

## МЕТОДИКА ІДЕНТИФІКАЦІЇ НАСКРІЗНИХ ПОШКОДЖЕНЬ ІЗОЛЯЦІЙНОГО ПОКРИТТЯ ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

<sup>1</sup>В.С. Цих, <sup>1</sup>А.В. Яворський, <sup>2</sup>А.О. Снарський

<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 504708, e-mail: public@nimg.edu.ua

<sup>2</sup> Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»; 03056, м. Київ, просп. Перемоги, 37, тел. (044) 4068251, e-mail: tvs.vitalik@gmail.com

Проведено короткий аналіз основних досліджень та публікацій в напрямку існуючих методів та методик контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів з поверхні землі. Отримані результати багаторазових вимірювань значень струму в стінках досліджуваного підземного трубопроводу, який розміщений на території спеціального навчально-наукового полігону для технічної діагностики підземних комунікацій. Запропоновано новий підхід до виявлення та ідентифікації наскрізних пошкоджень ізоляційного покриття підземних трубопроводів на основі аналізу та опрацювання експериментальних результатів. Акцент досліджень зроблено на обстеженні підземних трубопроводів, які розміщуються на території складних технологічних об'єктів нафтогазового комплексу – газокompресорних чи нафтоперекачувальних станціях. Запропоновано використання критерію  $\chi^2$  з метою оцінювання критичних відхилень наявних експериментальних результатів від теоретично прогнозованих на основі отриманої аналітичним способом сукупності апроксимаційних залежностей. Отримані результати, які дозволили підтвердити наявність характерних змін значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу в околі наскрізних пошкоджень ізоляції, що дає змогу провести ідентифікацію таких дефектів в реальних умовах експлуатації підземних трубопроводів.

Ключові слова: дефект, метод, контроль, інформативний параметр, опрацювання результатів, критерій  $\chi^2$ .

Проведен краткий анализ основных исследований и публикаций в направлении существующих методов и методик контроля технического состояния изоляционного покрытия подземных трубопроводов с поверхности земли. Получены результаты многократных измерений значений тока в стенках исследуемого подземного трубопровода, который размещен на территории специального учебно-научного полигона для технической диагностики подземных коммуникаций. Предложен новый подход к выявлению и идентификации сквозных поврежденных изоляционного покрытия подземных трубопроводов на основании анализа и обработки экспериментальных результатов. Акцент исследований сделан на обследовании подземных трубопроводов, которые размещаются на территории сложных технологических объектов нефтегазового комплекса – газокompресорных или нефтеперекачивающих станциях. Предложено использование критерия  $\chi^2$  с целью оценки критических отклонений имеющихся экспериментальных результатов от теоретически прогнозируемых на основании полученной аналитическим способом совокупности аппроксимационных зависимостей. Получены результаты, которые позволили подтвердить наличие характерных изменений значений тока в стенках исследуемого трубопровода в окрестности сквозных поврежденных изоляции, что позволяет провести идентификацию таких дефектов в реальных условиях эксплуатации подземных трубопроводов.

Ключевые слова: дефект, метод, контроль, информативный параметр, обработка результатов, критерий  $\chi^2$ .

A brief overview of the main studies and publications for the current methods and techniques for above the ground technical condition monitoring of the underground oil and gas pipelines insulation coating was conducted. The results of the multiple measurements of the current in the walls of studied underground pipeline that is located at the special training grounds for the underground pipelines monitoring were obtained. A new approach for the underground pipelines coating damages detection on the basis of the experimental data analyzing and processing was developed. The study accent was made on examination of the underground pipelines that are located in the territory of the oil and gas complex production facilities – e.g. at the gas-compressor or oil pump stations. The chi-square criterion utilization is suggested in order to evaluate the present experimental results critical deviations from the theoretically predicted ones on the basis of the approximate dependencies set obtained with the help of the analytical approach. The results that allow confirming the presence of the specific current value variations in the studied pipeline walls near the coating damages were obtained. That allows identifying such defects in actual practice of buried pipelines operation.

Keywords: damage, method, monitoring, information-bearing parameter, processing of results, chi-square criterion.

### Вступ

На даний час оцінка стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів потребує використання спеціальних методик та підходів.

Одну з найважливіших ролей при такому контролі відіграє правильність опрацювання отриманих експериментальних результатів. Це насамперед пов'язано з тим, що в деяких випадках неправильне трактування отриманих даних

може призвести до неточного відображення технічного стану ізоляції та, відповідно, неточного виявлення наявних на ній дефектів.

На сьогодні існує значна кількість методів контролю ізоляції підземних трубопроводів. Основний акцент слід зробити на електромагнітних методах контролю, як найбільш перспективних та інформативних з точки зору виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних трубопроводів [1-6].

### Аналіз сучасних досліджень і публікацій

Аналіз сучасних досліджень та публікацій свідчить, що основну увагу автори звертають на правильність вибору методу та методики контролю [3-9], тоді як питання кінцевого опрацювання отриманих результатів з метою чіткого виявлення та ідентифікації дефектів ізоляції детально не досліджувалося. У більшості випадків аналіз експериментальних даних полягає у порівнянні отриманих значень змін основного інформативного параметру із допустимими, які встановлені та регламентуються спеціальними нормативними документами в галузі контролю протикорозійного захисту підземних трубопроводів [1, 10-13].

До основних інформативних параметрів, що відповідають за стан ізоляційного покриття підземних трубопроводів, віднесемо амплітуду та зсув фази струмового сигналу, які були детально описані в роботах [14-17]. Зміни таких параметрів можуть нести значну інформативність не тільки при виявленні, але й і з метою ідентифікації виду дефекту: наскрізне пошкодження або відшарування ізоляції [16-18].

Однак, слід звернути увагу на те, що не завжди такі зміни можуть чітко вказувати на наявність того чи іншого дефекту ізоляції, а можуть бути спричинені сторонніми факторами (суміжні комунікації, наявність кабельних мереж). Окрім того, досить мало досліджені характерні зміни значень струму в околі наскрізного пошкодження ізоляційного покриття, теоретично описані в наукових працях Фізико-механічного інституту ім. Карпенка [5, 6, 19, 20].

### Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Дана стаття присвячена додатковому аналізу зміни основного інформативного параметру, а саме амплітуди струмового сигналу, для більш детального та достовірного контролю ізоляційного покриття з метою точного виявлення та ідентифікації наявних наскрізних дефектів ізоляції підземних трубопроводів.

**Метою досліджень** даної роботи є аналіз результатів зміни інформативного параметру контролю стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів – значень струму в стінках трубопроводу – на основі проведених експериментальних досліджень на території складних технологічних об'єктів нафтогазового комплексу.

### Висвітлення основного матеріалу досліджень

Для оцінювання та аналізу експериментальних результатів було обрано дані, отримані під час контролю ізоляційного покриття підземного трубопроводу, розміщеного на спеціальному навчально-науковому полігоні технічної діагностики підземних комунікацій, за допомогою електромагнітних амплітудного та фазового методів [16, 18].

З метою підвищення достовірності отриманих результатів були проведені багаторазові вимірювання значень струму вздовж досліджуваного підземного трубопроводу з наявними дефектами ізоляційного покриття за допомогою електромагнітного амплітудного методу (при використанні робочої частоти величиною 33 кГц). Такі вимірювання дають можливість підтвердити наявність характерних змін значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу в околі наскрізних пошкоджень ізоляції [19, 20]. Даний ефект пов'язаний із суперпозицією компонент магнітних полів струмів витікання та транзитного в місці наскрізного пошкодження ізоляційного покриття [6, 19, 20].

На рисунку 1 наведено графіки, побудовані на основі отриманих результатів вимірювань, а на рисунку 2 представлено усереднені результати таких вимірювань по кожній із контрольних точок.

У випадку обстеження ділянок підземних трубопроводів більшої протяжності та при обраному початковому кроці між точками вимірювань, який значно перевищує орієнтовну довжину наявних наскрізних дефектів ізоляції, доцільним є зменшення цього кроку в місцях значного затухання струмового сигналу з метою локалізації потенційно небезпечних місць із наскрізними пошкодженнями ізоляційного покриття. Це, насамперед, пов'язано з тим, що затухання величини струмового сигналу можуть виникати не тільки внаслідок витікань струму в ґрунт у місцях наскрізних дефектів ізоляції, але і у місцях наявних відводів, поворотів чи різкої зміни глибини залягання досліджуваних трубопроводів. Особливо такі ситуації є характерними для складних технологічних об'єктів нафтогазового комплексу, на яких присутня велика кількість нелінійних ділянок технологічних трубопроводів, а також значна кількість суміжних комунікацій.

Отримані залежності значень струмового сигналу із характерними змінами струму на ділянці 4-5 (рисунок 2) пов'язані з присутніми незначними дефектами ізоляції в місці зварного з'єднання двох частин підземного трубопроводу. На ділянці 12-15 (рисунок 2) спостерігаються більш суттєві зміни на місці наявних штучно створених наскрізних дефектів ізоляційного покриття. Загальний вигляд штучно створених наскрізних пошкоджень ізоляції наведено на рисунку 3.

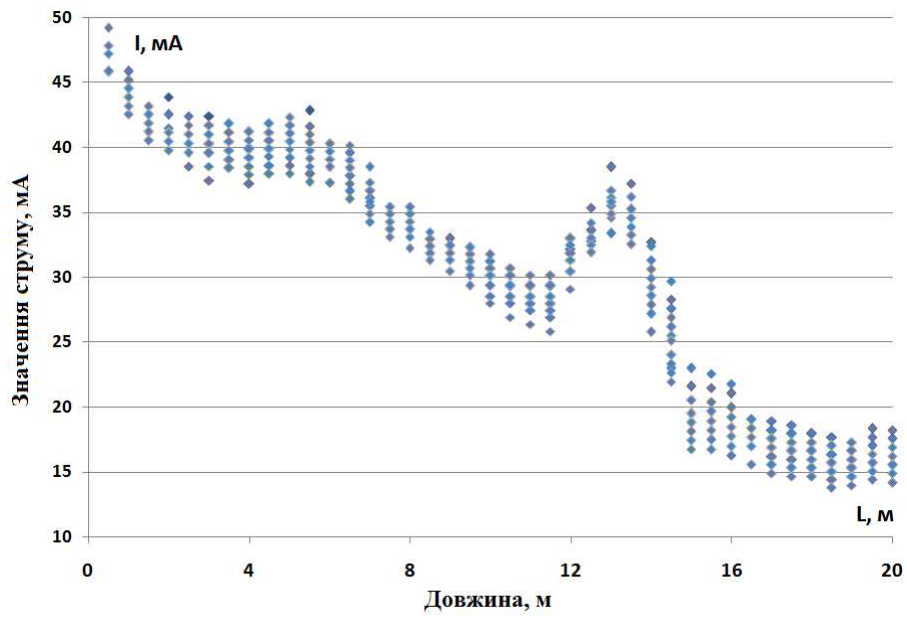


Рисунок 1 – Графіки зміни струмового сигналу на ділянці досліджуваного підземного трубопроводу

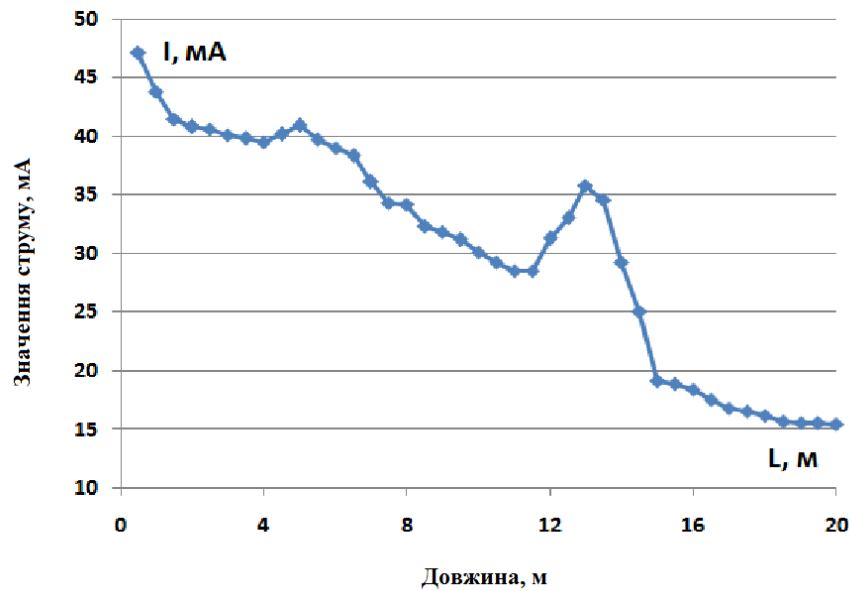


Рисунок 2 – Усереднені результати вимірювань значень струму вздовж ділянки досліджуваного підземного трубопроводу

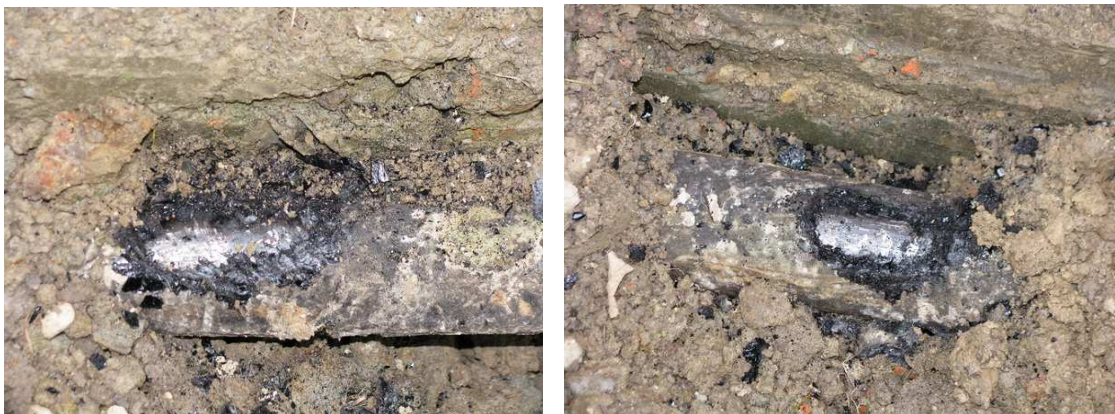
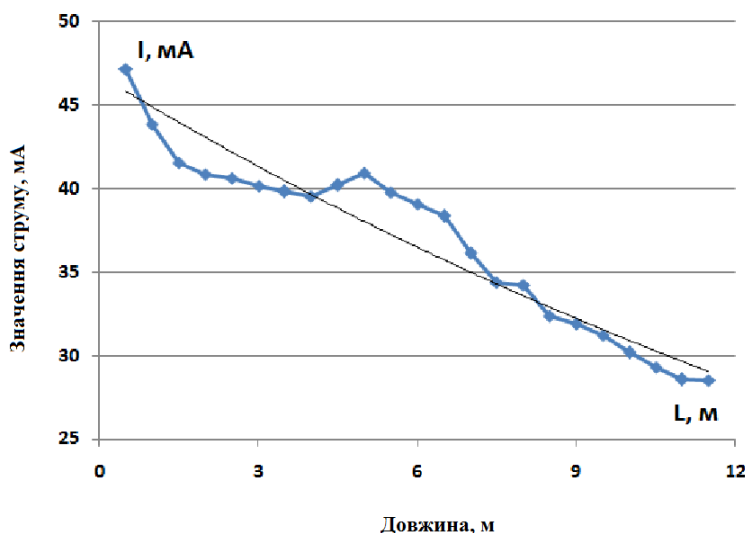


Рисунок 3 – Загальний вигляд створених штучно наскрізних пошкоджень ізоляції



**Рисунок 4 – Крива апроксимації для значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу на його ділянці без наскрізних дефектів ізоляції**

Наявність ділянок досліджуваного підземного трубопроводу із можливим зростанням струму теоретично пояснено у працях за результатами досліджень у Фізико-механічному інституті ім. Карпенка [2, 5, 6, 19, 20]; це спричинено аномаліями розподілу складових компонент магнітного поля, які спричинені витіканням струму крізь локальні наскрізні дефекти ізоляційного покриття. Такі характеристики не спостерігатимуться, наприклад, в місцях відводів від основного досліджуваного трубопроводу, враховуючи відсутність на таких ділянках чіткого контакту металу труби з ґрунтовим електродом.

Слід звернути увагу на те, що в місцях відшарувань ізоляційного покриття подібні ефекти не спостерігалися, що пояснюється значним опором розтіканню струмів в ґрунт в місцях таких дефектів.

В роботі [21] наведено залежність, згідно з якою визначається якість ізоляційного покриття, а саме – питоме згасання струму вздовж досліджуваного підземного нафтогазопроводу відносно довжини між точками вимірювань:

$$dI / dL = 20 \lg \left( \frac{I_{i+1}}{I_i} \right) \cdot \frac{1}{L}, \quad (1)$$

де  $I_i, I_{i+1}$  – значення струму в точках контролю  $i$  та  $i+1$  відповідно;

$L$  – відстань між контрольованими точками  $i$  та  $i+1$ .

В роботі [22] також описується можливість оцінювання питомого згасання струму вздовж досліджуваного підземного трубопроводу через коефіцієнт згасання даного струму. Така залежність описується наступною формулою:

$$dI / dL = \frac{20 \cdot \alpha}{\ln(10)}, \quad (2)$$

де  $\alpha$  – коефіцієнт згасання струму.

Коефіцієнт згасання струму в даному випадку описується із врахуванням параметрів трубопроводу та оточуючого ґрунту [22, 23]:

$$\alpha = \sqrt{f \frac{\mu_0 \pi r_p}{R_{C0}} (5.98 - \ln(r_p \sqrt{f \sigma_s}))}, \quad (3)$$

де  $R_{C0}$  – початковий перехідний опір ізоляційного матеріалу.

Наведена залежність коефіцієнта згасання справедлива насамперед для магістральних трубопроводів значної протяжності. В той же час, для коротких ділянок підземних трубопроводів, які розміщуються на території складних технологічних об'єктів нафтогазового комплексу, ступінь затухання вимірювального сигналу є досить важкопрогнозованою, що пояснюється не тільки впливом ґрунтового середовища, але й наявністю значної кількості зовнішніх електромагнітних завад, які не завжди можна правильно і найбільш точно врахувати та описати згідно з відомими теоретичними залежностями.

Таким чином, оцінку затухання струму вздовж ділянок підземних трубопроводів, розміщених на території складних технологічних об'єктів нафтогазового комплексу, доцільно провести на основі результатів експериментальних досліджень.

Отримані результати експериментальних вимірювань значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу на території навчально-наукового полігону (рисунок 2) дають змогу простежувати значні затухання сигналу навіть на бездефектній ділянці даного трубопроводу (у порівнянні із величинами, які можна розрахувати згідно з відомими теоретичними залежностями (2) та (3)).

Таким чином, доцільно спочатку оцінити затухання сигналу для ділянки даного досліджуваного трубопроводу з відсутніми наскрізними дефектами ізоляції. Для цього апроксимуємо криву залежності значень струму по довжині трубопроводу на ділянці від 0.5 до 11.5 м.

На рисунку 4 наведено графік з апроксимаційною кривою для ділянки досліджуваного трубопроводу.

На основі апроксимації встановлено, що зміна значень струму по довжині досліджуваного трубопроводу відбуватиметься за експоненціальним законом:

$$I_x = b \cdot e^{-\alpha x}, \quad (4)$$

де  $I_x$  – значення струму на відстані  $x$  від початкової точки контролю;

$b$  – коефіцієнт, який відповідає за величину струмового сигналу, що подається на досліджуваний підземний трубопровід (значення струму в початковій точці контролю –  $I_0$ );

$\alpha$  – коефіцієнт затухання струмового сигналу вздовж досліджуваного трубопроводу.

Для наведеної ділянки залежність (4) має наступний вигляд:

$$I_x = 46.85 \cdot e^{-0.04x}, \quad (5)$$

Коефіцієнт затухання  $\alpha$  в даному випадку також залежить від товщини ізоляційного покриття, яка не залишається «ідеально стабільною» по всій довжині трубопроводу. Зміни товщини ізоляційного покриття впливають на такі параметри ізоляції як її опір та ємність.

Розрахуємо згідно залежності (5) значення струму по всій ділянці досліджуваного трубопроводу, а також знайдемо відхилення від реальних значень, отриманих під час експериментальних досліджень. Отримані результати представимо в таблиці (таблиця 1).

Як видно з таблиці 1, в місцях наявних наскрізних дефектів ізоляційного покриття присутні значні зміни параметра  $\Delta I$ , приймаючи при цьому як від'ємні, так і додатні значення. Після пройденної ділянки дефекту присутні також значні розбіжності між теоретичними та експериментальними результатами, що пояснюється затуханням значення струму після витікання його частини в місці наскрізного дефекту ізоляційного покриття. Оскільки, в рівності (4) коефіцієнт  $b$  відповідає за значення струму в початковій точці контролю, то для ділянки, розміщеної після дефекту, його можна прийняти рівним значенню струму, який є меншим від початкового на величину, яка визначається різницею значень струмів перед аномальною ділянкою та в кінці аномальної ділянки (ділянки із наявним зростанням струмового сигналу). Отже, така різниця буде визначена між точками 12.0 та 15.0 (таблиця 1).

Значення струму в даних точках, відповідно, становить:

$$I_{12.0} = 31.33223 \text{ мА}$$

$$I_{15.0} = 19.18379 \text{ мА}$$

Таким чином, різниця, на яку потрібно зменшити коефіцієнт  $b$  для подальшої ділянки контролю становить:

$$b = 46.85 - (31.33223 - 19.18379) = 34.70156. (6)$$

Отже, для ділянки контролю після точки 15.0 значення струму щодо відстані від початкової точки контролю змінюватиметься згідно наступної залежності:

$$I_x = 34.70156 \cdot e^{-0.04x}. \quad (7)$$

Підставимо дану залежність в таблицю 1 для точок, які розміщуються після наскрізного дефекту ізоляційного покриття. Результати наведено в таблиці 2.

Як видно з таблиці 2, після точки 15.0 в даному випадку маємо незначні розбіжності між вимірними та отриманими за допомогою розв'язку рівності (7) результатами. Це свідчить про адекватність отриманої на основі експериментальних даних теоретичної моделі.

Таким чином, в даному випадку доцільно застосовувати апроксимацію двома кривими, поділяючи досліджувану ділянку на кілька, які розділяються наявними наскрізними дефектами ізоляційного покриття.

Тепер необхідно оцінити відхилення значень струму, які будуть критичними і відповідатимуть за наявність наскрізного дефекту ізоляційного покриття.

Для цього скористаємося критерієм хі-квадрат ( $\chi^2$ ), зокрема критичними точками розподілу хі-квадрат при заданому рівні значимості та при відомій кількості ступенів свободи.

Оцінювання на основі критерію хі-квадрат відбувається шляхом порівняння відхилень експериментальних результатів від теоретичних на обраних ділянках контролю щодо критичних. Для ділянок, на яких присутні значні дефекти ізоляції (відповідно, наявні значні відхилення інформативного параметру), повинна виконуватися наступна умова:

$$\sum_{i=1}^n \frac{(I_{Ei} - I_{Ti})^2}{I_{Ti}} \geq \chi_{KP}, \quad (8)$$

де  $I_{Ei}$  – отримане значення струму в результаті експериментальних досліджень в  $i$ -ій точці контролю;

$I_{Ti}$  – розраховане значення струму згідно із залежністю (4) в  $i$ -ій точці контролю;

$n$  – загальна кількість точок контролю (кількість ступенів вільності);

$\chi_{KP}$  – критична точка розподілу хі-квадрат при заданому рівні значимості та відомій кількості ступенів свободи.

У випадку невиконання рівності (8) можна стверджувати про відсутність критичних відхилень і, в результаті, про відсутність наскрізних дефектів ізоляційного покриття на даній ділянці контролю.

Проведемо розрахунок відхилень значень струму для досліджуваного трубопроводу згідно з даними таблиці 2. Отримані результати наведемо в таблиці 3.

Розглянемо графік зміни значень струму вздовж досліджуваного підземного трубопроводу із апроксимацією двома кривими (рис. 5).

Для отриманої залежності рівняння апроксимації наступні:

$$I_x = \begin{cases} 46.85 \cdot e^{-0.04x}, & 0.5 \leq x < 15.0 \\ 34.70156 \cdot e^{-0.04x}, & \text{при } 15.0 \leq x \leq 20.0 \end{cases} \quad (9)$$

Таблиця 1 – Результати теоретичного та експериментального розрахунків значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу

Точка, м	I, mA експериментальне	I, mA розрахункове	$\Delta I$ , mA (Iексп-Iрозрах)	Примітки
0.5	47.19194	45.92231	-1.26963	
1.0	43.86856	45.01299	1.144422	
1.5	41.53692	44.12167	2.584744	
2.0	40.83796	43.248	2.41004	
2.5	40.61007	42.39163	1.781561	
3.0	40.17416	41.55222	1.378058	
3.5	39.82073	40.72943	0.908707	
4.0	39.54817	39.92294	0.374762	
4.5	40.20195	39.13241	-1.06954	
5.0	40.95876	38.35754	-2.60123	
5.5	39.79541	37.59801	-2.1974	
6.0	39.06919	36.85352	-2.21567	
6.5	38.34437	36.12377	-2.22061	
7.0	36.11244	35.40847	-0.70397	
7.5	34.36617	34.70733	0.341164	
8.0	34.23816	34.02008	-0.21808	
8.5	32.38691	33.34644	0.959525	
9.0	31.86344	32.68614	0.822697	
9.5	31.20808	32.03891	0.830824	
10.0	30.16781	31.40449	1.23668	
10.5	29.31587	30.78264	1.466775	
11.0	28.5536	30.17311	1.619504	
11.5	28.53567	29.57564	1.039972	
12.0	31.33223	28.99	-2.34222	
12.5	33.03436	28.41596	-4.6184	
13.0	35.7917	27.85329	-7.93842	Зона дефекту
13.5	34.56311	27.30176	-7.26135	Зона дефекту
14.0	29.28053	26.76114	-2.51938	Зона дефекту
14.5	25.10591	26.23124	1.125331	Зона дефекту
15.0	19.18379	25.71183	6.528033	
15.5	18.91528	25.2027	6.287412	
16.0	18.43858	24.70365	6.265068	
16.5	17.60123	24.21449	6.613253	
17.0	16.85813	23.73501	6.876874	
17.5	16.57257	23.26502	6.692453	
18.0	16.21807	22.80434	6.586268	
18.5	15.7208	22.35279	6.631988	
19.0	15.59771	21.91017	6.312461	
19.5	15.56817	21.47632	5.908151	
20.0	15.50768	21.05106	5.543381	

З рисунку 5 можна виділити три області значної довжини, на яких присутні відхилення експериментальних результатів від теоретичних з однаковим знаком. Це наступні ділянки: 1.0÷3.5, 4.5÷7.0 та 12.5÷14.5.

Для перших двох ділянок маємо 6 ступенів вільності (6 точок контролю), а для останньої – 5 ступенів. Для обраного рівня значимості рівного 0.95 вибираємо критичні значення точок розподілу  $\chi^2$ -квадрат.

Для шести ступенів вільності матимемо:  $\chi_{KP} = 1.64$ .

Для п'яти ступенів вільності критичне значення розподілу:  $\chi_{KP} = 1.15$ .

Згідно формули (8) оцінимо відхилення на обраних трьох ділянках контролю та порівняємо ці відхилення з критичними. Отримаємо:

Таблиця 2 – Результати теоретичного та експериментального розрахунків значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу (з врахуванням дефекту)

Точка, м	I, мА експериментальне	I, мА розрахункове	ΔI, мА (Іексп-Ірозрах)	Примітки
0.5	47.19194	45.92231	-1.26963	
1.0	43.86856	45.01299	1.144422	
1.5	41.53692	44.12167	2.584744	
2.0	40.83796	43.248	2.41004	
2.5	40.61007	42.39163	1.781561	
3.0	40.17416	41.55222	1.378058	
3.5	39.82073	40.72943	0.908707	
4.0	39.54817	39.92294	0.374762	
4.5	40.20195	39.13241	-1.06954	
5.0	40.95876	38.35754	-2.60123	
5.5	39.79541	37.59801	-2.1974	
6.0	39.06919	36.85352	-2.21567	
6.5	38.34437	36.12377	-2.22061	
7.0	36.11244	35.40847	-0.70397	
7.5	34.36617	34.70733	0.341164	
8.0	34.23816	34.02008	-0.21808	
8.5	32.38691	33.34644	0.959525	
9.0	31.86344	32.68614	0.822697	
9.5	31.20808	32.03891	0.830824	
10.0	30.16781	31.40449	1.23668	
10.5	29.31587	30.78264	1.466775	
11.0	28.5536	30.17311	1.619504	
11.5	28.53567	29.57564	1.039972	
12.0	31.33223	28.99	-2.34222	
12.5	33.03436	28.41596	-4.6184	
13.0	35.7917	27.85329	-7.93842	Зона дефекту
13.5	34.56311	27.30176	-7.26135	Зона дефекту
14.0	29.28053	26.76114	-2.51938	Зона дефекту
14.5	25.10591	26.23124	1.125331	Зона дефекту
15.0	19.18379	19.04462	0.139172	
15.5	18.91528	18.66751	0.247773	
16.0	18.43858	18.29787	0.140713	
16.5	17.60123	17.93555	-0.33432	
17.0	16.85813	17.5804	-0.72227	
17.5	16.57257	17.23228	-0.65972	
18.0	16.21807	16.89106	-0.67299	
18.5	15.7208	16.5566	-0.8358	
19.0	15.59771	16.22875	-0.63104	
19.5	15.56817	15.9074	-0.33923	
20.0	15.50768	15.59242	-0.08473	

для ділянки 1.0÷3.5:  
 $0.029096 + 0.15142 + 0.134302 + 0.074872 +$   
 $+ 0.045703 + 0.020274 = 0.455667 < \chi_{KP} = 1.64$  (10)

для ділянки 4.5÷7.0:  
 $0.029232 + 0.176403 + 0.128426 + 0.133208 +$   
 $+ 0.136506 + 0.013996 = 0.617771 < \chi_{KP} = 1.64$  (11)

для ділянки 12.5÷14.5:  
 $0.75062 + 2.262514 + 1.931278 + 0.237183 +$   
 $+ 0.048277 = 5.229872 > \chi_{KP} = 1.15$  (12)

Як видно з формул (10) та (11) отримані значення відхилень не перевищують критичних, тоді як згідно з формулою (12) значення відхилення є більшим від критичного, що свідчить про наявність дефектів ізоляційного покриття.



Таблиця 3 – Результати оцінювання відхилень значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу згідно з критерієм хі-квадрат

Точка, м	$I_{Ei}$ , мА	$I_{Ti}$ , мА	$I_{Ei} - I_{Ti}$ , мА	$\frac{(I_{Ei} - I_{Ti})^2}{I_{Ti}}$
0.5	47.19194	45.92231	-1.26963	0.035102
1.0	43.86856	45.01299	1.14422	0.029096
1.5	41.53692	44.12167	2.584744	0.15142
2.0	40.83796	43.248	2.41004	0.134302
2.5	40.61007	42.39163	1.781561	0.074872
3.0	40.17416	41.55222	1.378058	0.045703
3.5	39.82073	40.72943	0.908707	0.020274
4.0	39.54817	39.92294	0.374762	0.003518
4.5	40.20195	39.13241	-1.06954	0.029232
5.0	40.95876	38.35754	-2.60123	0.176403
5.5	39.79541	37.59801	-2.1974	0.128426
6.0	39.06919	36.85352	-2.21567	0.133208
6.5	38.34437	36.12377	-2.22061	0.136506
7.0	36.11244	35.40847	-0.70397	0.013996
7.5	34.36617	34.70733	0.341164	0.003354
8.0	34.23816	34.02008	-0.21808	0.001398
8.5	32.38691	33.34644	0.959525	0.02761
9.0	31.86344	32.68614	0.822697	0.020707
9.5	31.20808	32.03891	0.830824	0.021545
10.0	30.16781	31.40449	1.23668	0.048699
10.5	29.31587	30.78264	1.466775	0.069891
11.0	28.5536	30.17311	1.619504	0.086925
11.5	28.53567	29.57564	1.039972	0.036569
12.0	31.33223	28.99	-2.34222	0.189238
12.5	33.03436	28.41596	-4.6184	0.75062
13.0	35.7917	27.85329	-7.93842	2.262514
13.5	34.56311	27.30176	-7.26135	1.931278
14.0	29.28053	26.76114	-2.51938	0.237183
14.5	25.10591	26.23124	1.125331	0.048277
15.0	19.18379	19.04462	0.139172	0.001017
15.5	18.91528	18.66751	0.247773	0.003289
16.0	18.43858	18.29787	0.140713	0.001082
16.5	17.60123	17.93555	-0.33432	0.006232
17.0	16.85813	17.5804	-0.72227	0.029673
17.5	16.57257	17.23228	-0.65972	0.025256
18.0	16.21807	16.89106	-0.67299	0.026814
18.5	15.7208	16.5566	-0.8358	0.042192
19.0	15.59771	16.22875	-0.63104	0.024538
19.5	15.56817	15.9074	-0.33923	0.007234
20.0	15.50768	15.59242	-0.08473	0.00046

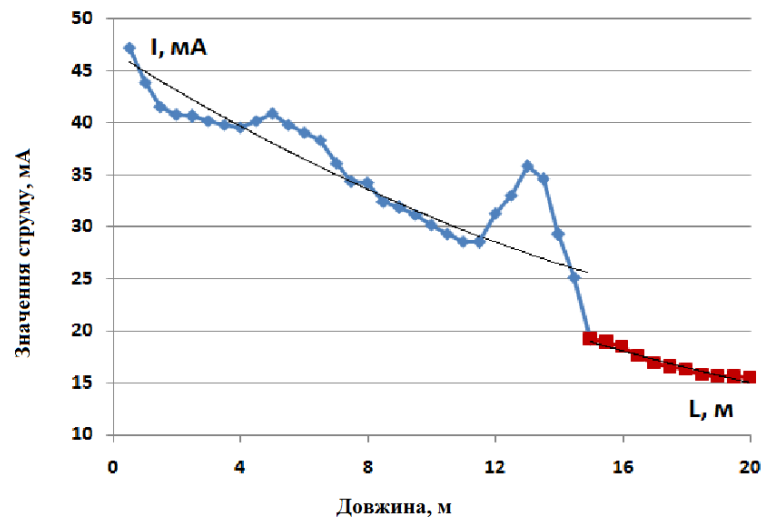
Враховуючи, що саме на ділянці 12.5÷14.5 і є присутніми штучно створені наскрізні дефекти ізоляції, то отримані результати оцінювання за допомогою критерію хі-квадрат є адекватними та відповідають реальному.

Таким чином, отримані на основі експериментальних досліджень залежності дозволяють отримати і додаткове теоретичне підґрунтя щодо можливості виявлення та ідентифікації наскрізних пошкоджень ізоляційного покриття.

### ВИСНОВКИ

На основі отриманих експериментальних результатів вимірювання значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу та проведення їх опрацювання, побудовано апроксимаційні криві, які відображають залежності зміни значень струму по довжині труби та в околі наскрізного пошкодження ізоляції. Проведений аналіз на основі використання критичних





Рисунк 5 – Апроксимація двома кривими результатів вимірювань значень струму

відхиленнь розподілу  $\chi^2$ -квдрат дозволив встановити та ідентифікувати місця наявності наскрізних пошкоджень ізоляційного покриття підземного трубопроводу, що дає змогу застосувати даний підхід і до діючих об'єктів нафтогазового комплексу.

### Література

1 Методика оцнки фактичного положення и состояния подземных трубопроводов [Текст]: ВРД 39-1.10-026-2001. – [Введена в действие 29.01.01]. – М.: ВНИИГАЗ, 2001. – 62 с.

2 Джала Р.М. Електромагнітні обстеження і контроль корозії трубопроводів / Р.М. Джала // Механіка руйнування і міцність матеріалів : довідн. посіб. / [В.В. Панасюк]. – Т.5 : Неруйнівний контроль і технічна діагностика / під ред. З.Т. Назарчука. – Львів : ФМІ НАН України. – 2001. – Розд. 5. – С. 263-330.

3 Яворський А.В. Фазовий метод контролю ізоляційного покриття підземних нафтогазових трубопроводів / А.В. Яворський, С.П. Ващишак, А.М. Карпаш // Методи та прилади контролю якості. – 2008. – №21 – С. 14–18.

4 Мухлін С.М. Розробка методу двочастотних вимірювань для контролю стану ізоляції трубопроводів, що знаходяться у вологих ґрунтах та під водою / С.М. Мухлін // Методи та прилади контролю якості. – 2012. – №1. – С. 16-25.

5 Вербенць Б.Я. Безконтактний метод і прилади для контролю протикорозійного захисту підземних трубопроводів : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : спец. 05.11.13 «Прилади і методи контролю та визначення складу речовин» / Вербенць Богдан Ярославович; Фіз.-мех. ін-т ім. Г.В. Карпенка. – Львів, 2011. – 20 с.

6 Джала Р.М. Методи і засоби електромагнітних обстежень захисту від корозії підземних трубопроводів : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня доктора техн. наук : спец. 05.11.16 «Інформаційно-вимірювальні системи» / Джала

Роман Михайлович, Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України. – Львів, 2002. – 36 с.

7 Нетрадиционные методы диагностики магистральных газопроводов [Текст] / Ю.А. Степанов, Е.С. Грушко, И.А. Эндель и др. // Диагностика трубопроводов. Докл. и сообщ. на Шестой международной деловой встрече "Диагностика-96". – М.: ИРЦ ГАЗПРОМ, 1996. – С. 10-20.

8 Костів Б.В. Удосконалення безконтактного визначення струмів в стінках підземних трубопроводів для контролю їх ізоляційного покриття : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : спец. 05.11.13 «Прилади і методи контролю та визначення складу речовин» / Костів Богдан Володимирович; ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ, 2010. – 20 с.

9 Яворський А.В. Розробка методу та системи для безконтактного контролю стану ізоляції промислових нафтогазових трубопроводів : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : спец. 05.11.13 «Прилади і методи контролю та визначення складу речовин» / Яворський Андрій Вікторович, ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ, 2005. – 20 с.

10 ДСТУ 4219-2003. Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії – Київ: Держспоживстандарт України, 2003. – 68 с.

11 Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов [Текст]: РД 12-411-01. – [Введена в действие 15.09.01]. – М.: Госгортехнадзор России, 2002. – 50 с.

12 Магістральні газопроводи. Методика визначення технічного стану захисного покриття та корозійного стану зовнішньої поверхні труби: СОУ 60.3-30019801-070:2009. – [Чинний від 2010 – 01 – 20]. – К. : ДК «Укртрансгаз», 2009. – 66 с.

13 Магістральні нафтопроводи. Нафтоперекачувальні станції, морські термінали. Продовження терміну експлуатування технологічного обладнання і трубопроводів за результа-

тами технічного огляду, експертного обстеження. Правила та порядок: СОУ 60.3-31570412-028:2007. – [Чинний від 2007 – 09 – 28]. – К. : ВАТ «Укртранснафта», 2007. – 32 с.

14 Пат. 77975 Україна, МПК G01N 27/24. Спосіб безконтактного контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів / винахідники: Цих В.С., Яворський А.В., Ващишак С.П., Карпаш О.М. – u201206856; заявл. 05.06.2012; опубл. 11.03.2013. – 4 с.

15 Цих В.С. Багатопараметровий контроль стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів / В.С. Цих // Вісник Тернопільського національного технічного університету. – 2013. - №3 (71). – С. 220-229.

16 Цих В.С. Експериментальне підтвердження застосування комплексного підходу до виявлення та ідентифікації дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів / В.С. Цих, А.В. Яворський // Нафтогазова енергетика. – 2013. - №2 (20). – С. 92-100.

17 Цих В.С. Усовершенствованный подход к идентификации дефектов изоляционных покрытий подземных нефтегазопроводов / В.С. Цих, А.В. Яворский // Научни известия на НТСМ (Болгария). – 2013. – №2 (139). – С.44-47.

18 Цих В.С. Ідентифікація дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів на території складних технологічних об'єктів / В.С. Цих, А.В. Яворський // Методи та прилади контролю якості. – 2013. – №2. – С. 7-13.

19 Диференціація локальних пошкоджень ізоляції струмопроводу за розподілом магнітного поля / Р.М. Джала, В.Р. Джала, Б.Я. Вербенець, О.М. Семенюк // Методи та прилади контролю якості. – 2012. – №1 (28). – С. 33-40.

20 Вербенець Б.Я. Ефект витікаючого струму в безконтактних обстеженнях підземних трубопроводів / Б.Я. Вербенець, В.Р. Джала, Р.М. Джала // Фізичні методи та засоби контролю середовищ, матеріалів та виробів (Серія), вип. 12: Неруйнівний контроль та технічна діагностика матеріалів і конструкцій: Зб. наук. праць. – Львів: ФМІ НАНУ, 2007. – С. 83-86.

21 Бурыйский В.К. Обследование трубопроводов Ахтырского НГДУ / В.К. Бурыйский, В.А. Гирнык // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 2000. – №4. – С. 72-78.

22 Мухлинін С.М. Вдосконалення методів та засобів контролю якості ізоляційного покриття трубопроводів, що знаходяться у вологих ґрунтах та під водою : дис. канд. тех. наук: 05.11.13 / Мухлинін Сергій Михайлович. – Київ, 2012. – 192 с.

23 Джала Р.М. Аналіз інформативності коефіцієнта зникання струму у електромагнітному методі контролю ізоляції трубопроводів / Р.М. Джала, Л.П. Дімарова // Технічна діагностика та неруйнівний контроль. – 1999. – №3. – С. 45-50.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
12.08.14*

*Рекомендована до друку  
професором **Карпашем О.М.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. техн. наук **Ващишаком С.П.**  
(Український центр радіочастот,  
м. Івано-Франківськ)*