

## **ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ПІДТВЕРДЖЕННЯ ЗАСТОСУВАННЯ КОМПЛЕКСНОГО ПІДХОДУ ДО ВИЯВЛЕННЯ ТА ІДЕНТИФІКАЦІЇ ДЕФЕКТІВ ІЗОЛЯЦІЙНОГО ПОКРИТТЯ ПІДЗЕМНИХ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ**

*В.С. Цих, А.В. Яворський*

*ІФНТУНГ, 76019, м.Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 504708,  
e-mail: t d m @ n i n g . e d u . u a*

*Проаналізовано необхідність ідентифікації дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів. Наведені основні проблеми, які найчастіше виникають під час контролю стану ізоляції.*

*На основі отриманих раніше теоретичних результатів запропоновано комплексний метод обстеження ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів із поверхні землі шляхом використання двох інформативних параметрів контролю: значення струму в стінках досліджуваного трубопроводу та питомого зсуву фази сигналу.*

*На підземному трубопроводі, розміщеному на спеціальному навчально-науковому полігоні, створено штучні дефекти ізоляційного покриття, подібні до тих, що можуть мати місце під час експлуатації діючих нафтогазопроводів, – наскрізні дефекти та відшарування ізоляції.*

*Розроблено експериментальний взірець інформаційно-вимірювальної системи для контролю стану ізоляційного покриття із можливістю реєстрації значень основних інформативних параметрів. За допомогою розробленого взірця ІВС на навчально-науковому полігоні проведено багаторазові вимірювання значень амплітуди інформативного сигналу в стінках досліджуваного підземного трубопроводу. Отримано графічну залежність, яка відображає виміряні усереднені значення амплітуди досліджуваного сигналу і характер їх зміни в місці штучно створеного наскрізного дефекту ізоляційного покриття, а також наведено аналітичну залежність, яка характеризує отриману криву.*

*Наведені результати визначення питомого зсуву фази на обраному підземному трубопроводі та отримано їх явні зміни, характерні для дефектів ізоляційного покриття типу відшарування.*

*Зіставлення отриманих результатів почергових вимірювань двох інформативних параметрів контролю дозволило виділити особливості їхньої зміни, необхідні для ідентифікації виду дефекту ізоляції.*

*Проведено контроль стану ізоляційного покриття на діючому об'єкті нафтогазового комплексу України – нафтоперекачувальній станції. Отримані результати контролю із виявленими місцями дефектів ізоляції підтверджені проведенням шурфуванням на визначених ділянках.*

*Ключові слова: метод, інформаційно-вимірювальна система, контроль, методика, інформативний параметр, значення струму, питомий зсув фази, відшарування ізоляції.*

*Проанализирована необходимость идентификации дефектов изоляционного покрытия подземных нефтегазопроводов. Приведены основные проблемы, которые чаще всего возникают при контроле состояния изоляции.*

*На основании полученных ранее теоретических результатов предложен комплексный метод обследования изоляционного покрытия подземных нефтегазопроводов с поверхности земли путем использования двух информативных параметров контроля: значение тока в стенках исследуемого трубопровода и удельного сдвига фазы сигнала.*

*На подземном трубопроводе, размещенном на специальном учебно-научном полигоне, созданы искусственные дефекты изоляционного покрытия подобные тем, которые могут иметь место при эксплуатации действующих нефтегазопроводов, – сквозные дефекты и отслоения изоляции.*

*Разработан экспериментальный образец информационно-измерительной системы для контроля состояния изоляционного покрытия с возможностью регистрации значений основных информативных параметров. С помощью разработанного образца ИИС на учебно-научном полигоне проведены многократные измерения значений амплитуды информативного сигнала в стенках исследуемого подземного трубопровода. Получена графическая зависимость, отражающая измеренные усредненные значения амплитуды исследуемого сигнала и характер их изменения на участке искусственно созданного сквозного дефекта изоляционного покрытия, а также приведена аналитическая зависимость, характеризующая полученную кривую.*

*Приведены результаты определения удельного сдвига фазы на выбранном подземном трубопроводе и получены их явные изменения, характерные для дефектов изоляционного покрытия типа отслоения.*

*Сопоставление полученных результатов поочередных измерений двух информативных параметров контроля позволило выделить особенности их изменения, необходимые для идентификации вида дефекта изоляции.*

*Проведен контроль состояния изоляционного покрытия на действующем объекте нефтегазового комплекса Украины – нефтеперекачивающей станции. Полученные результаты контроля с выявленными местами дефектов изоляции подтверждены проведенным шурфованием на определенных участках.*

*Ключевые слова: метод, информационно-измерительная система, контроль, методика, информативный параметр, значение тока, удельный сдвиг фазы, отслоение изоляции.*

*The necessity of buried oil and gas pipelines insulated coating defects identifying is analyzed. The main problems that can arise during insulated coating condition control are presented.*

*A complex method of buried oil and gas pipelines insulated coating inspection from above the ground based on earlier achieved theoretical results is suggested pathway using two information-bearing testing parameters: the current value in the test pipeline walls and specific phase displacement of the signal.*

*An artificial insulated coating defects that may occur while efficient oil and gas pipelines exploitation – holes and disbonded coatings – are constructed at the located at a special scientific-training range buried pipeline.*

*An experimental model of information and measuring system for insulated coating conditions testing with the possibility of the main information-bearing parameters values registration is developed. The multiple determinations of the message-bearing signal range value in the analyzed buried pipeline walls are realized at the scientific-training range by the dint of developed experimental model of information and measuring system. The graphical characteristic which represents the measured testing signal averaged range values and character of their changes in a segment with artificially created hole of insulated coating defect through defects is received. Also an analytical dependence that characterizes an achieved graph is presented.*

*The results of the specific phase displacement at the selected buried pipeline are presented. Also the visible changes of such parameter that are individual for the disbonded insulated coating defect are founded.*

*Received results comparison of the two information-bearing testing parameters time-shared measurements allows the speciality allocation of its changes that are necessary for the type of insulated coating defect identifying.*

*Insulated coating testing at the efficient oil and gas facility in Ukraine – pump station – is done. The obtained testing results with the identified places with insulated coating defects are confirmed by the using of pit sampling at the certain areas.*

**Keywords:** method, information and measuring system, testing, technique, information-bearing parameter, current value, specific phase displacement, coating disbondment.

**Вступ.** На сьогодні достовірний та своєчасний контроль стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів обумовлюється необхідністю забезпечення довготривалої, надійної та безпечної експлуатації таких трубопровідних систем. Результати контролю повинні включати інформацію про наявність тих чи інших дефектів ізоляційного покриття, а також оцінку ступеня їхньої небезпеки. Виникнення дефектів ізоляції може бути пов'язане із впливом оточуючого трубопровід ґрунтового середовища, а також із особливостями експлуатації підземних нафтогазопроводів. Наявність дефектів ізоляційного покриття є однією із першопричин розвитку небезпечних корозійних процесів основного металу трубопроводів. Особливо актуальною така проблема постає для об'єктів підвищеної небезпеки – газокompресорних та нафтоперекачувальних станцій, оскільки аварії на них пов'язуються із матеріальними збитками, а також із значними загрозами життю та здоров'ю людей.

На основі аналізу літературних джерел усі дефекти ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів можна поділити на два види: наскрізні дефекти та відшарування ізоляції. Під відшарованою ізоляцією можуть розвиватися корозійні процеси не так інтенсивно, як при її наскрізному пошкодженні, проте виявити відшарування існуючими методами контролю доволі складно.

**Задача дослідження.** Необхідність ідентифікації виду дефектів ізоляції пояснюється насамперед різним ступенем їхньої небезпеки. Існуючі підходи до контролю стану ізоляційного покриття не дозволяли з високою точністю та достовірністю виявляти та ідентифікувати усі дефекти ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів. Тому авторами були проведені теоретичні дослідження щодо удосконалення та розвитку існуючих безконтактних методів контролю [1-4]. Особлива увага була приділена дефектам типу відшарування ізоляції.

Проведені теоретичні дослідження [1-4] дозволили оцінити можливість застосування електромагнітних методів контролю для виявлення та ідентифікації дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів, а також дали змогу отримати аналітичну модель залежності зсуву фази для відшарувань різних розмірів та для різних типів ґрунтів, у яких розміщується досліджуваний підземний нафтогазопровід [4].

Однією з основних проблем при контролі стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів є необхідність шурфування ділянки із потенційно наявними дефектами ізоляції з метою оцінки достовірності проведеного контролю. Особливі труднощі з шурфуванням виникають на території складних технічних об'єктів – на компресорних, перекачувальних станціях, де присутня значна кількість суміжних комунікацій (суміжні трубопроводи, кабельні мережі, оптоволоконні лінії та ін.). На даний час в існуючих літературних джерелах практично не зустрічаються дослідження, в яких результати обстеження ізоляційного покриття підтверджувалися б шурфуванням. Таким чином, можна тільки опосередковано судити про вірогідність результатів проведеного контролю. Отже, виникає необхідність перевірки отриманих результатів з метою оцінки рівня їхньої достовірності.

Дана стаття присвячена експериментальному підтвердженню проведених раніше теоретичних досліджень щодо застосування комплексного підходу для виявлення та ідентифікації дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів.

**Основний матеріал досліджень. Отримані результати.** На основі отриманих теоретичних результатів [1-4], авторами запропоновано комплексний метод обстеження ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів з поверхні землі. Для виявлення та ідентифікації наявних дефектів ізоляції необхідно використо-



**Рисунок 1 – Створені наскрізні дефекти ізоляційного покриття**

увати обрані в [1-4] інформативні параметри: значення струму в стінці трубопроводу та питомий зсув фази сигналу. Запропонований комплексний підхід включає наступні кроки:

- вимірювання значень струму за допомогою електромагнітного амплітудного методу контролю з використанням сталого кроку між точками вимірювань;

- зменшення кроку між точками вимірювань у місцях значної питомої зміни значень струмового сигналу в стінках досліджуваного трубопроводу;

- проведення експериментальних досліджень з використанням електромагнітного фазового методу контролю (визначення питомого зсуву фази між точками контролю);

- зіставлення отриманих результатів контролю для аналізу зміни основних інформативних параметрів з метою отримання ідентифікаційних ознак того чи іншого дефекту ізоляційного покриття.

Оскільки для перевірки отриманих результатів експериментальних досліджень необхідним є проведення шурфувань потенційно небезпечних ділянок, що в умовах діючих об'єктів нафтогазового комплексу є досить складним, довготривалим та трудомістким процесом, то авторами в ролі об'єкту дослідження було обрано підземний трубопровід, розміщений на території спеціального навчально-наукового полігону для контролю підземних комунікацій (полігон знаходиться на території кафедри технічної діагностики та моніторингу, ІФНТУНГ). На попередньо обраних ділянках наявного підземного трубопроводу були створені штучні дефекти ізоляційного покриття: наскрізні (рисунок 1) та відшарування ізоляції (рисунок 2).

Таким чином, відомі геометричні параметри та місцезнаходження дефектів на підземному трубопроводі дають змогу оцінити можливість запропонованої методики контролю ізоляційного покриття.

Для проведення експериментальних досліджень авторами була обрана ділянка підземного трубопроводу діаметром 57 мм та довжиною 20 м із відомими значеннями глибини його залягання по всій довжині.

З метою оцінювання змін основних інформативних параметрів, які дозволяють контролювати наявність дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів, розроблений експериментальний взірець інформаційно-вимірювальної системи (ІВС) з використанням теоретичних основ, наведених в [5].

Згідно із запропонованою методикою першою задачею контролю є вимірювання значень струмового сигналу за допомогою електромагнітного амплітудного методу з використанням сталого кроку між точками вимірювань (вибраний авторами початковий крок становить 0,5 м). Вимірювання значень струму в стінках досліджуваного підземного трубопроводу проводилося за допомогою розробленого взірця ІВС, основними складовими якої є магнітна антена для прийому сигналу від трубопроводу та під'єднаний до неї вимірювальний блок (рисунок 3).

Реєстрація значень амплітуди та фази прийнятого від трубопроводу сигналу проводилася за допомогою цифрового осцилографа (рисунок 4). Переведення отриманих величин інформативного сигналу в значення струму проводиться за відомою формулою [6, 7] з поправкою на глибину залягання трубопроводу в кожній із точок вимірювань та з використанням постійного коефіцієнта, який пов'язує напруженість змінного магнітного поля з напругою на виході магнітної антени і який залежить тільки від конструкції магнітної антени.

Проведені багаторазові вимірювання значень струму (>30) вздовж досліджуваного підземного трубопроводу з наявними дефектами ізоляційного покриття за допомогою електромагнітного амплітудного методу (при використанні робочої частоти величиною 33 кГц) дозволили зафіксувати характерні зміни цих значень в околі наскрізних дефектів ізоляції (присутній ефект зростання значення струму перед дефектом). Усереднені результати вимірювань по кожній із контрольних точок представлені на графіку, наведеному на рисунку 5.

На більш протяжних ділянках підземних нафтогазопроводів та при обраному початковому кроці між точками вимірювань, який значно перевищує орієнтовну довжину наявних



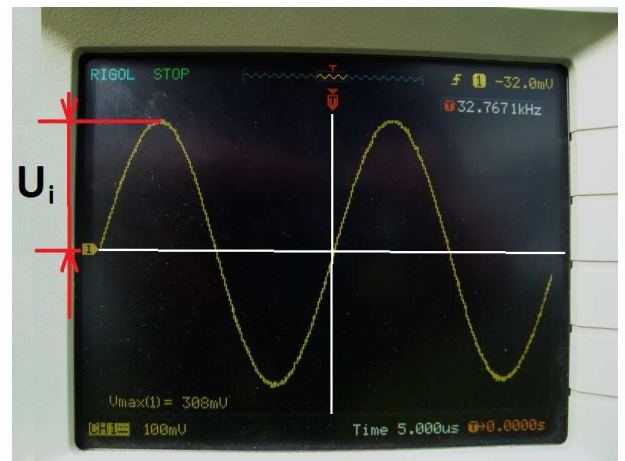
Рисунок 2 – Створені відшарування ізоляційного покриття



1 – магнітна антена; 2 – вимірювальний блок;  
3 – цифровий двоканальний осцилограф

Рисунок 3 – Вигляд розробленої інформаційно-вимірювальної системи для контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів із цифровим осцилографом для реєстрації інформативного сигналу

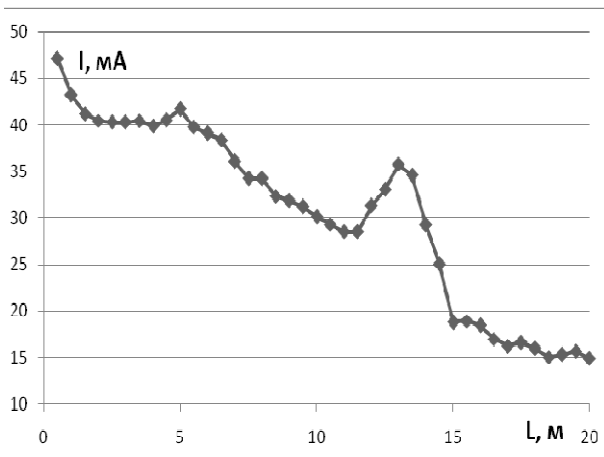
наскрізних дефектів ізоляції, доцільним є зменшення цього кроку в місцях значного затухання струмового сигналу з метою локалізації потенційно небезпечних місць із наскрізними пошкодженнями ізоляційного покриття. Це, на-



$U_i$  – значення амплітуди інформативного сигналу

Рисунок 4 – Реєстрація значень інформативного сигналу в стінках досліджуваного підземного трубопроводу за допомогою цифрового осцилографа

самперед, пов'язано з тим, що затухання величини струмового сигналу можуть виникати не тільки внаслідок витікання струму в ґрунт в місцях наскрізних дефектів ізоляції, але і у місцях наявних відводів, поворотів чи різкої зміни



**Рисунок 5 – Усереднені результати вимірювань значень струму вздовж ділянки досліджуваного підземного трубопроводу**

глибини залягання досліджуваних нафтогазопроводів. Особливо такі зміни можуть бути характерними для компресорних чи перекачувальних станцій, на яких присутня велика кількість нелінійних ділянок технологічних трубопроводів.

Отримані залежності значень струмового сигналу із характерними змінами струму на ділянці 4-5 (рисунок 5) пов'язані з присутніми неідеальними властивостями ізоляції в місці зварного з'єднання двох частин підземного трубопроводу. На ділянці 12-15 (рисунок 5) спостерігаються зміни на місці наявних штучно створених наскрізних дефектів ізоляційного покриття, які потребують детального опису.

Наявність ділянок досліджуваного підземного трубопроводу із можливим зростанням величини струмового сигналу може бути пояснене насамперед аномаліями розподілу складових компонент магнітного поля, спричинених витіканням струму крізь локальні наскрізні дефекти ізоляційного покриття [8, 9]. Такі характеристики не спостерігатимуться, наприклад, в місцях відводів від основного досліджуваного трубопроводу, враховуючи відсутність на таких ділянках чіткого контакту металу труби з ґрунтовим електролітом.

На основі отриманих результатів експериментальних досліджень (рисунок 5) з використанням відомих залежностей розподілу струмового сигналу вздовж досліджуваного підземного трубопроводу [10], а також на основі регресійного аналізу вибірки даних із кількістю спостережень у кожній точці контролю >30 встановлено, що зміни значень струму вздовж трубопроводу внаслідок наявних наскрізних дефектів ізоляції можна описати за законом:

$$I_x = b \cdot e^{-\alpha x}, \quad (1)$$

де  $b$  – 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,

який є функцією значної кількості змінних величин, пов'язаних із зміною характеристик ізоляційного покриття:

$$\alpha = f(R_C, C_C, R_0, S_d, l_d), \quad (2)$$

де  $R_C$  – опір ізоляційного покриття,

$C_C$  – ємність ізоляційного покриття,

$R_0$  – опір розтіканню струмів у ґрунт з трубопроводу в місці наскрізного дефекту ізоляції,

$S_d$  – площа наскрізного дефекту ізоляції,

$l_d$  – довжина наскрізного дефекту ізоляційного покриття вздовж осі досліджуваного трубопроводу.

Підстановка змінних параметрів формули (2) у формулу (1) із використанням характеристик відомого наявного штучного дефекту ізоляційного покриття дозволяє отримати рівняння (1) для даного дефекту. Аналогічно можна отримати коефіцієнти  $b$  та  $\alpha$  для трубопроводів із різними геометричними параметрами та різними характеристиками їхнього ізоляційного покриття.

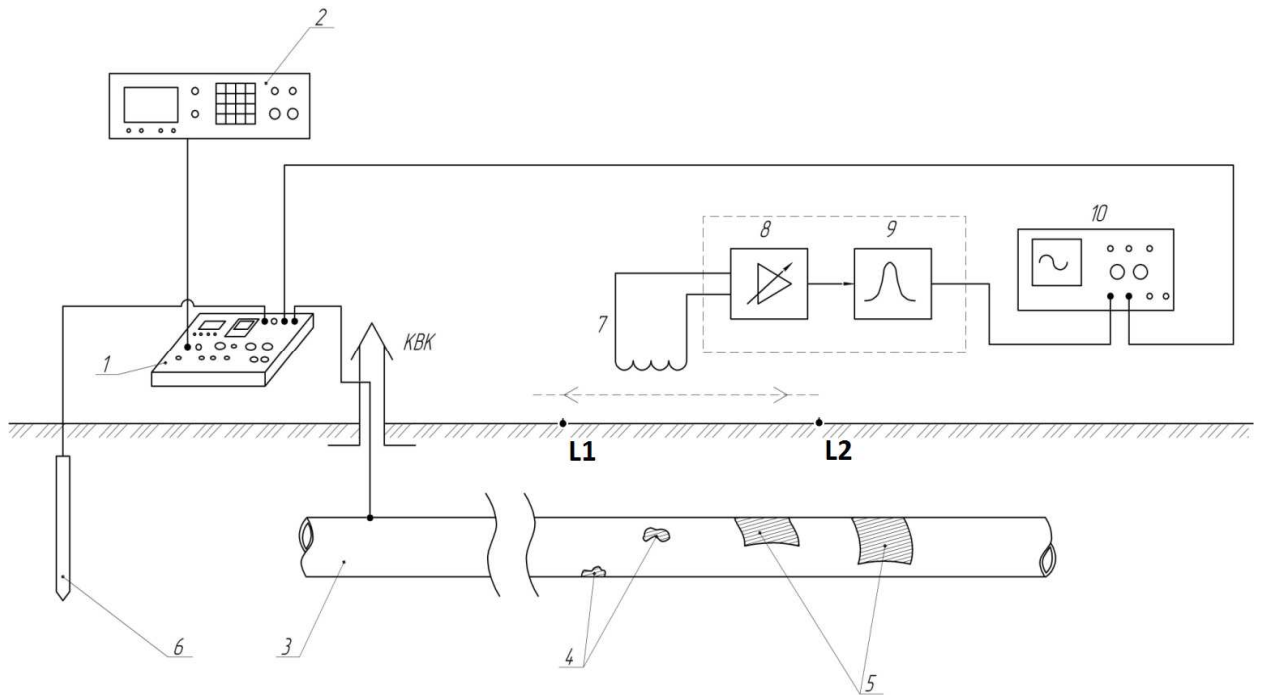
Слід звернути увагу на те, що в місцях відшарувань ізоляційного покриття подібні ефекти не спостерігалися, що пояснюється значним опором розтіканню струмів у ґрунт в місцях таких дефектів. Таким чином, наявність ефекту, зображеного на рисунку 5, який можна описати із використанням залежностей (1) та (2), є ідентифікаційною ознакою наявності саме наскрізного дефекту ізоляції.

З отриманих результатів проведених вимірювань можна судити щодо виявлення наскрізних дефектів ізоляції та про нечутливість електромагнітного амплітудного методу контролю до відшарувань ізоляційного покриття.

Тому наступним кроком запропонованої методики є проведення експериментальних досліджень за допомогою електромагнітного фазового методу контролю, теоретичні основи якого, а також можливості щодо виявлення дефектів ізоляційного покриття типу відшарування описані в [2, 4].

Методика проведення експериментальних досліджень (схема, зображена на рисунку 6) полягає в наступному. На досліджуваний трубопровід 3 через контрольно-вимірювальну колонку (КВК) подаємо сигнал визначеної частоти за допомогою мультисигнального генератора 1, а також із можливістю задання форми такого сигналу синтезатором 2. Приймальний пристрій, який включає магнітну антену 7, регульований підсилювач 8 та регульований смуговий фільтр 9, на виході під'єднується до цифрового осцилографа 10, до якого також під'єднаний кабель від генератора 1.

Під час руху вздовж досліджуваного трубопроводу 3 в місцях наявних дефектів ізоляції 4 та 5 відбуваються стрибки питомої зміни зсуву фази сигналу, які перевищують зміни зсуву фази на бездефектних ділянках. Реєстрація значення питомого зсуву фази отриманого сигналу відносно опорного, який подається із генератора, відбувається з використанням двока-



1 – мультичастотний генератор, 2 – синтезатор; 3 – досліджуваний підземний трубопровід; 4 – наскрізні дефекти ізоляції; 5 – відшарування ізоляційного покриття; 6 – заземлювач; 7 – магнітна антена; 8 – регульований підсилювач; 9 – регульований смуговий фільтр; 10 – цифровий осцилограф; L1, L2 – точки вимірювань

Рисунок 6 – Схема проведення експериментальних досліджень

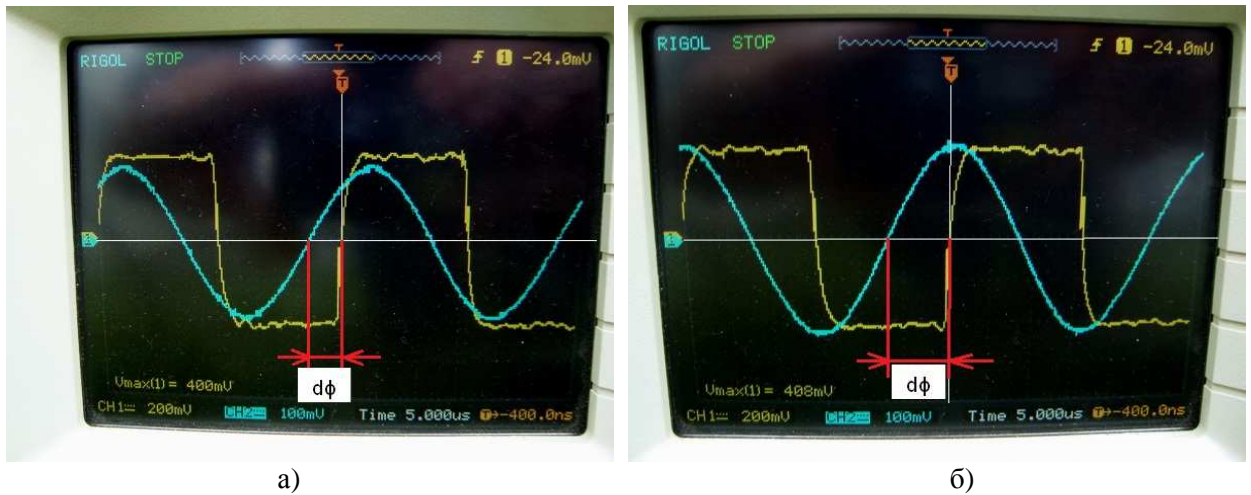


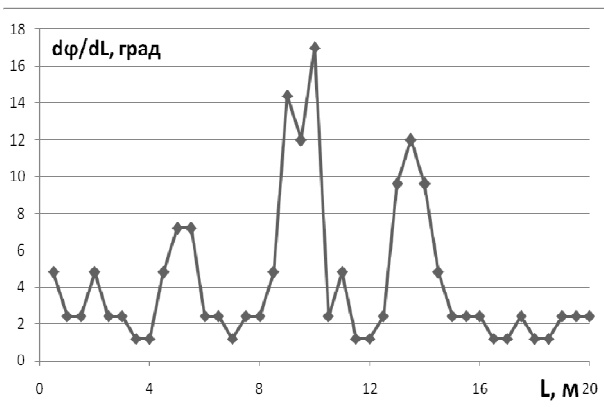
Рисунок 7 – Вимірювання зсуву фази за допомогою двоканального цифрового осцилографа: а) в точці L1 (рисунок 6); б) в точці L2 (рисунок 6)

нального цифрового осцилографа 10 (рис. 7). Значення амплітуд двох сигналів у цьому випадку приводяться до єдиного рівня. На рисунках 7,а та 7,б наведено графіки вимірювань значень зсуву фази відповідно в точках L1 та L2, розміщених вздовж досліджуваного трубопроводу (рисунок 6).

На рисунку 8 наведено отримані результати питомого зсуву фази сигналу вздовж досліджуваної ділянки підземного трубопроводу. Як видно з рисунку 8, на наведеному графіку спостерігаються області 9-10 та 13-14 із значними питомими зсувами фази. На ділянці 9-10 роз-

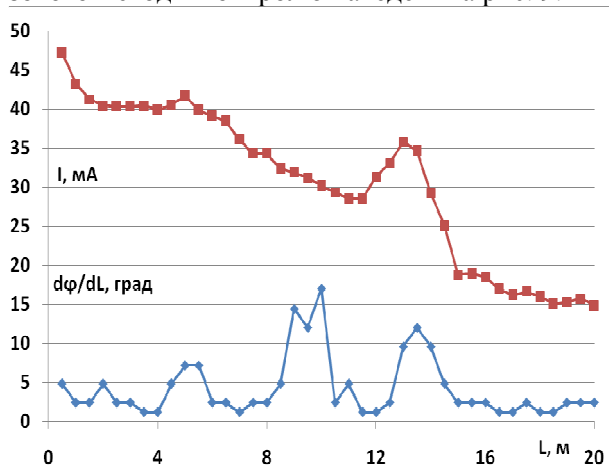
міщені штучно створені відшарування ізоляційного покриття, а на ділянці 13-14 – наскрізні дефекти ізоляції. Таким чином, можна судити про інформативність використаного інформативного параметру – питомого зсуву фази – щодо виявлення дефектів ізоляційного покриття типу відшарування.

Для можливості ідентифікації дефекту необхідно зіставити результати, отримані з почерговим використанням двох електромагнітних методів контролю.



**Рисунок 8 – Результати вимірювань питомого зсуву фази на ділянці підземного трубопроводу з дефектами ізоляції, розміщеному на навчально-науковому полігоні**

Отримані результати проведених експериментальних досліджень з почерговим використанням електромагнітних амплітудного та фазового методів контролю наведені на рис. 9.

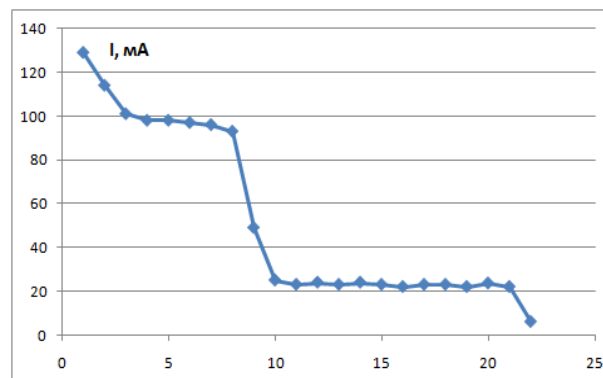


**Рисунок 9 – Зіставлені результати вимірювань значень струму та питомого зсуву фази на ділянці підземного трубопроводу з різними дефектами ізоляції, розміщеному на навчально-науковому полігоні**

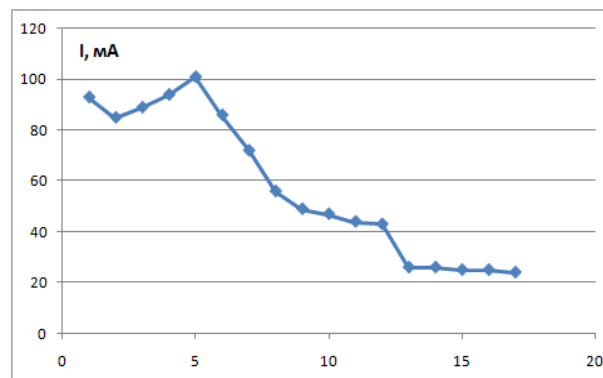
Як бачимо, присутність одночасної значної питомої зміни зсуву фази та характерної кривої зміни значення струму може свідчити про наявність наскрізного дефекту ізоляційного покриття, в той же час наявність значних питомих змін зсуву фази за відсутності відчутних змін значень струму є ідентифікаційною ознакою відшарування ізоляції. Таким чином, отримані результати проведених експериментальних досліджень свідчать про високу достовірність такого контролю, оскільки вони дозволяють вказати на місця наявних штучно створених дефектів ізоляції.

Крім того, з метою додаткової перевірки запропонованої методики контролю та розробленого взірця ІВС були проведені експериментальні дослідження на кількох ділянках підземних нафтопроводів, розміщених на діючих об'єктах нафтогазового комплексу. Результати

експериментальних досліджень, отримані на території однієї з нафтоперекачувальних станцій (НПС) України, наведені на рисунках 10-11.



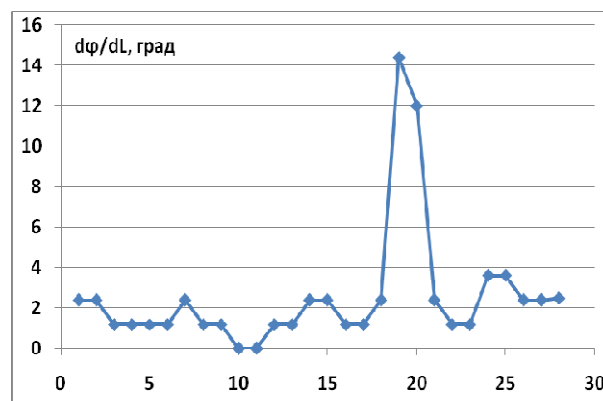
а)



б)

а) крок 4 м між точками вимірювань;  
б) крок 0,5 м між точками вимірювань (для ділянки 8-10, рис. 7а)

**Рисунок 10 – Результати вимірювань значень струму в стінках досліджуваного підземного нафтопроводу**



**Рисунок 11 – Результати вимірювання питомої зміни фази на одній із контрольованих ділянок підземного нафтопроводу на території нафтоперекачувальної станції**

На одному із досліджуваних підземних нафтопроводів проведені вимірювання значень струму дозволили зафіксувати значний спад сигналу на двох ділянках, які розміщувалися поряд одна з одною (рисунок 10,а). Оскільки початковий крок між точками вимірювань був



а) наскрізний дефект; б) відшарування ізоляції

**Рисунок 12 – Виявлені дефекти ізоляційного покриття**

обраний величиною 4 м, то для ділянки 8-10 (рисунок 10,а) було вирішено провести аналогічні вимірювання, тільки з меншим кроком (0,5 м). Отримані результати (рисунок 10,б) дозволили ідентифікувати ділянку із наявними наскрізними дефектами ізоляційного покриття (ділянка 2-8, рисунок 10,б) у зв'язку із наявними характерними змінами струмового сигналу. В той же час, значне затухання сигналу на ділянці 9-10 (рисунок 10,а) і, відповідно на ділянці 12-13 (рисунок 10,б) було пов'язане із наявністю трійника та відводу від основного досліджуваного підземного нафтопроводу до одного із резервуарів, розміщеного на території НПС.

Проведені вимірювання за допомогою електромагнітного фазового методу на описаній вище ділянці підземного нафтопроводу не виявили додаткових місць із значним питомим фазовим зсувом сигналу, що може свідчити про відсутність на ній дефектів ізоляційного покриття типу відшарування.

Проведені вимірювання значень струму на ділянці іншого підземного нафтопроводу не дозволили зафіксувати значні затухання, що може свідчити про відсутність прямих витоків струму в ґрунтове середовище і, відповідно, наскрізних дефектів ізоляції. В той же час, використання електромагнітного фазового методу дозволило зафіксувати значні зміни фазового зсуву на одній із ділянок досліджуваного підземного нафтопроводу (рисунок 11, ділянка 19-20). Це свідчить про потенційну наявність на даній ділянці відшарування ізоляційного покриття.

Отримані висновки щодо стану ізоляційного покриття та наявних дефектів ізоляції за результатами проведених експериментальних досліджень (рисунки 10-11) із використанням запропонованої методики контролю та розробленого взірця ІВС були підтверджені проведенням шурфуванням на двох ділянках досліджуваних підземних нафтопроводів (рисунки 12,а та 12,б).

Отже, можна зробити висновок, що у всіх випадках проведене шурфування підтверджує отримані результати контролю із вказанням виду дефекту ізоляційного покриття. Це дає підстави стверджувати, що запропонована методика може використовуватися на діючих об'єктах нафтогазового комплексу.

Таким чином, в процесі роботи експериментально підтверджено можливість використання запропонованої методики до виявлення та ідентифікації дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів. Це дає змогу віднайти оптимальний підхід до контролю ізоляції з метою забезпечення надійної та безпечної експлуатації трубопровідних мереж.

### Література

- 1 Цих В.С. Возможности бесконтактного определения мест отслоений изоляционного покрытия подземных нефтегазопроводов путем анализа их электрических параметров / В.С. Цих, А.В. Яворский, С.П. Ващишак // Дни неразрушающего контроля 2012: Научные известия на НТСМ. – 2012. – №1 (133). – С.277-280.
- 2 Цих В.С. Аналитическое моделирование для определения возможностей обнаружения отслоений изоляционного покрытия подземных нефтегазопроводов с помощью фазового метода контроля / В.С. Цих // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 496-506.
- 3 Цих В.С. Усовершенствованный подход к идентификации дефектов изоляционных покрытий подземных нефтегазопроводов / В.С. Цих, А.В. Яворский // Дни неразрушающего контроля 2013: Научные известия на НТСМ. – 2013. – №2 (139). – С.44-47.
- 4 Цих В.С. Удосконалення підходу до електромагнітного контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів / В.С. Цих // Методи та прилади контролю якості. – 2013. – №1 (30). – С. 24-32.



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

6 ВСН 210-87. Инструкция по применению комплекса устройств для неразрушающего контроля сплошности изоляционных покрытий заглубленных трубопроводов. – М.: ВНИИСТ, 1988. – 18 с.

7 Яворський А.В. Розробка методу та системи для безконтактного контролю стану ізоляції промислових нафтогазопроводів : 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. – 319 с.

8 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.

9 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.

10 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.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*  
04.11.13

*Рекомендована до друку*  
*професором Грудзом В.Я.*  
*(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)*  
*канд. техн. наук Ващишаком С.П.*  
*(«Укрчастотнагляд», м. Івано-Франківськ)*