

УДК 697.343

**І. Р. Ващишак, к. т. н.; С. П. Ващишак, к. т. н., доц.; В. С. Цих, к. т. н.;  
А. В. Яворський, к. т. н., доц.**

## КОМПЛЕКСНЕ ОБСТЕЖЕННЯ ПІДЗЕМНИХ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ

Проведено аналіз наявних методів контролю стану підземних нафтогазопроводів та показано необхідність розроблення нових підходів і методик. Запропоновано комплексний підхід до обстеження підземних нафтогазопроводів, які розміщені в місцях із значним скупченням суміжних комунікацій. Описано використання магнітного та мікрофонного методів для контролю ділянок підземних трубопроводів незначної довжини. Наведено можливість використання в поєднанні двох електромагнітних методів контролю (амплітудного та фазового) для виявлення та ідентифікації пошкоджень ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів в умовах складних технологічних об'єктів.

**Ключові слова:** контроль, підземний нафтогазопровід, технічний стан, дефект, електромагнітний метод, магнітний метод, мікрофонний метод.

### Постановка проблеми в загальному вигляді та її зв'язок із важливими науковими чи практичними завданнями

Підземні нафтогазопроводи є основними елементами системи транспортування енергоносіїв територією України, загальна довжина яких сягає десятків тисяч кілометрів. Останнім часом аварійність нафтогазопроводів підвищилася внаслідок того, що експлуатаційний ресурс більшості з них вичерпався, катодний захист діє не завжди ефективно, а подекуди й просто відсутній. Зважаючи на вищезазначене, питання контролю технічного стану підземних нафтогазопроводів є доволі актуальним.

### Аналіз останніх досліджень і публікацій, виділення нерозв'язаних раніше частин загальної проблеми

На сьогодні відомо багато методів неруйнівного контролю [1, 2], призначених для встановлення місць пошкоджень за вимірюванням тих чи інших параметрів нафтогазопроводів. Однак значною проблемою залишається можливість проведення досліджень ділянок нафтогазопроводів невеликої довжини, розміщених у місцях значного скупчення підземних комунікацій (наприклад, територія компресорних чи нафтоперекачувальних станцій, рис. 1). Окремою проблемою є виявлення дефектів у нафтогазопроводах, прокладених під різними видами покриттів (асфальт, бетон тощо).

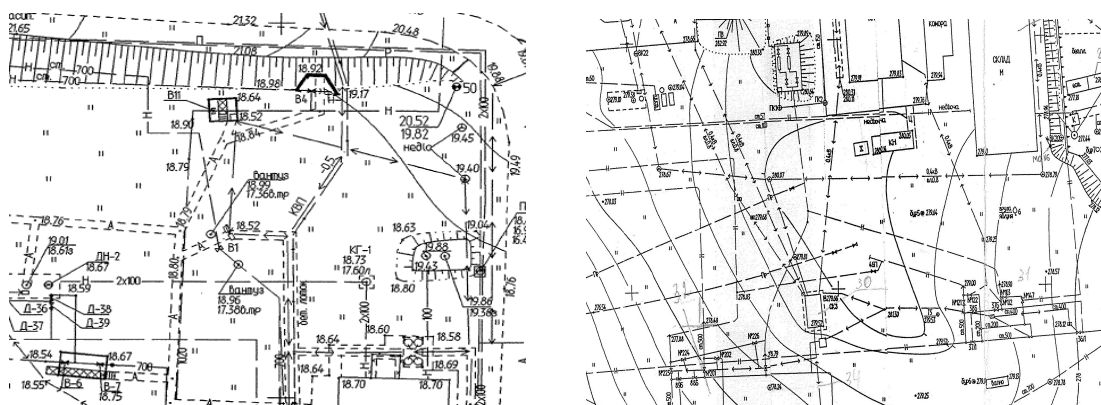


Рис. 1. Фрагменти планів розміщення комунікацій на території технологічних об'єктів нафтогазового комплексу

Також варто зазначити необхідність ідентифікації виду дефекту через їхній різний ступінь  
Наукові праці ВНТУ, 2015, № 1

загрози безпечній експлуатації підземних нафтогазопроводів. Сучасні методи та методики дозволяють тільки виявляти приблизні місця розміщення тих чи інших дефектів без можливості їхньої ідентифікації. Отже, ця проблема є досить актуальною в процесі обстеження стану підземних нафтогазопроводів.

### **Постановка завдання**

Для дослідження технічного стану нафто- чи газопроводу запропоновано здійснювати комплексне обстеження, яке полягає в застосуванні кількох методів контролю, що ґрунтуються на дослідженні параметрів різної фізичної природи (електромагнітних, магнітних, акустичних).

### **Викладення основного матеріалу дослідження з обґрунтуванням отриманих наукових результатів**

Перед проведенням обстеження підземного нафто- чи газопроводу на території, насиченій підземними комунікаціями, спочатку необхідно розбити його на короткі ділянки контролю (наприклад, на ділянки, розміщені між камерами із запірною арматурою). Обстеження контрольованої ділянки трубопроводу потрібно здійснювати в кілька етапів. Спочатку визначають трасу трубопроводу та глибину його залягання класичним електромагнітним методом. Однак на території з великою кількістю підземних комунікацій трубопровід може вигинатись у горизонтальній площині під значними кутами ( $90^\circ$  і більше). Це призводить до виникнення похибок електромагнітного методу, оскільки однобоке скупчення силових магнітних ліній у місцях згинів трубопроводу вказує на зміщення його осі. У такому випадку доцільно застосувати магнітометр, за допомогою якого, вимірюючи спотворення магнітного поля Землі металевим трубопроводом, можна точно вказати координати його розташування.

Коли ж трубопровід прокладено під залізобетонним покриттям, що значно спотворює магнітне поле та розсіює електромагнітні сигнали, пропонуємо застосувати мікрофонний метод дослідження. Він полягає у вимірюванні низькочастотного (звукового) акустичного поля трубопроводу, яке створюється в ньому потужним магніостриктором. Мікрофонний метод дозволяє не тільки виявити вісь підземного трубопроводу, а й визначити місце знаходження його ймовірного дефекту. При цьому акустичний сигнал генерується шляхом механічного збудження в тілі трубопроводу потужних низькочастотних акустичних коливань.

За відсутності пошкодження трубопроводу на поверхні ґрунту над ним ресструють номінальний рівень акустичного сигналу в діапазоні частот збудження. Цей рівень за умови стабільності збуджувальних коливань визначають коефіцієнтами загасання звуку та проходження меж поділу середовищ: поверхня металевого трубопроводу – ізоляція – ґрунтова засипка – ґрунт – повітря. Якщо над трубопроводом розташовані додаткові шари покриття (бетон, асфальт тощо), потрібно враховувати їхні акустичні характеристики. За наявності дефекту в трубопроводі змінюється акустична проникність між шарами і, відповідно, ступінь загасання акустичної хвилі.

Застосування мікрофонного методу контролю на прикладі ділянки трубопроводу довжиною  $L_1$ , розміщеної між двома камерами із запірною арматурою, наведено на рис. 2. Ділянку трубопроводу 1 (довжиною  $L_1$ ), розміщену в ґрунті 2, за допомогою фланців 3 приєднують до запірної арматури 4 в кожній з камер по обидва боки трубопроводу. Сам трубопровід має ізоляцію 5, якою покрита його металева поверхня 6. З одного боку трубопроводу в місці, очищеному від ізоляції, пристрій збудження акустичних сигналів (магніостриктор) 7, який за допомогою сигнального кабелю 8 приєднано до генератора низької частоти 9. Генератор низької частоти виробляє частоти для збудження магніостриктора в діапазоні від 2 до 10 кГц.

Збуджені магніостриктором 7 акустичні хвилі поширюються вздовж металевої поверхні трубопроводу 1, як по довгому хвилеводу. Частина енергії акустичної хвилі поширюється від металевого трубопроводу 1 по всій його довжині до поверхні ґрунту, змінюючи свої характеристики залежно від наявності дефекту.

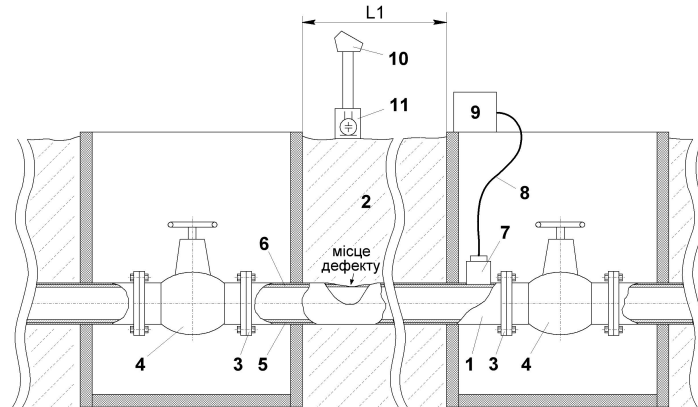


Рис. 2. Застосування мікрофонного методу для контролю ділянки підземного трубопроводу довжиною  $L_1$   
 1 – контрольована ділянка підземного трубопроводу, 2 – ґрунтова засипка, 3 – фланці, 4 – запірна арматура, 5 – зовнішня ізоляція трубопроводу, 6 – металева поверхня трубопроводу, 7 – пристрій збудження акустичних сигналів, 8 – сигнальний кабель, 9 – генератор низької частоти, 10 – реєструючий пристрій, 11 – резонансна камера з вимірювальним мікрофоном

На поверхні ґрунту акустичний відбиття від трубопроводу (звуковий тиск) фіксують вимірювальним мікрофоном реєструвального пристрою 10. Для збільшення чутливості і зменшення відношення сигнал – завада вимірювальний мікрофон реєструвального пристрою 10 розміщено в резонансній камері 11.

Генератор низької частоти 9 має десять режимів роботи. Вісім із них відповідають за зміну частоти у вузьких діапазонах (2 – 3 кГц, 3 – 4 кГц, 4 – 5 кГц, 5 – 6 кГц, 6 – 7 кГц, 7 – 8 кГц, 8 – 9 кГц, 9 – 10 кГц), а два – за зміну амплітуди. Керування режимами роботи генератора може відбуватися вручну або з реєструвального пристрою 10 за допомогою радіоканалу.

Як показали дослідження, оптимальним для проведення контролю є діапазон частот від 4 до 5 кГц. У цьому діапазоні акустичні сигнали від трубопроводу чітко фіксують на поверхні ґрунту з глибини понад 2,5 м.

Під час проведення контролю мікрофонним методом оператор із реєструвальним пристроєм 10 у руках рухається вздовж ділянки трубопроводу за максимальним значенням звукового тиску на частоті збудження магніостриктора, фіксуючи його значення з певним кроком. Залежність зміни акустичного тиску вздовж ділянки трубопроводу на фіксованій частоті збудження наведена на рис. 3. У місці дефекту, де, як правило, пошкоджена ізоляція і здебільшого зволожений ґрунт, змінюються коефіцієнти загасання звукової хвилі, що проявляється у зростанні амплітуди звукового тиску на поверхні ґрунту (рис. 3).

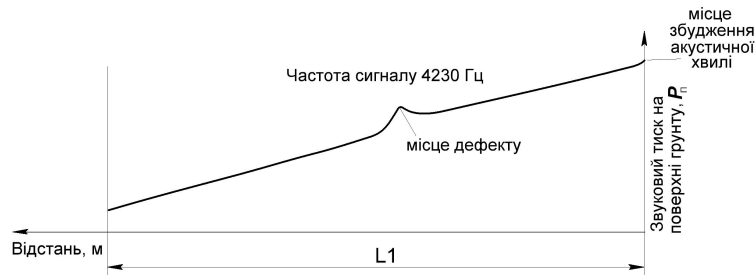


Рис. 3. Залежність зміни акустичного тиску на поверхні ґрунту над трубопроводом від довжини ділянки контролю на частоті сигналу 4230 Гц

Знаючи характеристики середовищ, через які проходить акустична хвиля, можна

розрахувати звуковий тиск  $P_{II}$  у будь-якій точці над трубопроводом за виразом:

$$P_{II} = \sqrt{\frac{J \cdot c_T}{2 \cdot \pi^2 \cdot \rho_T^2 \cdot r_T^2 \cdot f^2}} \cdot \rho_T \cdot c_T \cdot T_{T/I} \cdot T_{I/I\Gamma 3} \cdot T_{\Gamma 3/II} \cdot e^{(\alpha_T \cdot r_T + \alpha_I \cdot r_I + \alpha_{\Gamma 3} \cdot h_{\Gamma 3} + \alpha_{II} \cdot h_{II})}, \quad (1)$$

де  $J$  – інтенсивність збудженої акустичної хвилі на поверхні трубопроводу, Вт/м;  $c_T$  – швидкість звуку в матеріалі трубопроводу, м/с;  $\rho_T$  – густина матеріалу трубопроводу, кг/м<sup>3</sup>;  $r_T$  – зовнішній радіус металевого трубопроводу, м;  $r_I$  – зовнішній радіус ізоляції трубопроводу, м;  $f$  – частота сигналу збудження акустичної хвилі у трубопроводі, с<sup>-1</sup>;  $T_{T/I}$ ,  $T_{I/I\Gamma 3}$ ,  $T_{\Gamma 3/II}$  – коефіцієнти проходження акустичної хвилі на межах середовищ (трубопровід – ізоляція, ізоляція – ґрунтова засипка, ґрунтова засипка – повітря);  $\alpha_T$ ,  $\alpha_I$ ,  $\alpha_{\Gamma 3}$ ,  $\alpha_{II}$  – коефіцієнти загасання акустичної хвилі в різних середовищах (трубопровід, ізоляція, ґрунтова засипка, повітря);  $h_{\Gamma 3}$ ,  $h_{II}$  – довжина ходу акустичної хвилі в ґрунтовій засипці та повітрі, м.

Порівнюючи реально отримане значення звукового тиску в певних точках із розрахованим, можна виявити місце дефекту трубопроводу.

Якщо характеристики середовищ, через які проходить акустична хвиля від трубопроводу, невідомі або ж над трубопроводом розташовані кілька шарів різноманітних покриттів чи комунікації, то мікрофонним методом реєструють просто максимальне значення звукового тиску на поверхні ґрунту. При цьому можна буде визначити вісь пролягання трубопроводу, однак дефекти в ньому виявити неможливо.

Для підвищення ймовірності виявлення дефектів на коротких ділянках трубопроводів пропонуємо використати електромагнітний метод з електричним обмеженням ділянки контролю та підвищеними частотами контролю.

Застосування електромагнітного методу контролю на прикладі ділянки трубопроводу довжиною  $L_1$ , розміщеної між двома камерами із запірною арматурою, наведено на рис. 4. На очищені від ізоляції частини трубопроводу 1 на початку і в кінці ділянки контролю одягають металеві хомути 7, до яких через приєднувальні клеми 8 підходять сигнальні кабелі 9 від генератора сигналів 10 та елемента навантаження 11. Генератор сигналів 10 та елемент навантаження 11 заземлені через заземлювачі 12, що електрично обмежує ділянку контролю. Реєстрацію сигналу від трубопроводу на поверхні ґрунту здійснюють пристроєм 13 за допомогою виміральної котушки 14.

Спрощена схема заміщення електрично обмеженої ділянки контролю наведено на рис. 5. На цій ділянці діє струм генератора  $I_1$ , який поділяється на струм, що йде через елемент навантаження  $I_3$  та струм через дефект трубопроводу  $I_2$ . Чим більший розмір дефекту, тим значення  $I_2$  буде більшим. Також на коротких ділянках контролю з метою підвищення інформативності та внаслідок незначного затухання доцільно використати високі частоти в діапазоні 20 – 33 кГц.

Питомі лінійні опори ділянок схеми заміщення розраховують з урахуванням діагностичних ознак за відомими методиками [3, 4].

Значення струмів та напруг, які діють у схемі заміщення ділянки трубопроводу, розраховують за методом еквівалентного генератора за такими виразами:

$$I_1 = \frac{E_{XX}}{(Z_{\Gamma} + Z_T + Z_{ГЕН}) + \frac{(Z_{I3} + Z_3) \cdot Z_{ГЕН}}{Z_{I3} + Z_3 + Z_{ГЕН}}}, \quad (2)$$

де  $E_{XX}$  – напруга холостого ходу генератора сигналів, В;  $Z_{\Gamma}$  – питомий лінійний опір ґрунту

на ділянці контролю, Ом/м;  $Z_T$  – питомий лінійний опір ділянки трубопроводу, Ом/м;  $Z_{ГЕН}$  – внутрішній опір генератора сигналів, Ом;  $Z_{ІЗ}$  – питомий лінійний опір ізоляції на ділянці трубопроводу, Ом/м;  $Z_3$  – питомий опір ґрунту струмам стікання на ділянці контролю, Ом/м.

$$I_2 = \frac{E}{Z_{ІЗ} + Z_3}, \quad (3)$$

де  $E$  – е.р.с. генератора сигналів, В.

$$I_3 = \frac{E}{Z_H}, \quad (4)$$

де  $Z_H$  – опір елемента навантаження, Ом.

$$E = I_1 \cdot \left[ \frac{(Z_{ІЗ} + Z_3) \cdot Z_{ГЕН}}{Z_{ІЗ} + Z_3 + Z_{ГЕН}} \right]. \quad (5)$$

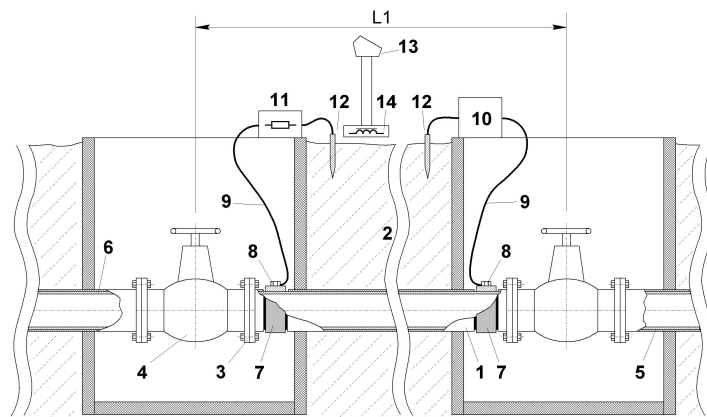


Рис. 4. Застосування електромагнітного методу для контролю ділянки підземного трубопроводу довжиною  $L1$ : 1 – контрольована ділянка підземного трубопроводу, 2 – ґрунтова засипка, 3 – фланці, 4 – запірні арматури, 5 – зовнішня ізоляція трубопроводу, 6 – металева поверхня трубопроводу, 7 – металеві хомути, 8 – приєднувальні клеми, 9 – сигнальні кабелі, 10 – генератор сигналів, 11 – резистивний елемент навантаження, 12 – заземлювачі, 13 – реєструвальний пристрій, 14 – вимірювальна котушка

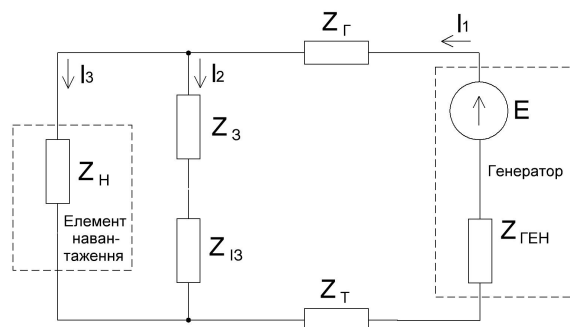


Рис. 5. Спрощена електрична схема заміщення ділянки підземного трубопроводу

Під час проведення контролю електромагнітним методом з електричним обмеженням ділянки контролю оператор з реєструвальним пристроєм 13 у руках (рис. 4) рухається вздовж ділянки досліджень за максимальним значенням електромагнітного сигналу від трубопроводу, реєструючи його значення з певним кроком.

Іншим важливим завданням обстеження підземних нафтогазопроводів є можливість чіткого виявлення та ідентифікації наявних дефектів ізоляційного покриття. Серед дефектів

ізоляції виділяємо наскрізні пошкодження та відшарування [1, 2]. Особливий акцент слід зробити на обстеженні ділянок незначної довжини, які розміщені в умовах складних технологічних об'єктів.

З метою ідентифікації виду дефекту ізоляційного покриття запропоновано застосувати в поєднанні два електромагнітні методи контролю: амплітудний і фазовий.

Електромагнітний амплітудний метод контролю ґрунтується на вимірюванні значення струму в стінках контрольованого підземного нафтогазопроводу та зміні цієї величини (загасання) при віддаленні від підключеного генератора вхідного сигналу. Вимірювання проводять у точках з попередньо вибраним сталим кроком між ними. В основу електромагнітного фазового методу контролю покладено те, що трубопровід представлений довгою лінією, яка характеризується розподіленою електричною ємністю, зумовленою наявністю ізоляції, та розподіленою індуктивністю, яка слабо залежить від параметрів трубопроводу. При віддаленні від підключеного до трубопроводу генератора змінного струму збільшується затримка розповсюдження сигналу та змінюється зсув фази. Швидкість зміни фази залежить від товщини і стану ізоляційного покриття, що дозволяє робити висновки про його стан. Для визначення різниці фаз слід використовувати опорний сигнал, отримуваний від генератора, або працювати на декількох частотах одночасно, використовуючи одну з них як опорну [5, 6].

Методика проведення обстежень стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів на території складних технологічних об'єктів із можливістю виявлення та ідентифікації наявних дефектів ізоляції складається з таких кроків:

- проведення вимірювань із використанням електромагнітного фазового методу контролю (визначення питомого зсуву фази між точками контролю);
- 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 нафтогазопроводу (у разі потреби);
- зіставлення отриманих результатів контролю для аналізу зміни основних інформативних параметрів з метою отримання ідентифікаційних ознак того чи іншого дефекту ізоляційного покриття;
- аналіз отриманих результатів контролю та формування висновків щодо стану ізоляції.

Запропонована схема контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів, які розташовані на території складних технологічних об'єктів, наведена на рис. 6.

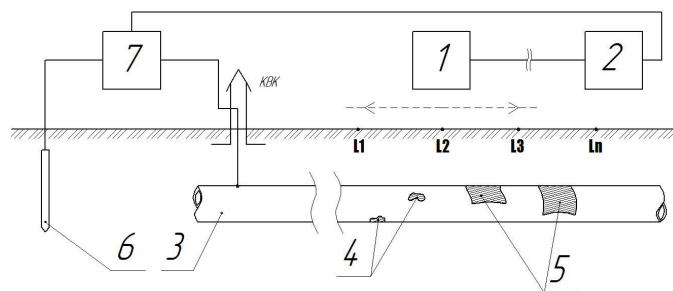


Рис. 6. Схема контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів  
 1 – переносний вимірювальний пристрій, 2 – двоканальний осцилограф; 3 – досліджуваний трубопровід; 4 – наскрізні дефекти ізоляції; 5 – відшарування ізоляційного покриття; 6 – заземлювач; 7 – мультиточковий генератор; КВК – контрольна-вимірювальна колонка; L1, L2, L3, ..., Ln – точки вимірювань

Суть такого контролю в такому. Мультиточковий генератор 7 через контрольна-вимірювальну колонку (КВК) підключають до досліджуваного підземного трубопроводу 3 і

до заземлювача 6. Генератор змінного струму 7 створює контрольний сигнал, який змінюється під час протікання вздовж трубопроводу. Такі зміни проявляються у вигляді затримки розповсюдження сигналу, які залежать від електричних параметрів розміщеного в ґрунті підземного нафтогазопроводу. Вимірювання сигналу відбувається в точках L1, L2, L3, ..., Ln зі сталим кроком за допомогою переносного вимірювального пристрою 1 під час руху оператора вздовж осі досліджуваної комунікації. Під час проходження місць наскрізних дефектів ізоляційного покриття 4 або місць відшарувань ізоляції 5 відбувається різкий стрибок зсуву фази. Реєстрація отриманого переносним вимірювальним пристроєм 1 сигналу відбувається візуально за допомогою двоканального цифрового осцилографа 2, на один з входів якого подається опрацьований сигнал з досліджуваного підземного нафтогазопроводу. На інший вхід осцилографа 2 подається опорний сигнал з генератора 7 з метою оцінки зсуву фази отриманого сигналу відносно опорного. У місцях значного питомого зсуву фази найімовірніше виявлення дефектів ізоляційного покриття.

Отже, використання єдиного фазового методу контролю дозволяє виявити наявність як відшарувань ізоляції, так і наскрізних пошкоджень, однак провести чітку ідентифікацію таких дефектів неможливо. Для цього використовуємо амплітудний електромагнітний метод контролю, за допомогою якого можна виявити саме наскрізні пошкодження ізоляційного покриття.

Загасання струмового сигналу в разі використання електромагнітного амплітудного методу контролю можна зафіксувати за наявності витікання струму в ґрунт, що спостерігається в місцях контакту металу труби з ґрунтом у наскрізних пошкодженнях ізоляційного покриття. У випадку відшарування ізоляційного покриття отвори в ізоляції, через які електроліт потрапляє до тіла труби, часто є незначними, що не дозволяє фіксувати значні зміни значень струму за наявності таких дефектів [7]. Необхідно зазначити, що значні затухання сигналу можливі й за наявності відводів, трійників, значних змін у глибині залягання досліджуваного нафтогазопроводу, тоді як зсув фази в таких ситуаціях залишається практично незмінним [7].

Оптимальною частотою для проведення обстежень ділянок підземних нафтогазопроводів незначної довжини обрано 33 кГц, на якій впевнено фіксують зміни інформативних параметрів (значень струму, зсуву фази), а також за якої менш відчутний вплив сторонніх завод. Вибір частоти проводили на основі результатів експериментальних досліджень, отриманих на спеціальному навчально-науковому полігоні та на об'єктах нафтогазового комплексу [7, 8].

Отже, на основі зіставлення результатів двох методів контролю можна робити висновок про вид наявних дефектів ізоляційного покриття: у разі наявних одночасних значних змін амплітуди сигналу та зсуву фази на тій же ділянці говоримо про наявність наскрізних пошкоджень ізоляції, у випадку ж наявності тільки значних змін зсуву фази можна говорити про наявність відшарувань ізоляційного покриття (рис. 7).



Рис. 7. Зіставлення результатів вимірювання двох інформативних параметрів на ділянці підземного нафтогазопроводу (загасання сигналу та зміна зсуву фази)

У разі необхідності ділянка контролю може бути також електрично обмежена з використанням додаткового заземлювача та елемента навантаження.

### **Висновки з цього дослідження та перспективи подальших робіт у зазначеному напрямку**

Застосування комплексного обстеження підземних нафтогазопроводів дозволить підвищити вірогідність контролю коротких непрямолінійних ділянок трубопроводів у місцях зі значним скупченням підземних комунікацій.

У перспективі необхідно розробити нормативний документ на проведення такого контролю, у якому необхідно навести види дефектів підземних нафтогазопроводів, методику їх виявлення та ідентифікації, а також вказати бракувальні критерії, що дозволить чітко регламентувати проведення обстежень і правильно формулювати висновки щодо придатності до подальшої експлуатації або необхідності проведення ремонтних робіт на ділянках підземних нафтогазопроводів.

### **СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ**

1. Цих В. С. Проблеми безконтактного виявлення та ідентифікації дефектів підземних нафтогазопроводів з поверхні землі / В. С. Цих, А. В. Яворський, С. П. Ващишак // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2011. – №3 (29). – С. 104 – 111.
2. Цих В. С. Особливості реалізації методики контролю підземних нафтопроводів на території нафтоперекачувальних станцій / В. С. Цих, А. В. Яворський, С. П. Ващишак // Нафтогазова енергетика. – 2011. – № 3. – С. 30 – 40.
3. Сидоров Б. В. О расчете электрических параметров трубопроводов / Б. В. Сидоров, Л. Ф. Щербакова // Изоляция трубопроводов. Тр. ВНИИСТА. – 1982. – С. 92 – 109.
4. Дикмарова, Л. П. Эквивалентные электрические схемы замещения подземных трубопроводов / Л. П. Дикмарова // Радиоелектроніка і телекомунікації // Вісник ДУ «Львівська політехніка», 1998. – № 352. – С. 26 – 30.
5. Patent 5066917 United States, IPC G 01 V 13/00, G 01 V 3/30. Long Feature Vertical or Horizontal Electrical Conductor Detection Methodology Using Phase Coherent Electromagnetic Instrumentation / Larry G. Stolarczyk; claimer and patent holder Stolar, Inc. – № US 07/466,494 ; claim. 17.01.90 ; publ. 19.11.91.
6. Patent 5471143 United States, IPC G 01 V 3/10. Apparatus for Locating Buried Conductors Using Phase-Shifted Signals / Ziyad H. Doany; claimer and patent holder Minnesota Mining And Manufacturing Co. – № US 08/011,383 ; claim. 29.01.93 ; publ. 28.11.95.
7. Цих В. С. Розроблення методу та засобу контролю дефектів ізоляції підземних трубопроводів : дис. канд. тех. наук : 05.11.13 / Цих Віталій Сергійович. – Івано-Франківськ, 2014. – 155 с.
8. Цих В. С. Методика ідентифікації сквозних дефектів ізоляції підземних нафтогазопроводів в умовах складних технологічних об'єктів / В. С. Цих, А. В. Яворський, Tahar Aifa / Scientific Proceedings. – 2014. – №1 (150). – С. 61 – 65.

**Ващишак Ірина Романівна** – к. т. н., доцент кафедри технічної діагностики та моніторингу.

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу.

**Ващишак Сергій Петрович** – к. т. н., доцент, інженер.

Державне підприємство «Український державний центр радіочастот».

**Цих Віталій Сергійович** – к. т. н., асистент кафедри технічної діагностики та моніторингу.

**Яворський Андрій Вікторович** – к. т. н., доцент кафедри технічної діагностики та моніторингу.

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу.