n \rho_z(a^2 - 1)} = \lambda_2,$$

$$\frac{1+a^2}{2a} = x. \quad (3.8)$$

Тоді (3.7) запишемо так

$$\sum_{n=0}^{\infty} (B_n r^n - A_n r^{-n}) \cos n \cdot \Theta =$$

$$= \lambda_1 - b_m \cdot \ln(x - \cos \Theta) + \lambda_2 (x - \cos \Theta) \sum_{n=0}^{\infty} A_n \cdot n \cdot r^{-n-1} \cdot \cos n \cdot \Theta; \quad (3.9)$$

$$\begin{aligned} & \sum \left[(B_n r^n - A_n r^{-n}) \cos n \cdot \Theta - \lambda_2 x n^{-n-1} \cdot A_n \cdot \cos n \cdot \Theta + \lambda_2 A_n \cdot n \cdot r^{-n-1} \cdot \cos \Theta \cdot \cos n \cdot \Theta \right] = \\ & = \lambda_1 - b_m \cdot \ln(x - \cos \Theta). \end{aligned}$$

Використаємо формулу

$$\cos \Theta \cdot \cos n \cdot \Theta = \frac{1}{2} [\cos(n+1) \cdot \Theta + \cos(n-1) \cdot \Theta],$$

після чого (3.9) буде мати вигляд

$$\begin{aligned} & \sum_{n=0}^{\infty} \left[(B_n r^n - A_n r^{-n} - \lambda_2 x \cdot n \cdot r^{-n-1} \cdot A_n) \cos n \cdot \Theta + \frac{1}{2} \lambda_2 n A_n \cdot r^{-n-1} (\cos(n-1) \Theta + \cos(n+1) \Theta) \right] = \\ & = \lambda_1 - b_m \ln(x - \cos \Theta). \end{aligned} \quad (3.10)$$

Розкладемо функцію $f(x, \Theta) = \ln(x - \cos \Theta)$ в ряд Фур'є за косинусами

$$\ln(x - \cos \Theta) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=0}^{\infty} a_n \cdot \cos n \cdot \Theta, \quad (3.11)$$

де

$$a_0 = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} f(x, \Theta) d\Theta,$$

$$a_n = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} f(x, \Theta) \cos n \cdot \Theta d\Theta \quad (3.12)$$

коефіцієнти Фур'є для парної функції.

Для знаходження коефіцієнтів Фур'є розрахуємо необхідні інтеграли.

Перший інтеграл (для визначення a_0) $\frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \ln(x - \cos \Theta) d\Theta$ належить до числа інтегралів, що не беруться. Тільки завдяки тому, що він залежить від x , його можна розглянути як інтеграл, який залежить від параметра.

$$\text{Введемо наступне позначення } I_0(x) = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \ln(x - \cos \Theta) d\Theta.$$

Після знаходження похідної

$$I_0'(x) = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \frac{d\Theta}{x - \cos \Theta}. \quad (3.13)$$

В інтегралі (3.13) зробимо заміну

$$\begin{aligned} t = \operatorname{tg} \frac{\Theta}{2}, \quad \Theta = 2a \cdot r \cdot c \cdot \operatorname{tgt}, \quad d\Theta = \frac{2dt}{1+t^2}; \\ 0 \rightarrow \operatorname{tg} 0 = 0, \quad \cos \Theta = \frac{1 - \operatorname{tg}^2 \frac{\Theta}{2}}{1 + \operatorname{tg}^2 \frac{\Theta}{2}}; \\ \pi \rightarrow \operatorname{tg} \frac{\pi}{2} = +\infty. \end{aligned} \quad (3.14)$$

Тоді інтеграл (3.13) матиме вигляд

$$\begin{aligned} \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} \frac{2 \frac{dt}{1+t^2}}{x - \frac{1-t^2}{1+t^2}} &= \frac{4}{\pi} \int_0^{\infty} \frac{dt}{(t^2+1) \cdot x + t^2 + 1} = \\ &= \frac{4}{\pi} \int_0^{\infty} \frac{dt}{(x+1)t^2 + x - 1} = \frac{4}{\pi(x+1)} \int_0^{\infty} \frac{dt}{t^2 + \frac{x-1}{x+1}}. \end{aligned}$$

Отримали невластний інтеграл 1-го роду, який обчислюється за формулою

$$\frac{4}{\pi(x+1)} \int_0^{\infty} \frac{dt}{t^2 + \frac{x-1}{x+1}} = \frac{4}{\pi(x+1)} \lim_{A \rightarrow \infty} \int_0^A \frac{dt}{t^2 + \frac{x-1}{x+1}} = \frac{4}{\pi(x+1)} \lim_{A \rightarrow \infty} \frac{1}{\sqrt{\frac{x-1}{x+1}}} \operatorname{arctg} \frac{t}{\sqrt{\frac{x-1}{x+1}}}$$

$$= \frac{4}{\pi\sqrt{x^2+1}} \lim_{A \rightarrow \infty} \operatorname{arctg} A \sqrt{\frac{x+1}{x-1}} = \frac{4}{\pi\sqrt{x^2-1}} \cdot \frac{\pi}{2} = \frac{2}{\sqrt{x^2-1}}.$$

Таким чином
$$I'_0(x) = \frac{2}{\sqrt{x^2-1}}.$$

Тоді

$$I_0(x) = \int \frac{2}{\sqrt{x^2-1}} dx = 2 \ln(x + \sqrt{x^2-1}) + C.$$

Підставимо замість x його значення $\frac{1+a^2}{2a}$:

$$\begin{aligned} x + \sqrt{x^2-1} &= \frac{1+a^2}{2a} + \sqrt{\frac{(1+a^2)^2}{4a^2} - 1} = \frac{1+a^2}{2a} + \sqrt{\frac{(1+a^2)^2 - 4a^2}{4a^2}} = \frac{1+a^2}{2a} + \frac{\sqrt{1+2a^2+a^4-4a^2}}{2a} = \\ &= \frac{1+a^2}{2a} + \frac{\sqrt{1-2a^2+a^4}}{2a} = \frac{1+a^2}{2a} + \frac{\sqrt{(1-a)^2}}{2a} = \frac{1+a^2}{2a} + \frac{-1+a^2}{2a} = \frac{2a^2}{2a} = a. \end{aligned}$$

Таким чином

$$a_0 = I_0(x) = 2 \ln a + C = 2 \ln C_1 a,$$

а

$$C = 2 \ln C_1. \quad (3.15)$$

Обчислимо a_n із (3.12)

$$a_n = \frac{2}{\pi} \int_0^\pi \cos n \cdot \Theta \cdot \ln(x - \cos \Theta) d\Theta. \quad (3.16)$$

Введемо наступне позначення

$$I_n(x) = \frac{2}{\pi} \int_0^\pi \cos n \cdot \Theta \cdot \ln(x - \cos \Theta) d\Theta. \quad (3.17)$$

Для розв'язання інтегралу застосуємо формулу інтегрування за частинами

$$\int_a^b u dv = uv \Big|_a^b - \int_a^b v du. \quad (3.18)$$

Тоді

$$\begin{aligned} & \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \cos n \cdot \Theta \ln(x - \cos \Theta) d\Theta = \frac{2}{n\pi} \int_0^{\pi} \ln(x - \cos \Theta) d(\sin n \cdot \Theta) = \\ & = \frac{2}{n\pi} \left[\sin n \cdot \Theta \cdot \ln(x - \cos \Theta) \Big|_0^{\pi} - \int_0^{\pi} \frac{\sin n \cdot \Theta \cdot \sin \Theta}{x - \cos \Theta} d\Theta \right] = \frac{2}{n\pi} \cdot \frac{1}{2} \int_0^{\pi} \frac{\cos(n+1)\Theta - \cos(n-1)\Theta}{x - \cos \Theta} \cdot d\Theta = \\ & = \frac{1}{n\pi} \int_0^{\pi} \frac{\cos(n+1)\Theta}{x - \cos \Theta} \cdot d\Theta - \frac{1}{n\pi} \int_0^{\pi} \frac{\cos(n-1)\Theta}{x - \cos \Theta} \cdot d\Theta = \frac{1}{2n} \cdot I'_{n+1}(x) - \frac{1}{2n} \cdot I'_{n-1}(x). \end{aligned}$$

Так як

$$I'_n(x) = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \frac{\cos n \cdot \Theta}{x - \cos \Theta} \cdot d\Theta,$$

отримаємо

$$I_n(x) = \frac{1}{2n} (I'_{n+1}(x) - I'_{n-1}(x)),$$

або

$$2nI_n(x) = I'_{n+1}(x) - I'_{n-1}(x). \quad (3.19)$$

Проінтегруємо (3.19) по змінній x

$$2n \int I_n(x) dx = I_{n+1}(x) - I_{n-1}(x). \quad (3.20)$$

Знайдемо окремо

$$\int I_n(x) dx = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \cos n \cdot \Theta \left[\int \ln(x - \cos \Theta) dx \right] d\Theta.$$

Тоді отримаємо

$$\begin{aligned} \int \ln(x - \cos \Theta) dx &= (x - \cos \Theta) \cdot \ln(x - \cos \Theta) - \int \left(x - \cos \Theta \frac{dx}{x - \cos \Theta} \right) = \\ &= (x - \cos \Theta) [\ln(x - \cos \Theta) - 1] + C(\Theta). \end{aligned}$$

Тоді

$$\int I_n(x) dx = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \cos n \cdot \Theta (x - \cos \Theta) [\ln(x - \cos \Theta) - 1] d\Theta + C_2 =$$

$$= \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} [-x \cdot \cos n \cdot \Theta + \cos \Theta \cdot \cos n \cdot \Theta + x \cdot \cos n \cdot \Theta \cdot \ln(x - \cos \Theta) -$$

$$- \cos \Theta \cdot \cos n \cdot \Theta \cdot \ln(x - \cos \Theta)] d\Theta + C_2 =$$

$$= \frac{2}{\pi} \left[-\frac{x}{n} \sin n \cdot \Theta \right] + \frac{1}{2} \int_0^{\pi} (\cos(n+1)\Theta + \cos(n-1)\Theta) d\Theta +$$

$$+ x \int_0^{\pi} \cos n \cdot \Theta \cdot \ln(x - \cos \Theta) d\Theta - \frac{1}{2} \int_0^{\pi} (\cos(n+1)\Theta + \cos(n-1)\Theta) \ln(x - \cos \Theta) d\Theta + C_2 =$$

$$= \frac{2}{\pi} \left[-x \frac{1}{n} \cdot \sin n \cdot \Theta \right] + \frac{1}{2(n+1)} \cdot \sin(n+1)\Theta + \frac{1}{2(n-1)} \cdot \sin(n-1)\Theta + x \int_0^{\pi} \cos n \cdot \Theta \ln(x - \cos \Theta) d\Theta -$$

$$- \frac{1}{2} \int_0^{\pi} \cos(n+1)\Theta \cdot \ln(x - \cos \Theta) d\Theta - \frac{1}{2} \int_0^{\pi} \cos(n-1)\Theta \cdot \ln(x - \cos \Theta) d\Theta + C_2.$$

Виділимо два випадки: коли $n=1$ та коли $n \geq 2$. Враховано, що $n \geq 2$. Перші три складові в останній рівності дорівнюють нулю. Тоді

$$\int I_n(x) dx = xI_n(x) - \frac{1}{2} I_{n+1}(x) - \frac{1}{2} I_{n-1}(x) + C_2. \quad (3.21)$$

Підставимо (3.21) в (3.20)

$$2nx \cdot I_n(x) - nI_{n+1}(x) - nI_{n-1}(x) + C_3 = I_{n+1}(x) - I_{n-1}(x).$$

Звідси

$$(n+1)I_{n+1}(x) = 2xn \cdot I_n(x) - (n-1)I_{n-1}(x) \quad (3.22)$$

Рівність (3.22) являє собою рекурентну залежність, яка зв'язує I_{n+1} , I_n , I_{n-1} при $n=2$.

Розглянемо випадок, коли $n=1$.

$$I_1(x) = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \cos \Theta \cdot \ln(x - \cos \Theta) d\Theta = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \ln(x - \cos \Theta) d \sin \Theta =$$

$$= \frac{2}{\pi} \sin \Theta \cdot \ln(x - \cos \Theta) \Big|_0^{\pi} - \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \frac{\sin^2 \Theta}{x - \cos \Theta} d\Theta = -\frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \frac{\sin^2 \Theta}{x - \cos \Theta} d\Theta.$$

В останньому рівнянні зробимо заміну

$$\begin{aligned} -\frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} \frac{\sin^2 \Theta}{x - \cos \Theta} d\Theta &= -\frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} \frac{\frac{4t^2}{(1+t^2)^2} \cdot \frac{2dt}{1+t^2}}{x - \frac{1-t^2}{1+t^2}} = -\frac{16}{\pi} \int_0^{\infty} \frac{t^2 dt}{(t^2+1)^2 [(x+1)t^2 + x-1]} = \\ &= -\frac{16}{\pi(x+1)} \int_0^{\infty} \frac{t^2 dt}{(t^2+1)^2 (t^2+k^2)}, \text{ де } k^2 = \frac{x-1}{x+1}. \end{aligned}$$

Легко переконатись, що

$$\frac{t^2}{(t^2+1)^2 (t^2+k^2)} = \frac{1}{(k^2-1)^2} \cdot \left[\frac{(k^2-1)t^2}{(t^2+1)^2} + \frac{1}{t^2+1} - \frac{k^2}{t^2+k^2} \right].$$

Тоді

$$\begin{aligned} -\frac{16}{\pi(x+1)} \int_0^{\infty} \frac{t^2 dt}{(t^2+1)^2 (t^2+k^2)} &= -\frac{16}{\pi(x+1)(k^2-1)^2} \int_0^{\infty} \left(\frac{(k^2-1)t^2}{(t^2+1)^2} + \frac{1}{t^2+1} - \frac{k^2}{t^2+k^2} \right) dt = \\ &= -\frac{16}{\pi(x+1)(k^2-1)^2} \left\{ -\frac{(k^2-1)}{2} \int_0^{\infty} t d\left(\frac{1}{t^2+1}\right) + \arctgt \Big|_0^{\infty} - k \arctg \frac{t}{k} \Big|_0^{\infty} \right\} = \\ &= \frac{16}{\pi(x+1)(k^2-1)^2} \left\{ \frac{k^2-1}{2} t \frac{1}{t^2+1} \Big|_0^{\infty} - \frac{k^2-1}{2} \int_0^{\infty} \frac{dt}{t^2+1} - \frac{\pi}{2} + k \frac{\pi}{2} \right\} = \\ &= \frac{16}{\pi(x+1)(k^2-1)^2} \left(-\frac{(k^2-1)\pi}{4} - \frac{\pi}{2} + k \frac{\pi}{2} \right) = \frac{4}{(x+1)(k^2-1)^2} (1 - k^2 - 2 + 2k) = \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&= \frac{-4(k-1)^2}{(x+1)(k^2-1)^2} = \frac{-4}{(x+1)(k+1)^2} = \frac{-4}{(x+1)\left(\sqrt{\frac{x-1}{x+1}}+1\right)^2} = \frac{-4}{(\sqrt{x-1}+\sqrt{x+1})^2} = \\
&= \frac{-4}{x-1+2\sqrt{x^2-1}+x+1} = \frac{-2}{x+\sqrt{x^2-1}} = \frac{-2}{\frac{1+a^2}{2a} + \sqrt{\frac{(1+a^2)^2}{4a^2}-1}} = \frac{-4a}{1+a^2+(-1+a^2)} = -\frac{2}{a}.
\end{aligned}$$

Таким чином

$$a_n = I_1(x) = -\frac{2}{a}.$$

Розрахуємо значення $I_2(x)$.

$$\begin{aligned}
I_2(x) &= \frac{2}{\pi} \int_0^\pi \cos 2\Theta \ln(x - \cos \Theta) d\Theta = \frac{2}{\pi} \cdot \frac{1}{2} \int_0^\pi \ln(x - \cos x) d(\sin 2\Theta) = \\
&= \frac{1}{\pi} \sin 2\Theta \ln(x - \cos 2\Theta) \Big|_0^\pi - \frac{1}{\pi} \int_0^\pi \frac{\sin 2\Theta \sin d\Theta}{x - \cos \Theta} = -\frac{2}{\pi} \int_0^\pi \frac{\sin^2 \Theta \cos \Theta}{x - \cos \Theta} d\Theta.
\end{aligned}$$

Зробимо заміну

$$-\frac{2}{\pi} \int_0^\pi \frac{\sin^2 \Theta \cos \Theta}{x - \cos \Theta} d\Theta = -\frac{2}{\pi} \int_0^\infty \frac{\frac{4t^2}{(1+t^2)^2} \cdot \frac{1-t^2}{1+t^2} \cdot 2 \frac{dt}{1+t^2}}{x - \frac{1-t^2}{1+t^2}} = \frac{16}{\pi(x+1)} \int_0^\infty \frac{(t^4 - t^2) dt}{(t^2+1)^3(t^2+k^2)},$$

$$\text{де } k^2 = \frac{x-1}{x+1}.$$

Не важко впевнитись в тому, що

$$\frac{t^4 - t^2}{(t^2+1)^3(t^2+k^2)} = \frac{2}{1-k^2} \cdot \frac{t^2}{(t^2+1)^3} + \frac{1+k^2}{(1-k^2)^2} \cdot \frac{t^2}{(t^2+1)^3} - \frac{1+k^2}{(1-k^2)^3} + \frac{k^2(1+k^2)}{(1-k^2)^3} \cdot \frac{1}{t^2+k^2}.$$

Тоді

$$\begin{aligned}
I_2(x) &= \frac{-16}{\pi(x+1)} \left[\frac{-2}{1-k^2} \int_0^\infty \frac{t^2 dt}{(t^2+1)^3} - \frac{1+k^2}{(1-k^2)^2} \int_0^\infty \frac{t^2 dt}{(t^2+1)^3} + \frac{1+k^2}{(1-k^2)^3} \int_0^\infty \frac{dt}{t^2+1} - \right. \\
&\left. - \frac{k^2(1+k^2)}{(1-k^2)^3} \int_0^\infty \frac{dt}{t^2+k^2} \right].
\end{aligned}$$

Обрахуємо кожний інтеграл окремо

$$\int_0^{\infty} \frac{dt}{t^2 + k^2} = \frac{1}{k} \operatorname{arctg} \frac{t}{k} \Big|_0^{\infty} = \frac{1}{k} \left(\frac{\pi}{2} - 0 \right) = \frac{\pi}{2k},$$

$$\int_0^{\infty} \frac{dt}{t^2 + 1} = \operatorname{arctg} t \Big|_0^{\infty} = \frac{\pi}{2} - 0 = \frac{\pi}{2},$$

$$\int_0^{\infty} \frac{t^2 dt}{(t^2 + 1)^2} = -\frac{1}{2} \int_0^{\infty} t d \left(\frac{1}{t^2 + 1} \right) = -\frac{1}{2} \left[\frac{t}{t^2 + 1} \Big|_0^{\infty} - \int_0^{\infty} \frac{dt}{t^2 + 1} \right] = -\frac{1}{2} \left[0 - \frac{\pi}{2} \right] = \frac{\pi}{4},$$

$$\int_0^{\infty} \frac{t dt}{(t^2 + 1)^3} = -\frac{1}{4} \int_0^{\infty} t d \left(\frac{1}{(t^2 + 1)^2} \right) = -\frac{1}{4} \left[\frac{t}{(t^2 + 1)^2} \Big|_0^{\infty} - \int_0^{\infty} \frac{dt}{(t^2 + 1)^2} \right] = -\frac{1}{4} \left[0 - \int_0^{\infty} \frac{t^2 + 1 - t^2}{(t^2 + 1)^2} dt \right] =$$

$$= \frac{1}{4} \left[\int_0^{\infty} \frac{dt}{t^2 + 1} - \int_0^{\infty} \frac{t^2 dt}{(t^2 + 1)^2} \right] = \frac{1}{4} \left[\frac{\pi}{2} - \frac{\pi}{4} \right] = \frac{\pi}{16}.$$

В результаті отримаємо

$$I_2(x) = -\frac{16}{\pi(x+1)} \left[\frac{-2}{1+k^2} \cdot \frac{\pi}{16} - \frac{1+k^2}{(1+k^2)^2} \cdot \frac{\pi}{4} + \frac{1+k^2}{(1-k^2)^3} \cdot \frac{\pi}{2} - \frac{k^2(1+k^2)}{(1-k^2)^3} \cdot \frac{\pi}{2k} \right] =$$

$$= \frac{-2}{(x+1) \cdot (1-k^2)^3} \left[-(1-k^2)^2 - 2(1-k^2) \cdot (1+k^2) + 4(1+k^2) - 4k(1+k^2) \right] =$$

$$= \frac{-2}{(x+1) \cdot (1-k^2)^3} \left[-(1-k^2)^2 + 2(1-k)^2 \cdot (-1+k^2+2-2k) \right] =$$

$$= \frac{-2}{(x+1) \cdot (1-k^2)^3} \left[-(1+k)^2 \cdot (1-k)^2 + 2(1+k^2) \cdot (1-k)^2 \right] =$$

$$= \frac{-2}{(x+1) \cdot (1-k^3) \cdot (1+k^3)} \left[-(1+k)^2 + 2(1+k^2) \right] \cdot (1-k)^2 =$$

$$= \frac{-2}{(x+1) \cdot (1-k) \cdot (1+k)^3} \cdot (-1 - 2k - k^2 + 2 + 2k^2) = \frac{-2 \cdot (1-k)^2}{(x+1) \cdot (1-k) \cdot (1+k)^3} = \frac{-2 \cdot (1-k)}{(x+1) \cdot (1+k)^3}. \quad \text{Так}$$

як

$$k^2 = \frac{x-1}{x+1}, \quad \text{а} \quad x = \frac{a^2+1}{2a},$$

то

$$x+1 = \frac{a^2+1}{2a} + 1 = \frac{(a+1)^2}{2a}; \quad x-1 = \frac{a^2+1}{2a} - 1 = \frac{(a-1)^2}{2a}.$$

Таким чином

$$k^2 = \frac{(a-1)^2}{2a} \div \frac{(a+1)^2}{2a} = \left(\frac{a-1}{a+1} \right)^2;$$

$$k = \frac{a-1}{a+1}.$$

Після підстановки отримаємо

$$I_2(x) = \frac{-2 \cdot \left(1 - \frac{a-1}{a+1}\right)}{\frac{(a+1)^2}{2a} \cdot \left(1 + \frac{a-1}{a+1}\right)^3} = -2 \frac{a+1-a+1}{a+1} \div \frac{(a+1)^2}{2a} \cdot \left(\frac{a+1+a-1}{a+1}\right)^3 =$$

$$= -2 \frac{2}{a+1} \cdot \frac{2a}{(a+1)^2} \cdot \frac{(a+1)^3}{(2a)^3} = -\frac{1}{a^2}.$$

Формулу можна записати наступним чином

$$(n+1) \cdot a_{n+1} = 2xna_n - (n-1) \cdot a_{n-1} \quad (3.23)$$

Аналізуючи значення a_1, a_2

$$\left(a_1 = -\frac{2}{a}; a_2 = -\frac{2}{2a^2}\right),$$

можна передбачити, що

$$a_n = \frac{-2}{na^n}.$$

Підставимо значення a_n

$$(n+1) \cdot \frac{-2}{(n+1) \cdot a^{n+1}} = 2 \frac{a^2+1}{2a} n \cdot \frac{-2}{na^n} - (n-1) \cdot \frac{-2}{(n-1) \cdot a^{n-1}},$$

$$-\frac{2}{a^{n+1}} = \frac{a^2+1}{a} \cdot \frac{-2}{a^n} - \frac{-2}{a^{n-1}}.$$

Домноживши значення на $\frac{a^{n+1}}{-2}$, отримаємо

$$1 = a^2 + 1 - a^2, \text{ тобто } 1=1.$$

Отже,

$$a_n = \frac{-2}{na^n}, \quad n=1,2,\dots \quad (3.24)$$

З врахуванням вищезазначеного отримаємо

$$\ln(x - \cos \Theta) = \ln a + \sum_{n=1}^{\infty} \left(\frac{-2}{na^n} \right) \cos n \Theta. \quad (3.25)$$

Тоді маємо

$$\sum A_n r^{-n-1} \left\{ - \left[\left(1 + \frac{\rho_m}{\rho_z} \right) \cdot r + \lambda_2 n x \right] \cos n \cdot \Theta + \frac{\lambda_2 n}{2} [\cos(n-1) \cdot \Theta + \cos(n+1) \cdot \Theta] \right\} =$$

$$= \lambda_1 - b_m \ln a - 2b_m \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{na^n} \cos n \cdot \Theta. \quad (3.26)$$

$$\text{Або } -A_0 \left(1 + \frac{\rho_m}{\rho_z} \right) + \sum_{n=1}^{\infty} A_n r^{-n-1} \left\{ - \left[\left(1 + \frac{\rho_m}{\rho_z} \right) \cdot r + \lambda_2 n x \right] \cos n \cdot \Theta +$$

$$+ \frac{\lambda_2 n}{2} [\cos(n-1) \cdot \Theta + \cos(n+1) \cdot \Theta] \right\} = \lambda_1 - b_m \ln a - 2b_m \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{na^n} \cdot \cos n \cdot \Theta.$$

Можна використати таку властивість ряду

$$\sum_{n=1}^{\infty} \varrho_n = \sum_{n=2}^{\infty} \varrho_{n-1} = \sum_{n=0}^{\infty} \varrho_{n+1}.$$

Тоді

$$\begin{aligned} & -A_0 \left(1 + \frac{\rho_m}{\rho_z}\right) - \sum_{n=1}^{\infty} A_n r^{-n-1} \left[\left(1 + \frac{\rho_m}{\rho_z}\right) \cdot r + \lambda_2 n x \right] \cdot \cos n \cdot \Theta + \frac{\lambda_2}{2} \sum_{n=0}^{\infty} A_{n+1} \cdot r^{-n-2} (n+1) \cos n \cdot \Theta + \\ & + \frac{\lambda_2}{2} \sum_{n=2}^{\infty} A_n \cdot r^{-n} (n-1) \cos n \cdot \Theta = \lambda_1 - b_m \ln a - 2b_m \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{na^n} \cos n \cdot \Theta. \end{aligned}$$

Зробимо так, щоб складання починалося з 2-х

$$\begin{aligned} & -A_0 \left(1 + \frac{\rho_m}{\rho_z}\right) - A_1 \cdot r^{-2} \left[\left(1 + \frac{\rho_m}{\rho_z}\right) \cdot r + \lambda_2 x \right] \cos \Theta - \sum_{n=2}^{\infty} A_n \cdot r^{-n-1} \left[\left(1 + \frac{\rho_m}{\rho_z}\right) \cdot r + \lambda_2 n x \right] \cos n \cdot \Theta + \\ & + \frac{\lambda_2}{2} (A_1 \cdot r^{-2} + A_2 \cdot r^{-3} \cdot 2 \cos \Theta) + \frac{\lambda_2}{2} \sum_{n=2}^{\infty} A_{n+1} \cdot r^{-n-2} (n+1) \cos n \cdot \Theta + \\ & + \frac{\lambda_2}{2} \sum_{n=2}^{\infty} A_{n-1} \cdot r^{-n} (n-1) \cos n \cdot \Theta = \lambda_1 - b_m \left(\ln a - \frac{2}{a} \cos \Theta \right) - 2b_m \sum_{n=2}^{\infty} \frac{1}{na^n} \cos n \cdot \Theta. \end{aligned}$$

Прирівняємо доданки при косинусах однакових кутів

$$\cos 0\Theta: -A_0 \left(1 + \frac{\rho_m}{\rho_z}\right) + \frac{\lambda_2}{2} \cdot A_1 r^{-2} = \lambda_1 - b_m \ln a;$$

$$\cos \Theta: -A_1 \cdot r^{-2} \left[\left(1 + \frac{\rho_m}{\rho_z}\right) \cdot r + \lambda_2 x \right] + \frac{\lambda_2}{2} A_2 r^{-3} \cdot 2 = \frac{2}{a} b_m;$$

$\cos n \cdot \Theta$ (де $n \geq 2$):

$$-A_n \cdot r^{-n-1} \left[\left(1 + \frac{\rho_m}{\rho_z}\right) \cdot r + \lambda_2 n x \right] + \frac{\lambda_2}{2} A_{n-1} \cdot r^{-n-2} (n+1) + \frac{\lambda_2}{2} A_{n+1} \cdot r^{-n} (n-1) = \frac{-2b_m}{na^n}.$$

Звідси

$$A_1 = \frac{\tilde{\lambda}_1 + A_0 L}{\tilde{\lambda}_2}; \quad A_2 = \left(x r + \frac{L}{2\tilde{\lambda}_2} \right) \cdot \frac{\tilde{\lambda}_1 + A_0 L}{\tilde{\lambda}_2} - \frac{r b_m}{a \tilde{\lambda}_2}, \quad (3.27)$$

де:

$$\tilde{\lambda}_1 = \lambda_1 - b_m \ln a; \quad \tilde{\lambda}_2 = \frac{\lambda_2}{2r^2}; \quad L = 1 + \frac{\rho_m}{\rho_z}.$$

Із (3.5):

$$\frac{\partial U_z}{\partial \rho} = \sum_{n=0}^{\infty} A_n \rho^{-n-1} (-n) \cos n \cdot \Theta,$$

тоді

$$i_n = \frac{1}{\rho_z} \cdot \left. \frac{\partial U_z}{\partial \rho} \right| = - \frac{1}{\rho_z} \sum_{n=1}^{\infty} n A_n r^{-n-1} \cdot \cos n \cdot \Theta \quad (3.28)$$

Визначивши необхідні значення A_n за (3.27), можливо визначити щільність врівноважуючих струмів на поверхні трубопроводу.

3.2.2. Повздовжні макрогальванічні пари нафтопроводу

Розміри та протяжність макрогальванічних пар на елементах трубопроводів можуть суттєво відрізнятись залежно від умов експлуатації, характеристик ґрунтового середовища, величини омичного опору ґрунту та інших факторів. Зі збільшенням вологості ґрунту активізуються анодні процеси та знижується електричний опір системи, що сприяє інтенсифікації корозійних явищ. Натомість висихання ґрунту призводить до підвищення його омичного опору та зміни поляризаційних характеристик сталі. У зв'язку з цим у процесі періодичного зволоження та висихання ґрунту сила струму макрогальванічних пар змінюється.

Різноманітність умов експлуатації трубопроводів ускладнює врахування врівноважувальних струмів, що виникають під час роботи макрогальванічних пар, а також створює труднощі при моделюванні та прогнозуванні корозійних процесів у трубопровідних системах.

Тому для розрахунку можна приймати тільки чисельні наближені методи, наприклад, викладені у [111] при розрахунку макрогальванічних елементів на підземних трубопроводах.

Розіб'ємо умовно нафтопровід по довжині на m ділянок, в межах яких приймемо постійні параметри, що визначають кінетику корозійних процесів. Кожному відрізку нафтопроводу відповідає своя швидкість корозії та потенціал корозії, своя поляризаційна діаграма. Між цими ділянками виникають врівноважуючі струми, які замикаються по оточуючому нафторовід ґрунту.

Струм I_i , який припадає на відрізок трубопроводу з i -м номером, можна розглядати як зовнішній поляризуючий струм, який змінює швидкість корозії трубопроводу.

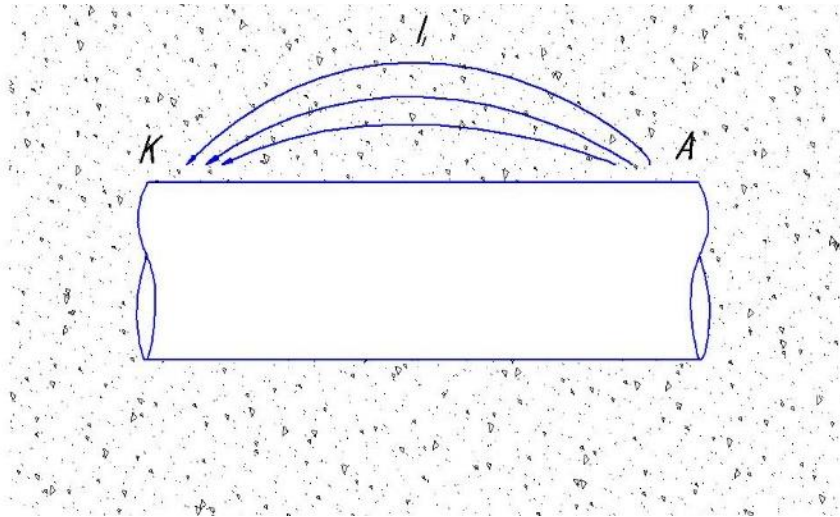


Рисунок 3.2 - Розрахункова схема повздожньої гальванічної пари на i -тій ділянці нафтопроводу

Потенціал U_i відрізка з номером i визначається як різниця електричного потенціалу між металом трубопроводу та нескінченно віддаленою точкою

$$U_i = \varphi_{ci} + \Delta\varphi_i + I(R_{pi} + \tau_{ii}) + \sum_{k=1}^{i-1} (\tau_{ki} + \eta_{ki}) \cdot I_k + \sum_{k=1+i}^m (\tau_{ki} + \eta_{ki}) \cdot I \quad (3.29)$$

де m - число ділянок;

I_i, I_k - струми, припадаючі на i -у та k -у ділянку;

φ_{ci} - потенціал корозії відрізка з номером i ;

$\Delta\varphi_i = \frac{I_i R_{ni}}{S}$ - зміна потенціалу корозії під дією поляризуючого струму;

R_{ni} - питома поляризуємість металу, яка залежить від поляризуючого струму j_i ;

R_{pi} - опір розтіканню струму;

η_{ki}, τ_{ki} - функції впливу, чисельно рівні потенціалу який виникає на відрізку з номером i під дією одиничного струму, відповідно стікаючого з відрізку k та його дзеркального відображення відносно поверхні трубопроводу.

Так як струм I_i гальванічного походження, то можна записати ще одне рівняння

$$\sum_{i=1}^m I_i = 0 \quad (3.30)$$

Враховуючи, що питомий електричний опір трубопроводу значно менший від оточуючого ґрунту, можна також записати, що

$$U_i = U = const. \quad (3.31)$$

Рівняння (3.29) та (3.30) утворюють систему з $2m$ нелінійних алгебраїчних рівнянь відносно невідомих U_i та I_i . Вона може бути зведена до системи з $(m+1)$ -го рівняння відносно U та I :

$$U = \varphi_{ci} + I_i \left(R_{pi} + \tau_{ii} + \frac{R_{ni}}{S_i} \right) + \sum_{k=1}^{i-1} (\tau_{ki} + \eta_{ki}) I_k + \sum_{k=i+1}^m (\tau_{ki} + \eta_{ki}) I_k$$

$$\sum_{i=1}^m I_i = 0 \quad (i = 1, 2, 3, \dots, m). \quad (3.32)$$

Нелінійність системи обумовлена нелінійністю залежності питомої поляризованості R_{ni} від щільності поляризуючого струму j_i . Однак, для кожного i -го відрізка R_{ni} можуть бути розраховані й табульовані.

Рішення системи (3.32) може бути здійснене звичайним чисельним методом. Вже із задовільною точністю результати можуть бути отримані, при застосуванні слідуєчого простого ітераційного методу.

З фізичного змісту задачі виходить, що завжди

$$I_i \left(R_{pi} + \tau_{ii} + \frac{R_{ni}}{S_i} \right) > \sum_{k=1}^{i-1} (\tau_{ki} + \eta_{ki}) I_k + \sum_{k=i+1}^m (\tau_{ki} + \eta_{ki}) I_k .$$

Тому перше наближення шуканих значень струмів I_i знаходимо рішенням системи

$$\begin{cases} U = \varphi_{ci} + I_i \left(R_{pi} + \tau_{ii} + \frac{R_{ni}^0}{S} \right); \\ \sum_{i=1}^m I_i = 0. \end{cases}$$

Тоді

$$I_i = \frac{S_i}{S_i(R_{pi} + \tau_{ii}) + R_{ni}^0} \cdot \frac{\sum_{i=1}^m \frac{\varphi_{ci} \cdot S_i}{S_i(R_{pi} + \tau_{ii}) + R_{ni}^0}}{\sum_{i=1}^m \frac{S_i}{S_i(R_{pi} + \tau_{ii}) + R_{ni}^0}}, \quad (3.33)$$

де R_{ni}^0 - значення питомих поляризуемостей за відсутності струму.

Доведено, що існує вплив макрогальванічних елементів, які утворюються між віддаленими на значну відстань анодами та катодами на швидкість корозії трубопроводу. Встановлено, що збільшення відстані між катодом та анодом інтенсифікує корозійний елемент за рахунок збільшення катодної площі на один анод.

3.2.3 Моделювання корозійного процесу у зварних з'єднаннях

У зв'язку з експлуатацією нафтопроводів в умовах агресивних середовищ, неоднорідною поверхнею нафтопроводу та наявністю зварних з'єднань, яким властива висока електрохімічна неоднорідність окремих їх ділянок виникає необхідність знаходження зв'язку між геометрією ділянки нафтопроводу, що кородує та характеристиками корозійного процесу. Наявність зварних з'єднань та інших включень робить поверхню ділянки не рівнодоступною по відношенню до компоненту електроліту, що дифундує, що створює умови для суттєвої зміни в розподіленні корозійних струмів по поверхні нафтопроводу у місцях зварних з'єднань.

Для розроблення математичної моделі електрохімічної корозії зовнішньої поверхні нафтопроводу у місцях зварних з'єднань представлено ділянку як слабковипуклу синусоїдальну поверхню (рис. 3.3)



Рисунок 3.3 – Моделювання корозійного елементу у зварних з'єднаннях на ділянках нафтопроводу

$$y = H \times \sin kx, \quad (3.34)$$

де H – амплітуда;

$$k = \frac{2\pi}{a}, \quad a \text{ – період функції;}$$

x, y - координати

Так як масопереніс анодних та катодних деполаризаторів у поверхні нафтопроводу в локальних місцях зварних з'єднань визначається дифузією, то для дослідження розподілення струмів, що визначають корозію, обрано двумірне диференційне рівняння Лапласа, за допомогою якого загальноприйнято описувати дифузійні поля

$$y = H \times \sin kx, \quad (3.35)$$

В якості граничних умов прийнято:

1. умова форми межі фаз $y = H \times \sin kx$,
2. умова константи щільності струму на великих відстанях від межі фаз (регулярність на ∞).

Щільність струмів пропорційна заряду дифундуючих іонів та концентраційному полю (узятому з протилежним знаком градієнту концентрацій анодного та катодного деполаризаторів) [112]. Тоді

$$-i = \sigma_1 \frac{\partial c_1}{\partial y} = i_{cep}, \quad \text{за умови } y \rightarrow +\infty, \quad (3.36)$$

$$-i = \sigma_2 \frac{\partial c_2}{\partial y} = i_{сер}, \text{ за умови } y \rightarrow -\infty, \quad (3.37)$$

Наведені залежності справедливі для плоскої, невзбуреної поверхні, проте за нашими умовами $HK \ll 1$, тому залежності справедливі для обраних умов.

3. Умова сопряженності процесів на досліджуваній поверхні розділу фаз
($i_a + i_k = 0$)

$$\sigma_1 \frac{\partial c_1}{\partial n} = \sigma_2 \frac{\partial c_2}{\partial n} \quad (3.38)$$

де c_1 та c_2 - концентрації анодного та катодного деполяризаторів.

$$\begin{aligned} \sigma_1 &= z_a D_a F \\ \sigma_2 &= z_k D_k F \end{aligned} \quad (3.39)$$

де z - заряд іонів, що дифундують;

D - коефіцієнт дифузії;

F - число Фарадея;

$i_{сер}$ - середня щільність струму;

$\frac{\partial c}{\partial n}$ - похідна по нормалі до профілю.

4. Умова еквіпотенціальності поверхні ділянки нафтопроводу у місці зварного з'єднання (за високої провідності електроліту) та слабковипуклим синусоїдальним профілем. Причому її потенціал дорівнюватиме стаціонарному потенціалу E_{cm} , величина якого визначається конкретними кінетичними та термодинамічними характеристиками двох спряжених реакцій.

$$E_{cm} = f(c_{a0}, c_{k0}, i_a^0, i_k^0, E_a^0, E_k^0, i_{кор}) \quad (3.40)$$

де i_a^0, i_k^0 - струми обміну, А;

E_a^0, E_k^0 - рівноважні потенціали анодного та катодного деполяризаторів відповідно;

$i_{кор}$ - щільність струму корозії, А/см².

Вводячи безрозмірні змінні в рівняння Лапласа та граничні умови

$$\bar{x} = \kappa x; \bar{y} = \kappa y; h = \kappa H; \varphi = \frac{k\sigma}{i_{cep}} c, \text{ а потім } w = \bar{x}; v = \bar{y} - h \sin x$$

отримано перетворені рівняння Лапласа та граничні рішення, розв'язання яких при даних граничних умовах шукали у вигляді функції $\vec{\varphi}$ в ряд за параметром h .

Зневажаючи величинами, що містять h в рядах в другій і більше ступенях, отримано систему рівнянь (рівняння Лапласа та граничні умови) у часткових похідних.

Для переходу від рівнянь в часткових похідних до звичайних диференціальних рівнянь застосовано редукцію (зменшення кількості змінних), а отримані таким чином диференціальне рівняння розв'язано інтегруванням. В результаті отримані нульове ($\vec{\varphi}_0$) та перше ($\vec{\varphi}_1$) наближення функції $\vec{\varphi}$.

Постійні інтегрування знайдено із граничних умов (1-4). Після повернення до початкових змінних отримано розподілення анодного струму на нерівномірній ділянці нафтопроводу в місці зварного з'єднання.

$$i_a(x) = i_{kop} [1 + h(A \sin kx + B \cos kx)] \quad (3.41)$$

Для знаходження постійних інтегрування A і B використано четверту граничну умову (поверхня зварного з'єднання екіпотенціальна, а її потенціал дорівнює стаціонарному). В загальному вигляді, коли корозія металу протікає в умовах змішаної кінетики анодного і катодного деполяризаторів на межі «метал-електроліт» справедливо [113, 114]

$$i_a = k\sigma_a \frac{\partial c_a}{\partial V} = i_a^0 \left[\exp \frac{E_{cm} - E_a^0}{\overleftarrow{b}_a} - \frac{c_{as}}{c_{a0}} \exp \frac{E_a^0 - E_{cm}}{\overrightarrow{b}_a} \right]$$

$$i_k = k\sigma_k \frac{\partial c_k}{\partial V} = i_k^0 \left[\frac{c_{ks}}{c_{k0}} \exp \frac{E_k^0 - E_{cm}}{\overrightarrow{b}_k} - \exp \frac{E_{cm} - E_k^0}{\overleftarrow{b}_k} \right] \quad (3.42)$$

де i_a, i_k - щільності струмів корозії відповідно анодного та катодного напрямків, А/см²;

c_{as}, c_{ks} - поверхневі концентрації відповідно анодного та катодного деполяризаторів у поверхні електродів, $c_{as} = c_a|v=0$, $c_{ks} = c_k|v=0$;

c_{a0}, c_{k0} - рівноважні концентрації відповідно анодного та катодного деполяризаторів;

$\overrightarrow{b}_a, \overleftarrow{b}_a, \overrightarrow{b}_k, \overleftarrow{b}_k$ - протилежних гилок для анодних та катодних реакцій.

3.3. Експериментальні дослідження оцінки впливу ґрунтової біокорозії на метал трубопроводу

Вологість ґрунту і його повітропроникність (вміст кисню) є найголовнішими характеристиками, які впливають на швидкість протікання ґрунтових корозійних процесів. Визначення цих параметрів у конкретних типах ґрунтів дозволить стверджувати про можливі ризики виникнення відмов під час експлуатації магістральних нафтопроводів на території Полтавської області.

Для проведення експериментальних досліджень використовувалися зразки ґрунтів, відібрані в районах проходження магістральних нафтопроводів на території Полтавської області. Об'єктами досліджень були найбільш поширені типи ґрунтів регіону: чорнозем типовий, глина та торф, які характеризуються різними фізико-хімічними властивостями та корозійною активністю щодо сталевих конструкцій.

Відбір зразків здійснювали на території міста Горішні Плавні Кременчуцького району, а також у межах колишніх Глобинського та Зіньківського районів Полтавської області (нині відповідно території Кременчуцького та Полтавського районів). Вибір місць відбору обумовлений наявністю ділянок магістральних нафтопроводів та характерними для цих територій ґрунтовими умовами.

Визначення вологості ґрунту проводилося термостатичним методом, а визначення вмісту кисню – розрахунковим методом.

Після отримання результатів дослідів проведених їх аналіз, визначені кореляційні закономірності та зроблені висновки щодо типів ґрунту та його характеристик.

Проби ґрунтів в районі прокладання нафтопроводів відбирались на різних глибинах: 60, 70 та 80 см від поверхні землі. Результати визначення вологості наведені у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1

Результати експериментального визначення вологості ґрунту

	Горішні Плавні Кременчуцького району			Кременчуцький район			Полтавський район		
	60 см	70 см	80 см	60 см	70 см	80 см	60 см	70 см	80 см
Вологість, %	11,13	12,1	12,8	17,3	18,2	18,8	11,43	12,00	12,35

Результати аналізу проб ґрунту на вказують на те, що цей показник суттєво впливає на ступінь ґрунтової корозії. Головним таким чинником є підвищена вологість та здатність ґрунту пропускати повітря у великих кількостях, що призводить до виникнення катод-анодних ділянок і збільшення біокорозійної активності.

За вологості ґрунту в межах 9,0–10,0 % відбувається суттєве зростання поляризації анодних ділянок, що призводить до сповільнення перебігу корозійних процесів. Подальше збільшення вологості ґрунтового середовища сприяє деполіризації електродних процесів, унаслідок чого швидкість корозійного руйнування металу зростає.

В подальшому проведено встановлення зв'язку між глибиною відбору проб та вологістю у районах залягання магістральних нафтопроводів за допомогою регресивного аналізу (методику наведено у розділу 2), результати якого наведено у таблиці.

Розрахунок коефіцієнтів регресії для показника вологості

№ проби	Глибина відбору проби, см x	Вологість проби, % y	xy	x ²	Y	y-Y	(y-Y) ²	y - \bar{y}	(y - \bar{y}) ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Горішні Плавні Кременчуцького району									
1.1	60	11,13	667,8	3600	11,14	-0,01	0,001	-0,87	0,76
1.2	60	11,08	664,8	3600	11,14	-0,06	0,0036	-0,92	0,84
1.3	60	11,16	669,6	3600	11,14	0,02	0,004	-0,84	0,705
2.1	70	12,1	847	4900	11,97	0,13	0,0169	0,1	0,01
2.2	70	12,08	845,6	4900	11,97	0,11	0,0121	0,08	0,0064
2.3	70	12,12	848,4	4900	11,97	0,15	0,0225	0,12	0,0144
3.1	80	12,8	1024	6400	12,81	-0,01	0,01	0,8	0,64
3.2	80	12,7	1016	6400	12,81	-0,11	0,0121	0,7	0,49
3.3	80	12,9	1032	6400	12,81	0,09	0,0081	0,9	0,81
Всього	630	108,07	7615,2	44700	107,76	0,31	0,0961	-0,56	4,58
$b=(9 \cdot 7615,2 - 630 \cdot 108,07) / (9 \cdot 44700 - 630^2) = 0,08383$; $a=(108,07 - 0,0842 \cdot 630) / 9 = 6,11$ $Y=6,11+0,08383X$ $\sigma_e^2 = 1/n \sum (y-Y)^2 = 1/9 \cdot 0,0961 = 0,0106$ $\sigma_x^2 = 1/n \sum x^2 - x_{сеп}^2 = 1/9 \cdot 44700 - 4900 = 66,6$ $M_b = \sqrt{\sigma_e^2 / \sigma_x^2 (n-m)} = \sqrt{0,0106 / 66,6 (9-2)} = 0,0047$ $t = b / M_b = 0,08383 / 0,0047 = 4,24$									
Кременчуцький район									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1	60	17,3	1038	3600	17,36	-0,06	0,0036	-0,8	0,64
4.2	60	17,35	1041	3600	17,36	-0,01	0,0001	-0,75	0,5625
4.3	60	17,3	1038	3600	17,36	-0,06	0,0036	-0,8	0,64
5.1	70	18,2	1274	4900	18,1	0,1	0,01	0,1	0,01
5.2	70	18,15	1270,5	4900	18,1	0,05	0,0025	0,05	0,0025
5.3	70	18,23	1276,1	4900	18,1	0,13	0,0169	0,13	0,0169
6.1	80	18,8	1504	6400	18,84	-0,04	0,0016	0,7	0,49
6.2	80	18,7	1496	6400	18,84	-0,14	0,0196	0,6	0,36
6.3	80	18,9	1512	6400	18,84	0,06	0,0036	0,8	0,64
Всього	630	162,93	11449,6	44700	162,9	0,03	0,0615	0,03	3,36
$b=(9 \cdot 11449,6 - 630 \cdot 162,93) / (9 \cdot 44700 - 630^2) = 0,074$; $a=(162,93 - 0,074 \cdot 630) / 9 = 12,92$ $Y=12,92+0,074X$ $\sigma_e^2 = 1/n \sum (y-Y)^2 = 1/9 \cdot 0,0615 = 0,068$ $\sigma_x^2 = 1/n \sum x^2 - x_{сеп}^2 = 1/9 \cdot 44700 - 4900 = 66,6$									

$M_b = \sqrt{\sigma^2_y / \sigma^2_x(n-m)} = \sqrt{0,068/66,6(9-2)} = 0,012$									
$t = b / M_b = 0,074 / 0,012 = 6,16$									
Полтавський район									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7.1	60	11,43	685,8	3600	11,46	-0,03	0,0009	-0,5	0,25
7.2	60	11,47	688,2	3600	11,46	0,01	0,0001	-0,46	0,211
7.3	60	11,39	683,4	3600	11,46	-0,07	0,0049	-0,54	0,29
8.1	70	12,00	840	4900	11,93	0,07	0,0049	0,07	0,0049
8.2	70	12,05	843,5	4900	11,93	0,12	0,144	0,12	0,0144
8.3	70	11,95	836,5	4900	11,93	0,02	0,0004	0,02	0,0004
9.1	80	12,35	988	6400	12,38	-0,03	0,0009	0,42	0,176
9.2	80	12,3	984	6400	12,38	-0,08	0,0064	0,37	0,1369
9.3	80	12,4	992	6400	12,38	0,02	0,0004	0,47	0,2209
Всього	630	107,34	7541,4	44700	107,31	0,03	0,1629	-0,03	1,304
$b = (9 \cdot 7541,4 - 630 \cdot 107,34) / (9 \cdot 44700 - 630^2) = 0,046$; $a = (107,34 - 0,046 \cdot 630) / 9 = 8,706$									
$Y = 8,706 + 0,046X$									
$\sigma^2_e = 1/n \sum (y - Y)^2 = 1/9 \cdot 0,1629 = 0,0181$									
$\sigma^2_x = 1/n \sum x^2 - x_{\text{сеп}}^2 = 1/9 \cdot 44700 - 4900 = 66,6$									
$M_b = \sqrt{\sigma^2_e / \sigma^2_x(n-m)} = \sqrt{0,0181/66,6(9-2)} = 0,0435$									
$t = b / M_b = 0,046 / 0,0435 = 1,057$									

Лінійний кореляційний аналіз дозволяє встановити наявність лінійного зв'язку між змінними величинами за їхнім абсолютним значенням. Формула розрахунку коефіцієнта кореляції побудована таким чином, що якщо зв'язок між ознаками має лінійний характер, коефіцієнт Пірсона точно встановлює ступінь цього зв'язку.

Для розрахунку коефіцієнта кореляції користуються формулою:

$$r_{xy} = \frac{n \times \sum (x_i \times y_i) - (\sum x_i \times \sum y_i)}{\sqrt{[n \times \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2] \times [n \times \sum y_i^2 - (\sum y_i)^2]}} \quad (3.43)$$

У таблиці наведені розрахунки коефіцієнтів кореляції при оцінці залежності між глибиною відбору проб та вологістю ґрунту.

Результати розрахунку коефіцієнтів кореляції

№ проби	Глибина відбору проби, см x	Вологість проби, % y	xy	x ²	y ²
1	2	3	4	5	6
Горішні Плавні Кременчуцького району					
1.1	60	11,13	667,8	3600	123,87
1.2	60	11,08	664,8	3600	122,76
1.3	60	11,16	669,6	3600	124,54
2.1	70	12,1	847	4900	146,41
2.2	70	12,08	845,6	4900	145,92
2.3	70	12,12	848,4	4900	146,89
3.1	80	12,8	1024	6400	163,84
3.2	80	12,7	1016	6400	161,29
3.3	80	12,9	1032	6400	166,41
Всього	630	108,07	7615,2	44700	1301,93
$r = \frac{9 \cdot 7615,2 - 630 \cdot 108,07}{\sqrt{(9 \cdot 44700 - 630^2) \cdot (9 \cdot 1301,93 - 108,07^2)}} = 0,9927$ <p>Між глибиною відбору проб та вологістю ґрунту в районі відбору проб існує дуже сильний прямий кореляційний зв'язок ($r=0,993$).</p>					
1	2	3	4	5	6
Кременчуцький район					
4.1	60	17,3	1038	3600	299,29
4.2	60	17,35	1041	3600	301,02
4.3	60	17,3	1038	3600	299,29
5.1	70	18,2	1274	4900	331,24
5.2	70	18,15	1270,5	4900	329,42
5.3	70	18,23	1276,1	4900	332,33
6.1	80	18,8	1504	6400	353,44
6.2	80	18,7	1496	6400	349,69
6.3	80	18,9	1512	6400	357,21
Всього	630	162,93	11449,6	44700	2952,93
$r = \frac{9 \cdot 11449,6 - 630 \cdot 162,93}{\sqrt{(9 \cdot 44700 - 630^2) \cdot (9 \cdot 2952,93 - 162,93^2)}} = 0,992$ <p>Між глибиною відбору проб та вологістю ґрунту в районі відбору проб існує дуже сильний прямий кореляційний зв'язок ($r=0,992$).</p>					
1	2	3	4	5	6
Полтавський район					
7.1	60	11,43	685,8	3600	130,64
7.2	60	11,47	688,2	3600	131,56
7.3	60	11,39	683,4	3600	129,73

8.1	70	12,00	840	4900	144
8.2	70	12,05	843,5	4900	145,2
8.3	70	11,95	836,5	4900	142,8
9.1	80	12,35	988	6400	152,52
9.2	80	12,3	984	6400	151,29
9.3	80	12,4	992	6400	153,76
Всього	630	107,34	7541,4	44700	1281,5
$r = \frac{9 \cdot 7541,4 - 630 \cdot 107,34}{\sqrt{(9 \cdot 44700 - 630^2) \cdot (9 \cdot 1281,5 - 107,34)}} = 0,992$ Між глибиною відбору проб та вологістю ґрунту в районі відбору проб існує дуже сильний прямий кореляційний зв'язок ($r=0,992$).					

Проведений кореляційний аналіз дозволив встановити закономірність зміни вологості ґрунту залежно від глибини відбору проб. В усіх досліджуваних районах отримано високі значення коефіцієнта кореляції Пірсона, які становлять 0,993 для району Горішніх Плавнів Кременчуцького району та 0,992 для Кременчуцького і Полтавського районів. Це свідчить про наявність дуже тісного прямого зв'язку між досліджуваними показниками.

Результати досліджень показали, що у досліджених ґрунтах зі збільшенням глибини відбору проб від 60 до 80 см спостерігається поступове зростання вологості ґрунту. Подібний характер зміни показника встановлено для всіх досліджених територій, що підтверджує визначальний вплив глибини залягання ґрунтового шару на його вологісний стан.

Отримані залежності свідчать про стабільність виявленої тенденції та дозволяють розглядати глибину відбору проб як один із основних факторів, що впливає на формування вологості ґрунтів. Враховуючи, що вологість є важливою характеристикою корозійного середовища, встановлені закономірності доцільно використовувати під час оцінювання корозійної активності ґрунтів і прогнозування умов експлуатації підземних нафтопроводів.

Для кількісної оцінки впливу типу ґрунту на корозійний стан сталі трубопроводу проведено наступні експериментальні дослідження.

3.3.1 Визначення швидкості біокорозії сталі в ґрунтовому біосередовищі

У процесі експлуатації підземних нафтопроводів одним із визначальних чинників їх довговічності є інтенсивність біокорозійних процесів, що відбуваються у ґрунтовому середовищі. Активність мікроорганізмів, наявність вологи, а також фізико-хімічні властивості ґрунту сприяють розвитку електрохімічних реакцій, які призводять до поступового руйнування сталі [38, 39, 115].

Оцінювання швидкості біокорозії є необхідним етапом для прогнозування терміну служби металевих конструкцій, обґрунтування заходів захисту та побудови адекватних математичних моделей процесу руйнування. Визначення цього параметра потребує врахування як характеристик матеріалу, так і умов навколишнього середовища, що впливають на перебіг корозійних процесів.

У даному підрозділі експериментально проведено визначення швидкості біокорозії сталі в трьох типах ґрунтового біосередовища. Результати досліджень наведено в таблиці 3.4.

Відповідно до методики експериментального дослідження, що наведена у розділі 2 підготовлено сталеві зразки для дослідження. Для проведення експерименту було заготовлено 6 сталевих елементів-зразків у вигляді прямокутних пластин. Поверхню сталевих зразків перед дослідженням в лабораторних умовах очищено від іржі і інших забруднень. Для цього зразки шліфувались, полірувались тонким абразивним матеріалом до повного видалення нерівностей. Знежирення проводили етанолом.



Рисунок 3.3– Досліджувані зразки до проведення досліду

Характеристика пластин та умови, в яких перебували зразки наведені у таблиці 3.4.

Таблиця 3.4

Характеристика сталевих пластин та умови експерименту

Характеристи ка сталевих пластин	Тип ґрунту та умови його перебування					
	Торф (аеробне, тепло, без В ₁₂)	Чорнозем (2) (аеробне, тепло, з В ₁₂)	Супісок (Анаеробне, тепло, без В ₁₂)	Торф (Анаеробне, холод, без В ₁₂)	Чорнозем(1) (аеробне, холод, з В ₁₂)	Чорнозем(2) (Анаеробне, холод, з В ₁₂)
Розміри пластини, мм	75 × 27	35 × 28	40 × 24,5	49 × 40	47 × 40	71 × 26
Товщина пластин, мм	1,5	1,0	2,0	3,0	3,0	1,5
Маса до експеримент у, г	28,0960	11,9200	16,5964	43,5618	42,6167	29,0548
Маса після експеримент у (без шліфування)	26,48	11,29	16,54	43,46	41,53	28,59
Маса після експеримент у (відшліфова ні пластини)	26,22	11,10	16,52	43,39	41,18	28,47

Дослідження проводили в підготовленому біокорозійному середовищі. Біокорозійне середовище створювали наступним чином: до відповідного ґрунту додавали бактеріально зіпсовані (тухлі) яйця, вітамін В, воду. Яйця є добрим живильним субстратом для розвитку мікроорганізмів, в тому числі сіркобактерій (таблиця 3.5). В результаті діяльності яких відбувалося руйнування білка та утворення сірководню (за характерним запахом).

Умови перебування досліджених проб ґрунту

Умови перебування зразків	Тип ґрунту					
	Торф	Чорнозем 2	Супісок	Торф	Чорнозем 1	Чорнозем 2
Анаеробні/аеробне середовище	аеробне	аеробне	Анаеробне	Анаеробне	аеробне	Анаеробне
Температурні умови	тепло			холод		
B ₁₂	-	+	-	-	+	+

Контакт пластин з ґрунтовим біосередовищем відбувався протягом 4 місяців. В процесі дослідження кожні два тижні проводили моніторинг наявності сульфат-іонів та показника рН, також ґрунт періодично зволожували для підтримки умов близьких до стану навколишнього середовища. Наявність сульфат-іонів визначали якісною реакцією на сульфат-іони, а показник рН перевіряли індикатором та рН-метром. Після цього заклали сталеві пластини, які перебували у ґрунтовому середовищі ще на 4 місяці. Результати спостережень за змінами рН та наявності сульфатів наведені на рисунках 3.2-3.7. Протягом експерименту встановлено, що показник рН постійно зростає, а кількість сульфат-іонів, навпаки, зменшувалась. Для відображення наявності сульфатів дані переведено в цифрові значення, де сульфати відсутні - 0, мало -1, багато -2, дуже багато -3.

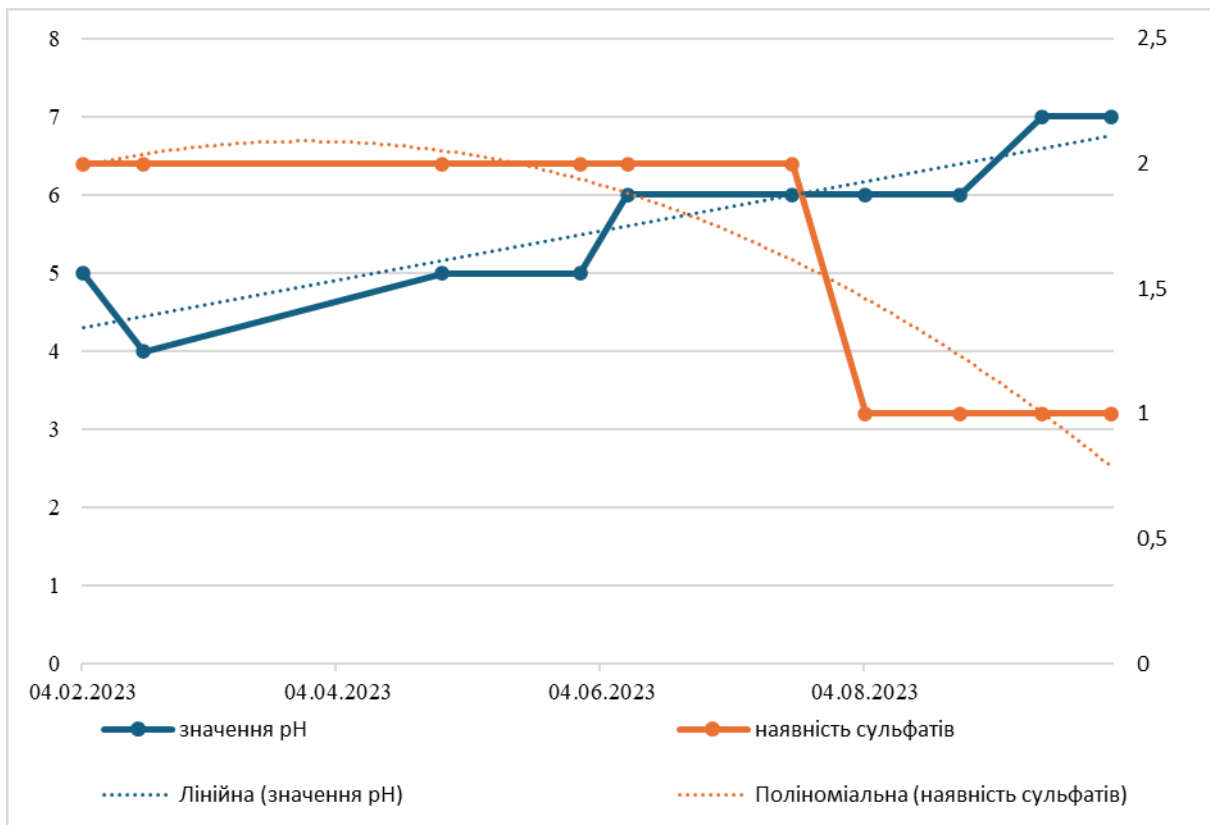


Рисунок 3.4 – Динаміка показників рН та наявності сульфатів в торфі (тепло, аеробні умови, без В₁₂)

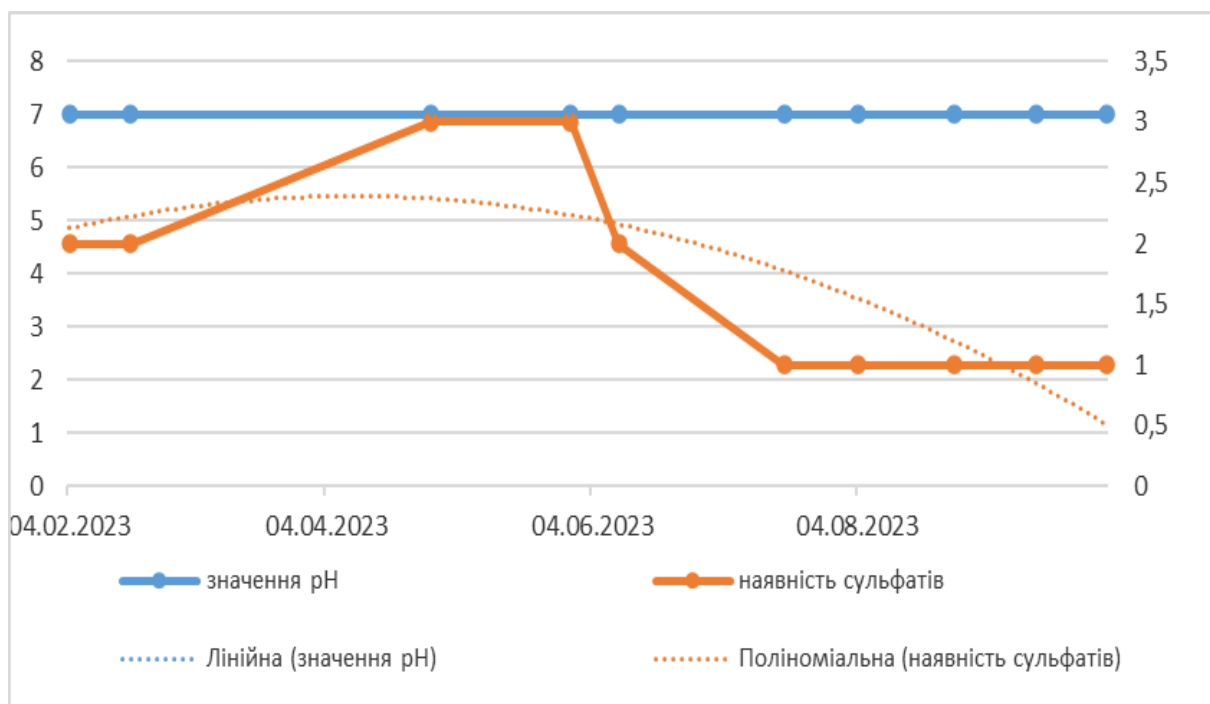


Рисунок 3.5 – Динаміка показників рН та наявності сульфатів у чорноземі (аеробні умови, тепло, з В₁₂)

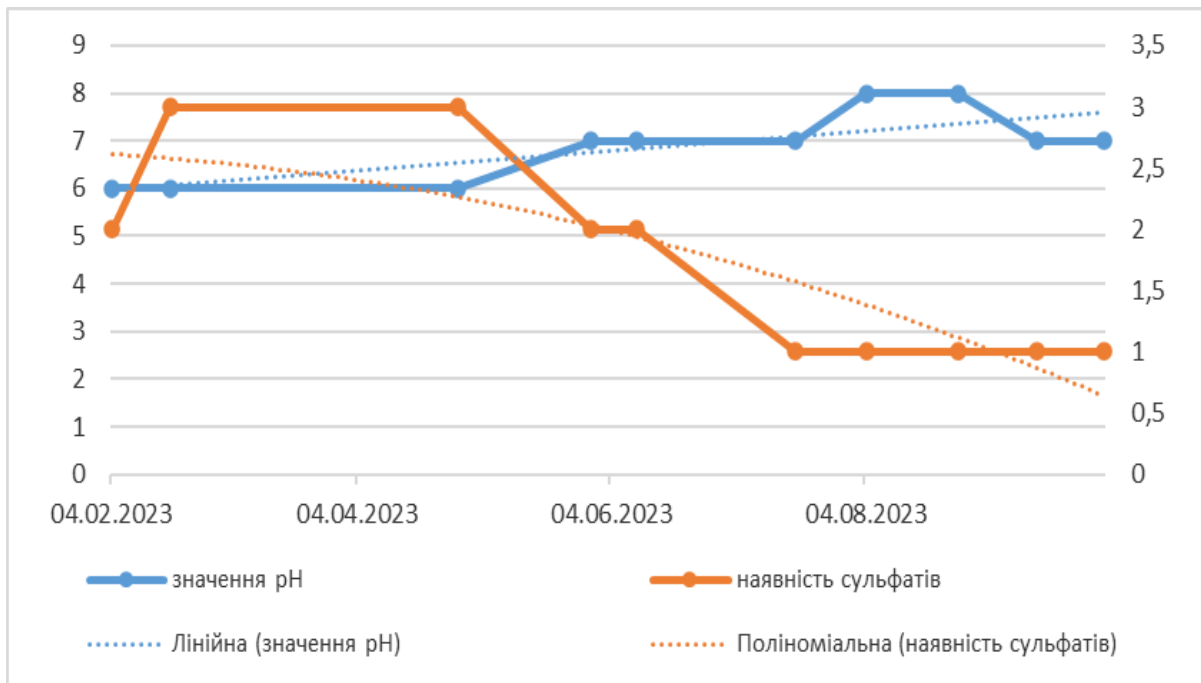


Рисунок 3.6 – Динаміка показників рН та наявності сульфатів у супіску (анаеробні умови, тепло, без В₁₂)

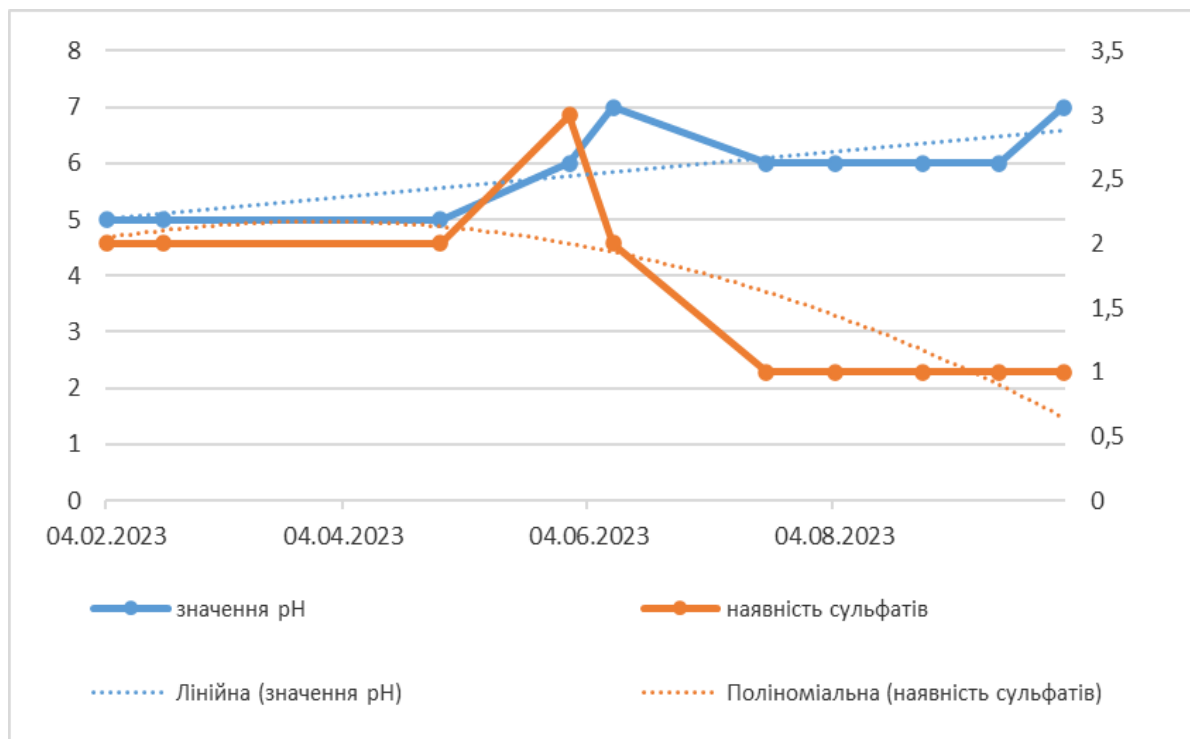


Рисунок 3.7 – Динаміка показників рН та наявності сульфатів в торфі (анаеробне, холод, без В₁₂)

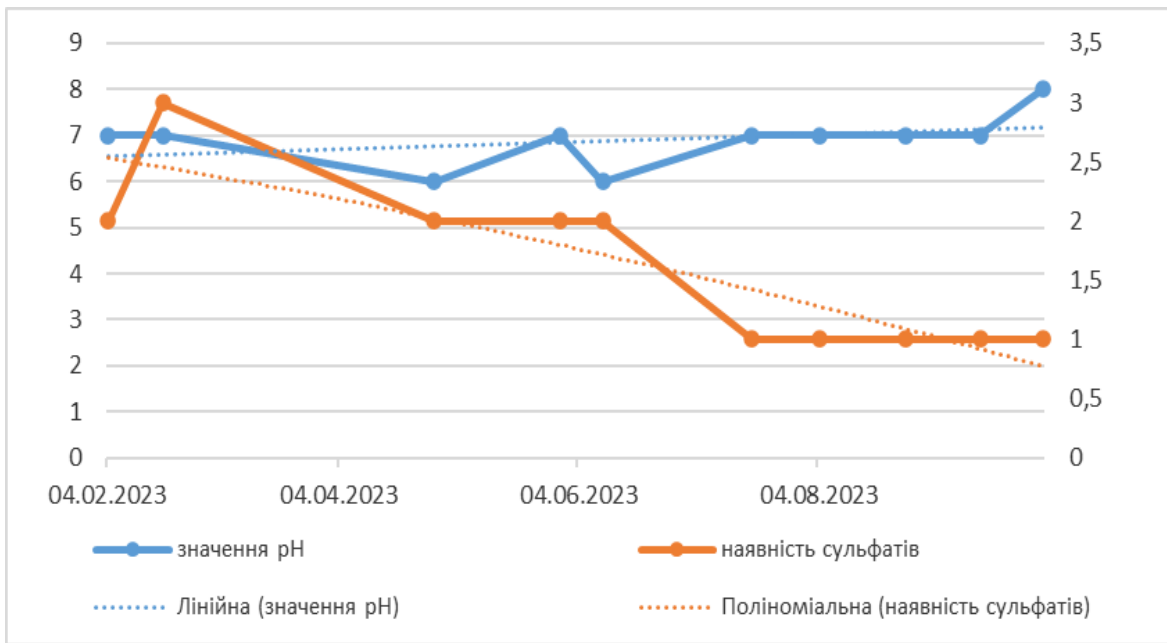


Рисунок 3.8 – Динаміка показників рН та наявності сульфатів в чорноземі (1) (аеробне,холод,з V₁₂)

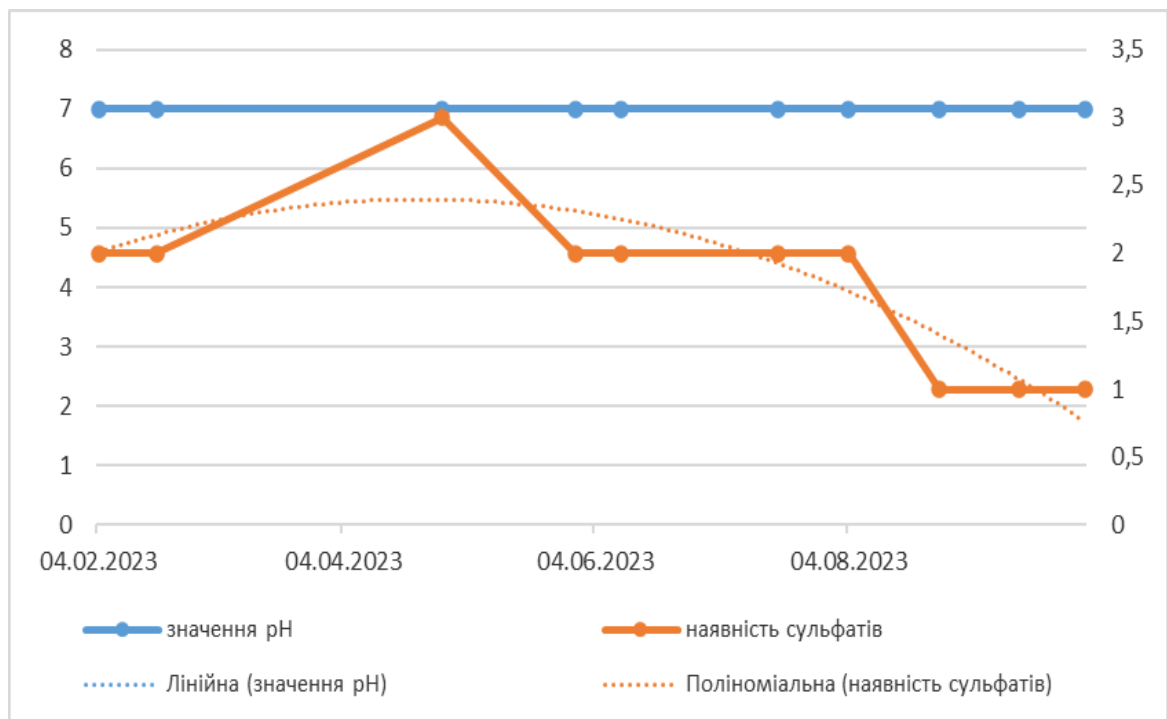


Рисунок 3.9 – Динаміка показників рН та наявності сульфатів в чорноземі (2) (аеробне,холод,без V₁₂)

Після закінчення досліду зразки виймали із ґрунту, промивали, очищали від продуктів корозії гумкою (інколи зразки обробляли 0,5% розчином сірчаної кислоти у присутності уротропіну). Візуально було виявлено корозійні ураження на ділянках зразків.



Рисунок 3.10 – Досліджувані сталеві зразки після проведення експерименту

Зафіксовано появу значної кількості чорного продукту корозії в зразків 1, 2, 6, 4, та меншої – в 3 і 5 дослідів, що за твердженнями Андреюк К.І. свідчить про наявність СВБ. Очищені зразки висушували та повторно зважували.

Результати розрахунків швидкості корозії сталі в ґрунтах в вагових показниках $K_{\text{ваг}}$, глибинних показниках, $K_{\text{г}}$, та струмовому показнику I наведені в таблиці 3.6.

Розрахунок для першого зразка ґрунту:

- 1) Швидкість корозії визначали по зниженню маси зразків відомої площі за вибраний термін корозії за формулами:

$$K_{\text{ваг}} = (28,0960 - 26,22) / 20,25 \times 2922 = 0,0000317 \text{ г/см}^2 \times \text{год} \quad (0,2777 \text{ г/см}^2 \times \text{рік})$$

$$S_0 = 75 \times 27 = 2025 \text{ мм}^2 = 20,25 \text{ см}^2$$

$$\tau = 4 \text{ місяці} = 2922 \text{ годин.}$$

- 2) Відповідна швидкість корозії в струмових показниках визначалася за формулою:

$$i_p = 0,2777 \times 2,68 \times 10^{-3} \times 2 / 55,847 = 0,000026 \text{ А/см}^2$$

де n – валентність металу, (для заліза $n = 2$);

A – атомна маса металу;

- 3) Відповідно струм корозії визначався за формулою:

$$I = 0,000026 \times 20,25 = 0,00053 \text{ A}$$

4) Глибинний показник корозії розраховано за формулою:

$$K_r = 0,2777 \times 8760/7874 = 0,30894 \text{ мм/рік}$$

Розрахунок для другого зразку ґрунту:

1) Швидкість корозії визначали по зниженню маси зразків відомої площі за вибраний термін корозії за формулами:

$$K_{\text{ваг}} = (11,9200 - 11,1000)/9,8 \times 2922 = 0,00002863568 \text{ г/см}^2 \times \text{год} (0,258 \text{ г/см}^2 \times \text{рік})$$

$$S_0 = 35 \times 28 = 980 \text{ мм}^2 = 9,8 \text{ см}^2$$

$$\tau = 4 \text{ місяці} = 2922 \text{ годин.}$$

2) Відповідна швидкість корозії в струмових показниках визначалася за формулою:

$$i_p = 0,258 \times 2,68 \times 10^{-3} \times 2/55,847 = 0,00002407 \text{ А/см}^2$$

3) Відповідно струм корозії визначався за формулою:

$$I = 0,00002407 \times 9,8 = 0,0002358 \text{ A}$$

4) Глибинний показник корозії розраховано за формулою:

$$K_r = 0,258 \times 8760/1000 \times 7,874 = 0,28703 \text{ мм/рік}$$

Проводимо розрахунок для третього зразка ґрунту:

1) Швидкість корозії визначали по зниженню маси зразків відомої площі за вибраний термін корозії за формулами:

$$K_{\text{ваг}} = (16,5964 - 16,52)/4,9 \times 2922 = 0,000005336 \text{ г/см}^2 \times \text{год} (0,0467 \text{ г/см}^2 \times \text{рік})$$

$$S_0 = 40 \times 24,5 = 980 \text{ мм}^2 = 4,9 \text{ см}^2$$

$$\tau = 4 \text{ місяці} = 2922 \text{ годин.}$$

2) Відповідна швидкість корозії в струмових показниках визначалася за формулою:

$$i_p = 0,0467 \times 2,68 \times 10^{-3} \times 2/55,847 = 0,00000448 \text{ А/см}^2$$

3) Відповідно струм корозії визначався за формулою:

$$I = 0,00000448 \times 4,9 = 0,0000219 \text{ A}$$

4) Глибинний показник корозії розраховано за формулою:

$$K_r = 0,0467 \times 8760/1000 \times 7,874 = 0,05195 \text{ мм/рік}$$

Проводимо розрахунок для четвертого зразка ґрунту:

1) Швидкість корозії визначали по зниженню маси зразків відомої площі за вибраний термін корозії за формулами:

$$K_{\text{вар}} = (43,5618 - 43,3900) / 19,6 \times 2922 = 0,00000299 \text{ г/см}^2 \times \text{год} \text{ (} 0,02627 \text{ г/см}^2 \times \text{рік)}$$

$$S_0 = 40 \times 49 = 19,60 \text{ мм}^2 = 19,6 \text{ см}^2$$

$$\tau = 4 \text{ місяці} = 2922 \text{ годин.}$$

2) Відповідна швидкість корозії в струмових показниках визначалася за формулою:

$$i_p = 0,02627 \times 2,68 \times 10^{-3} \times 2/55,847 = 0,00000252 \text{ А/см}^2$$

3) Відповідно струм корозії визначався за формулою:

$$I = 0,00000252 \times 19,6 = 0,00004941 \text{ А}$$

4) Глибинний показник корозії розраховано за формулою:

$$K_r = 0,02627 \times \frac{8760}{1000 \times 7,874} = 0,029225 \text{ мм/рік}$$

Проводимо розрахунок для п'ятого зразка ґрунту:

1) Швидкість корозії визначали по зниженню маси зразків відомої площі за вибраний термін корозії за формулами

$$K_{\text{вар}} = (42,6167 - 41,18) / 18,8 \times 2922 = 0,00002615 \text{ г/см}^2 \times \text{год} \text{ (} 0,2291 \text{ г/см}^2 \times \text{рік)}$$

$$S_0 = 40 \times 47 = 1880 \text{ мм}^2 = 18,8 \text{ см}^2$$

$$\tau = 4 \text{ місяці} = 2922 \text{ годин.}$$

2) Відповідна швидкість корозії в струмових показниках визначалася за формулою

$$i_p = 0,2291 \times 2,68 \times 10^{-3} \times 2/55,847 = 0,0000219 \text{ А/см}^2$$

3) Відповідно струм корозії визначався за формулою

$$I = 0,0000219 \times 18,8 = 0,000413 \text{ А}$$

4) Глибинний показник корозії розраховано за формулою

$$K_r = 0,2291 \times \frac{8760}{1000 \times 7,874} = 0,254878 \text{ мм/рік}$$

Проводимо розрахунок для шостого зразка ґрунту:

1) Швидкість корозії визначали по зниженню маси зразків відомої площі за вибраний термін корозії за формулами

$$K_{\text{ваг}} = (29,0548 - 28,47) / 18,46 \times 2922 = 0,00001082 \text{ г/см}^2 \times \text{год} \quad (0,0947 \text{ г/см}^2 \times \text{рік})$$

$$S_0 = 71 \times 26 = 1846 \text{ мм}^2 = 18,46 \text{ см}^2$$

$$\tau = 4 \text{ місяці} = 2922 \text{ годин.}$$

2) Відповідна швидкість корозії в струмових показниках визначалася за формулою

$$i_p = 0,0947 \times 2,68 \times 10^{-3} \times 2 / 55,847 = 0,00000908 \text{ А/см}^2$$

3) Відповідно струм корозії визначався за формулою

$$I = 0,00000908 \times 18,46 = 0,000167 \text{ А}$$

4) Глибинний показник корозії розраховано за формулою

$$K_r = 0,0947 \times \frac{8760}{1000 \times 7,874} = 0,10535 \text{ мм/рік}$$

Зведені результати розрахунків швидкості корозії сталі в ґрунтах у вагових показниках $K_{\text{ваг}}$, глибинних показниках, K_z , та струмовому показнику I наведені в таблиці 3.6

Таблиця 3.6

Зведені результати розрахунків швидкості корозії сталі в ґрунтах у вагових показниках $K_{\text{ваг}}$, глибинних показниках, K_z , та струмовому показнику I

g_0 , г вага до корозії	g_1 , г вага після корозії	Тип ґрунту	$K_{\text{ваг}}$ г/см ² × рік	K_z мм/рік	I А/см ²
28,0960	26,22	Торф (тепло, аероб. без В ₁₂)	0,2777	0,3089	$5,3 \times 10^{-4}$
11,9200	11,10	Чорнозем 2 (аеробне, тепло, з В ₁₂)	0,2580	0,2870	$2,4 \times 10^{-5}$
16,5964	16,52	Сушісок (анаеробне, тепло, без В ₁₂)	0,0467	0,0519	$2,1 \times 10^{-5}$
43,5618	43,39	Торф (анаеробне, холод, без В ₁₂)	0,02627	0,0292	$4,9 \times 10^{-5}$
42,6167	41,18	Чорнозем(1) (аеробне,	0,2291	0,2548	$4,1 \times 10^{-4}$

		холод, з В ₁₂)			
29,0548	28,47	Чорнозем(2) (анаеробне, холод, з В ₁₂)	0,0947	0,1053	$1,6 \times 10^{-4}$

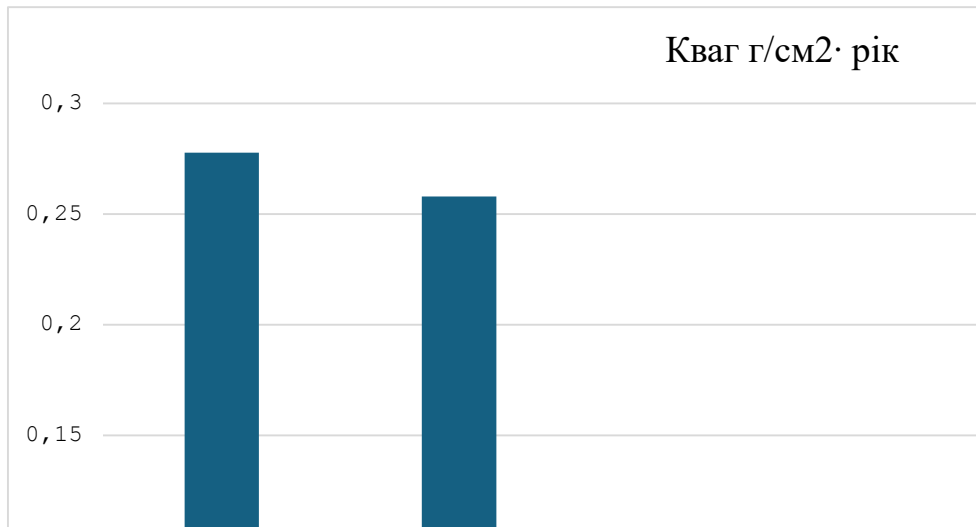


Рисунок 3.11 – Швидкість корозії сталі в масовому показнику

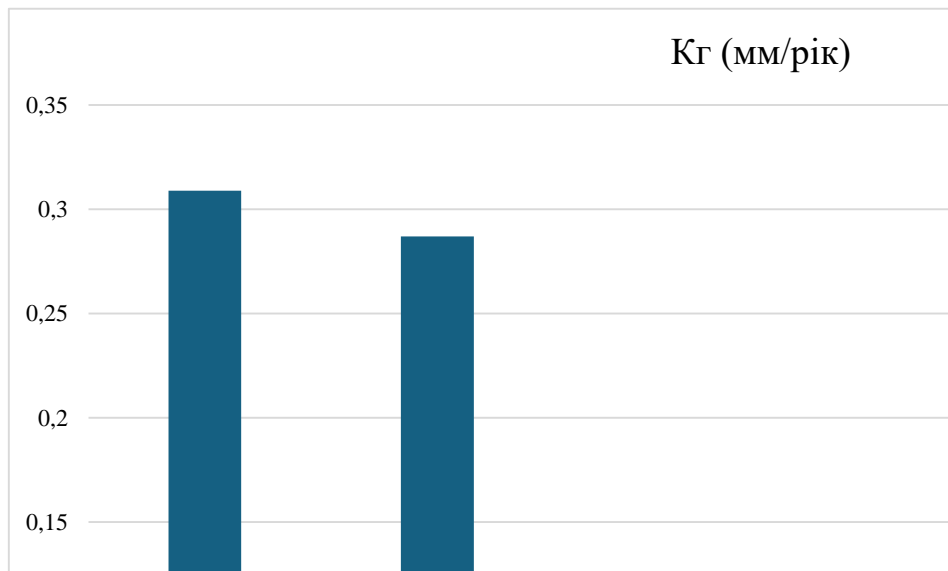


Рисунок 3.12 – Швидкість корозії сталі в глибинному показнику\

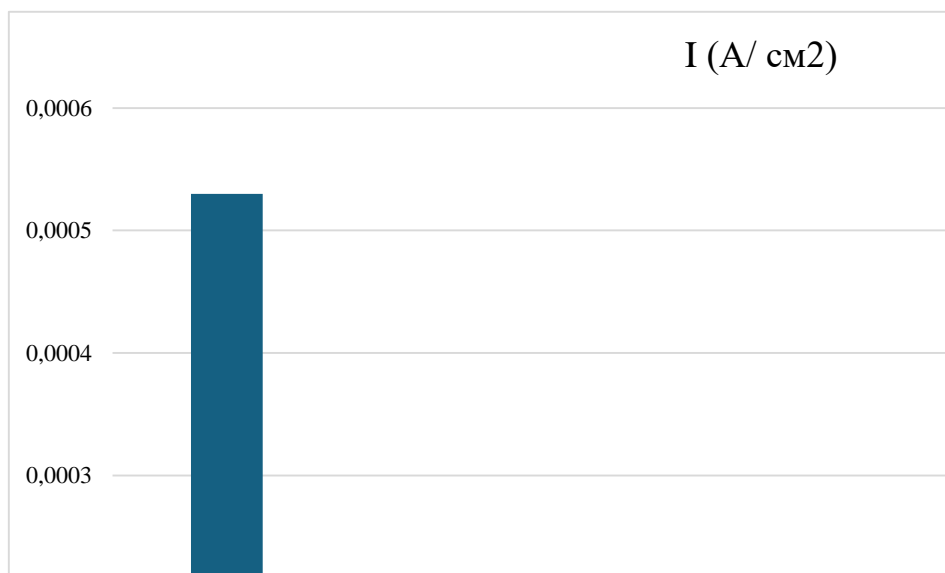


Рисунок 3.13 – Швидкість корозії сталі в струмовому показнику

Проведене дослідження демонструє суттєвий вплив типу ґрунту, температурних умов, аерації середовища та наявності бактеріальних чинників на інтенсивність корозії сталі.

У ході експерименту встановлено, що найбільш агресивними щодо корозії сталі виявилися торф'яні ґрунти та чорноземи в аеробних умовах. Максимальні значення швидкості корозії зафіксовано для зразка у торфі за теплих аеробних умов без В12 - глибинний показник корозії становив 0,3089 мм/рік, а масовий показник - 0,2777 г/см²·рік. Деяко менші, але також високі показники встановлено для чорнозему в аеробному холодному середовищі з В12 - 0,2548 мм/рік.

Найменша інтенсивність корозійного руйнування спостерігалася у торфі за анаеробних холодних умов, де глибинний показник корозії становив лише 0,0292 мм/рік. Це свідчить про суттєве пригнічення корозійних процесів за низьких температур та обмеженого доступу кисню.

Моніторинг показників середовища показав тенденцію до зростання рН та одночасного зменшення концентрації сульфат-іонів у ґрунтового середовищі. Такі зміни можуть бути пов'язані з активністю сульфатвідновлювальних бактерій, які використовують сульфати у процесі життєдіяльності. Додатковим

підтвердженням цього стала поява чорних продуктів корозії на більшості зразків, що характерно для утворення сульфідів заліза під дією СВБ.

Аналіз отриманих результатів дозволяє зробити висновок, що:

1. Корозійна активність ґрунтів залежить не лише від їх типу, а й від поєднання температури, вологості, доступу кисню та мікробіологічної активності;
2. аеробні умови та підвищена температура значно прискорюють руйнування сталі;
3. наявність біогенних процесів, зокрема діяльності сульфатвідновлювальних бактерій, є важливим фактором розвитку біокорозії;
4. торф'яні ґрунти через високу вологість, органічну насиченість та здатність утримувати агресивні продукти метаболізму бактерій становлять найбільшу небезпеку для сталевих конструкцій;
5. отримані значення швидкості корозії підтверджують необхідність врахування мікробіологічних та едафічних чинників під час прогнозування залишкового ресурсу підземних нафтопроводів та оцінювання екологічної безпеки їх експлуатації.

Таким чином, результати дослідження підтверджують, що біокорозійні процеси у ґрунтовому середовищі мають комплексний характер і можуть суттєво впливати на довговічність сталевих трубопроводних систем. Отримані експериментальні дані можуть бути використані для розроблення моделей прогнозування корозійних пошкоджень та вдосконалення систем протикорозійного захисту магістральних нафтопроводів.

3.4. Моделювання біокорозійного процесу на зовнішній поверхні нафтопроводу

Магістральні нафтопроводи експлуатуються в природних умовах, головним чином, під землею, тому вони підлягають впливу підземної корозії, яка у значній мірі визначається сукупністю показників, що сприяють протіканню

біокорозії. Ґрунти, в яких пролягають нафтопроводи на території Полтавської області, є надзвичайно різноманітними за своїм типом, механічним складом й іншими властивостями [115].

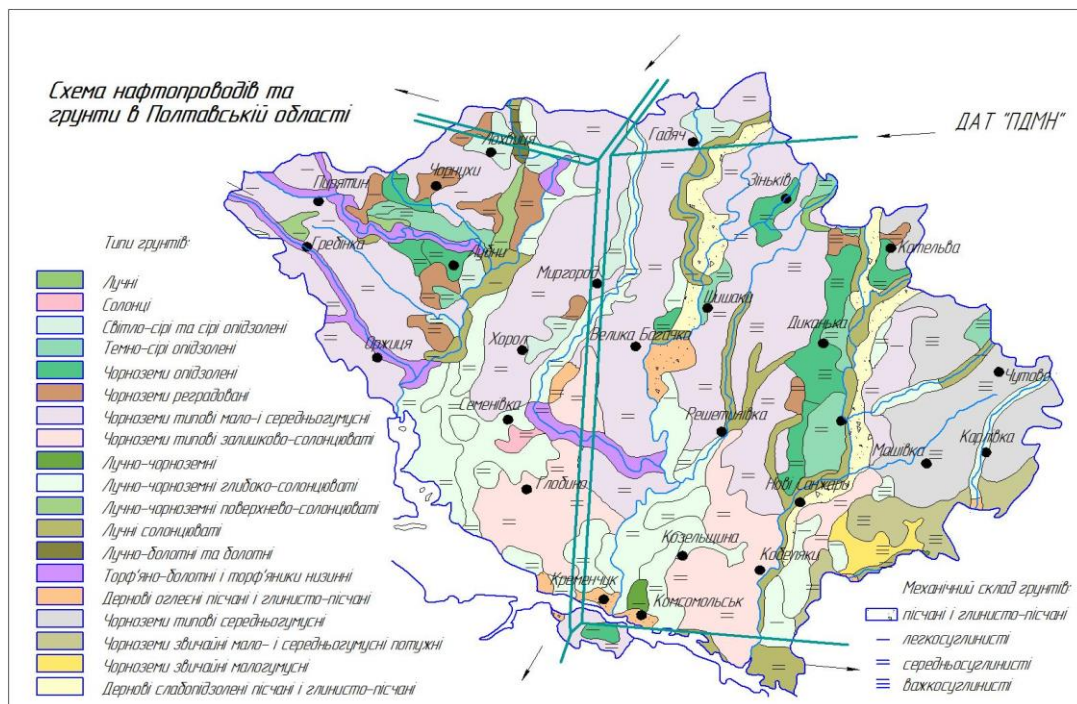


Рисунок 3.14 – Карта корозійної активності ґрунтів Полтавської області із врахуванням їх типу та механічного складу (за матеріалами [115])

Результати аналізу карти корозійної активності ґрунтів Полтавської області, а також проведені експериментальні дослідження свідчать про значний рівень корозійної агресивності ґрунтового середовища на більшій частині території регіону. Ґрунти із середнім рівнем корозійної активності представлені переважно опідзоленими різновидами. Низька корозійна активність властива дерново-підзолистим ґрунтам піщаного механічного складу [116].

Ґрунтовий покрив Полтавської області сформувався під впливом помірно континентальних кліматичних умов, особливостей рослинного покриву лісової та степової зон, рельєфу місцевості та рівня ґрунтового зволоження. Територіальна різноманітність природних умов дала змогу виокремити в межах області чотири ґрунтово-кліматичні зони. Для Полтавщини характерна значна різноманітність ґрунтів: на території регіону поширені 13 типів і 20 підтипів ґрунтів. Переважаючу частину становлять різні види чорноземів, які займають

близько 93 % території області, тоді як опідзолені ґрунти, зокрема сірі лісові, охоплюють близько 2,6 %. Серед чорноземних ґрунтів найбільш поширеними є типові та звичайні мало- і середньогумусні чорноземи, сформовані на лесових породах, частка яких сягає 59,5 % [115].

Наявність такого різноманіття ґрунтових умов свідчить про існування сприятливого середовища для розвитку біокорозійних процесів на підземних нафтогазопроводах. Це обумовлює необхідність детального дослідження біокорозійної активності ґрунтів Полтавської області та її впливу на надійність експлуатації трубопровідних систем.

Тому, виникає необхідність дослідження механізму процесу біокорозії та визначення залежностей, що дозволять оцінити швидкість біокорозійних процесів за допомогою методів математичного моделювання.

У зв'язку з цим важливого значення набуває моделювання біокорозійного процесу, яке дозволяє врахувати вплив основних експлуатаційних і середовищних факторів на перебіг корозії та оцінити закономірності її розвитку.

Побудова математичних моделей дає можливість прогнозувати зміну технічного стану нафтопроводів, визначати найбільш небезпечні ділянки та обґрунтовувати заходи щодо підвищення надійності й екологічної безпеки трубопровідних систем.

З врахуванням досліджень [117, 118] висунуто припущення, що механізм біокорозійного процесу на зовнішній поверхні нафтопроводу з пошкодженим ізоляційним покриттям схожий зі звичайною електрохімічною корозією. Тому розглянуто біоелектричне поле біля гетерогенного електрода, що складається з двох ділянок, для яких характерні різні стаціонарні потенціали

Локальний біокорозійний елемент представлений ділянкою нафтопроводу під ізоляційним покриттям (катод) і ділянкою трубопроводу в тріщині під електролітом (анод) (рис. 3.1).

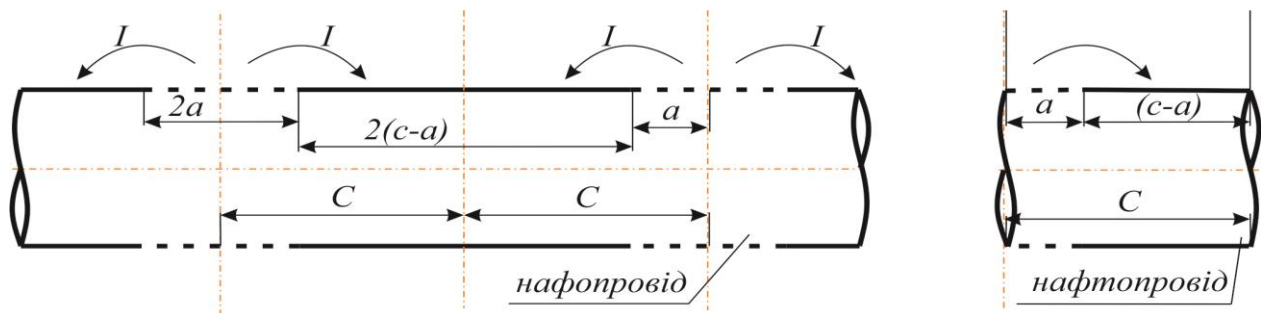


Рисунок 3.15. – Схема локального біокорозійного елемента на зовнішній поверхні нафтопроводу в ізоляційному покритті з тріщиною, c – відстань між серединами ділянок ; $2a$ – ширина анодної ділянки; $2(c - a)$ – ширина катодної ділянки

З огляду на симетрію моделі неоднорідної поверхні, аналіз можна обмежити не всією поверхнею, а лише її фрагментом у межах від $x=0$ до $x=c$, що відповідають центральним точкам різномірних ділянок. При цьому точка a визначає межу їх розділу. Зазначений відрізок поверхні нафтопроводу надалі розглядається як локальний біокорозійний елемент.

Визначення розподілу потенціалу біоелектричного поля у даному випадку може бути зведено до вирішення двохмірного рівняння Лапласа [117]

$$\frac{\partial^2 \varphi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \varphi}{\partial y^2} = 0, \quad (3.43)$$

де φ – потенціал;

x, y – текучі координати.

Граничні умови полягають в наступному:

1) на нескінченій відстані від поверхні електроду (нафтопроводу) не вносяться ніякі збурення в електричному полі

$$\varphi (y \rightarrow \infty, x) = const; \quad (3.44)$$

2) друге є наслідком симетричності моделі, що розглядається

$$\left. \frac{\partial \varphi}{\partial x} \right|_{x=0} = \left. \frac{\partial \varphi}{\partial x} \right|_{x=c} = 0 ; \quad (3.45)$$

3) умови на неоднорідних ділянках представимо у вигляді

$$\varphi = E_a + L d\varphi/dy \text{ with } y=0, 0 \leq x < a; \quad (3.46)$$

$$\varphi = E_k + L d\varphi/dy \text{ with } y=0, a \leq x < c; \quad (3.47)$$

де $L = \gamma \cdot b$;

γ – питома електропровідність електроліту;

b – коефіцієнт поляризації;

E_a, E_k – безструмові потенціали аноду і катоду, мВ.

Рішення рівняння (3.43) при таких граничних умовах може бути отримано методом Ейлера-Фур'є. Завдання зводиться до пошуку цих функцій. Тобто функцію (3.43) представляємо у вигляді добутку

$$\varphi = X(x) \cdot Y(y) \quad (3.48)$$

$$\begin{aligned} \varphi(x, y) &= \frac{a(E_a - E_k) + cE_k}{c} + \sum_{k=1}^{\infty} \frac{2(E_a - E_k)}{\pi k \left(1 + \frac{\pi k}{c} L\right)} \sin \frac{\pi k}{c} a \cos \frac{\pi k}{c} x e^{-\frac{\pi k}{c} y} = \\ &= \frac{a(E_a - E_k) + cE_k}{c} + \frac{2(E_a - E_k)}{\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin \frac{\pi k}{c} a}{\left(1 + \frac{\pi k}{c} L\right) k} \cos \frac{\pi k}{c} x e^{-\frac{\pi k}{c} y}. \end{aligned} \quad (3.49)$$

Враховуючи, що $i = -\gamma \left(\frac{d\varphi}{dy} \right)_{y=0}$ із (3.49) отримано вираз для визначення

розподілу щільності струму на поверхні одного локального елемента.

$$i(x) = \frac{2(E_a - E_k) \gamma}{c} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin \frac{\pi k a}{c} \cos \frac{\pi k x}{c}}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)}. \quad (3.50)$$

Щільність струму на поверхні локального елемента змінюється по довжині.

Інтегруючи вираз від 0 до a , знайдемо анодний струм одного елемента.

$$\int_0^a \cos \frac{\pi k x}{c} dx = \frac{c}{\pi k} \sin \frac{\pi k x}{c} \Big|_0^a = \frac{c}{\pi k} \sin \frac{\pi k a}{c} .$$

Тоді струм гальванічного елементу буде

$$I = \frac{2\gamma(E_a - E_k)}{\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin^2 \frac{k\pi a}{c}}{k(1 + \frac{\pi k L}{c})} \quad (3.51)$$

Отже, у роботі розв'язано задачу моделювання біоелектрохімічної корозії нафтопроводу в зоні пошкодження ізоляційного покриття за впливу агресивного електролітичного середовища щодо металу трубопроводу. Запропонований підхід ґрунтується на визначенні стаціонарного біоелектричного поля, яке формується внаслідок функціонування гальванічної пари. Важливою перевагою розробленої моделі є можливість прогнозування зміни інтенсивності корозійних процесів у часі, що має суттєве значення для оцінювання технічного стану та визначення залишкового ресурсу трубопровідної системи.

Проведемо порівняння значень струму біокорозії, отриманих розрахунковим шляхом за математичною моделлю біокорозії та за результатами експериментальних досліджень. Зведені результати розрахунків швидкості корозії сталі в ґрунтах у вагових показниках $K_{ваг}$, глибинних показниках, K_2 , та струмовому показнику I наведені у таблиці 3.7

Таблиця 3.7

Результати розрахунків швидкості корозії сталі в ґрунтах у вагових показниках $K_{ваг}$, глибинних показниках, K_2 , та струмових показниках за розрахунковим та експериментальним методами I

g_0 , г вага до корозії	g_1 , г вага після корозії	Тип ґрунту	$K_{ваг}$ г/см ² × рік	K_2 мм/рік	$I_{експер}$ А/ см ²	$I_{розрах}$ А/ см ²	Відносна похибка
28,0960	26,22	Торф (тепло, аероб. без В ₁₂)	0,2777	0,3089	$5,3 \times 10^{-4}$	$5,95 \times 10^{-4}$	10%
11,9200	11,10	Чорнозем 2 (аеробне,	0,2580	0,2870	$2,4 \times 10^{-5}$	$2,5 \times 10^{-5}$	4%

		тепло, з В ₁₂)					
16,5964	16,52	Супісок (анаеробне, тепло, без В ₁₂)	0,0467	0,0519	$2,1 \times 10^{-5}$	$1,92 \times 10^{-5}$	9%
43,5618	43,39	Торф (анаеробне, холод, без В ₁₂)	0,02627	0,0292	$4,9 \times 10^{-5}$	$5,1 \times 10^{-5}$	3,9%
42,6167	41,18	Чорнозем(1) (аеробне, холод, з В ₁₂)	0,2291	0,2548	$4,1 \times 10^{-4}$	$4,4 \times 10^{-4}$	6,8%
29,0548	28,47	Чорнозем(2) (анаеробне, холод, з В ₁₂)	0,0947	0,1053	$1,6 \times 10^{-4}$	$1,45 \times 10^{-4}$	10,3%

Порівняння розрахункових та експериментальних значень корозійного струму показало їх добру узгодженість для всіх досліджених типів ґрунтів. Відносна похибка між значеннями становить від 3,9 % до 10,3 %, що свідчить про достатню точність розрахункового методу визначення швидкості корозії.

Найвищі значення корозійного струму та швидкості корозії спостерігалися у торфі за аеробних умов і підвищеної температури без вітаміну В₁₂, де експериментальний струм становив $5,3 \cdot 10^{-4}$ А/см², а розрахунковий - $5,95 \cdot 10^{-4}$ А/см² при відносній похибці 10 %. Для цього зразка також отримано найбільші значення швидкості корозії: $K_{ваг} = 0,2777$ г/(см²·рік) та $K_{г} = 0,3089$ мм/рік.

Дещо менша, але також висока корозійна активність зафіксована для чорнозему (аеробне середовище, холод, з В₁₂), де експериментальний струм дорівнював $4,1 \cdot 10^{-4}$ А/см², розрахунковий - $4,4 \cdot 10^{-4}$ А/см², а похибка становила 6,8 %. Відповідні показники корозії становили $K_{ваг} = 0,2291$ г/(см²·рік) та $K_{г} = 0,2548$ мм/рік.

Найменша швидкість корозії спостерігалася у торфі за анаеробних умов і низької температури без В₁₂, де $K_{ваг} = 0,02627$ г/(см²·рік), $K_{г} = 0,0292$ мм/рік, а корозійний струм склав $4,9 \cdot 10^{-5}$ А/см² експериментально та $5,1 \cdot 10^{-5}$ А/см² розрахунково. Для цього випадку також отримано найменшу похибку - 3,9 %.

Для супіску в анаеробних теплих умовах без В12 корозійна активність була невисокою: експериментальний струм $2,1 \cdot 10^{-5}$ А/см², розрахунковий $1,92 \cdot 10^{-5}$ А/см², похибка 9 %, а глибинний показник корозії становив лише 0,0519 мм/рік.

Загалом результати показують, що аеробні умови та підвищена температура значно прискорюють корозію сталі, тоді як анаеробні та холодні умови знижують інтенсивність корозійного процесу. Розрахункові значення струму добре відтворюють експериментальні дані, оскільки максимальне розходження не перевищує 10,3 %, а середня похибка для всіх дослідів становить близько 7,0 %. Це підтверджує придатність використаного розрахункового методу для оцінки корозійної активності ґрунтів та прогнозування швидкості руйнування сталевих конструкцій.

Висновки за розділом 3.

1. Розглянуто особливості розвитку корозійних процесів у сталевих нафтопроводах з урахуванням впливу експлуатаційних умов та властивостей ґрунтового середовища. Показано, що корозія має складний характер і визначається сукупною дією декількох механізмів, зокрема електрохімічних та біокорозійних процесів.
2. Встановлено, що навіть за відносно однорідних умов поверхня трубопроводу є електрохімічно неоднорідною, внаслідок чого виникають макрогальванічні пари. Запропоновано підхід до опису поперечних макрогальванічних елементів, який дозволяє визначити розподіл щільності струмів на поверхні труби.
3. Розроблено математичну модель корозійного стану нафтопроводу за умов дії поперечних макрогальванічних пар, яка дозволяє визначати розподіл густини врівноважувальних струмів по поверхні трубопроводу через розв'язання задачі стаціонарного електричного поля в системі «метал – ґрунтовий електроліт». Отримані аналітичні залежності дають змогу враховувати вплив неоднорідності ґрунтового середовища на локалізацію корозійних процесів.

4. Запропоновано математичний підхід до моделювання повздожніх макрогальванічних пар, який базується на дискретизації трубопроводу на окремі ділянки з різними електрохімічними характеристиками. Встановлено, що збільшення відстані між анодними та катодними зонами сприяє зростанню інтенсивності корозійного процесу внаслідок збільшення катодної площі, що припадає на один анод.
5. Розроблено математичну модель локальної корозії у зоні зварних з'єднань, яка враховує геометричну неоднорідність поверхні трубопроводу. Отримано аналітичну залежність для визначення розподілу анодного струму на поверхні зварного шва, що дозволяє оцінювати корозійну небезпеку таких ділянок.
6. Експериментально встановлено, що зі збільшенням глибини залягання ґрунту від 60 до 80 см його вологість зростає в усіх досліджуваних районах Полтавської області. Для району Горішніх Плавнів вологість збільшувалася від 11,13 до 12,80 %, для Кременчуцького району – від 17,3 до 18,8 %, для Полтавського району – від 11,43 до 12,35 %.
7. Експериментально визначено швидкість біокорозії сталі в різних типах ґрунтів. Найбільшу корозійну агресивність має торф за теплих аеробних умов, де глибинний показник корозії становив 0,3089 мм/рік, а масовий показник – 0,2777 г/(см²·рік). Найменша швидкість корозії зафіксована в торфі за холодних анаеробних умов – 0,0292 мм/рік. Різниця між максимальним та мінімальним значеннями перевищує 10 разів.
8. Удосконалено та адаптовано математичну модель біокорозійного процесу на зовнішній поверхні нафтопроводу з пошкодженим ізоляційним покриттям, яка базується на уявленні біокорозійного осередку як локального електрохімічного елемента та враховує вплив фізико-хімічних властивостей ґрунту, електрохімічних характеристик металу і мікробіологічної активності середовища. Отримані аналітичні залежності дозволяють оцінювати інтенсивність біокорозійного руйнування трубопроводу залежно від умов експлуатації.

9. Визначено швидкість біокорозії сталі за запропонованою математичною моделлю біокорозійного процесу на ділянці нафтопроводу. Розрахункові значення корозійного струму узгоджуються з експериментальними: середня відносна похибка становить 7,3 %, а максимальна - 10,3 %. Це свідчить про достатню достовірність використаного розрахункового підходу для оцінки корозійної активності досліджених ґрунтів та прогнозування швидкості корозії сталевих конструкцій. Одночасно слід враховувати, що в природних анаеробних ґрунтах на корозію може істотно впливати мікробіологічний фактор, зокрема діяльність сульфатвідновлювальних бактерій.

10. Отримані результати можуть бути використані для подальшого прогнозування корозійного стану трубопроводів та оцінювання їх залишкового ресурсу з урахуванням реальних умов експлуатації.

РОЗДІЛ 4. РОЗРАХУНОК ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ ДІЛЯНКИ СТАЛЕВОГО НАФТОПРОВОДУ З УРАХУВАННЯМ КОМПЛЕКСНОГО ВПЛИВУ КОРОЗІЙНИХ ПРОЦЕСІВ

4.1 Розрахункові залежності для оцінки глибини корозії сталевих нафтопроводів при сталому впливі агресивного електролітичного розчину

Захист зовнішньої поверхні нафтопровідних труб від корозійного руйнування забезпечується за допомогою ізоляційних покриттів у поєднанні з катодним захистом. Проте навіть за наявності таких заходів корозійні процеси можуть розвиватися в зонах, де відбувається відшарування покриття або порушується його цілісність.

Після виявлення дефектів ізоляційного шару виникає необхідність прогнозування часу можливого витoku, спричиненого корозійним пошкодженням труби. У таких умовах особливого значення набуває оцінювання технічного стану трубопроводу та визначення меж його безпечної експлуатації.

Кількісне визначення корозійних втрат пов'язане зі зменшенням товщини стінки труби з боку зовнішньої поверхні. Для оцінювання цього процесу, за умови тривалого контакту агресивного електроліту з ділянкою пошкодженого ізоляційного покриття, розглядається зміна глибини корозійного ураження трубопроводу.

Кількісна оцінка корозійних втрат залежить від зменшення товщини стінки зовнішньої поверхні сталевих нафтопроводів.

Для розрахунку товщини стінки при сталому перебуванні агресивного електролітичного розчину в зоні пошкодженої ізоляції враховано закон Фарадея, відповідно до якого корозійна втрата металу розраховується в такий спосіб

$$M = K \times I \times t \quad (4.1)$$

де M – маса металу, г;

I – струм електрохімічної корозії, А; t – час, год;

K – електрохімічний коефіцієнт металу, що визначається за формулою $K = \frac{A}{F \times U}$,

$K = M / F = 55,847 / 2 \cdot 26,80139 = 1,04186$ г/А·год. (за довідковим матеріалом $K = 1,0424$ г/А·год.);

M – хімічний еквівалент, г/моль;

A – атомна вага металу, для заліза $A = 55,847$ г/моль;

U – валентність металу, валентність, для заліза $n = 2$;

F – постійна Фарадея, $F = 96485$ А·с/моль = 26,80139 А·год/моль.

Помічено, що локальна корозійна виразка звичайно має круглу форму. Розглянемо корозійну виразку на трубі у вигляді рівностороннього конуса, що рівномірно розростається.

Маса втраченого металу нафтопроводу чисельно буде дорівнювати об'єму цього конуса з врахуванням питомої ваги металу D (7,874 г/см³).

Об'єм конуса: $V = 1/3 (\pi \cdot (a_k / 2)^2 \cdot h_k) = \pi a_k^2 h_k / 12$ мм³.

де a – площа корозійної виразки, мм ; h – глибина корозійної виразки, мм

Отже, з іншого боку маса втраченого металу дорівнює $m = \frac{\pi a^2}{12} h_k D$.

Припустимо, що на останній фазі зовнішній діаметр корозійної виразки дорівнює товщині стінки труби або глибині h виразки.

Звідси глибина виразки

$$h = \frac{12KI}{\pi \times D \times a^2} t \quad (4.2)$$

де D – питома вага металу трубопроводу (заліза), г/см³,

I – струму, який проходить через площу поперечного перерізу поверхні виразки, А/см²

З урахуванням експериментально визначених швидкостей різних видів корозії (3.28, 3.33, 3.42, 3.51) можливо оцінити глибину корозійного ураження сталі в заданому корозійному середовищі з урахуванням їх сукупного впливу.

З врахуванням швидкості біоелектрохімічної корозії макрогальванопари, отриманою експериментально можна оцінити глибину біокорозійних уражень сталі у відповідному біокорозійному середовищі.

Проведемо розрахунок глибини корозійної виразки для досліджуваних сталевих пластин

1) Глибина виразки 1-го зразка:

$$h = \frac{12 \times 1.04186 \times 0.00053}{3.14 \times 7.874 \times 2025} \times 2922 = 3,8 \times 10^{-4} \text{ мм};$$

2) Глибина виразки 2-го зразка:

$$h = \frac{12 \times 1.04186 \times 0.000235}{3.14 \times 7.874 \times 980} \times 2922 = 3,5 \times 10^{-4} \text{ мм};$$

3) Глибина виразки 3-го зразка:

$$h = \frac{12 \times 1.04186 \times 0.0000219}{3.14 \times 7.874 \times 490} \times 2922 = 6,6 \times 10^{-5} \text{ мм};$$

4) Глибина виразки 4-го зразка:

$$h = \frac{12 \times 1.04186 \times 0.00004941}{3.14 \times 7.874 \times 1960} \times 2922 = 3,72 \times 10^{-5} \text{ мм};$$

5) Глибина виразки 5-го зразка:

$$h = \frac{12 \times 1.04186 \times 0.000413}{3.14 \times 7.874 \times 1880} \times 2922 = 3,24 \times 10^{-4} \text{ мм};$$

6) Глибина виразки 6-го зразка:

$$h = \frac{12 \times 1.04186 \times 0.000167}{3.14 \times 7.874 \times 1846} \times 2922 = 1,31 \times 10^{-4} \text{ мм}.$$

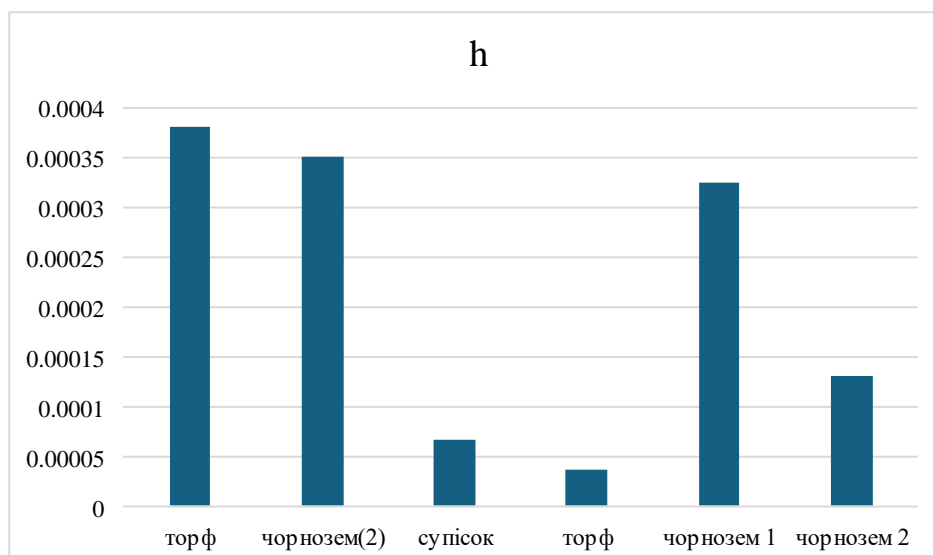


Рисунок 4.1 – Діаграма залежності глибини біокорозії сталі від типу ґрунту

Аналіз наведених графічних залежностей свідчить про прямо пропорційний зв'язок між показниками h та I : зі збільшенням величини корозійного струму I спостерігається зростання глибини корозійної виразки h . Це підтверджує, що інтенсифікація корозійних процесів супроводжується більш глибоким локальним руйнуванням металу нафтопроводу.

4.2 Розрахунок глибини корозії сталі при періодичному впливі агресивного електролітичного розчину

Важливим фактором забезпечення безаварійної експлуатації підземних нафтопроводів є захист їхньої поверхні від ґрунтової корозії високоякісними ізоляційними покриттями. Однак у процесі їх експлуатації відбувається значне пошкодження ізоляційних покриттів і створюються всі умови для розвитку електрохімічної корозії ділянки нафтопроводу.

Товщина стінки труби є одним параметрів, що значно впливає на зміни напружено-деформованого стану конструкції, а отже, і на її залишковий ресурс та залежить від ряду параметрів, таких як: робочий тиск навантажень, конструктивні характеристики та резервування міцності, включаючи врахування рівномірних втрат від корозії.

З огляду на те, що нафтопровід експлуатується в природних ґрунтових умовах, слід враховувати періодичність зволоження ґрунту, оскільки він не перебуває постійно у вологому або сухому стані. Ця змінність вологості суттєво впливає на інтенсивність і характер корозійних процесів, що відбуваються на поверхні трубопроводу. Частота проникнення в тріщину ґрунтового електроліту впливатиме на середньогодинну щільність струму гальванопари, а отже, і на швидкість корозійного процесу ділянки сталевого трубопроводу.

Середньогодинна щільність струму зростає зі збільшенням частоти проникнення електроліту до зовнішньої поверхні сталі, але доки не настане катодне обмеження процесу, оскільки насичення розчину припиняє надходження кисню.

Висунуто припущення, що корозійне руйнування сталі в зонах тріщин ізоляційного покриття є специфічною формою електрохімічної корозії, яка поєднує характеристики атмосферного впливу та класичної корозії в умовах повного занурення у рідкий електроліт. За умови періодичного зволоження цих ділянок можна оцінити подальші втрати металу на основі відповідного розрахунку [119, 120].

Миттєва швидкість зменшення товщини стінки $v = \Delta\delta/\Delta\tau$ трактується як граничне значення середньої швидкості в умовах, коли часовий інтервал $\Delta\tau$ наближається до нуля, тобто

$$v = \lim_{\Delta\tau \rightarrow 0} \frac{\Delta\delta}{\Delta\tau} = \frac{d\delta}{d\tau}. \quad (4.3)$$

Таким чином, зміну товщини стінки трубопроводу з часом τ доцільно розглядати як похідну по часу.

$$\frac{d\delta}{d\tau} = -r\delta, \quad (4.4)$$

де r – питомий рівень зменшення товщини стінки.

Після інтегрування отримуємо

$$\ln \delta = -r\tau + \ln a, \quad (4.5)$$

де константа інтегрування $A = \ln a$.

З останнього рівняння після піднесення до ступеня маємо

$$\delta = ae^{-r\tau} \quad (4.6)$$

Нехай початкова товщина стінки трубопроводу $\delta = \delta_0$ у початковий час $\tau = 0$, то з врахуванням (4.6), маємо: $\delta_0 = a \times e^{-r \times 0}$, звідки $a = \delta_0$

Тоді (4.6) запишемо у вигляді

$$\delta = \delta_0 \times e^{-r\tau}. \quad (4.7)$$

Для визначення r , логарифмуємо рівняння (4.7)

$$\ln \delta = \ln \delta_0 - r\tau. \quad (4.8)$$

Використовуючи рівняння (4.8), можна обчислити значення r для двох відомих значень поперечних перерізів δ_1 та δ_2 .

Товщина δ_1 визначається в момент випробувань τ_1 при максимальному струмі гальванічної пари (при зволоженні), а товщина δ_2 визначається часом τ_2 до наступного зволоження.

$$\delta_2 = \delta_0 \times e^{-r\tau_2}. \quad (4.9)$$

Тоді:

$$\begin{aligned} \ln \delta_1 &= \ln \delta_0 - r\tau_1, \\ \ln \delta_2 &= \ln \delta_0 - r\tau_2. \end{aligned} \quad (4.10)$$

Маємо залежність для розрахунку r

$$r = \frac{\ln \delta_1 - \ln \delta_2}{\tau_2 - \tau_1}. \quad (4.11)$$

Отже, формулу (4.7) можна записати так

$$\delta = \delta_0 \times e^{-\left(\frac{\ln \delta_1 - \ln \delta_2}{\tau_2 - \tau_1}\right)\tau} \quad (4.12)$$

Товщина стінки трубопроводу в тріщині після інтервалу часу t_1 становить

$$\delta_1 = \delta_0 - \frac{2KI_1}{7,87\pi\delta_0\alpha_y} \tau_1 \quad (4.13)$$

Аналогічно, можна знайти товщину стінки з часом τ_2

$$\delta_2 = \delta_0 - \frac{2KI_2}{7,87\pi\delta_0\alpha_y} \tau_2 \quad (4.14)$$

На певний момент часу t , від початку експлуатації або останнього огляду, глибина корозійного ураження стінки трубопроводу дорівнює

$$\Delta\delta = \delta_0 - \delta_0 e^{-\left(\frac{\ln \delta_1 - \ln \delta_2}{\tau_2 - \tau_1}\right)\tau} \quad (4.15)$$

У випадку нерегулярного періодичного зволоження конструкції, розрахунки корозії сталі також виконуються за середнім значенням струму гальванічної пари.

На основі побудованої математичної моделі функціонування гальванічного елемента на поверхні сталевого трубопроводу було отримано залежність, яка дає змогу визначити глибину корозійного ураження у випадках періодичного проникнення агресивного електроліту в зону дефектної ізоляції.

Ця модель дозволяє прогнозувати хід корозійного процесу у часі, не зважаючи на конкретний хімічний склад електроліту.

4.3 Розрахунок залишкового ресурсу сталевих нафтопроводів

Забезпечення екологічно безпечної експлуатації нафтопроводів – одне із головних пріоритетних проблемних питань, які визначають енергетичну та екологічну безпеку держави, яке тісно пов'язано із екологічними ризиками та залишковим ресурсом нафтопроводу.

На стадії експлуатації нафтопроводів доцільно використовувати поняття залишкового ресурсу або залишкового терміну служби, які є індивідуальними характеристиками технічних об'єктів.

Залишковий ресурс сталевих нафтопроводів – сумарне напрацювання об'єкта від моменту контролю його технічного стану, протягом якого прогнозується його надійна експлуатація, або до переходу конструкції в граничний стан. Ресурс устанавлюється для умов сумісної дії силових факторів і агресивного середовища.

Термін служби сталевих трубопроводів залежить від зміни за часом їх несучої здатності. Несуча здатність сталевих трубопроводів визначається несучою здатністю сталевих труб. В нормально запроектованій конструкції на стадії руйнування напруження в сталевому трубопроводі досягає фізичної або умовної межі плинності.

До складу робіт з визначення залишкового ресурсу входить обстеження і оцінка технічного стану конструкції.

Визначення залишкового ресурсу конструкцій – це комплекс робіт, які починаються із оперативної функціональної діагностики, поточного розрахунку міцності і закінчуються розрахунками безпечної роботи конструкції від моменту її технічного діагностування, до переходу в граничний стан.

Визначення залишкового ресурсу нафтопроводу за фактором корозії сталі виконується шляхом врахування глибини корозії нафтопроводу, що вводиться в розрахунок.

Залишковий ресурс нафтопроводу доцільно визначити наступно. Із залежності 4.2 отримаємо тривалість до утворення першої виразки t , знаючи

загальну тривалість експлуатації нафтопроводу t_e можна оцінити залишковий ресурс ділянки нафтопроводу.

$$t = \frac{0,08 \times h \times \pi \times D \times a^2}{K \times I} \quad (4.16)$$

де I – струм корозії з врахуванням умов експлуатації нафтопроводу та залежностей 3.28, 3.33, 3.42, 3.51.

D – питома вага металу трубопровода, г/см³.

$$T = t - t_g \quad (4.17)$$

де t – час до першого витоку нафти, років;

t_g – час знаходження трубопроводу в даних умовах, років.

Крім того, маючи значення допустимого розміру ураженої ділянки нафтопроводу і знаючи швидкість корозійного процесу можна визначити залишковий ресурс нафтопроводу [119]

$$T = \frac{[h]}{i} - t_g \quad (4.18)$$

де $[h]$ – допустима глибина корозії ділянки нафтопроводу, мм

i – швидкість корозії на досліджуваній ділянці нафтопроводу, мм/рік, яка визначається залежностями 3.28, 3.33, 3.42, 3.51;

t_g – час знаходження трубопроводу в даних умовах, років.

Таким чином, застосування запропонованої методики оцінювання залишкового ресурсу безпечної експлуатації нафтопроводів унеможливить забруднення довкілля нафтопродуктами, внаслідок процесів зовнішньої корозії сталевих нафтопроводів.

Висновки за розділом 4

1. Розроблено розрахункову залежність для визначення глибини локального корозійного ураження сталевого нафтопроводу за умов сталого впливу агресивного електролітичного середовища. Модель базується на законі Фарадея та враховує геометрію корозійної виразки, яку представлено у вигляді рівностороннього конуса. Це дозволило встановити аналітичний зв'язок між корозійним струмом і глибиною руйнування металу.

2. Виконано розрахунок глибини корозійних уражень для досліджених зразків сталі в різних ґрунтових середовищах. Встановлено, що максимальна глибина корозійної виразки становить $3,8 \times 10^{-4}$ мм у торф'яному ґрунті за теплих аеробних умов, а мінімальна – $3,72 \times 10^{-5}$ мм у торфі за холодних анаеробних умов, що свідчить про більш ніж десятикратну різницю в інтенсивності локального корозійного руйнування залежно від умов експлуатації.

3. Встановлено пряму пропорційну залежність між величиною корозійного струму та глибиною корозійної виразки. Зростання щільності корозійного струму супроводжується збільшенням глибини локального ураження металу, що підтверджує можливість використання електрохімічних параметрів для прогнозування розвитку корозійних дефектів.

4. Розроблено математичну модель зміни товщини стінки трубопроводу при періодичному проникненні ґрунтового електроліту через дефекти ізоляційного покриття. Отримані залежності дозволяють визначати поточну товщину стінки трубопроводу та глибину корозійного ураження в будь-який момент часу з урахуванням циклічного зволоження ґрунту.

5. Встановлено, що частота проникнення електроліту до поверхні металу визначає середню щільність струму гальванічної пари та безпосередньо впливає на швидкість корозійного руйнування. Запропонована модель дає змогу прогнозувати розвиток корозійного процесу за умов періодичного зволоження незалежно від конкретного складу електроліту.

6. Удосконалено методику оцінювання залишкового ресурсу сталевого нафтопроводу, яка базується на визначенні глибини корозійного ураження з

урахуванням сумарної дії поперечних і поздовжніх макрогальванічних пар, локальної корозії в зонах зварних з'єднань та біокорозійних процесів. Отримані аналітичні залежності дозволяють визначати час до утворення першого наскрізного дефекту та прогнозувати залишковий ресурс трубопроводу за реальних умов експлуатації.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В дисертаційній роботі, яка є завершеною кваліфікаційною самостійно виконаною науковою працею, наведено розв'язання актуальної науково-прикладної задачі розвитку теоретичних основ запобігання забруднення довкілля при транспортуванні вуглеводнів шляхом застосування запропонованої методики оцінювання залишкового ресурсу екологічно безпечної експлуатації нафтопроводів. Основні результати досліджень наведено нижче.

1. На основі аналізу сучасного стану проблеми корозійного руйнування підземних сталевих нафтопроводів встановлено, що визначальними чинниками інтенсифікації електрохімічної та біоелектрохімічної корозії є неоднорідність фізико-хімічних властивостей ґрунтів, вологість, аерація, електропровідність середовища, стан ізоляційного покриття та мікробіологічна активність ґрунту. Показано, що саме сукупна дія цих факторів призводить до формування локальних корозійних елементів і прискореного руйнування металу трубопроводів.

2. Розроблено методологію дослідження корозійних процесів, яка поєднує теоретичні методи математичного моделювання електрохімічних процесів із експериментальними дослідженнями корозійної активності ґрунтів та біокорозії сталі, що забезпечило комплексне вивчення процесів деградації трубопровідних систем.

3. Підтверджено, що неоднорідність фізико-хімічних характеристик ґрунтового середовища сприяє утворенню локальних анодних і катодних ділянок на поверхні трубопроводу та формуванню макрогальванічних елементів, які впливають на інтенсивність і просторовий характер корозійного руйнування металу.

4. Розроблено математичну модель електрохімічної корозії сталевих трубопроводів за умов утворення поперечних макрогальванічних пар, яка дозволяє визначати розподіл густини корозійних струмів по периметру труби та встановлювати корозійно-небезпечні ділянки її поверхні.

5. Розроблено математичну модель корозії трубопроводу за умов функціонування повздовжніх макрогальванічних пар, що враховує просторову неоднорідність корозійного потенціалу та поляризаційних характеристик металу. Встановлено, що збільшення відстані між анодними та катодними зонами сприяє зростанню інтенсивності корозійного процесу за рахунок збільшення ефективної катодної площі.
6. Побудовано математичну модель локальної електрохімічної корозії у зонах зварних з'єднань нафтопроводу з урахуванням геометричної та електрохімічної неоднорідності поверхні. Отримано аналітичні залежності для визначення розподілу анодного струму в зоні зварного шва, що дозволяє оцінювати схильність таких ділянок до локального корозійного руйнування.
7. Експериментально встановлено вплив вологості ґрунтів на формування корозійно-небезпечних умов експлуатації нафтопроводів. Виявлено прямий кореляційний зв'язок між глибиною відбору проб і вологістю ґрунту (коефіцієнт кореляції 0,992–0,993), що підтверджує визначальний вплив вологості на корозійну активність ґрунтового середовища.
8. Експериментально визначено швидкість біокорозії сталі в різних типах ґрунтових середовищ. Встановлено, що найбільша інтенсивність корозії спостерігається в торф'яному ґрунті за теплих аеробних умов, де глибинний показник корозії досягає 0,3089 мм/рік, тоді як за холодних анаеробних умов він зменшується до 0,0292 мм/рік. Показано визначальну роль температури, аерації та мікробіологічної активності ґрунту у розвитку біокорозійних процесів.
9. Розроблено математичну модель біоелектрохімічної корозії зовнішньої поверхні нафтопроводу в неоднорідному ґрунтовому середовищі. Встановлено задовільну збіжність результатів моделювання з експериментальними даними, при цьому відносна похибка прогнозування струму корозії становить не більше 10,3 %. Це підтверджує адекватність математичної моделі реальним умовам експлуатації та обґрунтовує її використання для прогнозування розвитку корозійних процесів і визначення залишкового ресурсу трубопроводів.

10. Розроблено розрахункову методику оцінювання глибини корозії сталевих нафтопроводів та визначення залишкового ресурсу його екологічно безпечної експлуатації з урахуванням сукупного впливу поперечних і повздовжніх макрогальванічних пар, локальної корозії у зонах зварних з'єднань та біоелектрохімічної корозії. Отримано аналітичні залежності для визначення часу до утворення першого наскрізного дефекту, прогнозування глибини корозійного ураження та оцінювання залишкового ресурсу трубопроводу за фактичними параметрами корозійного процесу.

11. Запропонований підхід дозволяє виконувати прогнозування технічного стану нафтопроводів з урахуванням зовнішньої корозії, обґрунтовувати строки проведення ремонтно-відновлювальних робіт та підвищувати екологічну безпеку експлуатації трубопровідних систем шляхом попередження аварійних витоків нафти.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Shuai Jian. Oil and Gas Pipeline Accidents in US and Their Inspiration [J]. OGST. 2010. 29(11). 806-809
2. Andreykiv O., Dolinska I. Prediction of the residual lifetime of oil and gas pipeline pipes, taking into account the operating conditions and degradation of their materials. Kyiv. Naukova Dumka. 2023. 268p.
3. Івасів В.М., Артим В.І., Дейнега Р.О., Буй В.В., Фафлей О.Я., Михайлюк В.В. Прогнозування залишкового ресурсу дефектної ділянки нафтопроводу. The National Metallurgical Academy of Ukraine. Dnipro. 2021. P. 34-36.
4. Василюк В.М. Підвищення надійності роботи магістральних нафтопроводів ВАТ “Укртранснафта”. Вісник національної газової спілки України. 2004. № 4. С.11 – 14.
5. Бут В.С., Олійник О.І. Стратегія розвитку технологій ремонту діючих магістральних трубопроводів. Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин: Під заг. ред. Б.Є. Патона. Київ: Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України. 2006. С. 491 – 496.
6. Ждек А.Я., Грудз В.Я. Визначення залишкового ресурсу тривало експлуатованих нафтопроводів із врахуванням наявних корозійних дефектів та умов експлуатації. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. 2012. № 2. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Nvif_2012_2_24
7. Поляков С., Клименко А., Ниркова Л., Малькова О. Електрохімічний моніторинг магістральних трубопроводів на корозійно-небезпечних ділянках Фізико-хімічна механіка матеріалів. 2008. Спец. вип. №7. Т.2. С. 761 – 766
8. Shtoyko Ivan, Toribio Jesus, Kharin Viktor, Hredil Myroslava Prediction of the residual lifetime of gas pipelines considering the effect of soil corrosion and material degradation. Procedia Structural Integrity. 2019. 148–152

9. Мартинюк Р.Т., Тирлич В.В. Аналіз умов експлуатації магістральних газопроводів. Прикарпатський вісник НТШ. Число. 2025. № 20(76). С. 218-226 DOI: 10.31471/2304-7399-2025-20(76). 218-226
10. Garifullina G.I., Yagafarova K.N., Marchenko I.A. Assessment of the operability of an oil collection pipeline operated in the conditions of the far north. Petroleum Engineering 22(6):119-127. DOI:10.17122/ngdelo-2024-6-119-127
11. Петрина Ю.Д., Гоголь М.М., Петрина Д.Ю., Гоголь В.М., Сидор П.Я. Аналіз корозійного руйнування внутрішніх поверхонь обладнання для зберігання нафти Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2014. № 3(52) С. 166-175.
12. Ниркова Л.І., Гончаренко Л.В. Аналіз причин руйнування монтажних зварних стиків магістральних трубопроводів після довготривалої експлуатації. Автоматичне зварювання. №4. 2023. С. 21-27 DOI: <https://doi.org/10.37434/as2023.04.04>
13. Qafarov R.E., Zeinalov R.A. Critical defects that can be encountered in oil pipelines. Universum. 2024. 5(122). URL: <https://7universum.com/ru/tech/archive/item/17507>
14. Вовк О.О., Зайченко С.В. Аналіз аварій на магістральних трубопроводах за період 2005 – 2015. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2017. № 4. С. 113-118
15. Мандрик О.М. Аналіз причин аварійних ситуацій та руйнувань магістральних газопроводів. Науковий вісник НЛТУ України. 2015. Вип. 25.1. С. 155-162
16. Побережний Л.Я., Грудз Я.В., Запихляк Н. М. Проблеми оцінювання реального стану лінійної частини трубопроводів в процесі оптимізації їх експлуатації. Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2021». ІФНТУНГ. 2021. С. 41- 42.
17. Хрутьба В.О., Вайганг Г.О., Стегній О.М. Аналіз екологічних небезпек під час експлуатації та ремонту магістральних трубопроводів екологічна безпека № 2/2017 (24). С.75-82 [http://www.kdu.edu.ua/EKB_jurnal/2017_2\(24\)/PDF/75-82.pdf](http://www.kdu.edu.ua/EKB_jurnal/2017_2(24)/PDF/75-82.pdf)

18. Бабаджанова О.Ф., Павлюк Ю.Е., Сукач Ю.Г. Пожежонебезпечні аварійні виливи нафти з лінійної частини магістрального нафтопроводу <https://ldubgd.edu.ua/sites/default/files/files/150.pdf>
19. Побережний Л.Я., Яворський А.В., Цих В.С., Станецький А.І., Грищанчук А.В. Підвищення рівня екологічної безпеки трубопровідних мереж нафтогазового комплексу України. Науково-технічний журнал «Техногенно-екологічна безпека». 2017. № 1. С.24-31
20. Mysak P., & Mysak I. Accident patterns in oil and gas pipeline distribution systems. European Science. 3(sge42-03). 2025. 10–22. <https://doi.org/10.30890/2709-2313.2025-42-03-003>
21. Di Yan, Shuai Jian, Wang Xiaolin et al. Study on Methods for Classifying Oil & Gas Pipeline Incidents [J]. Chinese Journal of Safety Science. 2013. 23(07). P. 109-115.
22. European Gas Pipeline Incident Data Group (EGIG). 12th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (1970–2022). 2023. 57p. Available online: <https://www.egig.eu> (accessed on 19 June 2025).
23. Побережний Л.Я. Закономірності низькотемпературної корозійної повзучості матеріалу газонафтопроводів. Науковий вісник ІФНТУНГ. 2011. № 1(27) С. 91-99
24. Крижанівський Є.І., Побережний Л.Я. Особливості стрескорозії сталі магістральних трубопроводів в кислих електролітах. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2004. № 4 (13). С. 69-72.
25. Петров Л.М. Фізико-хімічні аспекти механіки корозійного руйнування. Фіз.-хім. механіка матеріалів. 2001. № 3. С. 127-129.
26. Степова О.В., Галькевич В.І., Гудзь Я.Р. Аналіз стану корозійної безпеки газопроводів в Полтавській області. Вісник Полтавської державної аграрної академії. Полтава. 2013. №2. С. 132 – 135
27. Степова О.В. Врахування корозійних процесів сталевих нафтопроводів з метою підвищення екологічної безпеки. Екологічні науки: науково-практичний журнал. Головний редактор О.І. Бондар. К.: ДЕА. 2018. №(1)20. Т.2. С. 15 – 21.

28. Степова О.В. Районування території Полтавської області за показниками корозійної агресивності ґрунтів. Екологічні науки: науково-практичний журнал / Головний редактор О.І. Бондар. К.: ДЕА. 2018. №(3)22. С. 106 – 112.
29. Макаренко В.Д., Гоц В.І., Савенко В.І., Владимиров О.В., Макаренко Ю.В. Експериментальні дослідження кінетики росту тріщин та несучої здатності трубних сталей підземних систем водовідведення. Опір матеріалів і теорія споруд: Вип. №110.2023. С.469-482.
30. Макаренко Ю.В., Савенко В.І., Горлач О.М., Задорожнікова О.В., Чигиринець О.Е., Победа С.С. Дослідження кінетики росту тріщин під дією статичних і динамічних навантажень трубних сталей в корозійно-агресивному середовищі NACE. Опір матеріалів і теорія споруд: Вип. №110.2023. С. 520-532.
31. NACE Standard TM01-77(90). Standard Test Method. Laboratory Testing of Metals Resistance to Sulfide Stress Cracking in H₂S Environments. NACE. Houston. P.O. BOX 218340.1990. 22 p.
32. Степова О.В. Врахування електрохімічних параметрів для забезпечення екологічної безпеки експлуатації нафтопроводів. Ресурсоекономні матеріали, конструкції, будівлі та споруди: зб. наук. пр. Вип. 22. Рівне: НУВГП. 2011. С.737 – 742.
33. Stepovaja E., Holik Yu., Fraňa K. Methods for precautionary management of environmental safety at energy enterprises. Науковий вісник Національного гірничого 11 університету. Науково-технічний журнал №6 (168). Дніпропетровськ, 2018. С.173 – 177
34. Крижанівський Є.І. Деградація матеріалів нафтогазових об'єктів довготривалої експлуатації та шляхи забезпечення їх працездатності. Розробка родовищ. 2014. С. 241–253.
35. Ніколаєв В.В. Корозійно-механічні випробування трубної сталі для прогнозування ресурсу нафтопроводів. Нафтогазова галузь України. 2013. № 1. С. 28 – 31

36. Палійчук Л.В. Розгерметизація газопроводів – джерело забруднення довкілля. Екологічна безпека та раціональне природокористування. №3(9) С. 149-151
37. Stepova O., Paraschienko I. Modeling of the corrosion process in steel oil pipelines in order to improve environmental safety. Eastern-european journal of enterprise technologies, industrial and technology systems. vol 2. no 1 (86) 2017. P. 15 – 20.
38. Бублієнко Н.О., Семенова О.І., Лисенко А.С. Сучасні уявлення про біокорозійну активність ґрунтів «Efektivní nástroje moderních věd - 2013» ♦ D íl 37. Ekologie. С. 23-25
39. Аядреюк К.І., Козлова І.П., Коптева Ж.П. Мікробна корозія підземних споруд. К.: Наук. думка. 2005. 259 с.
40. Приходько С.В., Курмакова І.М., Третяк О.П. Бактерії-деструктори як чинник біопошкодження підземних металевих конструкцій. Науковий вісник Ужгородського університету. Серія Біологія, Випуск 20, 2007. С.253-256.
41. Полутренко М.С. Екологічний аудит корозійної активності ґрунтів прокладання магістральних газопроводів науково-технічний журнал № 2. (10). 2014р. 63-69.
42. Степова О.В., Бондар О.В., Куш О.Ю., Степовий Д.Є. Дослідження біокорозійних процесів у ґрунтовому середовищі. Збірник матеріалів І Міжнародної науково-практичної конференції «Подолання екологічних ризиків та загроз для довкілля в умовах надзвичайних ситуацій» (Україна, Полтава – Львів, 26-27 травня 2022 року) С. 561-563
43. Степова О.В., Бондар О.В., Степовий Д.Є. Врахування умов експлуатації нафтопроводів щодо оцінки біокорозійних процесів. Матеріали Міжнародної наукової конференції за участі молодих науковців «Регіональні проблеми охорони довкілля та збалансованого природокористування», 21-22.09.22, м. Одеса, ОДЕКУ
44. Крижанівський Є.І., Никифорчин Г.М. Особливості корозійно-водневої деградації сталей нафтогазопроводів і резервуарів зберігання нафти. Фіз.-хім. механіка матеріалів. 2011. № 2. С. 11-20.

45. Zvirko O. and Zagórski A. Corrosion and electrochemical properties of the steel of exploited oil tanks in bottom water. *Materials Science*. Volume 44. Number 1. P. 126-132.
46. Iverson W.P. Microbial corrosion of metals. *Advances in Applied Microbiology*. Academic Press. 1987. Volume 32. P.1-36.
47. C.A.C. Sequeira, A. K. Tiller, *Microbial corrosion*. Vol. 1. Springer, 1988. 461 p.
48. Екологія мікроорганізмів: підручник / за науковою ред. д. с.-г.н., професора О.В. Шерстобоевої. Київ: Видавництво Ліра-К. 2025. 324 с.
49. Emilie Gauvry, Anne Gabrielle Mathot, Olivier Couvert, Ivan Leguérinel, Louis Coroller. Effects of temperature, pH and water activity on the growth and the sporulation abilities of *Bacillus subtilis* BSB1 *International Journal of Food Microbiology* Volume 337. 2021. 108915
50. Jeanne-Marie Membré, Benoît Leporq, Michèle Vialette, Eric Mettler, Louise Perrier, Dominique Thuault, Marcel Zwietering Temperature effect on bacterial growth rate: quantitative microbiology approach including cardinal values and variability estimates to perform growth simulations on/in food. *International Journal of Food Microbiology* Volume 100, Issues 1–3. 15 April 2005, Pages 179-186
51. Козлова І., Коптєва Ж., Заніна В., Пуріш Л. Мікробна корозія як прояв техногенезу у біоплівці, що формується на поверхні підземних споруд. Фізико-хімічна механіка матеріалів. 2010. № 3. С. 98–107
52. Dennis Enning, Julia Garrelfs. Corrosion of Iron by Sulfate-Reducing Bacteria: New Views of an Old Problem. *Applied and Environmental Microbiology*. Volume 80 Number 4. P. 1226 –1236
53. Reis M. A. M., Almeida Jonas S, Lemos Paulo C, Carrondo M. J. T. Effect of Hydrogen Sulfide on Growth of Sulfate Reducing Bacteria 40(5). 1992. P.593-600. DOI:10.1002/bit.260400506
54. Beech I. B., Sunner J. A. (2007). "Sulphate-reducing bacteria and their role in corrosion of ferrous materials," in *Sulphate-Reducing Bacteria: Environmental and*

Engineered Systems, eds Barton L. L. Hamilton W. A. (Cambridge: Cambridge University Press), 459–482.

55. Beech I., Sunner J., Hiraoka K. (2005). Microbe-surface interactions in biofouling and biocorrosion processes. *Int. Microbiol.* 8:157–168.

56. Beese-Vasbender P., F. Nayak S., Erbe A., Stratmann M., Mayrhofer K. J. (2015). Electrochemical characterization of direct electron uptake in electrical microbially influenced corrosion of iron by the lithoautotrophic SRB *Desulfopila corrodens* strain IS4. *Electrochim. Acta* 167:321–329. 10.1016/j.electacta.2015.03.184

57. Bhola S. M., Alabbas F. M., Bhola R., Spear J. R., Mishra B., Olson D. L. et al (2014). Neem extract as an inhibitor for biocorrosion influenced by sulfate reducing bacteria: a preliminary investigation. *Eng. Fail. Anal.* 36:92–103. 10.1016/j.engfailanal.2013.09.015

58. Dou W., Jia R., Jin P., Liu J., Chen S., Gu T. (2018). Investigation of the mechanism and characteristics of copper corrosion by sulfate reducing bacteria. *Corr. Sci.* 144:237–248. 10.1016/j.corsci.2018.08.055

59. Liddiard A.G., Whittaker B.A. *Journal of the Institute of Metals*. 1961. v.81. n.11. p. 423–428

60. Godart H. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*. October. 1960. p. 167 – 173.

61. Drumm G. F. *Corrosion Engineering*. September. 1964. p. 42–45.

62. A.T. Fromhold “Theory of Metal Oxidation”, North Holland Publishing Company. Amsterdam. 1976

63. Tripathi R.K., Agnibotri U.S., Nanda I.N. *British Corrosion Journal*. 1972. n.5. p. 212-215.

64. Palmer I. D. *Canadian Chemical Process*. 1970. v.54. n.6. p. 49-60.

65. Conper A. S., Gorman I. W. *Material protection and Perf.* 1971. n.1. p. 31-37.

66. Корнієнко С.В. Ресурси підземного геологічного простору України. Вісник Київ. ун-ту., серія: Геологія. 2008. №43. С. 35–37.

67. Корнієнко С.В. Проблеми впливу ґрунтового середовища на корозію магістральних нафтопроводів України. Вісник Київ. ун-ту. Серія: Геологія. 2009. №46. С. 42–43.
68. Андрейків О.Є., Никифорчин Г.М., Штойко І.П., Лисик А.Р. Оцінка залишкового ресурсу труби нафтопроводу зі зовнішньою поверхневою корозійно-механічною тріщиною за ламінарного потоку нафти і багаторазових гідроударів. [Фізико-хімічна механіка матеріалів](#). 2017. Т. 53. № 2. С. 80–88.
69. Ефективні конструктивно-технологічні рішення об'єктів транспортування нафти і нафтопродуктів у складних інженерно-геологічних умовах. Монографія/ В.О. Онищенко, Ю.Л. Винников, М.Л. Зоценко, С.Ф. Пічугіє, М.О. Харченко, Л.В. Степова, В.М. Савик, П.О. Молчанов, П.Ю. Винников, О.М. Ганошенко. Полтава: ФОП Пусан А.Ф. 2018. 258с.
70. Надійність лінійних частин магістральних трубопроводів. Монографія. С.Ф. Пічугін, В.А. Пашинський, О.Є. Зима, П.Ю. Винников, Ж.Ю. Біла. Полтава. ПП «Астроя». 2018. 439с.
71. ДСТУ 4219-2003. Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії. Київ: Держспоживстандарт України. 2003. 68 с.
72. Магістральні нафтопроводи. Нафтоперекачувальні станції, морські термінали. Технічний огляд, експертне обстеження технологічного обладнання і трубопроводів. Методи і методики: СОУ 60.3-31570412-027:2007. [Чинний від 2007-09-28]. К.: ВАТ «Укртранснафта». 2007. 219 с.
73. Магістральні нафтопроводи. Нафтоперекачувальні станції, морські термінали. Продовження терміну експлуатування технологічного обладнання і трубопроводів за результатами технічного огляду, експертного обстеження. Правила та порядок: СОУ 60.3-31570412- 028:2007. [Чинний від 2007–09–28]. К. : ВАТ «Укртранснафта». 2007. 32 с.
74. Тараєвський О.С. Деякі аспекти технічного стану Магістральних трубопроводів із урахуванням їх тривалої експлуатації. Нафтогазова галузь України. 2014. №2. С. 43-46.

75. Андрейків О.Є., О.В. Гембара Вплив ґрунтової корозії і транспортованих продуктів на довговічність зварних з'єднань нафтогазопроводів Фізико-хімічна механіка матеріалів. 2013. №2. Physicochemical Mechanics of Materials. С. 52–58.
76. Андрейків О.Є., Кушнір Р.М., Цирульник О.Т. Визначення залишкового ресурсу труби нафтопроводу з урахуванням наявних дефектів у її стінці і реальних умов експлуатації. Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / Під заг. Ред. Б.Є. Патона. Київ: Інститутелектрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України. 2006. С. 328–331.
77. Осадчук В.А., Андрейків О.Є., Банахевич Ю.В., Драгілев А.В., Кичма Залишкова міцність та довговічність ділянок нафтогазопроводів з дефектами. Монографія. Львів: Видавництво Львівської політехніки. 2014. 264с.
78. Андрейків О.Є., Іваницький Я.Л., Терлецька З.О., Кіт М.Б. Оцінка довговічності труби нафтогону з поверхневою тріщиною під двовісним блочним навантаженням. Фіз.-хім. механіка матеріалів. 2004. № 3. С. 103 – 108.
79. Побережний Л.Я., Яворський А.В., Цих В.С., Станецький А.І., Грицанчук А.В. Підвищення рівня екологічної безпеки трубопровідних мереж нафтогазового комплексу України. Науково-технічний журнал «Техногенно-екологічна безпека». 2017. № 1. С.24–31
80. Грабовський Р.С. Оцінка міцності нафтопроводу з корозійно-механічними дефектами. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2010 №3(36). С. 38–42
81. Дуравкін І.П. Прогнозування понад паркового залишкового ресурсу головних паропроводів ТЕС: автореф. дис. канд. техн. наук: 01.02.04.НТУУ «КПІ». К., 2009. 20 с.
82. Цільова комплексна програма НАН України “Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд і машин”. Зб. наук. статей. Київ: Ін-т електрозварювання ім Є. О. Патона НАН України. 2006. 589 с.
83. Choi J.B., Goo B.K., Kima J.C. [et al.] Development of limit load solutions for corroded gas pipelines. Int. J. Pressure Vessel and Piping. 2003. Vol. 80. № 2. P. 121–128

84. Ma B, Shuai J, Liu DX, Xu K. Assessment on failure pressure of high strength pipeline with corrosion defects. *J Eng Fail Anal.* 2013. 32(1): P.209–219
85. He DS, Guo J, Zhang P Assessment method for remaining strength of corroded pipeline and its application. *J Acta Petrolei Sinica* 28(6). 2007. P. 125–128
86. Wang X, Zhao DF Safety assessment of oil gas pipelines corrosion based on ASME B31G standard. *J Indus Saf Environ Prot* 39(1). 2013. P.57–59
87. Lohade DM, Chopade PB. Real Time Metal Inspection for Surface and Dimensional Defect Detection Using Image Processing Techniques. Paper presented at: EEECOS-2016 – 3rd International Conference on Electrical, Electronics, Engineering Trends, Communication, Optimization and Sciences. 2016 June. P. 873–877
88. Medeiros FN, Ramalho GL, Bento MP, Medeiros LC. On the evaluation of texture and color features for nondestructive corrosion detection. *EURASIP Journal on Advances in Signal Processing.* 2010 Dec 1. P. 81–73
89. Markov Chain Model for Predicting Pitting Corrosion Damage in Offshore Pipeline. 2014. Vol. 7 (2). P. 208–216.
90. Anjinsen K. A. Reviw of free spnning pipelines Определение размеров неопирающих-ся участков трубопроводов. *Proc. 5th Int Offshore and Polar eng. Conf, The Hague* (June 11–16, 1995). Vol. 2. Golden (Colo). P. 540–547
91. Beckmann Marwin M., Hale James R., Lamison Craig W. Spanning can be prevented, corrected in deeper water. *Oil and Cas. J.* 1991. 89. №51. P. 84–89
92. Kifner S.F. Vieth P.H. New method corrects criterion for ewaluating corroded pipe. *Oil and Cas J.* 1990r. Vol 88. №32. P.56–59
93. Андрейків О.Є., Никифорчин Г.М., Штойко І.П., Лисик А.Р. Оцінка залишкового ресурсу труби нафтопроводу зі зовнішньою поверхневою корозійно-механічною тріщиною за ламінарного потоку нафти і багаторазових гідроударів. *Фізико-хвмвчна механіка матеріалів.* 2017. №2. С. 80-88
94. Андрейків О.Є., Сас Н.Б. Докритичний ріст плоскої тріщини в тривимірному тілі за високотемпературної повзучості. *Фіз.-хім. механіка матеріалів.* 2008. 44.№ 2. С. 19–26.

95. Андрейків О.Є., Сас Н.Б. Механіка руйнування металевих пластин за високотемпературної повзучості. Фіз.-хім. механіка матеріалів. 2006. 42. № 2. С. 62–68.
96. Івасів В.М., Артими В.І., Дейнега Р.О., Буй В.В., Фафлей О.Я., Михайлюк В.В. Прогнозування залишкового ресурсу дефектної ділянки нафтопроводу. The National Metallurgical Academy of Ukraine, Dnipro. 2021. С. 34 – 36.
97. Shtoyko Ivan, Toribio Jesus, Kharin Viktor Prediction of the residual lifetime of gas pipelines considering the effect of soil corrosion and material degradation. Procedia Structural Integrity. 16 (2019) 148–152
98. Дзюбик А.Р., Назар І.Б. Математичне моделювання залишкового напруженого стану в колових швах. Вісник НУ «Львівська політехніка»: «Динаміка, міцність та проектування машин і приладів». 2002. № 456. С. 55 – 58.
99. Дворянин І. В., Дзюбик А. Р., Гуцуляк Ю. В. Прогнозування надзвичайних ситуацій при експлуатації зварних конструкцій на основі вимірювання напружень. Пожежна безпека. 2006. Вип. 9. С. 67 – 72
100. 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).
101. Івасів В. М., Артими В.І., Дейнега Р.О. Прогнозування залишкового ресурсу магістральних трубопроводів: проблеми і перспективи. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2007. № 3. С.102-108.
102. Дейнега Р.О. Розрахунок довговічності підводних трубопроводів з урахуванням впливу вертикальної складової хвильового навантаження. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. 2010. № 4 (26). С. 78-83.
103. Івасів В.М., Дейнега Р.О., Фафлей О.Я., Михайлюк В.В., Буй В.В., Говдяк Р.М. Дослідження впливу корозійних дефектів на довговічність магістральних нафтопроводів. Нафтогазова енергетика. 2020. № 2 (26). С. 67- 74.

104. Fedukhin O.V., Mukha Ar.A. Evaluation of the residual life of a pipeline under conditions of erosion-corrosion wear. *Математичні машини і системи*. 2023. № 2. С. 88 – 93.
105. Івасів В. М., Артими В.І., Дейнега Р.О. Прогнозування залишкового ресурсу магістральних трубопроводів: проблеми і перспективи. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2007. № 3. С.102-108.
106. Дейнега Р.О. Розрахунок довговічності підводних трубопроводів з урахуванням впливу вертикальної складової хвильового навантаження. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2010. № 4 (26). С. 78-83.
107. Дейнега Р.О., Артими В.І., Івасів О.В., Василюк В.М., Яновський С.Р., Басараб Р.М. Експериментальна оцінка підсилюючої здатності зварних муфт пошкоджених труб магістрального нафтопроводу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2011. №3(40). С.70-75.
108. Івасів В.М., Дейнега Р.О., Фафлей О.Я., Михайлюк В.В., Буй В.В., Говдяк Р.М. Дослідження впливу корозійних дефектів на довговічність магістральних нафтопроводів. *Нафтогазова енергетика*. 2020. № 2 (26). С. 67- 74.
109. Бондар В.О., Степова О.В. Вплив корозії арматури на деформаційні характеристики балкових залізобетонних елементів, що експлуатуються із тріщинами *Міжвідомчий наук. – техн. зб. наукових праць (будівництво)*. К.: НДІБК, 2007. Вип. 67. С. 99 – 104
110. Степова О.В., Степовий Є.Б. Оцінка впливу на корозійний стан нафтопроводу поперечних макрогальванічних пар. *Екологічні науки: науково-практичний журнал* / Головний редактор О.І. Бондар. К.: ДЕА, 2023. Випуск 2 (47). С. 39-43
111. Metcalfe G. I. *Journal of the Institute of Metals*. 1953. v.81. pt.6. p. 269-278.
112. Lu, B. Z., Holst, M. J., McCammon, J. A., & Zhou, Y. C. Poisson–Nernst–Planck equations for simulating biomolecular diffusion-reaction processes I: Finite element solutions. *Journal of Computational Physics*. 2010. 229(19), 6979–6994.

113. Bard A.J., Faulkner L.R. *Electrochemical Methods: Fundamentals and Applications*. 2nd ed. New York: John Wiley & Sons. 2001. 833 p.
114. Дмитренко В.І., Степовий Є.Б. Моделювання макрогальванічної корозії нафтопроводів з урахуванням змінних фізико-хімічних властивостей ґрунту Науково-виробничий журнал «Автошляховик України». №1.2026. С. 20-23
115. Степова О.В., Степовий Є.Б. Біокорозійна активність ґрунтів Полтавської області. Екологічна безпека та технології захисту довкілля. Головний редактор О.І. Бондар. К.: ДЕА, 2023. №.4 С. 3-10
116. Степова О.В. Районування території Полтавської області за показниками корозійної агресивності ґрунтів. Екологічні науки: науково-практичний журнал / Головний редактор О.І. Бондар. К.: ДЕА. 2018. №(3)22. С. 106 – 112.
117. Степова О.В. Врахування корозійних процесів сталевих нафтопроводів з метою підвищення екологічної безпеки. Екологічні науки: науково-практичний журнал / Головний редактор О.І. Бондар. К.: ДЕА, 2018. №(1)20. Т.2. С. 15 – 21.
118. E. Stepovaja, Holik Yu., Fraňa K. Methods for precautionary management of environmental safety at energy enterprises. №6 (168). Дніпропетровськ, 2018. С.173 – 177
119. Olena Stepova, Mariusz Adamski, Yevhen Stepovy Simulation of the risks of the safe operation of oil pipelines ACADEMIC JOURNAL Industrial Machine Building, Civil Engineering. Полтава: ПНТУ, 2022. Т. 2 (59). С. 98-103.
120. Степовий Є.Б. Розрахунок глибини корозії сталевого трубопроводу в умовах періодичного впливу розчинів електролітів Екологічна безпека та технології захисту довкілля. Головний редактор О.І. Бондар. К.: ДЕА, 2025. №.8 С. 56-63

ДОДАТКИ

Приклад розрахунку поперечних макрогальванічних пар на ділянці нафтопроводу

Розрахуємо щільність струму макрогальванічного елемента, який виникає на поверхні трубопроводу $d = 0,630$ м при корозії з кисневою деполяризацією.

Приймаємо такі вихідні дані: $r = 0,315$ м; $h = 1,5$ м; $\rho_m = 0,1410^{-4}$ Омм; $b_a = 4$ Ом/м; $D = 0,0589$ м²/рік.

Проведемо необхідні розрахунки згідно отриманих залежностей, враховуючи ґрунтові умови пролягання нафтопроводу. Для цього розрахуємо значення параметрів:

$$\frac{h}{r} = \frac{1,5}{0,315} = 4,76;$$

$$a = \frac{h}{r} + \sqrt{1 + \left(\frac{h}{r}\right)^2} = 4,76 + \sqrt{1 + 4,76^2} = 9,63;$$

$$x = \frac{1 + a^2}{2a} = \frac{1 + 9,63^2}{2 \cdot 9,63} = 4,87.$$

Для супіску, при $\rho_z = 200$ Омм та $C_H = 115,5$ г/м³:

$$L = 1 + \frac{\rho_m}{\rho_z} = 1 + \frac{0,14 \cdot 10^{-4}}{200} = 1,0028;$$

$$\lambda_1 = \frac{1,91 \cdot 10^{-4} \cdot D \cdot C_H \cdot (a^2 - 1)}{r \cdot k_2 \cdot 2a \cdot \ln a} = \frac{1,91 \cdot 10^{-4} \cdot 0,0589 \cdot 115,5 \cdot (9,63^2 - 1)}{0,315 \cdot k_2 \cdot 2 \cdot 9,63 \cdot \ln 9,63} = \frac{0,086}{k_2};$$

$$\lambda_2 = \frac{b_a \cdot r \cdot 2a \cdot \ln a}{1,91 \cdot 10^{-4} \cdot D \cdot C_H \cdot (a^2 - 1)} = \frac{4 \cdot 0,315 \cdot 2 \cdot 9,63 \cdot \ln 9,63}{1,91 \cdot 10^{-4} \cdot 0,0589 \cdot 115,5 \cdot (9,63^2 - 1)} = 461,14;$$

$$\tilde{\lambda}_1 = \lambda_1 - b_a \cdot \ln a = \frac{0,0086}{k_2} - 4 \cdot \ln 9,63 = -9,06;$$

$$\tilde{\lambda}_2 = \frac{\lambda_2}{2r^2} = \frac{461,14}{2 \cdot 0,315^2} = 2323,71.$$

Виконаємо розрахунки коефіцієнтів A_n по (2.60):

$$A_1 = \frac{\tilde{\lambda}_1 + A \cdot L}{\tilde{\lambda}_2} = \frac{-9,06 + 1,0028 A_0}{2323,71} = 0,00043 A_0 - 0,00389;$$

$$A_2 = \left(x \cdot r + \frac{L}{2\tilde{\lambda}_2} \right) \cdot \left(\frac{\tilde{\lambda}_1 + A_0 \cdot L}{\tilde{\lambda}_2} \right) + \frac{r \cdot b_a}{a \cdot \tilde{\lambda}_2} = \left(1,53 + \frac{1,0028}{4647,42} \right) \cdot \left(\frac{-9,06 + 1,0028 A_0}{2323,71} \right) + \frac{0,315 \cdot 4}{9,63 \cdot 2323,71} = 0,00066 A_0 - 0,00589.$$

$$\frac{2}{r^2} \cdot A_2 - \frac{2x}{r} \cdot A_1 - \frac{L}{\tilde{\lambda}_2 \cdot r^2} \cdot A_1 + \frac{2b_a}{\tilde{\lambda}_2 \cdot r \cdot a} = 0.$$

Остаточню :

$$20,156A_2 - 30,9243A_1 + 0,00113 = 0.$$

Складемо та знайдемо рішення системи рівнянь:

$$\begin{cases} 20,156 A_2 - 30,9243 A_1 + 0,00113 = 0; \\ A_1 = 0,00043 A_0 - 0,00389; \\ A_2 = 0,00066 A_0 - 0,00589. \end{cases}$$

$$20,156 \cdot (0,00066 A_0 - 0,00589) - 30,9243 \cdot (0,00043 A_0 - 0,00389) + 0,00113 = 0;$$

$$0,00000596 A_0 + 0,002715 = 0.$$

Отже, рішення системи:

$$A_0 = -455,53;$$

$$A_1 = 0,0019;$$

$$A_2 = 0,00306.$$

Підставивши отримані значення коефіцієнтів A_n в (2.61), отримаємо:

$$i_n \Big|_{\Theta=0} = -\frac{1}{200} \cdot (1 \cdot 0,0019 \cdot 0,315^{-2} \cdot 1 + 2 \cdot 0,0036 \cdot 0,315^{-3} \cdot 1) = -1,07 \text{ mA} / \text{m}^2;$$

$$i_n \Big|_{\Theta=180} = -\frac{1}{200} \cdot (1 \cdot 0,0019 \cdot 0,315^{-2} \cdot (-1) + 2 \cdot 0,0036 \cdot 0,315^{-3} \cdot (-1)) = 1,07 \text{ mA} / \text{m}^2.$$

Із розрахунку виходить, що при Θ близьких до нуля, щільність врівноважуючих струмів від'ємна, тобто тут розташований катод елементу та, навпаки, при Θ близьких до 180° значення врівноважуючих струмів додатне, тобто тут знаходиться анод елементу.

Як видно із розрахунків, значний вплив на щільність врівноважуючих струмів має питомий опір ґрунту ρ_z . Чим менше значення ρ_z , тим більша щільність врівноважуючих струмів.

Проведемо розрахунки для решти ґрунтів заданих в роботі. Тож для піску, при $\rho_z = 5000$ Омхм та $C_H = 99,03$ г/м³, маємо:

$$L = 1 + \frac{\rho_m}{\rho_z} = 1 + \frac{0,14 \cdot 10^{-4}}{5000} = 1,07;$$

$$\lambda_1 = \frac{1,91 \cdot 10^{-4} \cdot D \cdot C_H \cdot (a^2 - 1)}{r \cdot k_2 \cdot 2a \cdot \ln a} = \frac{1,91 \cdot 10^{-4} \cdot 0,0589 \cdot 99,03 \cdot (9,63^2 - 1)}{0,315 \cdot k_2 \cdot 2 \cdot 9,63 \cdot \ln 9,63} = \frac{0,0074}{k_2};$$

$$\lambda_2 = \frac{b_a \cdot r \cdot 2a \cdot \ln a}{1,91 \cdot 10^{-4} \cdot D \cdot C_H \cdot (a^2 - 1)} = \frac{4 \cdot 0,315 \cdot 2 \cdot 9,63 \cdot \ln 9,63}{1,91 \cdot 10^{-4} \cdot 0,0589 \cdot 99,03 \cdot (9,63^2 - 1)} = 537,76;$$

$$\tilde{\lambda}_1 = \lambda_1 - b_a \cdot \ln a = \frac{0,0074}{k_2} - 4 \cdot \ln 9,63 = -9,06;$$

$$\tilde{\lambda}_2 = \frac{\lambda_2}{2r^2} = \frac{537,76}{2 \cdot 0,315^2} = 2709,8.$$

Розрахуємо значення коефіцієнтів A_n по (2.60):

$$A_1 = \frac{\tilde{\lambda}_1 + A \cdot L}{\tilde{\lambda}_2} = \frac{-9,06 + 1,07 A_0}{2709,8} = 0,00039 A_0 - 0,00334;$$

$$A_2 = \left(x \cdot r + \frac{L}{2\tilde{\lambda}_2} \right) \cdot \left(\frac{\tilde{\lambda}_1 + A_0 \cdot L}{\tilde{\lambda}_2} \right) + \frac{r \cdot b_a}{a \cdot \tilde{\lambda}_2} = \left(1,53 + \frac{1,07}{5419,6} \right) \cdot \left(\frac{-9,06 + 1,07 A_0}{2709,8} \right) + \frac{0,315 \cdot 4}{9,63 \cdot 2709,8} = 0,000597 A_0 - 0,005063.$$

$$\frac{2}{r^2} \cdot A_2 - \frac{2x}{r} \cdot A_1 - \frac{L}{\tilde{\lambda}_2 \cdot r^2} \cdot A_1 + \frac{2b_a}{\tilde{\lambda}_2 \cdot r \cdot a} = 0.$$

Остаточнo :

$$20,156 A_2 - 30,92398 A_1 + 0,000973 = 0.$$

Знайдемо рішення наступної системи рівнянь:

$$\begin{cases} 20,156 A_2 - 30,92398 A_1 + 0,000973 = 0; \\ A_1 = 0,00039 A_0 - 0,00334; \\ A_2 = 0,000597 A_0 - 0,005063. \end{cases}$$

$$20,156 \cdot (0,000597 A_0 - 0,005063) - 30,92398 \cdot (0,00039 A_0 - 0,00334) + 0,000973 = 0; \\ -0,000027 A_0 + 0,00221 = 0.$$

Отже, рішення системи:

$$A_0 = 81,85;$$

$$A_1 = 0,0286;$$

$$A_2 = 0,0438.$$

Підставивши значення коефіцієнтів A_n , отримаємо:

$$i_n \Big|_{\Theta=0} = -\frac{1}{5000} \cdot (1 \cdot 0,0286 \cdot 0,315^{-2} \cdot 1 + 2 \cdot 0,0438 \cdot 0,315^{-3} \cdot 1) = -0,618 \text{ мА} / \text{м}^2;$$

$$i_n \Big|_{\Theta=180} = -\frac{1}{5000} \cdot (1 \cdot 0,0286 \cdot 0,315^{-2} \cdot (-1) + 2 \cdot 0,0438 \cdot 0,315^{-3} \cdot (-1)) = 0,618 \text{ мА} / \text{м}^2.$$

Визначимо якою буде щільність врівноважуючого струму в суглинку, якщо $\rho_z = 100$ Омм, а C_H становить $148,5$ г/м³.

$$L = 1 + \frac{\rho_m}{\rho_z} = 1 + \frac{0,14 \cdot 10^{-4}}{100} = 1,0014;$$

$$\lambda_1 = \frac{1,91 \cdot 10^{-4} \cdot D \cdot C_H \cdot (a^2 - 1)}{r \cdot k_2 \cdot 2a \cdot \ln a} = \frac{1,91 \cdot 10^{-4} \cdot 0,0589 \cdot 148,5 \cdot (9,63^2 - 1)}{0,315 \cdot k_2 \cdot 2 \cdot 9,63 \cdot \ln 9,63} = \frac{0,0111}{k_2};$$

$$\lambda_2 = \frac{b_a \cdot r \cdot 2a \cdot \ln a}{1,91 \cdot 10^{-4} \cdot D \cdot C_H \cdot (a^2 - 1)} = \frac{4 \cdot 0,315 \cdot 2 \cdot 9,63 \cdot \ln 9,63}{1,91 \cdot 10^{-4} \cdot 0,0589 \cdot 148,5 \cdot (9,63^2 - 1)} = 358,5;$$

$$\tilde{\lambda}_1 = \lambda_1 - b_a \cdot \ln a = \frac{0,0111}{k_2} - 4 \cdot \ln 9,63 = -9,06;$$

$$\tilde{\lambda}_2 = \frac{\lambda_2}{2r^2} = \frac{358,5}{2 \cdot 0,315^2} = 1806,5.$$

Значення коефіцієнтів A_n розраховуємо:

$$A_1 = \frac{\tilde{\lambda}_1 + A \cdot L}{\tilde{\lambda}_2} = \frac{-9,06 + 1,0014 A_0}{1806,5} = 0,00055 A_0 - 0,00501;$$

$$A_2 = \left(x \cdot r + \frac{L}{2\tilde{\lambda}_2} \right) \cdot \left(\frac{\tilde{\lambda}_1 + A_0 \cdot L}{\tilde{\lambda}_2} \right) + \frac{r \cdot b_a}{a \cdot \tilde{\lambda}_2} = \left(1,53 + \frac{1,0014}{3613} \right) \cdot \left(\frac{-9,06 + 1,0014 A_0}{1806,5} \right) +$$

$$+ \frac{0,315 \cdot 4}{9,63 \cdot 1806,5} = 0,00084 A_0 - 0,00758.$$

$$\frac{2}{r^2} \cdot A_2 - \frac{2x}{r} \cdot A_1 - \frac{L}{\tilde{\lambda}_2 \cdot r^2} \cdot A_1 + \frac{2b_a}{\tilde{\lambda}_2 \cdot r \cdot a} = 0.$$

Остаточо :

$$20,156A_2 - 30,91442A_1 + 0,00146 = 0.$$

Складемо та знайдемо рішення системи рівнянь:

$$\begin{cases} 20,156 A_2 - 30,91442 A_1 + 0,00146 = 0; \\ A_1 = 0,00055 A_0 - 0,00501; \\ A_2 = 0,00084 A_0 - 0,00758. \end{cases}$$

$$20,156 \cdot (0,00084 A_0 - 0,00758) - 30,91442 \cdot (0,00055 A_0 - 0,00501) + 0,00146 = 0;$$

$$- 0,0001 A_0 + 0,00346 = 0.$$

Отже, рішення системи:

$$\begin{aligned} A_0 &= 34,6; \\ A_1 &= 0,0014; \\ A_2 &= 0,00215. \end{aligned}$$

Знайдені коефіцієнти A_n підставимо у (261) і отримаємо:

$$i_n \Big|_{\Theta=0} = -\frac{1}{200} \cdot (1 \cdot 0,0014 \cdot 0,315^{-2} \cdot 1 + 2 \cdot 0,00215 \cdot 0,315^{-3} \cdot 1) = -1,51 \text{ мА} / \text{м}^2;$$

$$i_n \Big|_{\Theta=180} = -\frac{1}{200} \cdot (1 \cdot 0,0014 \cdot 0,315^{-2} \cdot (-1) + 2 \cdot 0,00215 \cdot 0,315^{-3} \cdot (-1)) = 1,51 \text{ мА} / \text{м}^2.$$

Розрахунок щільності врівноважуючих струмів для глини, при умові, що $\rho = 4$ Омм; $C_n = 198,06$ г/м³, буде мати вигляд:

$$L = 1 + \frac{\rho_m}{\rho_s} = 1 + \frac{0,14 \cdot 10^{-4}}{4} = 1,00056;$$

$$\lambda_1 = \frac{1,91 \cdot 10^{-4} \cdot D \cdot C_n \cdot (a^2 - 1)}{r \cdot k_2 \cdot 2a \cdot \ln a} = \frac{1,91 \cdot 10^{-4} \cdot 0,0589 \cdot 198,06 \cdot (9,63^2 - 1)}{0,315 \cdot k_2 \cdot 2 \cdot 9,63 \cdot \ln 9,63} = \frac{0,0148}{k_2};$$

$$\lambda_2 = \frac{b_a \cdot r \cdot 2a \cdot \ln a}{1,91 \cdot 10^{-4} \cdot D \cdot C_n \cdot (a^2 - 1)} = \frac{4 \cdot 0,315 \cdot 2 \cdot 9,63 \cdot \ln 9,63}{1,91 \cdot 10^{-4} \cdot 0,0589 \cdot 198,06 \cdot (9,63^2 - 1)} = 268,87;$$

$$\tilde{\lambda}_1 = \lambda_1 - b_a \cdot \ln a = \frac{0,0148}{k_2} - 4 \cdot \ln 9,63 = -9,06;$$

$$\tilde{\lambda}_2 = \frac{\lambda_2}{2r^2} = \frac{268,87}{2 \cdot 0,315^2} = 1354,8.$$

Розрахунок коефіцієнтів A_n проводимо згідно:

$$A_1 = \frac{\tilde{\lambda}_1 + A \cdot L}{\tilde{\lambda}_2} = \frac{-9,06 + 1,00056 A_0}{1354,8} = 0,000738 A_0 - 0,00668;$$

$$A_2 = \left(x \cdot r + \frac{L}{2\tilde{\lambda}_2} \right) \cdot \left(\frac{\tilde{\lambda}_1 + A_0 \cdot L}{\tilde{\lambda}_2} \right) + \frac{r \cdot b_a}{a \cdot \tilde{\lambda}_2} = \left(1,53 + \frac{1,00056}{2709,6} \right) \cdot \left(\frac{-9,06 + 1,00056 A_0}{1354,8} \right) +$$

$$+ \frac{0,315 \cdot 4}{9,63 \cdot 1354,8} = 0,00113 A_0 - 0,010127 .$$

$$\frac{2}{r^2} \cdot A_2 - \frac{2x}{r} \cdot A_1 - \frac{L}{\tilde{\lambda}_2 \cdot r^2} \cdot A_1 + \frac{2b_a}{\tilde{\lambda}_2 \cdot r \cdot a} = 0.$$

Остаточню :

$$20,156A_2 - 30,92744A_1 + 0,00195 = 0.$$

Вирішимо отриману систему рівнянь:

$$\begin{cases} 20,156A_2 - 30,92744 A_1 + 0,00195 = 0; \\ A_1 = 0,000738 A_0 - 0,00668; \\ A_2 = 0,00113 A_0 - 0,010127 . \end{cases}$$

$$20,156 \cdot (0,00113 A_0 - 0,010127) - 30,92744 \cdot (0,000738 A_0 - 0,00668) + 0,00195 = 0;$$

$$-0,0001 A_0 + 0,00094 = 0.$$

Отже, рішення системи:

$$A_0 = 9,4;$$

$$A_1 = 0,00026;$$

$$A_2 = 0,00039.$$

Значення коефіцієнтів A_n підставимо і отримаємо:

$$i_n \Big|_{\Theta=0} = -\frac{1}{4} \cdot (1 \cdot 0,00026 \cdot 0,315^{-2} \cdot 1 + 2 \cdot 0,00039 \cdot 0,315^{-3} \cdot 1) = -7,02 \text{ mA} / \text{m}^2;$$

$$i_n \Big|_{\Theta=180} = -\frac{1}{4} \cdot (1 \cdot 0,00026 \cdot 0,315^{-2} \cdot (-1) + 2 \cdot 0,00039 \cdot 0,315^{-3} \cdot (-1)) = 7,02 \text{ mA} / \text{m}^2.$$

Грунт останньої ділянки траси трубопроводу, на якій визначено щільність врівноважуючих струмів, представлений як суміш мулу і глини. На цій ділянці маємо: $\rho = 10$ Омм та $C_H = 264,08$ Г/м³.

$$L = 1 + \frac{\rho_m}{\rho_z} = 1 + \frac{0,14 \cdot 10^{-4}}{10} = 1,00014;$$

$$\lambda_1 = \frac{1,91 \cdot 10^{-4} \cdot D \cdot C_H \cdot (a^2 - 1)}{r \cdot k_2 \cdot 2a \cdot \ln a} = \frac{1,91 \cdot 10^{-4} \cdot 0,0589 \cdot 264,08 \cdot (9,63^2 - 1)}{0,315 \cdot k_2 \cdot 2 \cdot 9,63 \cdot \ln 9,63} = \frac{0,0198}{k_2};$$

$$\lambda_2 = \frac{b_a \cdot r \cdot 2a \cdot \ln a}{1,91 \cdot 10^{-4} \cdot D \cdot C_H \cdot (a^2 - 1)} = \frac{4 \cdot 0,315 \cdot 2 \cdot 9,63 \cdot \ln 9,63}{1,91 \cdot 10^{-4} \cdot 0,0589 \cdot 264,08 \cdot (9,63^2 - 1)} = 201,6;$$

$$\tilde{\lambda}_1 = \lambda_1 - b_a \cdot \ln a = \frac{0,0198}{k_2} - 4 \cdot \ln 9,63 = -9,06;$$

$$\tilde{\lambda}_2 = \frac{\lambda_2}{2r^2} = \frac{201,6}{2 \cdot 0,315^2} = 1015,87.$$

Розрахуємо значення коефіцієнтів A_n :

$$A_1 = \frac{\tilde{\lambda}_1 + A \cdot L}{\tilde{\lambda}_2} = \frac{-9,06 + 1,07 A_0}{1015,87} = 0,000984 A_0 - 0,008918 ;$$

$$A_2 = \left(x \cdot r + \frac{L}{2\tilde{\lambda}_2} \right) \cdot \left(\frac{\tilde{\lambda}_1 + A_0 \cdot L}{\tilde{\lambda}_2} \right) + \frac{r \cdot b_a}{a \cdot \tilde{\lambda}_2} = \left(1,53 + \frac{1,00014}{2031,74} \right) \cdot \left(\frac{-9,06 + 1,00014 A_0}{1015,87} \right) + \frac{0,315 \cdot 4}{9,63 \cdot 1015,87} = 0,001506 A_0 - 0,01352 .$$

$$\frac{2}{r^2} \cdot A_2 - \frac{2x}{r} \cdot A_1 - \frac{L}{\tilde{\lambda}_2 \cdot r^2} \cdot A_1 + \frac{2b_a}{\tilde{\lambda}_2 \cdot r \cdot a} = 0.$$

Остаточно :

$$20,156 A_2 - 30,92992 A_1 + 0,00259 = 0.$$

Знайдемо рішення наступної системи рівнянь:

$$\begin{cases} 20,156 A_2 - 30,92992 A_1 + 0,00259 = 0; \\ A_1 = 0,000984 A_0 - 0,008918 ; \\ A_2 = 0,001506 A_0 - 0,01352 . \end{cases}$$

$$20,156 \cdot (0,001506 A_0 - 0,01352) - 30,92992 \cdot (0,000984 A_0 - 0,008918) + 0,00259 = 0; \\ -0,00008 A_0 + 0,00078 = 0.$$

Отже, рішення системи:

$$A_0 = 9,76; \\ A_1 = 0,00069; \\ A_2 = 0,00097.$$

Підставивши значення коефіцієнтів A_n , отримаємо:

$$i_n \Big|_{\Theta=0} = -\frac{1}{10} \cdot (1 \cdot 0,00069 \cdot 0,315^{-2} \cdot 1 + 2 \cdot 0,00097 \cdot 0,315^{-3} \cdot 1) = -6,9 \text{ мА} / \text{м}^2;$$

$$i_n \Big|_{\Theta=180} = -\frac{1}{10} \cdot (1 \cdot 0,00069 \cdot 0,315^{-2} \cdot (-1) + 2 \cdot 0,00097 \cdot 0,315^{-3} \cdot (-1)) = 6,9 \text{ мА} / \text{м}^2.$$

Опір розтіканню струму розрахуємо за формулою:

$$R_p = \frac{\rho}{4\pi \cdot \sqrt{L^2 - d^2}} \cdot \ln \frac{L + \sqrt{L^2 - d^2}}{L - \sqrt{L^2 - d^2}},$$

де ρ – питомий опір ґрунту; L – довжина ділянки; d – діаметр трубопроводу.

Отже опір розтіканню струму на визначеній ділянці для варіанту (А) складає:

$$R_I = \frac{200}{4 \cdot 3,14 \cdot \sqrt{10000^2 - 0,630^2}} \cdot \ln \frac{10000 + \sqrt{10000^2 - 0,630^2}}{10000 - \sqrt{10000^2 - 0,630^2}} = 0,0195 \text{ Ом};$$

$$R_{II} = \frac{4}{4 \cdot 3,14 \cdot \sqrt{25000^2 - 0,630^2}} \cdot \ln \frac{25000 + \sqrt{25000^2 - 0,630^2}}{25000 - \sqrt{25000^2 - 0,630^2}} = 0,00013 \text{ Ом};$$

$$R_{III} = \frac{100}{4 \cdot 3,14 \cdot \sqrt{7000^2 - 0,630^2}} \cdot \ln \frac{7000 + \sqrt{7000^2 - 0,630^2}}{7000 - \sqrt{7000^2 - 0,630^2}} = 0,0108 \text{ Ом};$$

$$R_{IV} = \frac{5000}{4 \cdot 3,14 \cdot \sqrt{12000^2 - 0,630^2}} \cdot \ln \frac{12000 + \sqrt{12000^2 - 0,630^2}}{12000 - \sqrt{12000^2 - 0,630^2}} = 0,334 \text{ Ом};$$

$$R_V = \frac{200}{4 \cdot 3,14 \cdot \sqrt{15000^2 - 0,630^2}} \cdot \ln \frac{15000 + \sqrt{15000^2 - 0,630^2}}{15000 - \sqrt{15000^2 - 0,630^2}} = 0,0109 \text{ Ом};$$

$$R_{VI} = \frac{10}{4 \cdot 3,14 \cdot \sqrt{11000^2 - 0,630^2}} \cdot \ln \frac{11000 + \sqrt{11000^2 - 0,630^2}}{11000 - \sqrt{11000^2 - 0,630^2}} = 0,0007 \text{ Ом};$$

$$R_{VII} = \frac{200}{4 \cdot 3,14 \cdot \sqrt{8000^2 - 0,630^2}} \cdot \ln \frac{8000 + \sqrt{8000^2 - 0,630^2}}{8000 - \sqrt{8000^2 - 0,630^2}} = 0,019 \text{ Ом};$$

$$R_{VIII} = \frac{5000}{4 \cdot 3,14 \cdot \sqrt{12000^2 - 0,630^2}} \cdot \ln \frac{12000 + \sqrt{12000^2 - 0,630^2}}{12000 - \sqrt{12000^2 - 0,630^2}} = 0,334 \text{ Ом}.$$

Розрахуємо другий множник рівняння:

$$\begin{aligned} & \frac{0,4 \cdot 19780}{19780 \cdot 0,0195 + 2} + \frac{0,8 \cdot 49450}{49450 \cdot 0,00013 + 4} + \frac{0,6 \cdot 13846}{13846 \cdot 0,0108 + 3} + \frac{0,2 \cdot 23736}{23736 \cdot 0,334 + 1} + \\ & \frac{19780}{19780 \cdot 0,0195 + 2} + \frac{49450}{49450 \cdot 0,00013 + 4} + \frac{13846}{13846 \cdot 0,0108 + 3} + \frac{23736}{23736 \cdot 0,334 + 1} + \\ & \frac{0,4 \cdot 29670}{29670 \cdot 0,0109 + 2} + \frac{0,6 \cdot 21758}{21758 \cdot 0,0007 + 3} + \frac{0,4 \cdot 15824}{15824 \cdot 0,019 + 2} + \frac{0,2 \cdot 23736}{23736 \cdot 0,334 + 1} = 0,745. \\ & \frac{29670}{29670 \cdot 0,0109 + 2} + \frac{21758}{21758 \cdot 0,0007 + 3} + \frac{15824}{15824 \cdot 0,019 + 2} + \frac{23736}{23736 \cdot 0,334 + 1} \end{aligned}$$

Значення врівноважуючих струмів на ділянках складають:

$$I_I = \frac{19780}{19780 \cdot 0,0195 + 2} \cdot 0,745 = 36,68 \text{ A};$$

$$I_I = \frac{49450}{49450 \cdot 0,00013 + 4} \cdot 0,745 = 152,6 \text{ A}; \quad I_I = \frac{13846}{13846 \cdot 0,0108 + 3} \cdot 0,745 = 72,50 \text{ A};$$

$$I_I = \frac{23736}{23736 \cdot 0,334 + 1} \cdot 0,745 = 1,54 \text{ A}; \quad I_I = \frac{29670}{29670 \cdot 0,0109 + 2} \cdot 0,745 = 37,7 \text{ A};$$

$$I_I = \frac{21758}{21758 \cdot 0,0007 + 3} \cdot 0,745 = 64,8 \text{ A}; \quad I_I = \frac{15824}{15824 \cdot 0,019 + 2} \cdot 0,745 = 37,59 \text{ A};$$

$$I_I = \frac{23736}{23736 \cdot 0,334 + 1} \cdot 0,745 = 1,54 \text{ A};$$

Маючи результати приведених розрахунків, можемо обчислити значення врівноважуючих струмів на розрахункових ділянках:

$$i_I = \frac{36,68}{19780} = 1,8 \text{ mA} / \text{m}^2; \quad i_{II} = \frac{152,6}{49450} = 30,8 \text{ mA} / \text{m}^2;$$

$$i_{III} = \frac{72,5}{13846} = 5,2 \text{ mA} / \text{m}^2; \quad i_{IV} = \frac{1,54}{23736} = 1,09 \text{ mA} / \text{m}^2;$$

$$i_V = \frac{37,7}{29670} = 1,27 \text{ mA} / \text{m}^2; \quad i_{VI} = \frac{64,8}{21758} = 29,82 \text{ mA} / \text{m}^2;$$

$$i_{VII} = \frac{37,59}{15824} = 2,37 \text{ mA} / \text{m}^2; \quad i_{VIII} = \frac{1,54}{23736} = 1,09 \text{ mA} / \text{m}^2.$$

Проведемо аналогічний розрахунок для варіанту (Б):

$$R_{IX} = \frac{200}{4 \cdot 3,14 \cdot \sqrt{12000^2 - 0,630^2}} \cdot \ln \frac{12000 + \sqrt{12000^2 - 0,630^2}}{12000 - \sqrt{12000^2 - 0,630^2}} = 0,0195 \text{ Ом};$$

$$R_X = \frac{5000}{4 \cdot 3,14 \cdot \sqrt{36000^2 - 0,630^2}} \cdot \ln \frac{36000 + \sqrt{36000^2 - 0,630^2}}{36000 - \sqrt{36000^2 - 0,630^2}} = 0,486 \text{ Ом};$$

$$R_{XI} = \frac{100}{4 \cdot 3,14 \cdot \sqrt{22000^2 - 0,630^2}} \cdot \ln \frac{22000 + \sqrt{22000^2 - 0,630^2}}{22000 - \sqrt{22000^2 - 0,630^2}} = 0,0097 \text{ Ом};$$

$$R_{XII} = \frac{5000}{4 \cdot 3,14 \cdot \sqrt{48000^2 - 0,630^2}} \cdot \ln \frac{48000 + \sqrt{48000^2 - 0,630^2}}{48000 - \sqrt{48000^2 - 0,630^2}} = 0,486 \text{ Ом}.$$

Другий множник для варіанту (Б) буде дорівнювати:

$$\frac{0,4 \cdot 23736}{23736 \cdot 0,0195 + 2} + \frac{0,2 \cdot 71208}{71208 \cdot 0,486 + 1} + \frac{0,6 \cdot 43516}{43516 \cdot 0,0097 + 3} + \frac{0,2 \cdot 94944}{94944 \cdot 0,486 + 1} = 0,525 .$$

$$\frac{23736}{23736 \cdot 0,0195 + 2} + \frac{71208}{71208 \cdot 0,486 + 1} + \frac{43516}{43516 \cdot 0,0097 + 3} + \frac{94944}{94944 \cdot 0,486 + 1}$$

Значення врівноважуючих струмів на ділянках складають:

$$I_{IX} = \frac{23736}{23736 \cdot 0,0195 + 2} \cdot 0,525 = 26,81 A; \quad I_X = \frac{71208}{71208 \cdot 0,486 + 1} \cdot 0,525 = 1,08 A;$$

$$I_{XI} = \frac{43516}{43516 \cdot 0,0097 + 3} \cdot 0,525 = 53,74 A; \quad I_{XII} = \frac{94944}{94944 \cdot 0,486 + 1} \cdot 0,525 = 1,1 A.$$

Значення щільностей врівноважуючих струмів на ділянках складатимуть:

$$i_{IX} = \frac{26,81}{23736} = 1 mA / m^2; \quad i_X = \frac{1,08}{71208} = 0,015 mA / m^2;$$

$$i_{XI} = \frac{53,74}{43516} = 1,2 mA / m^2; \quad i_{XII} = \frac{1,1}{94944} = 0,011 mA / m^2.$$

Приведені чисельні розрахунки за одержаними залежностями показують, що струми повздовжніх макрогальванічних пар відіграють велику роль в корозійних процесах на трубопроводі. На корозійні втрати рішучій вплив має співвідношення площ анодних та катодних ділянок. При малих анодних ділянках та великих катодних ділянках щільність корозійних струмів в результаті дії повздовжніх макрогальванічних пар може бути в десятки разів більше щільності струмів при загальній корозії трубопроводу.

**Приклад розрахунку швидкості біокорозії ділянки нафтопроводу за
запропонованою математичною моделлю**

Знаходимо струм біокорозії за розробленою математичною моделлю для зразка 1

$$\begin{aligned}
 I_p &= \frac{2 \times (E_a - E_k) \gamma}{\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{1 - \cos 2 \frac{\pi k a}{c}}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)} = \\
 &= \frac{2 \times (E_a - E_k) \gamma}{\pi} \times \frac{1}{2} \sum_{k=1}^4 \frac{1}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)} - \frac{1}{2} \sum_{k=1}^4 \frac{\cos 2 \frac{\pi k a}{c}}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)} = \\
 &= \frac{2 \times (0,635 - 0,560) \times 0,067}{3,14} \times \left(\frac{1}{2} \times \frac{1}{1 \left(1 + \frac{3,14 \times 1 \times 0,134}{3}\right)} \right. \\
 &\quad \left. - \frac{1}{2} \times \frac{\cos 2 \frac{\pi \times 1 \times 2,7}{3}}{1 \times \left(1 + \frac{3,14 \times 1 \times 0,134}{3}\right)} + \right. \\
 &\quad \left. + \frac{1}{2} \times \frac{1}{2 \left(1 + \frac{3,14 \times 2 \times 0,134}{3}\right)} - \frac{1}{2} \times \frac{\cos 2 \frac{\pi \times 2 \times 2,7}{3}}{2 \times \left(1 + \frac{3,14 \times 2 \times 0,134}{3}\right)} + \right. \\
 &\quad \left. \frac{1}{2} \times \frac{1}{3 \left(1 + \frac{3,14 \times 3 \times 0,134}{3}\right)} - \frac{1}{2} \times \frac{\cos 2 \frac{\pi \times 3 \times 2,7}{3}}{3 \times \left(1 + \frac{3,14 \times 3 \times 0,134}{3}\right)} \right) = 5,95 \times 10^{-4} \text{ A}
 \end{aligned}$$

знаходимо струм біокорозії за розробленою математичною моделлю для зразка 2

$$\begin{aligned}
I_p &= \frac{2 \times (E_a - E_k) \gamma}{\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{1 - \cos 2 \frac{\pi k a}{c}}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)} \\
&= \frac{2 \times (E_a - E_k) \gamma}{\pi} \times \frac{1}{2} \sum_{k=1}^4 \frac{1}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)} - \frac{1}{2} \sum_{k=1}^4 \frac{\cos 2 \frac{\pi k a}{c}}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)} = \\
&= \frac{2 \times (0,674 - 0,55) \times 0,067}{3,14} \times \left(\frac{1}{2} \times \frac{1}{1 \left(1 + \frac{3,14 \times 1 \times 0,134}{550}\right)} \right. \\
&\quad \left. - \frac{1}{2} \times \frac{\cos 2 \frac{\pi \times 1 \times 2,8}{550}}{1 \times \left(1 + \frac{3,14 \times 1 \times 0,134}{550}\right)} + \right. \\
&\quad \left. + \frac{1}{2} \times \frac{1}{2 \left(1 + \frac{3,14 \times 2 \times 0,134}{550}\right)} - \frac{1}{2} \times \frac{\cos 2 \frac{\pi \times 2 \times 2,8}{550}}{2 \times \left(1 + \frac{3,14 \times 2 \times 0,134}{550}\right)} + \right. \\
&\quad \left. \frac{1}{2} \times \frac{1}{3 \left(1 + \frac{3,14 \times 3 \times 0,134}{550}\right)} - \frac{1}{2} \times \frac{\cos 2 \frac{\pi \times 3 \times 2,8}{550}}{3 \times \left(1 + \frac{3,14 \times 3 \times 0,134}{550}\right)} \right) = 2,5 \times 10^{-5} \text{ A}
\end{aligned}$$

Знаходимо струм біокорозії за розробленою математичною моделлю для зразка 3

$$\begin{aligned}
I_p &= \frac{2 \times (E_a - E_k) \gamma}{\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{1 - \cos 2 \frac{\pi k a}{c}}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)} \\
&= \frac{2 \times (E_a - E_k) \gamma}{\pi} \times \frac{1}{2} \sum_{k=1}^4 \frac{1}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)} - \frac{1}{2} \sum_{k=1}^4 \frac{\cos 2 \frac{\pi k a}{c}}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)} = \\
&= \frac{2 \times (0,674 - 0,55) \times 0,067}{3,14} \times \left(\frac{1}{2} \times \frac{1}{1 \left(1 + \frac{3,14 \times 1 \times 0,134}{550}\right)} \right. \\
&\quad \left. - \frac{1}{2} \times \frac{\cos 2 \frac{\pi \times 1 \times 2,45}{550}}{1 \times \left(1 + \frac{3,14 \times 1 \times 0,134}{550}\right)} + \right.
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \frac{1}{2} \times \frac{1}{2 \left(1 + \frac{3,14 \times 2 \times 0,134}{550}\right)} - \frac{1}{2} \times \frac{\cos 2 \frac{\pi \times 2 \times 2,45}{550}}{2 \times \left(1 + \frac{3,14 \times 2 \times 0,134}{550}\right)} + \\
& \frac{1}{2} \times \frac{1}{3 \left(1 + \frac{3,14 \times 3 \times 0,134}{550}\right)} - \frac{1}{2} \times \frac{\cos 2 \frac{\pi \times 3 \times 2,45}{550}}{3 \times \left(1 + \frac{3,14 \times 3 \times 0,134}{550}\right)} = 1,92 \times 10^{-5} \text{ A}
\end{aligned}$$

Знаходимо струм біокорозії за розробленою математичною моделлю для зразка 4

$$\begin{aligned}
I_p &= \frac{2 \times (E_a - E_k) \gamma}{\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{1 - \cos 2 \frac{\pi k a}{c}}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)} \\
&= \frac{2 \times (E_a - E_k) \gamma}{\pi} \times \frac{1}{2} \sum_{k=1}^4 \frac{1}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)} - \frac{1}{2} \sum_{k=1}^4 \frac{\cos 2 \frac{\pi k a}{c}}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)} = \\
&= \frac{2 \times (0,695 - 0,58) \times 0,067}{3,14} \times \left(\frac{1}{2} \times \frac{1}{1 \left(1 + \frac{3,14 \times 1 \times 0,134}{300}\right)} \right. \\
&\quad \left. - \frac{1}{2} \times \frac{\cos 2 \frac{\pi \times 1 \times 4}{300}}{1 \times \left(1 + \frac{3,14 \times 1 \times 0,134}{300}\right)} + \right. \\
&\quad \left. + \frac{1}{2} \times \frac{1}{2 \left(1 + \frac{3,14 \times 2 \times 0,134}{300}\right)} - \frac{1}{2} \times \frac{\cos 2 \frac{\pi \times 2 \times 4}{300}}{2 \times \left(1 + \frac{3,14 \times 2 \times 0,134}{300}\right)} + \right. \\
&\quad \left. + \frac{1}{2} \times \frac{1}{3 \left(1 + \frac{3,14 \times 3 \times 0,134}{300}\right)} - \frac{1}{2} \times \frac{\cos 2 \frac{\pi \times 3 \times 4}{300}}{3 \times \left(1 + \frac{3,14 \times 3 \times 0,134}{300}\right)} \right) = 5,1 \times 10^{-5} \text{ A}
\end{aligned}$$

Знаходимо струм біокорозії за розробленою математичною моделлю для зразка 5

$$\begin{aligned}
I_p &= \frac{2 \times (E_a - E_k) \gamma}{\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{1 - \cos 2 \frac{\pi k a}{c}}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)} \\
&= \frac{2 \times (E_a - E_k) \gamma}{\pi} \times \frac{1}{2} \sum_{k=1}^4 \frac{1}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)} - \frac{1}{2} \sum_{k=1}^4 \frac{\cos 2 \frac{\pi k a}{c}}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)} = \\
&= \frac{2 \times (0,635 - 0,56) \times 0,067}{3,14} \times \left(\frac{1}{2} \times \frac{1}{1 \left(1 + \frac{3,14 \times 1 \times 0,134}{80}\right)} \right. \\
&\quad \left. - \frac{1}{2} \times \frac{\cos 2 \frac{\pi \times 1 \times 4}{80}}{1 \times \left(1 + \frac{3,14 \times 1 \times 0,134}{80}\right)} + \right. \\
&\quad \left. + \frac{1}{2} \times \frac{1}{2 \left(1 + \frac{3,14 \times 2 \times 0,134}{80}\right)} - \frac{1}{2} \times \frac{\cos 2 \frac{\pi \times 2 \times 4}{80}}{2 \times \left(1 + \frac{3,14 \times 2 \times 0,134}{80}\right)} + \right. \\
&\quad \left. \frac{1}{2} \times \frac{1}{3 \left(1 + \frac{3,14 \times 3 \times 0,134}{80}\right)} - \frac{1}{2} \times \frac{\cos 2 \frac{\pi \times 3 \times 4}{80}}{3 \times \left(1 + \frac{3,14 \times 3 \times 0,134}{80}\right)} \right) = 4,4 \times 10^{-4} A
\end{aligned}$$

Знаходимо струм біокорозії за розробленою математичною моделлю для зразка б

$$\begin{aligned}
I_p &= \frac{2 \times (E_a - E_k) \gamma}{\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{1 - \cos 2 \frac{\pi k a}{c}}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)} \\
&= \frac{2 \times (E_a - E_k) \gamma}{\pi} \times \frac{1}{2} \sum_{k=1}^3 \frac{1}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)} - \frac{1}{2} \sum_{k=1}^3 \frac{\cos 2 \frac{\pi k a}{c}}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)} = \\
&= \frac{2 \times 0,124 \times 0,067}{3,14} \times \left(\frac{1}{2} \times \frac{1}{1 \left(1 + \frac{3,14 \times 1 \times 0,134}{90}\right)} \right. \\
&\quad \left. - \frac{1}{2} \times \frac{\cos 2 \frac{\pi \times 1 \times 2,6}{90}}{1 \times \left(1 + \frac{3,14 \times 1 \times 0,134}{90}\right)} + \right.
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \frac{1}{2} \times \frac{1}{2 \left(1 + \frac{3,14 \times 2 \times 0,134}{90} \right)} - \frac{1}{2} \times \frac{\cos 2 \frac{\pi \times 2 \times 2,6}{90}}{2 \times \left(1 + \frac{3,14 \times 2 \times 0,134}{90} \right)} \\
& \quad + \frac{1}{2} \times \frac{1}{3 \left(1 + \frac{3,14 \times 3 \times 0,134}{90} \right)} - \\
& \frac{1}{2} \times \frac{\cos 2 \frac{\pi \times 3 \times 2,6}{90}}{3 \times \left(1 + \frac{3,14 \times 3 \times 0,134}{90} \right)} = 1,45 \times 10^{-4} A
\end{aligned}$$

Результати моніторингу ґрунтових показників

Дати вимірювань	04.02			18.02		28.04			30.05		10.06		18.07		04.08	
тип досліджуваного ґрунту	Наявність сульфатів	Значення рН		Наявність сульфатів	Значення рН	Наявність сульфатів	Значення рН		Наявність сульфатів	Значення рН	Наявність сульфатів	Значення рН	Наявність сульфатів	Значення рН	Наявність сульфатів	Значення рН
		індикатор	рН метр				індикатор	рН метр								
Торф (аеробне тепло, без В12)	багато	5	4,90	багато	4	багато	5	5,23	багато	5	багато	6	багато	6	мало	6
Чорнозем(2) (аеробне, тепло, з В12)	багато	7	7,05	багато	7	дуже багато	7	7,13	дуже багато	7	багато	7	мало	7	мало	7
Супісок (Анаеробне, тепло, без В12)	багато	6	5,53	дуже багато	7	дуже багато	6	6,71	багато	7	багато	7	мало	7	мало	8
Торф (Анаеробне, холод, без В12)	багато	5	5,48	багато	5	багато	5	5,84	дуже багато	6	багато	7	мало	6	мало	6
Чорнозем(1) (аеробне, холод, з В12)	багато	7	6,91	дуже багато	7	багато	6	6,79	багато	7	багато	6	мало	7	мало	7
Чорнозем(2)	багато	7	6,7	багато	7	дуже	7	7,1	багато	7	багато	7	багато	7	багато	7

) (Анаеробне , холод, з В ₁₂)			0			багато		4									
-------------------------------------------------------	--	--	---	--	--	--------	--	---	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Дати вимірювань	26.08		14.09			30.09		
тип досліджуваного грунту	Наявність сульфатів	Значення рН	Наявність сульфатів	Значення рН		Наявність сульфатів	Значення рН	
				індикатор	рН- метр		індикатор	рН- метр
Торф (тепло, Відкр. без В ₁₂)	мало	6	мало	7		6,8	мало	
Чорнозем(2) (аеробне, тепло, з В ₁₂)	мало	7	мало	7		7,53	мало	
Супісок (Анаеробне, тепло, без В ₁₂)	мало	8	мало	7		7,50	мало	
Торф (Анаеробне, холод, без В ₁₂) ^б	мало	6	мало	6		6,74	мало	
Чорнозем(1) (аеробне, холод, з В ₁₂)	мало	7	мало	7		7,39	мало	
Чорнозем(2) (Анаеробне, холод, з В ₁₂)	мало	7	мало	7		7,34	мало	

Акт та довідка впровадження результатів дисертаційного дослідження

ДОВІДКА ПРО ВПРОВАДЖЕННЯ
способу прогнозування розвитку корозії трубопроводів з часом контакту
металевих труб з агресивним електролітом неруйнівним способом

Даною довідкою підтверджується, що результати дисертаційного дослідження на тему «Розвиток теоретичних основ запобігання забруднення довкілля при транспортуванні вуглеводнів», запропонованих Степовим Є.Б. рекомендовано і успішно застосовано на підприємстві «Нафтогазовидобувне управління «ПОЛТАВАНАФТОГАЗ» акціонерного товариства «УКРНАФТА».

За результатами науково-практичного дослідження, встановлено наступне:

1. Досліджено процес електрохімічної корозії сталевих трубопроводів в умовах дії агресивних електролітичних середовищ із урахуванням формування поздовжніх і поперечних макрогальванічних пар, що дає можливість прогнозувати інтенсивність локальних корозійних уражень, оцінювати швидкість деградації металу та визначати залишковий ресурс безпечної експлуатації трубопровідних систем.
2. Експериментально визначено швидкості біокорозії сталевих зразків, що дає можливість встановлювати закономірності розвитку біокорозійних процесів, оцінювати вплив мікробіологічного середовища на інтенсивність руйнування металу та підвищувати достовірність прогнозування довговічності сталевих конструкцій.
3. Розроблено розрахункові методики оцінювання глибини корозії сталевих нафтопроводів при електрохімічній корозії з врахуванням повздовжньої, поперечної й біокорозії та визначення залишкового ресурсу екологічно безпечної експлуатації сталевих нафтогазопроводів з урахуванням зазначених корозійних процесів.

Компанія в теперішній час використовує запроповану Степовим Є.Б. методику розрахунку швидкості біокорозії та залишкового ресурсу ділянки нафтопроводу з тріщинами в ізоляційному покритті.

Начальник технічної служби НГВУ «ПОЛТАВАНАФТОГАЗ» АТ «УКРНАФТА»

Луб'янський Р.І.

Начальник сектору антикорозійного захисту НГВУ «ПОЛТАВАНАФТОГАЗ» АТ «УКРНАФТА»



Павленко В.В.

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Проректор з науково-педагогічної
роботи

Національного університету

«Полтавська політехніка імені Юрія
Кондратюка»

д.т.н., проф. Коробко Б.О.



_____ 2026 р.

АКТ

впровадження в освітній процес підготовки бакалаврів результатів науково-практичного дослідження Степового Є.Б.

Ми, що нижче підписалися, директор департаменту забезпечення якості вищої освіти Максименко О.С., завідувачка кафедри прикладної екології та хімії к.т.н., доцент Ілляш О.Е., склали цей акт у тому, що у Національному університеті «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» проведено впровадження науково-практичних результатів дисертаційного дослідження та тему «Розвиток теоретичних основ запобігання забруднення довкілля при транспортуванні вуглеводнів» аспіранта Степового Є.Б., а саме: моделювання процесів деградації трубопровідних систем:

- = на лекційних та практичних заняттях з навчальної дисципліни «Корозія та захист металів» підготовки бакалаврів за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології»;
- = на лекційних та практичних заняттях з навчальної дисципліни «Моделювання та прогнозування стану довкілля» підготовки бакалаврів за спеціальностями 101 «Екологія».

У програмі навчальних дисциплін використані наступні основні елементи науково-практичного дослідження: Моделювання корозійного стану нафтопроводу за умов роботи поперечних макрогальванічних пар; повздовжні макрогальванічні пари нафтопроводу; моделювання корозійного процесу у зварних з'єднаннях; моделювання біокорозійного процесу на зовнішній поверхні нафтопроводу; експериментальні дослідження оцінки впливу ґрунтової біокорозії на метал

трубопроводу; визначення швидкості біокорозії сталі в ґрунтовому біосередовищі.

Результатом впровадження в науково-навчальний процес матеріалів дисертаційного дослідження є підвищення ефективності наукової роботи студентів, що забезпечило високу якість підготовки фахівців, а також результативність участі у Всеукраїнських конкурсах студентських наукових робіт за тематикою, пов'язаною з екологічною безпекою.

Завідувачка кафедри прикладної екології
та хімії



Оксана ІЛЛЯШ

Директор департаменту забезпечення
якості вищої освіти



Олег МАКСИМЕНКО