

УДК 621.64

**В. Цих**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу*

## **БАГАТОПАРАМЕТРОВИЙ КОНТРОЛЬ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЙНОГО ПОКРИТТЯ ПІДЗЕМНИХ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ**

**Резюме.** Проаналізовано причини та наслідки, а також ступінь небезпеки виникнення дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів. Описано основні проблеми контролю ізоляції за допомогою сучасних методів, методик та підходів. Проаналізовано можливості використання електромагнітного амплітудного методу для виявлення наскрізних дефектів ізоляційного покриття. Розглянуто основи електромагнітного фазового методу контролю. Проведено аналіз електричних параметрів розміщеного в ґрунті ізольованого підземного нафтогазопроводу з відшаруванням ізоляційного покриття. Запропоновано одночасне використання кількох інформативних параметрів (амплітуди струмового сигналу та її зміни, а також зсуву фази отриманого сигналу) для створення основ багатопараметрового контролю стану ізоляції та, в результаті, підвищення достовірності й точності проведення такого контролю.

**Ключові слова:** ізоляційне покриття, підземний нафтогазопровід, дефект, метод, багатопараметровий контроль, інформативний параметр, амплітуда сигналу, зсув фази.

**V. Tsykh**

## **MULTI-ATTRIBUTE TESTING OF BURIED OIL AND GAS PIPELINES INSULATED COATING CONDITIONS**

**Summary** The problems that may be available during the non-contact control of buried oil and gas insulated coatings are described. Statistic of incidents that can happened as the consequence of buried oil and gas pipelines uninterrupted operation failures is resulted and presented on the Table. Electromagnetic amplitude and electromagnetic phase testing methods are analyzed, their advantages and disadvantages while buried pipeline insulated coating damages detecting are considered and compared. The usage of several parameters as information-bearing parameters for the purpose of basis origination for multi-attribute insulated coating conditions testing is proposed. To estimate the possibility of buried oil and gas pipelines coating disbondment detecting a special approach for electromagnetic phase testing method usage is suggested. For this purpose an improved equivalent electrical circuit of the buried oil and gas pipeline section replacement with coating disbondment is considered. The analytical model of the phase displacement variance depending upon the located in the soil buried oil and gas pipeline disbonded insulated coating parameters is proposed. The electrical parameters of metal pipeline, soil and insulated coating that are used in equivalent electrical circuit are calculated. An additional component of the insulated coating reactive impedance – capacity of coating disbondment, that physically arises between the basic metal of a pipeline and the disbonded insulated coating in the defect area is introduced. The diagrams of phase displacement variance depending on disbondment insulated coating capacity for the buried pipelines with different diameters while measuring on frequencies of 100 Hz and 1000 Hz are obtained. Thus, the proposed multi-attribute approach that includes definition of such information-bearing parameters as amplitude value of the received signal and its change, as well as the value of phase displacement of the received signal, makes possible to raise the reliability and accuracy of buried oil and gas pipelines insulated coating testing.

**Key words:** insulated coating, buried oil and gas pipeline, fault, method, multi-attribute testing, information-bearing parameter, amplitude of signal, phase displacement.

**Вступ.** Погіршення стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів є одним з чинників, який може спричинити підвищення корозійної активності металу таких трубопровідних систем. Подібні корозійні процеси досить часто призводять до виникнення аварійних ситуацій, значна частина яких несе серйозну загрозу безпечній та безперебійній експлуатації трубопровідних мереж. Для нафтогазової промисловості

така проблема є досить актуальною, оскільки руйнування підземних трубопроводів пов'язується із порушеннями технологічних процесів, втратою транспортованого продукту, завданням значних матеріальних збитків та екологічної шкоди довкіллю, а в найбільш важких випадках може стати причиною виникнення пожеж, вибухів, виходу з ладу високовартісного обладнання, травмування чи навіть загибелі людей [1, 2].

В європейських державах та в США ведеться статистика щодо аварійності на магістральних трубопроводах, в якій відображені як і причини таких аварій, так і наслідки, спричинені ними. В таблиці 1 наведена статистика щодо надзвичайних ситуацій на усіх трубопровідних системах та спричинених ними наслідків згідно зі звітом Міністерства транспорту США [3].

Таблиця 1

Статистика щодо наслідків аварійності на трубопровідних системах США  
за 2007 – 2011 роки

Year	Public Fatalities (%)		Industry Fatalities (%)		Public Injuries (%)		Industry Injuries (%)		Total Property Damage (US \$)
2007	10	66	5	33	27	57	20	42	145,285,437
2008	8	88	1	11	43	75	14	24	544,128,743
2009	9	69	4	30	44	70	18	29	167,515,798
2010	12	63	7	36	80	76	24	23	1,365,248,343
2011	8	66	4	33	37	67	18	32	345,647,431
Total	47	69	21	30	231	71	94	28	2,567,825,753

На території нашої держави така статистика не перебуває у відкритому доступі, що не дає можливості судити про реальні масштаби аварійності на об'єктах нафтогазового комплексу.

У зв'язку з цим, питання контролю стану підземних нафтогазопроводів та, насамперед, стану їх ізоляційного покриття є одним із найактуальніших завдань нафтогазового комплексу загалом.

Проблемами контролю стану ізоляції підземних нафтогазопроводів займаються багато дослідників та науковців, які присвятили вирішенню таких питань значну кількість робіт [4 – 8]. Враховуючи проведений аналіз таких досліджень та публікацій, необхідно відзначити, що з метою визначення технічного стану ізоляції підземних нафтогазопроводів у процесі їхньої експлуатації на сьогодні використовуються як контактні, так і безконтактні методи контролю [2, 9, 10]. Однак на даний час не існує єдиного підходу, який би дозволяв з високою точністю, достовірністю та продуктивністю проводити контроль ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів із можливістю чіткого виявлення усіх дефектів ізоляції [2, 10].

На думку автора, найперспективнішими методами для контролю ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів можуть бути електромагнітні, засновані на аналізі зміни електричної та магнітної складових електромагнітного поля вздовж досліджуваного трубопроводу при під'єднанні до нього генератора змінного струму.

Варто відзначити, що в сучасних методиках та підходах враховують використання тільки єдиної величини в ролі інформативного параметру, який відповідає за стан ізоляційного покриття, що в багатьох випадках не може відобразити повну картину, необхідну для отримання потрібної інформації щодо об'єкта контролю. Тому слід розглянути можливості одночасного використання в ролі інформативних параметрів кількох різних величин.

На сьогодні активно розвиваються методики та підходи, засновані на багатопараметровому контролі металоконструкцій та трубопровідних систем. На думку автора, такі підходи можна застосовувати і для контролю стану ізоляційного покриття

підземних нафтогазопроводів. Для цього необхідно на основі аналізу електромагнітних методів контролю, а саме – амплітудного та фазового, виділити основні інформативні параметри, які відповідають за стан ізоляції.

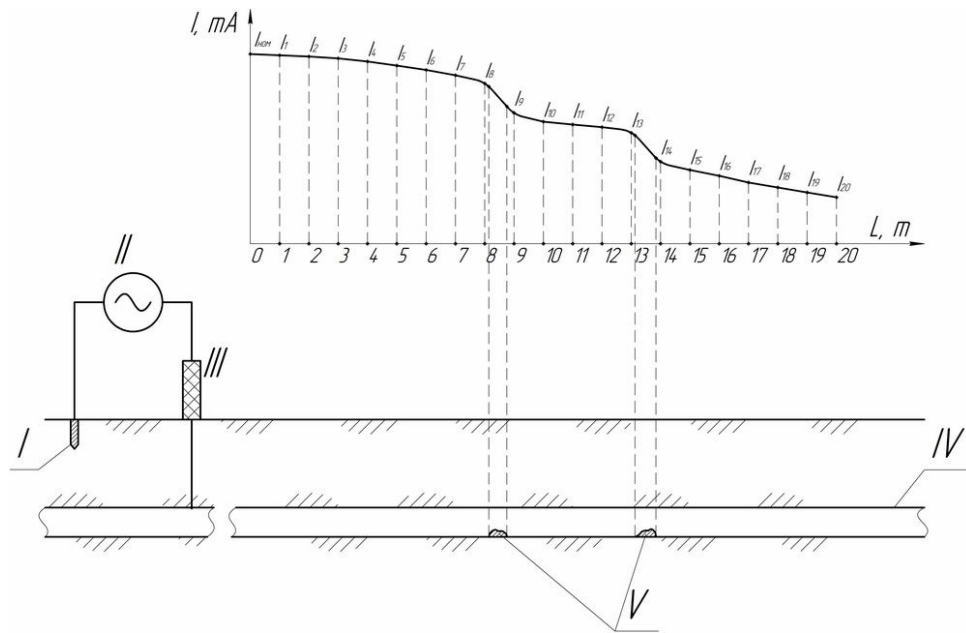
Електромагнітний амплітудний метод контролю базується на вимірюванні величини струму в стінках контрольованого підземного нафтогазопроводу та зміни цієї величини (затухання) в міру віддалення від під'єданого генератора вхідного сигналу. Зазвичай, значні затухання струмового сигналу пов'язують із наявними наскрізними дефектами ізоляційного покриття. Однак причинами такого затухання вхідного сигналу можуть стати місця різкої зміни глибини залягання трубопроводу, відводи, повороти досліджуваного нафтогазопроводу, а також погіршення характеристик ізоляційного покриття внаслідок «старіння» без руйнування самої ізоляції. Крім того, недоліками використання амплітудного методу контролю є необхідність чіткого позиціонування вимірювальної котушки над віссю досліджуваного трубопроводу та можливість виявлення тільки дефектів ізоляції з великою площею пошкодження.

В основу електромагнітного фазового методу контролю покладено те, що трубопровід представлений штучною «довгою лінією», яка характеризується розподіленою електричною ємністю, зумовленою наявністю ізоляції, та розподіленою індуктивністю, яка слабо залежить від параметрів трубопроводу. В міру віддалення від під'єданого до трубопроводу генератора змінного струму збільшується затримання розповсюдження сигналу та змінюється величина зсуву фази. Швидкість зміни фази залежить від товщини і стану ізоляційного покриття, що дозволяє робити висновки про його стан. У місцях наскрізних дефектів (еквівалент опору, замкненого на ґрунт) чи місцях потоншення ізоляції (еквівалент великої електричної ємності, замкненої на землю) величина фази зазнає різкого стрибка. Для визначення різниці фаз слід використовувати опорний сигнал, отриманий від генератора, або працювати на кількох частотах одночасно, використовуючи одну з них як опорну [11]. Проте до недоліків обладнання, робота якого заснована на такому методі контролю, можна віднести можливі «плавання» фази, неможливість руху оператора у взаємопротилежних напрямках уздовж траси та ін.

Таким чином, основними інформативними параметрами, які характеризують стан ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів, будуть величина амплітуди струмового сигналу та її зміна, а також величина зсуву фази такого сигналу.

Оскільки контроль ізоляційного покриття включає обов'язкове виявлення дефектів ізоляції, то потрібно проаналізувати вплив таких дефектів на обрані інформативні параметри контролю.

На рисунку 1 наведено приклад вимірювання величини струму в стінках досліджуваного трубопроводу за допомогою амплітудного методу контролю.



*I* – заземлення; *II* – генератор; *III* – контрольно-вимірювальна колонка; *IV* – досліджуваний трубопровід;  
*V* – наскрізні дефекти ізоляційного покриття

**Рисунок 1.** Вимірювання величини струму в стінках досліджуваного підземного нафтогазопроводу за допомогою амплітудного методу контролю

*I* – earth lead, *II* – oscillator; *III* – test-post; *IV* – pipeline; *V* – holidays

**Figure 1.** Current measuring in the analyzed buried oil and gas pipeline wall by the amplitude testing method

Затухання струмового сигналу у випадку використання електромагнітного амплітудного методу контролю можна зафіксувати за наявності значного витікання струму в ґрунт, що спостерігається при великій площі наскрізних дефектів ізоляційного покриття. Зафіксувати ж незначні витікання струму за допомогою такого методу дуже складно. Тому до дефектів, виявлення яких за допомогою використання такого інформативного параметру, як зміна величини амплітуди сигналу є неможливим, відносимо відшарування ізоляційного покриття, оскільки в цьому випадку отвори в ізоляції, через які електроліт просочується до тіла труби, є дуже незначними, а опір електроліту, який знаходиться в отворах, є через це доволі високим, що не дозволяє зафіксувати суттєві зміни струму в трубопроводі [10, 12].

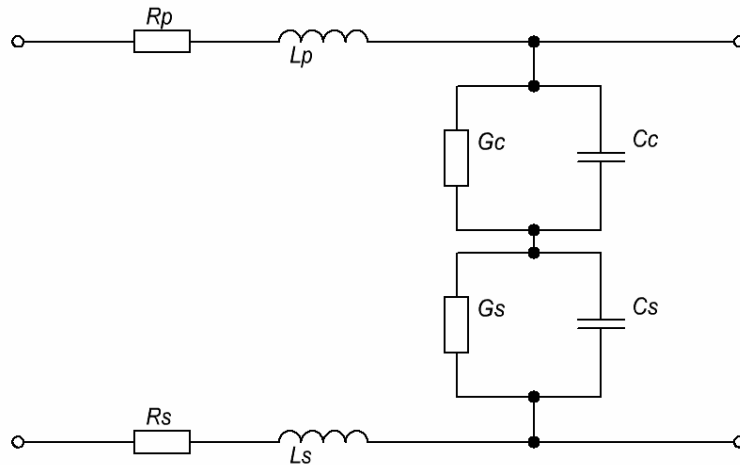
Тому, враховуючи вищесказане, необхідно розглянути інший інформативний параметр, який давав би змогу судити про наявність таких дефектів ізоляційного покриття, як відшарування. Таким інформативним параметром може бути зсув фази вимірювального сигналу, на якому базується електромагнітний фазовий метод контролю.

В [12, 13] описані можливості використання електромагнітного фазового методу для контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів.

Враховуючи [10, 12, 13], можна підсумувати, що величина фази та її зміна під час проведення вимірювань не залежить від величини амплітуди прийнятого сигналу, а залежить виключно від електричних параметрів досліджуваного підземного нафтогазопроводу та електричних параметрів його ізоляційного покриття для заданої частоти сигналу [12].

З метою отримання аналітичних залежностей зміни фази прийнятого сигналу у випадку наявності дефектів ізоляційного покриття необхідно розглянути еквівалентні електричні схеми заміщення ділянки підземного нафтогазопроводу із розрахунком їхніх електричних параметрів.

Відома схема заміщення бездефектної ділянки підземного ізольованого трубопроводу наведена на рисунку 2 [14, 15].

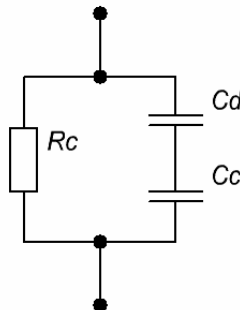


$R_p, L_p$  – опір та індуктивність трубопроводу;  $R_s, L_s$  – опір та індуктивність ґрунту;  $G_s, C_s$  – провідність та ємність ґрунту навколо трубопроводу;  $G_c, C_c$  – провідність та ємність ізоляції  
**Рисунок 2.** Еквівалентна електрична схема заміщення бездефектної ділянки підземного трубопроводу

$R_p, L_p$  – pipeline resistance and pipeline inductivity;  $R_s, L_s$  – soil resistance and soil inductivity;  $G_s, C_s$  – soil conductivity and soil capacity around the pipeline;  $G_c, C_c$  – coating conductivity and coating capacity  
**Figure 2.** The equivalent electrical circuit of replacement of the buried pipeline indefectible section

З метою виявлення можливостей застосування такого підходу для контролю ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів з можливістю виявлення дефектів ізоляції в схему необхідно вводити додаткові електричні параметри, які відповідають за той чи інший дефект. Відповідно у відомі аналітичні залежності, які відображають зсув фази під час обстеження струмопровідної комунікації, необхідно вводити додаткові параметри, що характеризують обраний об’єкт контролю [12]. В [12] наведено теоретичний базис щодо можливості використання фазового методу контролю для виявлення відшарувань ізоляційного покриття.

Розглянуто удосконалену електричну схему заміщення ділянки підземного нафтогазопроводу з наявним відшаруванням ізоляційного покриття, яка від відомих [14 – 16] відрізняється тим, що в ланку перехідного опору труба – земля (опір ізоляції) вводимо додаткову ємність, що фізично створюється між основним металом трубопроводу та ізоляційним покриттям, яке відшарувалося (рисунок 3) [12].



$R_c, C_c$  – опір та ємність ізоляційного покриття;  $C_d$  – ємність дефекту ізоляційного покриття (відшарування ізоляції)

**Рисунок 3.** Ланка перехідного опору труба – земля в електричній схемі заміщення ділянки підземного трубопроводу у випадку наявності відшарування ізоляційного покриття

$R_c, C_c$  – coating resistance and coating capacity;  $C_d$  – capacity of coating disbondment

**Figure 3.** The component element of pipe-soil transient resistance in the equivalent electrical circuit of the buried pipeline section replacement in the case of coating disbondment

У [12] встановлені залежності зміни фази вхідного сигналу від зміни електричних параметрів розміщеного в ґрунті підземного нафтогазопроводу з відшаруванням ізоляційного покриття. Згідно з цим зміщення фази вихідного сигналу відносно вхідного в місці відшарування ізоляції розраховували згідно з формулою

$$\varphi_1 = 2\pi f \sqrt{\frac{R_C \cdot L_P \cdot C_C \cdot C_D}{(Z_i + R_P + R_S + R_C) \cdot (C_C + C_D)}}, \quad (1)$$

де  $Z_i$  – вихідний опір генератора;  $R_P$ ,  $L_P$  – опір та індуктивність трубопроводу;  $R_S$  – опір ґрунту;  $R_C$ ,  $C_C$  – опір та ємність ізоляційного покриття;  $C_D$  – ємність дефекту ізоляційного покриття (відшарування ізоляції).

Розрахунок параметрів з наведеної вище формули (1) проводили згідно з [12, 14].

Параметри трубопроводу розраховували згідно з такими формулами:

$$R_P = \frac{1}{2 \cdot r_p} \cdot \sqrt{\frac{f \cdot \mu_P \cdot \rho_P}{\pi}}, \quad (2)$$

$$L_P = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot r_p} \cdot \sqrt{\frac{\mu_P \cdot \rho_P}{\pi \cdot f}}, \quad (3)$$

де  $r_p$  – радіус трубопроводу;  $f$  – частота, на якій проводили вимірювання;  $\mu_P$  – магнітна проникність металу трубопроводу;  $\rho_P$  – питомий опір металу трубопроводу.

Враховуючи, що останні два параметри будуть сталими для конкретно взятого трубопроводу зі сталим радіусом, то електричні параметри такого трубопроводу, насамперед, матимуть пряму залежність від частоти генератора, на якій проводяться вимірювання.

Далі необхідно розглянути параметри ґрунтового середовища, яке оточує досліджуваний трубопровід.

Опір ґрунту включає дві складові – активну та реактивну – і описується рівністю

$$R_S = R_{SA} + i \cdot \omega \cdot L_S, \quad (4)$$

де  $R_{SA}$  – питомий активний опір ґрунту вздовж трубопроводу;  $L_S$  – внутрішня індуктивність ґрунту навколо трубопроводу;  $\omega$  – кругова (циклічна) частота змінного струму генератора.

Дані параметри ґрунту згідно з [12, 14] можна знайти з використанням рівностей

$$R_{SA} = 10^{-7} \cdot \pi^2 \cdot f; \quad (5)$$

$$L_S = \frac{\mu_S}{2 \cdot \pi \cdot (r_S^2 - r_A^2)} \cdot \left[ \frac{r_S^4}{r_S^2 - r_A^2} \cdot \ln\left(\frac{r_S}{r_A}\right) - \frac{3 \cdot r_S^2 - r_A^2}{4} \right]; \quad (6)$$

$$r_A = r_P + \delta_C, \quad (7)$$

де  $\mu_S$  – магнітна проникність ґрунту;  $r_S$  – радіус ґрунту, який оточує досліджуваний трубопровід;  $\delta_C$  – товщина ізоляційного покриття.

Оскільки ізоляція трубопроводу має активну та реактивну складові, то значення її активного опору визначаємо з виразу

$$R_C = 1,2 \cdot \frac{\rho_C}{2 \cdot \pi} \cdot \ln\left(\frac{r_A}{r_P}\right), \quad (8)$$

де  $\rho_C$  – питомий опір ізоляційного матеріалу.

Ємнісну складову реактивного опору ізоляційного покриття підземного нафтогазопроводу знаходимо з рівності

$$C_c = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon \cdot l}{\ln\left(\frac{\delta_c}{r_p}\right)}, \quad (9)$$

де  $\epsilon_0 = 8.85 \cdot 10^{-12}$ , Ф/м – електрична постійна;  $\epsilon$  – відносна діелектрична проникність середовища (ізоляційного покриття);  $l$  – погонна довжина трубопроводу (для розрахунків зручно прийняти  $l=1$  м).

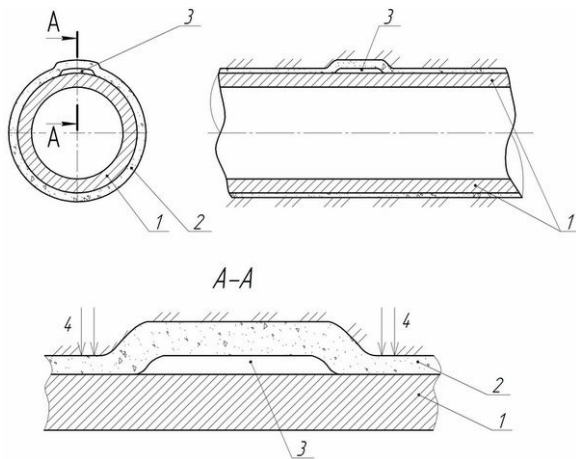
Наступним кроком є визначення параметру, який відповідає за ємність відшарування, що фізично додатково створюється між металом трубопроводу і відшарованим ізоляційним покриттям. На рисунку 4 зображено ділянку підземного нафтогазопроводу із відшаруванням ізоляції.

Ємність відшарування ізоляції можна представити як ємність плоского конденсатора з відстанню між електродами, що дорівнюють відстані між металом трубопроводу і шаром ізоляційного покриття.

Таким чином, ємність відшарування ізоляції можна розрахувати з використанням формули

$$C_D = \frac{\epsilon_D \cdot \epsilon_0 \cdot S}{d}, \quad (10)$$

де  $\epsilon_D$  – відносна діелектрична проникність середовища (між металом трубопроводу та ізоляційним покриттям);  $S$  – площа відшарованого покриття;  $d$  – відстань між металом трубопроводу та відшарованим покриттям (товщина відшарування).



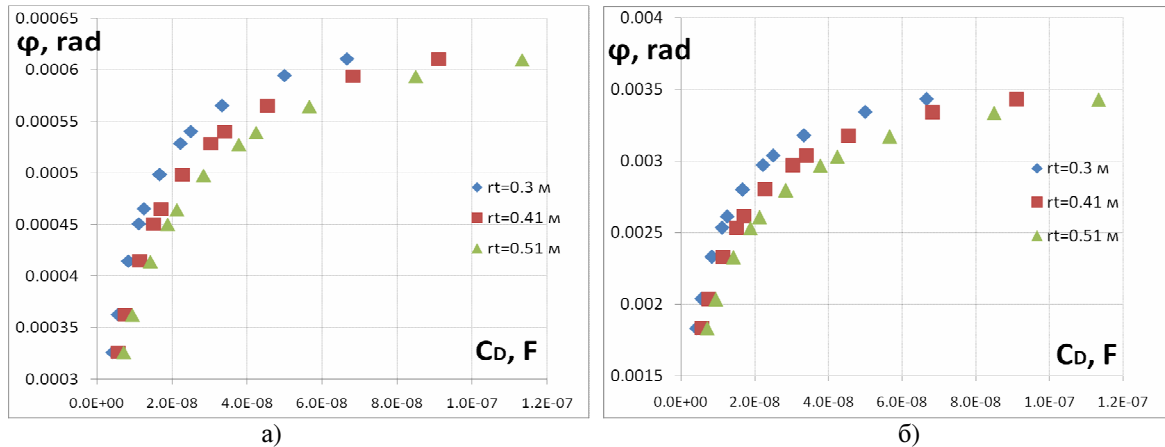
*I – трубопровід, II – ізоляційне покриття, III – відшарування ізоляції, IV – напрям тиску ґрунту на підземний трубопровід*

**Рисунок 4.** Схематичне зображення ділянки (перерізу) підземного нафтогазопроводу з відшаруванням ізоляційного покриття

*I – pipeline, II – coating, III – coating disbondment, IV – soil pressure direction for the buried pipeline*  
**Figure 4.** Schematic view of buried pipeline cross-section with coating disbondment

Таким чином, підставляючи формули (2) – (10) у формулу (1), можна знайти величину зсуву фази, яка виникатиме у випадку наявності відшарування ізоляційного покриття підземного нафтогазопроводу.

На рисунках 5а та 5б зображені графіки зміни фази прийнятого сигналу для трубопроводів різного діаметру (620, 820 та 1020 мм) залежно від ємності відшарування ізоляційного покриття при проведенні досліджень на частотах 100 та 1000 Гц відповідно.



**Рисунок 5.** Графіки зміни зсуву фази залежно від ємності відшарування ізоляції для трубопроводів різного діаметру на частотах 100 Гц (а) та 1000 Гц (б)

**Figure 5.** Diagrams of phase displacement variance depending on disbondment coating capacity for pipelines with different diameters if operating on a frequency of 100 Hz (a) and 1000 Hz (б)

За відсутності додаткової ємності, яка відповідає за наявність відшарування ізоляційного покриття, тобто у випадку бездефектної ділянки досліджуваного трубопроводу або у випадку наскрізного дефекту ізоляції, величина зсуву фази буде на кілька порядків меншою [12]. Це дозволяє зробити висновок щодо високої інформативності такого параметру, як зсув фази для виявлення дефектів ізоляції підземних нафтогазопроводів типу відшарування.

Слід зауважити, що в описаному випадку розглядався однорідний ґрунт, з однаковою вологістю та складом, оскільки довжина досліджуваної ділянки приймалася незначною. В подальшому потрібно також оцінити вплив параметрів неоднорідності ґрунту на вимірювальний сигнал у випадку контролю ізоляції підземних трубопроводів значної довжини.

Отже, в загальному можна підсумувати, що одночасне застосування таких інформативних параметрів, як величина амплітуди прийнятого сигналу та її зміна, а також величини зсуву фази отриманого сигналу дозволяють проводити контроль ізоляційного покриття з вищою достовірністю із можливістю точнішого виявлення наявних дефектів ізоляції.

Таким чином, використання методики багатопараметрового контролю із почерговим застосуванням двох електромагнітних методів (амплітудного та фазового) дозволяє віднайти шляхи вирішення актуальної проблеми нафтогазового комплексу – контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів.

У подальшому необхідно розробити спеціальну інформаційно-вимірювальну систему, яка реалізовуватиме запропонований багатопараметровий підхід до контролю ізоляції з метою перевірки та підтвердження за допомогою експериментальних досліджень отриманих теоретичних та аналітичних результатів.

**Висновки.** На сьогодні не існує єдиного методу, який би дозволяв з високою точністю та достовірністю виявляти усі дефекти ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів. Проведені аналітичні дослідження дають змогу судити про можливість використання таких параметрів, як зміна амплітуди та зсув фази прийнятого сигналу в ролі інформативних щодо оцінювання стану ізоляції.

З метою перевірки отриманих теоретичних результатів необхідно розробити спеціальну інформаційно-вимірювальну систему, яка б реалізовувала запропоновані методи контролю ізоляційного покриття. Отримані результати необхідно також перевірити на діючих об'єктах нафтогазового комплексу за допомогою апаратних



засобів, в яких буде реалізовано запропонований багатопараметровий підхід до контролю ізоляції підземних нафтогазопроводів з метою підтвердження адекватності описаної вище аналітичної моделі.

**Conclusions.** The common testing method that can allow highly-accuracy and authentic definition of all buried oil and gas pipeline coating faults is not available. Conducted analytic investigations make possible to estimate the possibility to use such parameters as received signal amplitude changes and such signal phase displacement as information-bearing parameter as for coating conditions definition.

To check the obtained theoretical results it is necessary to develop a special information and measuring system that can realize suggested insulated coating testing methods. The obtained results must be checked at the operating oil and gas complex units by the equipment, in which the proposed multi-attribute approach for buried oil-and-gas pipelines coating testing will be realized in order to testify the reliability of the described analytical model.

### **Список використаної літератури**

1. Корнеєнко, С.В. Проблеми впливу ґрунтового середовища на корозію магістральних газопроводів України [Текст] / С.В. Корнеєнко, О.М. Корбутяк // Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. – 2009. – №46. – С. 42 – 43.
2. Цих, В.С. Проблеми безконтактного виявлення та ідентифікації дефектів підземних нафтогазопроводів з поверхні землі [Текст] / В.С. Цих, А.В. Яворський, С.П. Вашишак // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2011. – №3 (29). – С. 104 – 111.
3. U.S. Department of Transportation. Consequences to the Public and the Pipeline Industry. URL: <http://primis.phmsa.dot.gov/comm/reports/safety/CPI.html?nocache=6665>.
4. Методика та апаратура двочастотних вимірів для перевірки якості ізоляційного покриття трубопроводу у вологих ґрунтах та на підводних переходах [Текст] / М.А. Ткаленко, П.С. Юхимець, С.М. Мухлінін та ін. // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 2008. – №1. – С. 19 – 23.
5. Джала, Р.М. Методи і засоби електромагнітних обстежень захисту від корозії підземних трубопроводів [Текст]: автореф. дис. ... докт. техн. наук: спец. 05.11.16 «Інформаційно-вимірювальні системи» / Джала Роман Михайлович; НАН України. Фіз.-мех. ін-т ім. Г.В. Карпенка. – Львів – 2002. – 36 с.
6. Яворський, А.В. Розробка методу та системи для безконтактного контролю стану ізоляції промислових нафтогазопроводів [Текст]: автореф. дис. ... канд. техн. наук: спец. 05.11.13 «Прилади і методи контролю та визначення складу речовин» / Яворський Андрій Вікторович, ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ, 2005. – 20 с.
7. Вербенець, Б.Я. Безконтактний метод і прилади для контролю протикорозійного захисту підземних трубопроводів [Текст]: автореф. дис. ... канд. техн. наук: спец. 05.11.13 «Прилади і методи контролю та визначення складу речовин» / Вербенець Богдан Ярославович; Фіз.-мех. ін-т ім. Г.В. Карпенка. – Львів, 2011. – 20 с.
8. Костів, Б.В. Удосконалення безконтактного визначення струмів у стінках підземних трубопроводів для контролю їх ізоляційного покриття [Текст]: автореф. дис. ... 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. Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов: ВРД 39-1.10-026-2001. – М. : ВНИИГАЗ, 2001. – 62 с.
10. Цих, В.С. Особливості реалізації методики контролю підземних нафтопроводів на території нафтоперекачувальних станцій [Текст] / В.С. Цих, А.В. Яворський, С.П. Вашишак // Нафтогазова енергетика. – 2011. – №3 (16). – С. 30 – 40.

11. Пат. 77975 Україна, МПК G01N 27/24. Спосіб безконтактного контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів [Текст] / Цих В.С., Яворський А.В., Ващишак С.П., Карпаш О.М.; заявник: Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № u201206856; заявл. 05.06.2012; опубл. 11.03.2013, Бюл. №5, 2013 р.
12. Цих, В.С. Аналитическое моделирование для определения возможностей обнаружения отслоений изоляционного покрытия подземных нефтегазопроводов с помощью фазового метода контроля [Текст] / В.С. Цих // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – №5. – С. 496 – 506.
13. Яворський, А.В. Фазовий метод контролю ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів [Текст] / А.В. Яворський, С.П. Ващишак, А.М. Карпаш // Методи та прилади контролю якості. – 2008. – №21 – С. 14 – 18.
14. Сидоров, Б.В., О расчете электрических параметров трубопроводов [Текст] / Б.В. Сидоров, Л.Ф. Щербакова // Изоляция трубопроводов. Тр. ВНИИСТА. – 1982. – С. 92 – 109.
15. Дикмарова, Л.П. Эквивалентные электрические схемы замещения подземных трубопроводов [Текст] / Л.П. Дикмарова // Радіоелектроніка і телекомунікації // Вісник ДУ «Львівська політехніка», 1998. – № 352. – С. 26 – 30.
16. Джала, Р.М. Електродинамічна модель трубопроводу з дефектом ізоляції [Текст] / Р.М. Джала // Відбір і обробка інформації. – 2000. – №14 (90). – С. 25 – 30.

*Отримано 13.08.2013*