

УДК 621.64

ІДЕНТИФІКАЦІЯ ДЕФЕКТІВ ІЗОЛЯЦІЙНОГО ПОКРИТТЯ ПІДЗЕМНИХ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ З ПОВЕРХНІ ЗЕМЛІ НА ТЕРИТОРІЇ СКЛАДНИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ

В. С. Цих, А.В. Яворський

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, тел. (0342) 50-47-08, e-mail: tv.s.vitalik@gmail.com

Приведений аналіз досліджень та публікацій щодо контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів з поверхні землі. Наведені результати проведених теоретичних досліджень щодо зміни зсуву фази вимірювального сигналу у випадку наявності дефектів ізоляційного покриття типу відшарування. Доведено доцільність застосування електромагнітного фазового методу контролю для виявлення таких дефектів. Наведено аналітичну модель залежностей питомого зсуву фази для ділянки підземного нафтогазопроводу із відшаруванням ізоляції. Розроблено методіку проведення експериментальних досліджень та експериментальний взірець інформаційно-вимірювальної системи. Проведені вимірювання основних інформативних параметрів на моделі підземного трубопроводу на навчально-науковому полігоні для технічної діагностики підземних комунікацій. Розроблено комплексний метод виявлення та ідентифікації дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів на основі аналізу двох інформативних параметрів.

Ключові слова: підземний нафтогазопровід, дефект, відшарування ізоляції, еквівалентна електрична схема, інформативний параметр, схема контролю, інформаційно-вимірювальна система, ідентифікація.

Приведен анализ исследований и публикаций относительно контроля технического состояния изоляционного покрытия подземных нефтегазопроводов с поверхности земли. Приведены результаты теоретических исследований по изменению сдвига фазы измерительного сигнала в случае наличия дефектов изоляционного покрытия типа отслоения. Доказана целесообразность применения электромагнитного фазового метода контроля для выявления таких дефектов. Приведена аналитическая модель зависимостей удельного сдвига фазы для участка подземного нефтегазопровода с отслоением изоляции. Разработана методика проведения экспериментальных исследований и экспериментальный образец информационно-измерительной системы. Проведены измерения основных информативных параметров на модели подземного трубопровода на учебно-научном полигоне для технической диагностики подземных коммуникаций. Разработан комплексный метод обнаружения и идентификации дефектов изоляционного покрытия подземных нефтегазопроводов на основе анализа двух информативных параметров.

Ключевые слова: подземный нефтегазопровод, дефект, отслоение изоляции, эквивалентная электрическая схема, информативный параметр, схема контроля, информационно-измерительная система, идентификация.

A brief overview of the research and publications for above the ground technical condition monitoring of the buried oil and gas pipelines insulated coating is realized. The theoretical studies results of the test signal phase displacement changes upon the existence of coating disbondment defects are presented. The practicability of the electromagnetic phase testing method for such defects detection is proved. An analytical model of the phase displacement for the buried oil and gas pipeline section with coating disbondment is presented. An experimental model of the buried oil and gas pipeline with different insulated coating defects is constructed. The main information-bearing parameters measuring on the model of the buried pipeline, located at the scientific training range for buried pipelines technical diagnostics are realized. A complex method for detection and identification of buried oil and gas insulated coating defects on the basis of two information-bearing parameters.

Keywords: buried oil and gas pipeline, defect, coating disbondment, equivalent electrical circuit, information-bearing parameter, monitoring circuit, information and measuring system, identifying.

Вступ

Підземні трубопроводи відіграють одну з найважливіших ролей у системі транспортування природного газу, нафти та нафтопродуктів. Однак в процесі експлуатації під дією різноманітних негативних чинників технічний стан таких трубопроводів може значно погіршуватися. В першу чергу відбувається пошкодження їхнього ізоляційного покриття, яке стає причиною розвитку корозійних процесів металу трубопроводу. Для нафтогазового комплексу така проблема є досить актуальною, оскільки руйнування підземних трубопроводів викликає порушення технологічних процесів, втрату транспортованого продукту, завдання значних матеріальних збитків та екологічної шкоди докільню, а в найбільш важких випадках це може стати причиною виникнення пожеж, вибухів, виходу з ладу високовартісного обладнання, травмування, чи навіть загибелі людей [1].

На основі аналізу літературних джерел [2-4] до дефектів ізоляційного покриття, які можуть виникати в процесі експлуатації підземних нафтогазопроводів, відносять наскрізні дефекти та відшарування ізоляції. Необхідність ідентифікації дефектів пояснюється різним ступенем їхньої небезпеки для надійної та безперебійної експлуатації підземних нафтогазопроводів. Таким чином, виникає необхідність пошуку оптимального підходу до контролю стану ізоляційного покриття із можливістю виявлення та ідентифікації того чи іншого виду дефекту.

Особливої уваги на сьогодні потребує проведення контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів на території складних технологічних об'єктів, до яких можна віднести об'єкти підвищеної небезпеки – газокомпресорні, нафтоперекачувальні станції. Складність контролю на таких об'єктах пов'язана із наявністю значної кількості суміжних комунікацій, які здійснюють відчутний вплив на результати контролю.

Аналіз сучасних досліджень і публікацій

Дослідженню технічного стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів присвячений ряд робіт вітчизняних та закордонних вчених, таких як Джала Р.М., Дикмарова Л.П., Сидоров Б.В., Кісіль І.С., Стрілецький Ю.Й., Яворський А.В., Вербенець Б.Я., Костів Б.В., Мухлінін С.М., Ткаленко М.А., Мартинов С.А., Гарнетт Е.Ф. та інші. Однак, в основному, їхня увага зосереджувалася на підвищенні достовірності та точності

контролю технічного стану ізоляційного покриття і пов'язана із виявленням наскрізних дефектів ізоляції. В той же час, можливість чіткої ідентифікації наскрізних дефектів та виявлення відшарувань ізоляційного покриття в даних роботах не розглядалися.

Вивченню питань щодо виявлення та ідентифікації дефектів ізоляції типу відшарування до останнього часу приділялося досить мало уваги. У зв'язку з цим дослідження з даної проблеми в науково-технічній літературі є малочисельними.

В роботах таких вчених, як Allahar K.N., Трейсі С.Д., Келлнер Дж. Д., Розенфельд І.Л., Шамшетдінова Н.К. та ін. висвітлюються питання, які пов'язані із відшаруванням ізоляційного покриття. Однак, основна увага в них зосереджена на оцінках розвитку корозійних процесів під відшарованим покриттям, а також впливу електрохімічного захисту на зниження швидкості таких корозійних процесів, тоді як питання виявлення таких дефектів ізоляції підземних нафтогазопроводів з поверхні землі в процесі їхньої експлуатації не знайшло вирішення.

Таким чином, можна стверджувати, що існуючі методики та підходи не дозволяють чітко виявляти та ідентифікувати усі види дефектів ізоляційного покриття, які можуть виникати в процесі експлуатації підземних нафтогазопроводів.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Дана стаття присвячена експериментальній перевірці запропонованого комплексного методу ідентифікації дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів, який включає почергове використання двох електромагнітних методів контролю – фазового та амплітудного з подальшим опрацюванням отриманих результатів.

Метою досліджень даної роботи є аналіз двох основних інформативних параметрів контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів – значень струму в стінках трубопроводу та питомого зсуву фази вимірювального сигналу відносно опорного на основі проведених експериментальних досліджень.

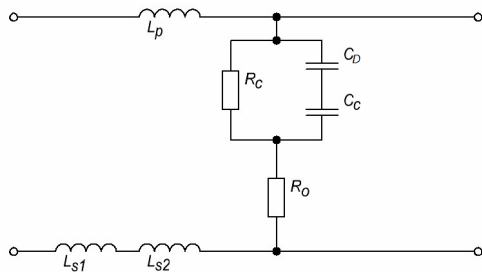
Висвітлення основного матеріалу досліджень

Враховуючи, що підземний нафтогазопровід можна розглядати як однорідну систему із розподіленими електричними параметрами у випадку протікання по ньому змінного струму, то ділянку такого трубопроводу можна представити у вигляді еквівалентної

електричної схеми заміщення [5-7].

Основна задача полягає в урахуванні в такій схемі випадку наявності дефекту типу відшарування ізоляційного покриття. Відшарування ізоляції може описуватися додатковою ємністю дефекту, яка фізично утворюється між металом трубопроводу та відшарованим покриттям. Враховуючи те, що нести небезпеку такі дефекти можуть тільки у випадку проникання корозійно активних речовин під покриття чи у випадку наявності активних електрохімічних процесів, які протікають на металічній поверхні під ізоляційним покриттям, то можна вважати, що в таких місцях виникає додатковий електричний шар на межі метал-ізоляція. Відповідно, матимемо послідовне з'єднання перехідних реактивних параметрів підземного трубопроводу.

Авторами на основі попередніх теоретичних досліджень [8-11] побудована удосконалена еквівалентна електрична схема заміщення ділянки підземного нафтогазопроводу із відшаруванням ізоляційного покриття шляхом виключення резистивних параметрів ґрунту та металу трубопроводу, які не здійснюють відчутного впливу на зміну параметра зсуву фази, а також введення в ролі параметра дефекту ємності відшарування ізоляції (рис. 1).



R_0 – опір розтіканню струмів в ґрунт з досліджуваного трубопроводу; L_p – погонна індуктивність трубопроводу; L_{S1} – внутрішня індуктивність ґрунту як провідника, який оточує досліджуваний трубопровід; L_{S2} – зовнішня індуктивність трубопроводу; R_C , C_C – відповідно, перехідні опір та ємність (параметри ізоляційного покриття); C_D – ємність дефекту ізоляційного покриття (ємність відшарування ізоляції)

Рисунок 1 – Еквівалентна електрична схема заміщення ділянки підземного нафтогазопроводу із відшаруванням ізоляційного покриття для електромагнітного фазового методу контролю

Проведений розрахунок електричних елементів даної схеми заміщення та проведені теоретичні дослідження [8-11] дозволили отримати аналітичну залежність зсуву фази струмового сигналу, який протікає у стінках досліджуваного нафтогазопроводу, від різних величин ємності відшарувань ізоляційного покриття з урахуванням параметрів ґрунту, в яких розміщується досліджуваний трубопровід:

$$\varphi = 2\pi f \sqrt{\frac{R_C(L_P + L_{S1} + L_{S2})C_C C_D}{(Z_i + R_0 + R_C)(C_C + C_D)}}, \quad (1)$$

де ємність відшарування ізоляції C_D описуватиметься залежно від його геометричних параметрів та форми:

$$C_D = \frac{\epsilon_D \epsilon_0 S_d}{d_d}, \quad (2)$$

або

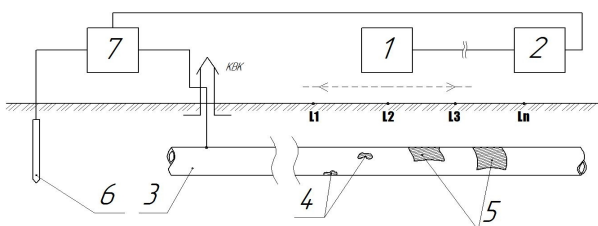
$$C_D = \frac{2\pi \epsilon_D \epsilon_0 l}{\ln(D_C / D)}, \quad (3)$$

де Z_i – вхідний опір генератора, який задається його технічними характеристиками, Ом; R_C – погонний опір ізоляційного покриття, Ом/м; L_p – погонна індуктивність трубопроводу, Гн/м; L_{S1} – внутрішня індуктивність ґрунту як провідника, який оточує досліджуваний трубопровід, Гн/м; L_{S2} – зовнішня індуктивність трубопроводу, Гн/м; C_C – ємність ізоляційного покриття, Ф; C_D – ємність дефекту відшарування ізоляції, Ф; R_0 – опір розтіканню струмів в ґрунт з досліджуваного трубопроводу, Ом/м; R_C – погонний опір ізоляційного покриття, Ом/м; f – робоча частота; φ – зсув фази вихідного сигналу відносно вхідного, рад; ϵ_D – відносна діелектрична проникність середовища між металом трубопроводу та відшарованим ізоляційним покриттям; $\epsilon_0 = 8.85 \cdot 10^{-12}$, Ф/м – електрична постійна; S_d – площа відшарування, м²; d_d – відстань між металом трубопроводу та відшарованим покриттям (товщина відшарування), м; l – довжина «циліндричного» відшарування, м; D – зовнішній діаметр досліджуваного підземного нафтогазопроводу, м; D_C – діаметр циліндра – трубопроводу з

відшарованим ізоляційним покриттям, м.

З метою реалізації електромагнітного фазового методу запропонована удосконалена схема контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів, які знаходяться на території складних технологічних об'єктів нафтогазового комплексу (рис. 2).

Суть удосконалення полягає у наступному. Мультичастотний генератор 7 через контрольно-вимірвальну колонку (КВК) підключається до досліджуваного підземного нафтогазопроводу 3 і до заземлювача 6. Генератором змінного струму 7 створюється контрольний сигнал, який змінюється під час протікання вздовж трубопроводу. Такі зміни проявляються у вигляді зміни фази сигналу, що залежать від електричних параметрів розміщеного в ґрунті підземного нафтогазопроводу. Вимірювання сигналу відбувається в точках $L1, L2, L3, \dots, Ln$ із сталим кроком за допомогою переносного вимірвального пристрою 1 при русі оператора вздовж осі досліджуваної комунікації. При проходженні місць наскрізних дефектів ізоляційного покриття 4 або місць відшарувань ізоляції 5 відбувається різкий стрибок зсуву фази. Реєстрація отриманого переносним вимірвальним 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 найбільш імовірно знаходження дефектів ізоляційного покриття.



1 – переносний вимірвальний пристрій,
2 – двоканальний осцилограф; 3 –
досліджуваний трубопровід; 4 – наскрізні
дефекти ізоляції;
5 – відшарування ізоляційного покриття;
6 – заземлювач; 7 – мультичастотний
генератор; КВК – контрольно-вимірвальна
колонка; $L1, L2, L3, \dots, Ln$ – точки вимірювань

Рисунок 2 – Схема контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів

З метою перевірки отриманих теоретичних результатів для проведення досліджень було обрано спеціальний навчально-науковий полігон, який знаходиться на території навчально-наукового центру кафедри «Технічної діагностики та моніторингу» ІФНТУНГ. На даному полігоні створена експериментальна модель ділянки підземного трубопроводу із дефектами ізоляційного покриття. Ділянка досліджуваного трубопроводу діаметром 57 мм є прямолінійною, довжиною 20 м. Ізоляція трубопроводу – бітумна, товщиною 9 мм.

З метою відтворення основних видів дефектів ізоляції, які можуть виникати під час експлуатації підземних нафтогазопроводів, на підземному металевому трубопроводі створено наступні штучні дефекти ізоляційного покриття: наскрізні (рис. 3) та відшарування ізоляції (рис. 4).

З метою удосконалення контролю стану ізоляційного покриття на основі відомих схем розроблений експериментальний взірець інформаційно-вимірвальної системи (ІВС), в якому реалізовано можливість використання двох електромагнітних методів контролю – амплітудного та фазового.



Рисунок 3 – Вигляд створеного наскрізного дефекту ізоляційного покриття



Рисунок 4 – Вигляд створеного відшарування ізоляційного покриття

ІВС складається з двох основних блоків – магнітної антени для прийому сигналу від трубопроводу та під'єданого до неї вимірювального блоку. Крім того, для реєстрації і відображення вимірювального сигналу застосовується двоканальний цифровий осцилограф (рис. 5). Для задання сигналу на досліджуваній трубопроводі використовується мультисигнальний генератор змінного струму.



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

Рисунок 5 – Загальний вигляд розробленого зразка ІВС для контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів із цифровим осцилографом для реєстрації інформативного сигналу

На навчально-науковому полігоні проведені експериментальні дослідження згідно із запропонованою комплексною методикою, яка включає наступні кроки:

- проведення експериментальних досліджень з 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 трубопроводу (при необхідності);

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

У процесі роботи проведені експериментальні дослідження за описаними

теоретичними моделями на різних частотах. Найбільш оптимальною обрана частота 33 кГц. Вибір частоти пов'язаний насамперед із незначною довжиною досліджуваної ділянки підземного трубопроводу та із необхідністю збільшення чутливості магнітної антени. Результати проведених експериментальних досліджень наведені на рис. 6.



Рисунок 6 – Зіставлені результати вимірювань питомих змін значень струму та питомого зсуву фази на ділянці підземного трубопроводу з різними дефектами ізоляції

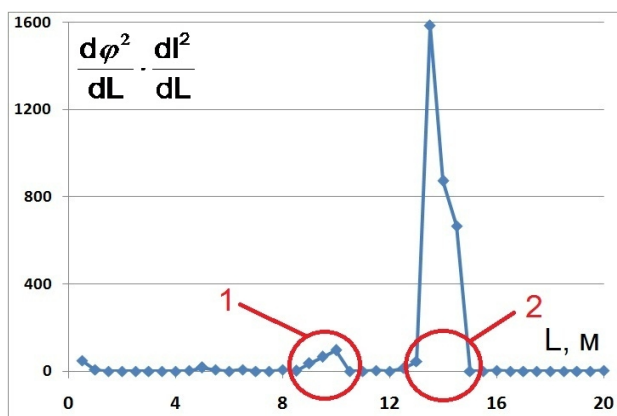
Як показали отримані результати – фазовий метод контролю є чутливим як до наскрізних дефектів, так і до відшарувань ізоляційного покриття, що проявляється у фіксації значного питомого зсуву фази сигналу в місцях наявності таких дефектів. Дані результати підтверджують отримані раніше теоретичні дослідження. Однак чітко сказати про тип дефекту при використанні єдиного інформативного параметру неможливо. Отримані графіки щодо результатів електромагнітного амплітудного методу контролю дозволяють підтвердити твердження щодо нечутливості даного методу до дефектів ізоляції типу відшарування.

Наявні характерні зміни сигналу (при амплітудному методі контролю) – зростання значень струму в околі наскрізного дефекту ізоляційного покриття (безпосередньо перед дефектом ізоляції) пов'язані з наявністю струмів у ґрунті, наявністю опору розповсюдження струмів у ґрунт, а також із впливом зовнішніх завад поблизу досліджуваного трубопроводу (суміжних комунікацій).

З метою ідентифікації дефекту ізоляції введений додатковий параметр K_S , який дозволяє підвищити чутливість виявлення ефектів питомої зміни значень інформативних параметрів:

$$K_s = \frac{dj^2}{dL} \cdot \frac{dI^2}{dL}. \quad (4)$$

Слід відмітити, що наступне підвищення чутливості шляхом збільшення степенів множників у введеному параметрі негативно впливає на точність результатів, оскільки в даному випадку відбувається значне зростання невизначеності проведених вимірювань. На рис. 7 наведена графічна залежність, яка розрахована для ділянки досліджуваного трубопроводу, розміщеному на навчально-науковому полігоні.



1 – зона відшарування ізоляції; 2 – ділянка із наскрізними дефектами

Рисунок 7 – Розрахункові результати зміни параметра K_s для досліджуваної ділянки підземного трубопроводу

Як видно з рис. 7, за допомогою введеного додаткового параметра K_s існує можливість ідентифікації виду дефекту. Умови ідентифікації наступні. При перевищенні параметром K_s на певній ділянці середніх значень цього параметру на решті ділянки трубопроводу мінімум на 2-3 порядки можна судити про наявність наскрізного дефекту ізоляції. У випадку перевищення його значень хоча б на порядок можна говорити про наявність відшарувань ізоляційного покриття.

Необхідно відмітити, що на території навчально-наукового полігону глибина залягання підземного трубопроводу була відома згідно з апріорною інформацією. На території діючих об'єктів нафтогазового комплексу слід спочатку використовувати наявні відомі технічні засоби з метою оцінки глибини залягання досліджуваного нафтогазопроводу.

Таким чином, отримані результати дають

змогу судити про доцільність використання комплексного методу контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів із можливістю виявлення та ідентифікації наявних дефектів ізоляції на основі описаної вище методики.

ВИСНОВКИ

На основі отриманих теоретичних та експериментальних результатів запропонована комплексна методика контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів із можливістю виявлення та ідентифікації дефектів ізоляції. Як підсумок проведених досліджень на основі аналізу зміни двох інформативних параметрів контролю формується висновок щодо наявності чи відсутності дефектів ізоляційного покриття на досліджуваній ділянці підземного нафтогазопроводу.

1. Корнєєнко С.В. Проблеми впливу ґрунтового середовища на корозію магістральних газопроводів України [Текст] / С.В. Корнєєнко, О.М. Корбутяк // Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. – 2009. – №46. – С. 42-43. 2. Трейси С.Д. Влияние отслоения изоляции трубопровода на катодную защиту // Нефтегазовые технологии, 1997. №3. С. 41-45. 3. Richard Norsworthy, Dan Kurth, John Strong. Understanding Pipeline Coatings // North American Oil and Gas Pipelines [Электронный ресурс]. URL:

<http://www.napipelines.com/featured/2011/2011-11-feature-2.html>.

4. 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. 5. 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. 6. Сидоров Б.В. О расчете электрических параметров трубопроводов / Б.В. Сидоров, Л.Ф. Щербакова // Изоляция трубопроводов. Тр. ВНИИСТА. – 1982. – С. 92-109. 7. Дикмарова Л.П. Эквивалентные электрические схемы замещения подземных

трубопроводов / Л.П. Дикмарова // *Радіоелектроніка і телекомунікації: Вісник ДУ «Львівська політехніка»*, 1998. – №352. – С. 26-30. 8. 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. Ваццишак // *Дни неразрушающего контроля 2012: Научни известия на НТСМ.* – 2012. - №1 (133). – С.277-280. 9. Цих В.С. Аналитическое моделирование для определения возможностей обнаружения отслоений изоляционного покрытия подземных нефтегазопроводов с помощью фазового метода контроля / В.С. Цих // *Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело"*. – 2012. - №5. – С. 496-506. 10. Цих В.С. Усовершенствованный подход к идентификации дефектов изоляционных покрытий подземных

нефтегазопроводов / В.С. Цих, А.В. Яворский // *Дни неразрушающего контроля 2013: Научни известия на НТСМ.* – 2013. - №2 (139). – С.44-47. 11. 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.

Поступила в редакцію 29.11.2013р.

Рекомендували до друку: Оргкомітет 4-ої н/п конференції студентів і молодих учених «Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання» (26-27.11.2013р., ІФНТУНГ) та докт. техн. наук, проф. Карпаш о. М.