

Методи та засоби неруйнівного контролю і технічної діагностики

УДК 621.64

ПРОБЛЕМИ БЕЗКОНТАКТНОГО ВИЯВЛЕННЯ ТА ІДЕНТИФІКАЦІЇ ДЕФЕКТІВ ПІДЗЕМНИХ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ З ПОВЕРХНІ ЗЕМЛІ

В.С. Цих, А.В. Яворський, С.П. Ващишак

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 504708,
e-mail: tdm@nung.edu.ua*

Описано основні причини та можливі наслідки виникнення дефектів на підземних нафто- та газопроводах.

Здійснено порівняння методів контролю дефектів підземних нафтогазопроводів, наведено їхні переваги та недоліки. Подано приклади дефектів, які можуть виявлятися описаними методами, чи не можуть бути виявлені в зв'язку із об'єктивними причинами.

Наведено можливі шляхи вирішення проблеми безконтактної ідентифікації дефектів підземних нафто- та газопроводів із поверхні землі. Доведено необхідність розробки спеціальної методики діагностування технічного стану вибраних об'єктів контролю.

Ключові слова: підземний нафтогазопровід, контроль, діагностування, технічний стан, дефект.

Описаны причины и возможные последствия возникновения дефектов на подземных нефте- и газопроводах.

Проведено сравнение методов контроля дефектов подземных нефтегазопроводов, приведены их преимущества и недостатки. Поданы примеры дефектов, выявляемых описанными методами, и не обнаруживаемых по объективным причинам.

Приведены возможные пути решения проблемы бесконтактной идентификации дефектов подземных нефте- и газопроводов с поверхности земли. Доказана необходимость разработки специальной методики диагностирования технического состояния избранных объектов контроля.

Ключевые слова: подземный нефтегазопровод, контроль, диагностирование, техническое состояние, дефект.

Causes and possible consequences of underground oil-and-gas pipeline defects origination are described.

Comparative analysis of underground oil-and-gas pipeline defects testing methods is carried out, their advantages and disadvantages are presented. Defects examples, which can be detected by described methods or cannot be detected because of objective causes are presented.

Possible issues of the problem of noncontact identification of underground oil-and-gas pipeline defects from ground surface are presented. The necessity of development the special technique of carrying out the diagnostics of the engineering status selected units under test is proved.

Key words: Underground oil-and-gas pipeline, control, diagnostics, engineering status, defect.

Підземні нафтогазопроводи відіграють одну з найважливіших ролей у системі трубопроводного транспорту нашої держави. На території України сьогодні в експлуатації знаходяться понад 40 тисяч кілометрів нафто- та газопроводів [1, 2]. Більша частина цих трубопроводних мереж використовується понад 20 років, і термін їхньої служби значно перевищує нормативний рівень або наближається до нього. Під час їхньої експлуатації неодноразово відбувалися зміни у відповідній нормативній документації,

тому досить часто діючі нафтогазопроводи не відповідають сучасним вимогам в області проектування та експлуатації таких підземних комунікацій [3].

У процесі експлуатації підземні нафто- та газопроводи зазнають численних впливів під дією різноманітних як антропогенних, так і природних негативних чинників. Усе це призводить до виникнення великої кількості аварійних ситуацій, значна частина яких є вкрай загрозливими. Для нафтогазової промисловості

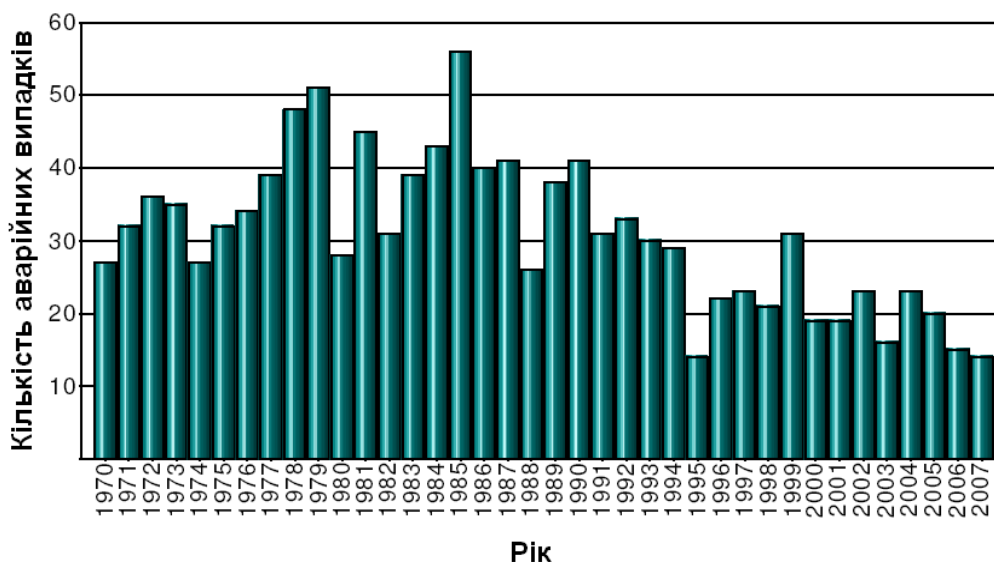


Рисунок 1 – Показники аварійності на газопроводах в період з 1970 по 2007 роки

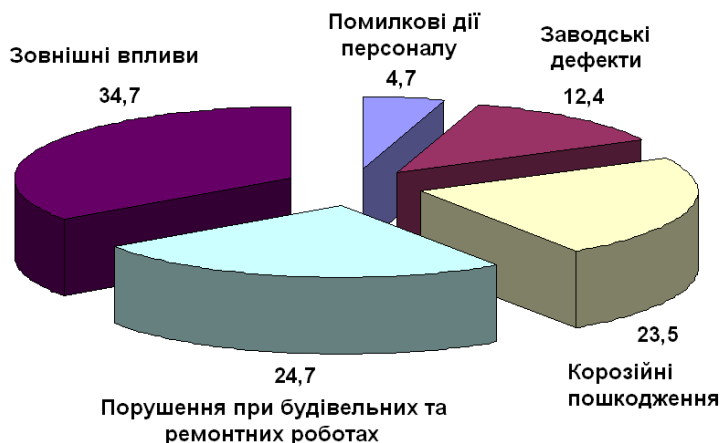


Рисунок 2 – Причини аварій на магістральних нафтогазопроводах, %

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 довік, а в найбільш важких випадках може стати причиною виникнення пожеж, вибухів, виходу з ладу високовартісного обладнання, травмування, чи навіть загибелі людей [4].

Тому одним з пріоритетних завдань нафтогазового комплексу є необхідність забезпечення безвідмовної, надійної та безпечної експлуатації підземних нафтогазопроводів. Для дотримання поставлених вимог необхідно застосовувати високопродуктивні методи оцінки технічного стану таких протяжних підземних споруд [5].

На території Європи проводяться активні дослідження щодо аварійності на підземних трубопроводних мережах. Наприклад, згідно із сьомим звітом Європейської групи про дослідження аварій на газопроводах в період з 1970 до 2007 року зафіксовано 1172 аварійні випад-

ки (рис. 1) [6]. В нашій державі на даний час така статистична інформація відсутня.

Як видно з рисунку 1, за останні роки загальна кількість аварій в Європейських країнах почала істотно зменшуватися. Це, насамперед, пов'язано із введенням спеціальних заходів безперервної діагностики та моніторингу технічного стану підземних мереж. Тому перспективним є проведення аналогічних заходів і на території України задля підвищення ефективності та безпеки експлуатації підземних нафто- та газопроводів.

Існує безліч причин аварійного руйнування підземних нафтогазопроводів. На рис. 2 наведено основні причини виникнення аварійних ситуацій на магістральних нафтогазопроводах Росії під час їхньої експлуатації за період з 1990 р. по 2000 р. [7].

З рисунку 2 видно, що найбільш значний вплив на виникнення небезпечних ситуацій мають зовнішні впливи, а також корозійні пошкодження трубопроводів. Зовнішні впливові чинники насамперед пов'язуються із дією на підземні нафтогазопровідні мережі різноманітних аномальних зон, оскільки підземні комуні-

кації місцями пролягають через ділянки підвищеної небезпеки – зони геодинамічних розломів земної кори, зони тектонічної неоднорідності тощо.

Діагностування підземних нафто- та газопроводів включає контроль їх технічних характеристик та визначення технічного стану об'єктів за результатами проведеного контролю. Такий контроль передбачає перевірку трубопроводу на наявність дефектів ізоляційного покриття та основного металу. Виникнення дефектів зумовлено низкою причин: утворенням несущальностей та структурних неоднорідностей матеріалу, відхиленням розмірів та фізико-механічних характеристик від номінальних значень, порушенням форми тощо [8].

В нормативному документі ДСТУ 2925-94 «Якість продукції. Оцінювання якості. Терміни та визначення» [9] наведено поділ усіх дефектів, незалежно від їхнього типу, на такі три види: критичні, значні та малозначні. Відповідно, в залежності від виду дефекту і визначається ступінь можливої загрози безпечній та надійній експлуатації підземної комунікації. Таким чином, постає проблема точного виявлення та ідентифікації дефектів підземних нафтогазопроводів з метою ранжування їх за ступенем небезпеки.

Для виявлення місць знаходження різного роду дефектів підземних нафтогазопроводів на даний час використовують як контактні, так і безконтактні методи контролю [10-14]. Проте використання контактних методів, зазвичай, пов'язане з розкриттям ґрунту із доступом до тіла труби, що особливо складно зробити у важких погодних умовах. Це значно ускладнює та здорожчує процес діагностування. В цьому випадку, доцільним є застосування саме безконтактних методів, які полягають у контролі стану трубопроводних мереж з поверхні землі. Однак, більшість існуючих безконтактних методів контролю мають суттєві недоліки. Основний з них – це можливість визначення тільки ймовірного місця пошкодження тіла трубопроводу чи ізоляції. В зв'язку з цим імовірність визначення виду дефекту, його параметрів та ступеня небезпеки є досить низкою.

Вагомою перевагою безконтактних методів контролю є можливість дослідження підземних нафто- та газопроводів різноманітних діаметрів, довжин та кутів повороту на відміну, наприклад, від внутрітрубної діагностики, для якої існують обмеження щодо діаметрів, кутів повороту та овальності. Крім того, проведення внутрітрубного діагностування вимагає значних матеріальних затрат, а також часу на підготовчі роботи та на обробку отриманих результатів.

За результатами проведеного аналізу літературних джерел [10-26] складено порівняльну характеристику різних методів контролю, які на даний час можуть використовуватися для вирішення поставленої проблеми. Дані наведено в табл.1.

Крім того, для контролю можливих витоків з нафто- та газопроводів використовують при-

лади для постійного вимірювання тиску та витрати в таких трубопроводах.

В результаті використання описаних вище методів можливе точне виявлення тільки значних пошкоджень ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів (рис. 3). В інших випадках можна виявити тільки приблизні умовні зони наявності тих чи інших пошкоджень. Ідентифікувати вид дефекту його параметри та ступінь небезпеки можна виключно після проведення ґрунтових робіт. Приклади виявлених дефектів методами, описаними в табл. 1, наведено на рисунках 4 – 7.

Однак, існують дефекти, виявлення яких у певних умовах є неможливим. Насамперед це стосується відшарувань ізоляційного покриття та пошкоджень ізоляції у зв'язку із несанкціонованим врізанням в нафтогазопровід (труби врізання зазвичай є неметалевими та досить малого діаметру) у випадку відсутності безпосереднього контакту тіла труби із ґрунтовим електролітом. Приклад таких дефектів наведено на рисунках 8 – 10. Виявити такі пошкодження можна тільки у випадку підняття ґрунтових вод вище рівня залягання підземного трубопроводу та, відповідно, вище наявного дефекту.

Проведені дослідження свідчать, що на даний час не існує єдиного методу, який давав би змогу з необхідною достовірністю виявляти та ідентифікувати дефекти підземних нафтогазопроводів з поверхні землі. Існуючі методи мають суттєві недоліки, описані в табл. 1, які значно ускладнюють контроль стану підземних нафто- та газопроводів.

Таким чином, постає проблема ідентифікації виду дефекту поряд з можливістю визначення його параметрів. Це дає підстави судити про ступінь небезпеки даного пошкодження та правильно обирати черговість проведення ремонту (планового, комплексного або вибіркового) тих чи інших ділянок підземних нафто- та газопроводів.

Шляхи вирішення даної проблеми автори бачать у застосуванні методів аналізу електромагнітного сигналу, зареєстрованого над підземним нафтогазопроводом. Вказаний сигнал створюється як результат взаємодії струму, збудженого за допомогою спеціалізованого генератора, з об'єктом контролю. Слід наголосити, що з цією метою доцільно використовувати генератори з різною формою вихідного сигналу.

Для цього необхідно розробити спеціальну методіку проведення діагностування технічного стану підземних нафтогазопроводів. Сучасна елементна база, алгоритми АЦП та цифрової обробки інформації, а також алгоритми, що реалізують елементи штучного інтелекту, дозволяють із зареєстрованих інформаційних сигналів з високим рівнем невизначеності виділити необхідну корисну інформацію в режимі реального часу. Вказані алгоритми містять процедури класичного спектрального та вейвлет-аналізу для збільшення співвідношення сигнал/шум у поєднанні з алгоритмами штучних нейронних мереж з метою ідентифікації параметрів дефектів.

Таблиця 1 – Порівняльна характеристика методів контролю дефектів підземних нафтогазопроводів

Метод	Характеристика	Переваги	Недоліки
1	2	3	4
Магнітометричний метод	Вимірювання спотворень магнітного поля в місцях зміни магнітної проникності металу труби в зонах розвитку пошкоджень чи в зонах концентрації напружень	Можливість виявлення значної групи дефектів різного походження	Відсутня можливість селективного розпізнавання типу дефекту
Акустико-емісійний метод	Реєстрація та аналіз параметрів сигналів акустичної емісії	Дає змогу виділяти напружені ділянки нафтогазопроводів та частково стежити за поведінкою дефектів	Швидке затухання акустичного сигналу по трубопроводу; необхідність доступу до тіла труби; дає змогу працювати виключно з прогнозованими об'єктами з відомими технічними характеристиками; немає можливості дослідження стану ізоляційного покриття
Метод акустичного відгуку	Виявлення та аналіз акустичних коливань при витіканні речовини через наскрізний дефект у трубопроводі (негерметичність)	Можливість визначення місць витоків транспортованої речовини з трубопроводу	Вплив на інформаційний сигнал зовнішніх акустичних шумів завод; відсутня можливість дослідження стану ізоляційного покриття та ненаскрізних пошкоджень основного металу трубопроводу; низька достовірність даних
Електромагнітний амплітудний метод	Фіксація значень напруженості електромагнітного поля, спричиненого протіканням у тілі труби струму, що задається генератором (вимірювання величини струму в стінках трубопроводу)	Точне виявлення низькоомних пошкоджень ізоляційного покриття	Необхідність позиціонування вимірювального приладу точно над віссю досліджуваного трубопроводу; неможливість виявлення пошкоджень невеликої площі
Електромагнітний фазовий метод	Реєстрація зміни фази електромагнітних хвиль, що взаємодіють з контрольованим об'єктом, як функції зміни стану трубопроводу	Відсутність потреби в чіткій фіксації вимірювального пристрою безпосередньо над віссю трубопроводу; можливість виявлення незначних пошкоджень ізоляційного покриття	Складність забезпечення стабільності значення фази прийнятого сигналу
Тепловізійний метод	Реєстрація зміни теплового поля зумовленої пошкодженнями контрольованих об'єктів	Можливість безконтактного визначення місць витоків речовини з трубопроводу	Неможливість виявлення незначних пошкоджень ізоляційного покриття; негативний вплив на дослідження сторонніх джерел тепла та світла; мала площа контрольованих ділянок

Продовження таблиці 1

1	2	3	4
Радіолокаційний метод	Визначення величини поглинання радіовипромінювання в певному діапазоні частот	Можливість визначення місць та величини витоків транспортного нафтогазопроводом продукту; виявлення потенційно небезпечних ділянок в геодинамічно нестабільних зонах; контроль процесів, які сприяють виникненню значних пошкоджень; великий радіус дії	Короткий термін експлуатації системи; можливість помилкового спрацювання системи, що значно зменшує достовірність результатів



Рисунок 3 – Приклади руйнування ізоляційного покриття на підземній ділянці трубопроводу з великою площею пошкодження



Рисунок 4 – Локалізоване електрокорозійне ураження основного металу магістрального газопроводу



Рисунок 5 – Вм'ятини підземних трубопроводів, виявлені магнітометричним методом



Рисунок 6 – Ділянки з локальною корозією, виявлені під час досліджень магнітометричним методом

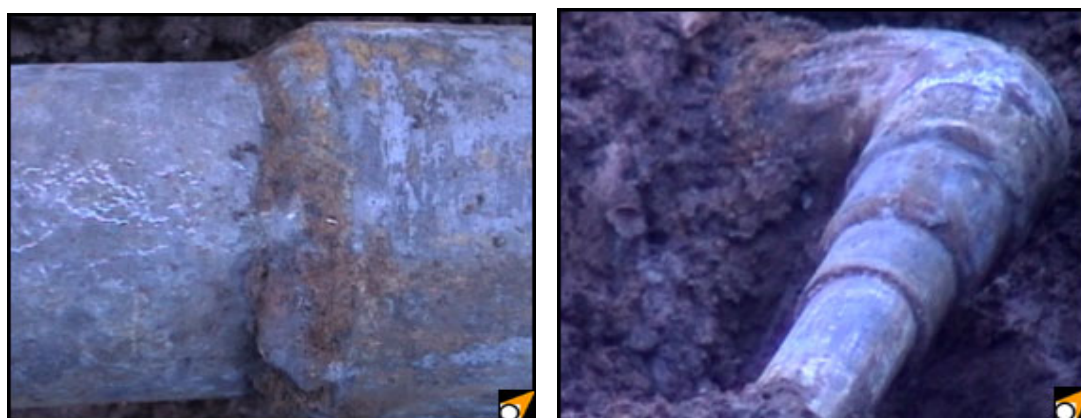


Рисунок 7 – Відхилення від проектних рішень, виявлені магнітометричним методом

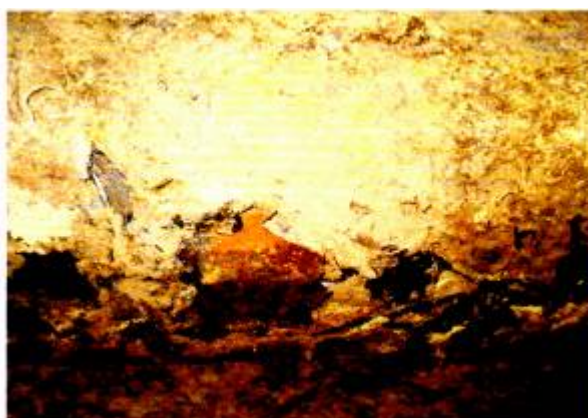


Рисунок 8 – Відшарування бітумного ізоляційного покриття



Рисунок 9 – Приклади відшарування ізоляційного покриття магістрального трубопроводу



Рисунок 10 – Характер врізань у магістральний нафтопровід, які супроводжуються пошкодженням ізоляційного покриття основного трубопроводу

На нашу думку, додатково для досягнення результатів доцільним є застосування таких наукових підходів:

- використання для експериментальних досліджень не одного, а поєднання кількох методів неруйнівного контролю;
- дослідження зміни проявів електромагнітного поля в залежності від виду дефекту;
- дослідження зміни фази електромагнітного сигналу, який надходить від об'єкта дослідження;
- проведення аналізу щодо можливості застосування в ролі інформативного параметру також і сигналу катодного захисту.

Використання вказаних підходів, на нашу думку, допоможе відшукати шляхи вирішення проблеми ідентифікації дефектів для забезпечення безвідмовної, надійної та безпечної експлуатації підземних нафтогазопроводів.

Література

1 Василюк В.М. Підвищення надійності роботи магістральних нафтопроводів ВАТ «Укртранснафта» [Електронний ресурс] / В.М. Василюк // Вісник «Общество. Нефть. Газ. Атом», доступ: <http://gasunion.org.ua/roboti-magistralnix-naftoprovodiv-vat-ukrtransnafta.html>.

2 Мала гірнича енциклопедія. В 3-х т. / За ред. В.С.Білецького. – Донецьк: Донбас, 2004. – С. 86. – ISBN 966-7804-14-3.

3 Экспертиза промышленной безопасности межпромышленных трубопроводов [Електронний ресурс] / С.В. Бородай, Р.Р. Ильясов, С.В. Тихоновский и др. – Доступ: <http://vsenip.com/Data1/49/49920/index.htm>.

4 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.

5 Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов [Текст]: ВРД 39-1.10-026-2001. – [Введена в действие 29.01.01]. – М.: ВНИИГАЗ, 2001. – 62 с.

6 Gas pipeline incidents. 7-th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (1970-2007). – Доступ: http://www.egig.nl/downloads/7th_report_EGIG.pdf.

7 Мазур И.И. Безопасность трубопроводных систем [Текст] / И.И. Мазур, О.М. Иванцов. – М.: ИЦ «ЕЛИМА», 2004. – 1104 с., ил. – ISBN 5-89674-011-5.

8 Карпаш О.М. Технічна діагностика систем нафтогазопостачання / О.М. Карпаш, М.П. Возняк, В.М. Василюк. – Івано-Франківськ: Факел, 2007. – 341 с.

9 Якість продукції. Оцінювання якості. Терміни та визначення [Текст]: ДСТУ 2925-94. – [Чинний від 1996 – 01 – 01]. – К.: Держспоживстандарт України, 1995. – 27 с.

- 10 Сидоров Б.В. Применение системы C-SCAN при обследовании состояния изоляционного покрытия [Текст] / Б.В. Сидоров, В.В. Харионовский // Газовая промышленность. – 1993. – № 6. – С. 18-20.
- 11 Комплексный подход к оценке фактического состояния подземных газопроводов [Текст] / Б.В. Сидоров, В.М. Ботов, И.Н. Курганова, Е.А. Дорогобужев // Надежность газопроводных конструкций. – М.: ВНИИГАЗ, 1990. – С. 24-39.
- 12 Нетрадиционные методы диагностики магистральных газопроводов [Текст] / Ю.А. Степанов, Е.С. Грушко, И.А. Эндель и др. // Диагностика трубопроводов. Докл. и сообщ. на Шестой международной деловой встрече "Диагностика-96". – М.: ИРЦ ГАЗПРОМ, 1996. – С. 10-20.
- 13 Конев К.А. Аппаратура для контроля состояния изоляционных покрытий подземных трубопроводов с использованием контактных и бесконтактных методов измерения [Текст] / К.А. Конев, А.В. Харитонов // Диагностика трубопроводов. Докл. и сообщ. на Шестой международной деловой встрече "Диагностика-96". – М.: ИРЦ ГАЗПРОМ, 1996. – С. 169-178.
- 14 Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов [Текст]: РД 12-411-01. – [Введена в действие 15.09.01]. – М.: Госгортехнадзор России, 2002. – 50 с.
- 15 Методика оперативной компьютерной диагностики локальных участков газопроводов с использованием магнитной памяти металла [Текст]: РД 51-1-98. – [Введена в действие 24.03.98]. – М.: ВНИИГаз, 1998. – 34 с.
- 16 Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов [Текст]: РД 23.040.00-КТН-090-07. – [Введен в действие 14.04.07]. – М.: Транснефть, ВНИИСТ, 2007. – 62 с.
- 17 Крапивский Е.И. Дистанционная магнитометрия газонефтепроводов [Текст]: учеб. пособие / Е.И. Крапивский, В.О. Некучаев. – Ухта: УГТУ, 2011. – 142 с., ил.
- 18 Джала Р.М. Анализ информативности коэффициента заникання струму у електромагнітному методі контролю ізоляції трубопроводів [Текст] / Р.М. Джала, Л.П. Дікмарова // Технічна діагностика та неруйнівний контроль. – 1999. – №3. – С. 45-50.
- 19 Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом [Текст]: РД 102-008-2002. – [Введена в действие 01.01.03]. – М.: АО «ВНИИСТ», 2002. – 36 с.
- 20 НТЦ «Транскор-К». Бесконтактная диагностика технического состояния трубопроводов. Результаты диагностики [Электронный ресурс]. – Доступ: <http://transkor.ru/rd.shtml>.
- 21 Горошевский В.П. Обзор новых магнитных методов неразрушающего контроля / В.П. Горошевский, С.С. Камаева, И.С. Колесников // Территория нефтегаз. – май, 2005. – С. 33.
- 22 Горошко А.В. Комп'ютерна акустико-емісійна діагностика технічного стану деталей і конструкцій: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.11.13 «Прилади і методи контролю та визначення складу речовин» / Горошко Андрій Володимирович; Івано-Франківський нац. техн. ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2003. – 18 с.
- 23 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.
- 24 Яворський А.В. Підходи до виявлення витоків газу з лінійної частини магистральних газопроводів у зонах геодинамічного ризику [Текст] / А.В. Яворський, О.М. Карпаш, І.В. Рибіцький // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – №1. – С. 113-119.
- 25 Natural gas Leak detection in pipelines. Technology status report №DE-FC26-03NT41857. – U.S. Department of Energy. – National Energy Technology Laboratory (NETL), 2004. – Доступ: http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/Status_Assessments/scanner_technology_0104.pdf.
- 26 David Norman. Pipeline Coatings, External Corrosion And Direct Assessment. CORROSION 2007, March 11-15, 2007, Nashville, Tennessee. – Доступ: <http://www.davidnormancorrosioncontrol.com>.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
08.07.11
Рекомендована до друку професором
В.Я. Грудзом*