

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 620.191.33: 620.193

СУЧАСНІ ПРОГРАМНІ ПРОДУКТИ ЯК ЗАСІБ ДІАГНОСТУВАННЯ НЕІЗОТЕРМІЧНИХ НАФТОПРОВОДІВ

¹В.Я. Грудз, ²Л.І. Мельник, ¹В.Т. Болонний, ¹А.Я. Ждек

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422),
e-mail: public@nung.edu.ua

² УМГ "Львівтрансгаз", 79053, м. Львів, вул. І. Рубчака, 3
e-mail: documents@ltg.lviv.ua

В результаті опрацювання великої кількості промислових досліджень вдалось сформуванати загальну картину розподілу дефектів за результатами діагностування неізотермічного нафтопроводу Долина – Дрогобич діагностичними пристроями фірми Rosen, встановити розподіл дефектів по довжині і по периметру трубопроводу. За результатами проведених досліджень визначено небезпечні експлуатаційні ділянки лінійної частини нафтопроводу в плані забезпечення параметрів його довговічності і надійності.

Ключові слова: дефект неізотермічного нафтопроводу, діагностичний пристрій, програмний продукт діагностування.

В результате обработки большого количества промышленных исследований удалось сформировать общую картину распределения дефектов по результатам диагностирования неизоотермического нефтепровода Долина – Дрогобыч диагностическими устройствами фирмы Rosen, установить распределение дефектов по длине и по периметру трубопровода. По результатам проведенных исследований определены опасные эксплуатационные участки линейной части нефтепровода в плане обеспечения параметров долговечности и надежности данного нефтепровода.

Ключевые слова: дефект неизоотермического нефтепровода, диагностическое устройство, программное обеспечение диагностирования.

As a result of processing a large number of industrial research we were able to form a general picture of the defects distribution after the diagnosis of non-isothermal oil pipeline Dolyna – Drohobych by "Rosen" inspection tools, to establish the defects distribution along the pipeline length and perimeter. According to the results of the studies we identified dangerous operation areas of the pipeline linear part in terms of durability and reliability parameters for given pipeline.

Keywords: defect of nonisothermal oil pipeline, inspection tool, program product of diagnostics.

Система магістральних нафтопроводів є однією із найважливіших елементів економіки нашої країни і забезпечує практично всі галузі господарства сировиною, паливом і енергією.

Безпека системи магістральних нафтопроводів визначається технічним станом усіх її елементів: лінійної частини, нафтоперекачувальних станцій, резервуарних парків. Найважливішими чинниками, що визначають технічний стан, є:

- тривалість експлуатації нафтопроводу;
- марки використаних трубних сталей;
- фактичні режими експлуатації;
- тип і стан зовнішньої ізоляції;
- ефективність катодного захисту;

- корозійна активність ґрунтів;
- природно-кліматичні умови;
- існуюча система технічного обслуговування і ремонту;
- проведені періодичні випробування підвищеним тиском.

Крім того, важливі прийняті технічні рішення (конструктивні параметри, технології, методи контролю) при виготовленні, будівництві та експлуатації нафтопроводів.

Головною особливістю сучасних магістральних нафтопроводів є невідповідність фактичного терміну експлуатації нормативно-проектним вимогам, згідно з якими цей термін складає 30-35 років [3, 4, 5], при цьому вже більша час-

тина нафтопроводів експлуатується понад цей термін і існує необхідність значного його збільшення.

При проектуванні магістральних нафтопроводів виходили з амортизаційного терміну служби – 33 роки. Про те, як утилізувати трубопроводи після вичерпання цього строку, питання гостро не стояло, і до початку 90-х років ХХ століття практично не шукали рішень. Наприкінці 90-х років стало зрозуміло, що закрити трубопроводи тільки тому, що амортизаційний термін вичерпано – неправильно і неможливо. Поки розгорталися дискусії про те, є старіння чи ні, до 2010 року понад 50% магістральних нафтопроводів перевищили вказаний термін експлуатації. На даний час фахівці-практики вважають, що проблеми старіння трубопроводів практично не існує, а є проблема правильної оцінки технічного стану. Це знайшло підтримку багатьох вчених. При цьому саме поняття «старіння» трактується неоднозначно.

З одного боку, зрозуміло, що нафтопроводи не можуть нескінченно довго перебувати в стані, що відповідає проектним і нормативним показникам. При тривалій експлуатації ізоляція поступово втрачає службові властивості. Накопичуються дефекти металу від корозії. У металах труб і зварних швів також відбуваються повільні процеси на кристалічному рівні. Грунт, в якому прокладений нафтопровід, також зазнає змін (сезонні температурні перепади, тектонічні процеси, руслові зміни на водних перепадах і т.д.).

З іншого боку, магістральний нафтопровід є об'єктом ремонтпридатним, тобто елементи нафтопроводу, що отримали пошкодження і не відповідають необхідним вимогам, можна відремонтувати або замінити. Наприклад, заміну ізоляції можна виконати без зупинки роботи нафтопроводу.

Небезпечні дефекти труб можна ліквідувати методами вибіркового ремонту. Якщо метал труб або зварні шви перестали задовольняти необхідним вимогам, можна замінити труби, перекававши заново дану ділянку трубопроводу. У результаті можна нескінченно довго підтримувати працездатний стан будь-якого трубопроводу.

Практика експлуатації магістральних нафтопроводів свідчить, що впродовж «життя» вони проходять три етапи.

1. Етап припрацювання – 3–4 роки з моменту введення в експлуатацію. У цей період інтенсивність відмов висока, але швидко знижується за рахунок виявлення та ліквідації грубих будівельних і заводських дефектів.

2. Етап стабілізації – настає після етапу припрацювання і триває приблизно до 15–20 років експлуатації. За цей час всі грубі дефекти вже виявлені раніше, а нові дефекти (за рахунок корозії і втоми) ще не «виросли» до небезпечних розмірів.

3. Етап старіння – особливо помітний після 20 років експлуатації і характеризується монотонним зростанням інтенсивності відмов за рахунок появи небезпечних корозійних дефектів,

втомних тріщин, старіння матеріалів (металу, ізоляції).

Як свідчить аналіз вікового складу, понад 75% всіх нафтопроводів переживає етап старіння. Тому можна тільки чекати монотонного і неминучого збільшення кількості відмов, якщо не приймати спеціальних заходів щодо підвищення надійності.

Період старіння характеризується загальним погіршенням стану нафтопроводів, що викликано посиленням ролі чинників зношувального характеру:

– корозійний вплив перекачуваного продукту і навколишнього середовища (грунту, повітря, води) на метал трубопроводу, поява і розвиток корозійних дефектів;

– зародження і зростання втомних тріщин на концентраторах напруг і дефектах за втомним і малоцикловим механізмом;

– старіння ізоляції (зміна механічних властивостей, окрихчення, розтріскування, відшарування від поверхні труби);

– окрихчення і розтріскування металу труб і зварних швів.

Механізми накопичення пошкоджень на магістральних нафтопроводах, як правило, бувають змішаними. Дія кожного фактора руйнування посилюється за наявності інших руйнівних чинників. Наприклад, наявність механічної напруги помітно (іноді на порядок) прискорює швидкість корозії за рахунок зсуву електродного потенціалу металу. Відшарування ізоляційної плівки від металу прискорює корозію металу, особливо в зоні зварних швів. Поєднання одного виду дефекту труб з іншим дефектом (наприклад, вм'ятина з подряпиною) знижує міцність даної ділянки в кілька разів.

Таким чином, на даному етапі слід різко прискорити роботи з продовження терміну служби магістральних нафтопроводів.

Як свідчить досвід аналізу аварій, всі руйнування трубопроводів відбувалися на дефектах металу труб і зварних швів. Проте деякі з цих дефектів виникають через дефекти ізоляції і за відсутності катодного захисту.

Система магістральних нафтопроводів, з точки зору основних положень теорії надійності, вступила в третій період життєвого циклу, який характеризується загальним зниженням несучої здатності споруд в зв'язку з посиленням ролі факторів зношувального характеру (корозійно-втомні процеси в металі труб і зварних з'єднаннях). В результаті – збільшується ризик аварії, особливо для трубопроводів, якими транспортуються високов'язкі і швидкозастигаючі сорти нафти, оскільки, крім зазначених факторів, має місце температурний вплив і циклічність роботи таких нафтопроводів. Тому для забезпечення надійності таких нафтопроводів необхідно розробляти нові методики прогнозування технічного стану тривало експлуатованих нафтопроводів на основі програми реконструкції і ремонту за фактичним станом.

Об'єктивну інформацію про технічний стан магістрального нафтопроводу дає внутрішньотрубна діагностика неруйнівними метода-

Таблиця 1 – Кількість дефектів в матеріалі труб залежно від терміну експлуатації нафтопроводу

Термін експлуатації нафтопроводу, роки	до 10	10 – 20	20 – 30	понад 30
Кількість дефектних труб, %	9-24	10-28	17-36	22-40



Рисунок 1 – Інтелектуальний поршень DigiTelFluxLogger фірми Enduro

ми контролю, яка на даний час є невід'ємною ланкою в системі технічного обслуговування і ремонту лінійної частини нафтотранспортної мережі. Наявність такої інформації дозволяє своєчасно здійснювати заходи з попередження і усунення небезпечних дефектів і підтримання лінійної частини в робочому стані, тобто керувати ресурсом і надійністю нафтопроводу.

Результати обстеження трубопроводів усередині трубними дефектоскопами свідчать, що на нафтопроводах відносна частка дефектних труб велика, і вона помітно зростає зі збільшенням терміну експлуатації нафтопроводів – таблиця 1.

Не всі дефекти металу труб і зварних швів можуть призвести до руйнування нафтопроводів при експлуатації в проектних режимах. Дефекти, які можуть призвести до руйнування у робочих режимах, є небезпечними. Ступінь небезпеки дефектів визначається розрахунками.

Ступінь небезпеки дефектів залежить не тільки від типу дефекту і його розмірів, а й від особливостей навантаження трубопроводу. Наприклад, при нормальній експлуатації підземного нафтопроводу найбільш небезпечними є дефекти поздовжніх зварних швів, механічні подряпини. При капітальному ремонті з заміною ізоляції найбільш небезпечними є дефекти кільцевих зварних швів, так як при цьому передбачається підняти нафтопровід за допомогою трубоукладачів.

Таким чином, підсумовуючи все вищесказане, можна з високою достовірністю стверджувати, що найбільш ефективним способом контролю за технічним станом лінійної частини нафтопроводів є внутрішньотрубна діагностика.

На сьогоднішній день існує безліч компаній, що надають послуги з неруйнівного контролю і технічної діагностики магістральних

нафтопроводів для перекачування аномальних нафт. Це всесвітньо відомі компанії: Enduro, BJB Company, Pipeline Inspection Company, GE Oil&Gas PII, ROSEN, Inline Services and Pipeline Cleaners [1, 2, 3].

Інтелектуальні поршні DigiTelFluxLogger (рис. 1) фірми Enduro є універсальними і можуть використовуватися в трубопроводах із змінним внутрішнім діаметром від 150 до 300 мм.

Пристрій такого типу за одне пропускання одночасно отримує дані різного характеру, що виключає необхідність багаторазового його пропускання, а також надає дані про втрату матеріалу, деформацію та інерційні вимірювання. За один раз збирається інформація про внутрішні та зовнішні аномалії труби, залишкове намагнічування. На будь-яких ділянках труби, де визначена геометрія та (або) втрата металу, одночасно оцінюється деформація, розтяг, профіль і зміна магнітної проникності.

Діагностичний інструмент MagneScan (рис. 2) компанії GE Oil&Gas PII Pipeline Solutions одночасно картографує трубопровід та перевіряє його на наявність корозії, використовуючи високочутливі давачі MFL для якісного збору даних, щоб ідентифікувати та визначити місцезнаходження втрат металу за допомогою геоінформаційного аналізу.

Дані картографування інтегровані у інформацію, що отримується під час руху внутрішньотрубного пристрою.

Гордістю компанії Inline Services Inc є ексклюзивна серія трубопровідних діагностичних інструментів, спроектованих і виготовлених Aberdeen-based Pipelines to Data (рис. 3).

Ці інноваційні пристрої вимірюють і записують робочі параметри труби, геометричний профіль, а також картографують відкладення в трубопроводі, забезпечуючи операторів точним

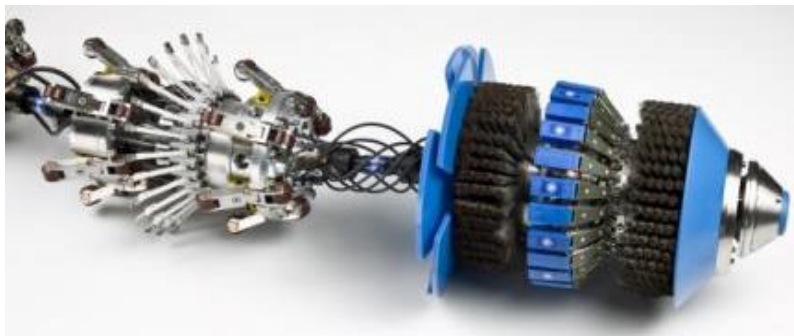


Рисунок 2 – Діагностичний пристрій MagneScan

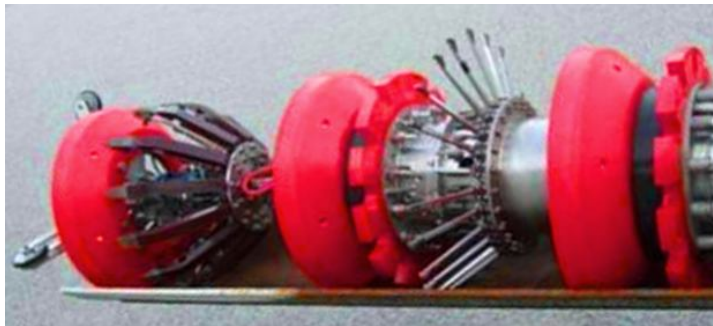
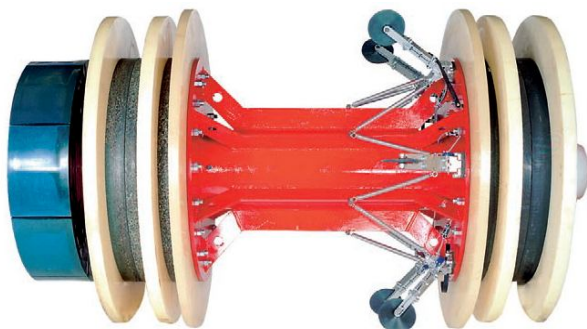
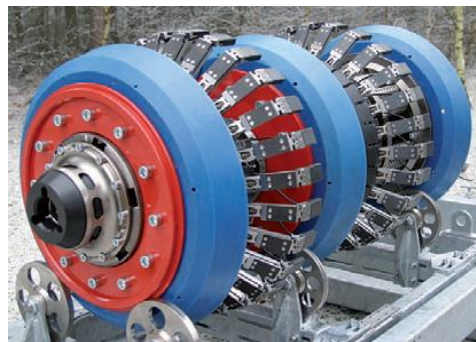


Рисунок 3 – Інтелектуальний діагностичний пристрій P2D (Pipelines to Data)



а)



б)

а – RoGeo; б – RoGeoXt DN 700 мм з високою роздільною здатністю

Рисунок 4 – Електронні геометричні пристрої Rosen для дослідження геометрії трубопроводу

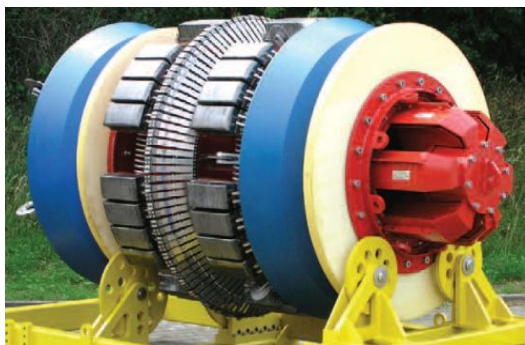
звітом про стан та труби і ефективність її очищення.

Внутрішньотрубну діагностику неізотермічних нафтопроводів ПАТ “Укртранснафта” виконує фірма Rosen. Модульна конструкція діагностичних поршнів, розроблених цією компанією, дозволяє поєднувати різні технології в одному пристрої. Ядро такого діагностичного пристрою використовує високочутливі давачі MFL, одометри, орієнтаційні та швидкісні сенсори, допоміжні системи і необхідне комп’ютерне устаткування для накопичення і зберігання даних. Воно може об’єднуватися з багатьма різними діагностичними модулями для створення діагностичного поршня, що задовольняє вимогам поставленого завдання. Компанія Rosen має широкий ряд діагностичних пристроїв для трубопроводів діаметром від 76 мм до 1420 мм, що дають змогу виконувати такі завдання:

- обстеження геометрії трубопроводу (включаючи визначення просторового положення) за допомогою електронних геометричних пристроїв RoGeo і RoGeoXt (рис. 4);
- обстеження трубопроводу на втрату металу за допомогою магнітних RoCorrMFL, RoCorrCMFL і ультразвукового RoCorrUT діагностичних пристроїв (рис. 5);
- оцінка вм’ятин;
- визначення товщини стінки трубопроводу по його довжині;
- визначення тріщин і відшарування ізоляції внутрішньотрубним ультразвуковим дефектоскопом RoCD² (рис. 6);
- візуальний внутрішньотрубний огляд трубопроводу пристроями RoVisual (рис. 7);
- пошук місць витoku нафти з трубопроводу пристроями RoLeak (рис. 8);
- комбінація вищенаведених операцій шляхом використання модульних пристроїв Rosen (рис. 9).



а)



б)



в)

а – магнітний пристрій з високою роздільною здатністю RoCorrCMFL DN 350 мм; б – магнітний пристрій RoCorrMFL DN 700 мм; в – ультразвуковий пристрій RoCorrUT DN800 мм

Рисунок 5 – Діагностичні пристрої Rosen для визначення втрати металу



Рисунок 6 – Діагностичний пристрій RosenRoCD² DN 400 мм для визначення тріщин і відшарування ізоляції трубопроводу



Рисунок 7 – Пристрій RosenRoVisual для візуального обстеження внутрішньої порожнини трубопроводу

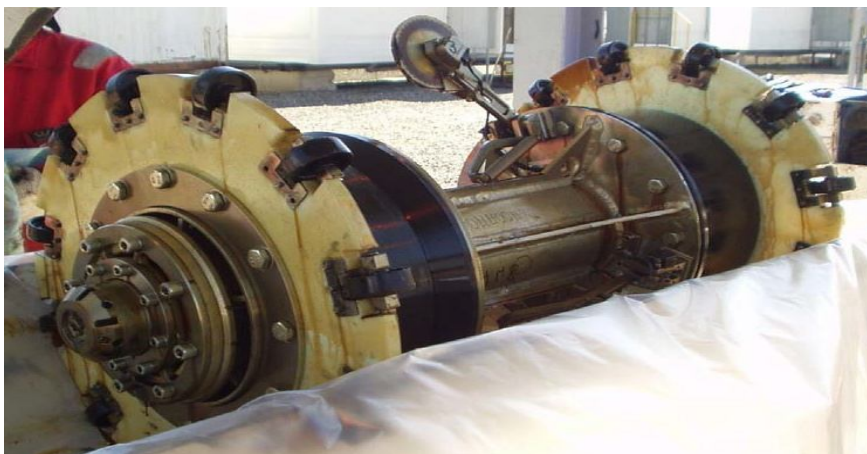


Рисунок 8 – Внутрішньотрубний пристрій RosenRoLeak DN 1000 мм для пошуку місць витоку нафти з трубопроводу



Рисунок 9 – Модульний пристрій Rosen з блоками обстеження втрат металу, дослідження геометрії і визначення просторового положення трубопроводу

Проте, незважаючи на очевидні успіхи в області внутрішньотрубної діагностики, до сьогоднішнього дня існують завдання, які вимагають вирішення:

- обстеження напруженого стану трубопроводу вздовж траси;
- обстеження механічних властивостей металу і зварних швів вздовж траси;
- визначення ступеня окрихчення металу від деформаційного старіння, корозійного розтріскування та ін;
- обстеження потенціалу електрохімічного захисту трубопроводу вздовж траси;
- обстеження стану ізоляційного покриття трубопроводу.

У разі вирішення цих складних завдань безпека трубопроводів може бути піднята на вищий рівень.

Для обробки великої кількості даних, зібраних під час технічної діагностики трубопроводів, компанією Rosen розроблений програмний пакет ROSOFT DataManagement.

Програма ROSOFT DataManagement дає можливість перегляду результатів діагностики, складання звітів, аналізу та оцінки інформації з метою отримання чіткого уявлення про стан трубопроводу. Програмний пакет для роботи з

даними (рис. 10) складається з трьох основних компонентів: ROSOFT for Pipelines (звіти), ROSOFT Maps (карти), ROSOFT 3D Pipe (труба в 3D) та інструментів адміністрування ROSOFT Administration (Диспетчер трубопроводів, Диспетчер резервних файлів, Захист).

ROSOFT Data Management передається замовнику разом із заключним звітом про обстеження трубопроводу. Дана програма не тільки надає повну інформацію про результати обстеження, а й допомагає планувати заходи з технічного обслуговування і ремонту.

Модуль ROSOFT for Pipelines (рис. 11) містить в електронній формі всю інформацію, записану в ході обстеження, і забезпечує швидкий повний доступ до баз даних і до первинних даних обстеження.

Інформація по кожному дефекту може бути переглянута, детально проаналізована і роздрукована для подальшого використання в польових умовах.

Можливості програмного компонента ROSOFT for Pipelines пакету ROSOFT Data Management:

- перегляд профілю глибини;
- доступ до результатів обстеження з правами запису;

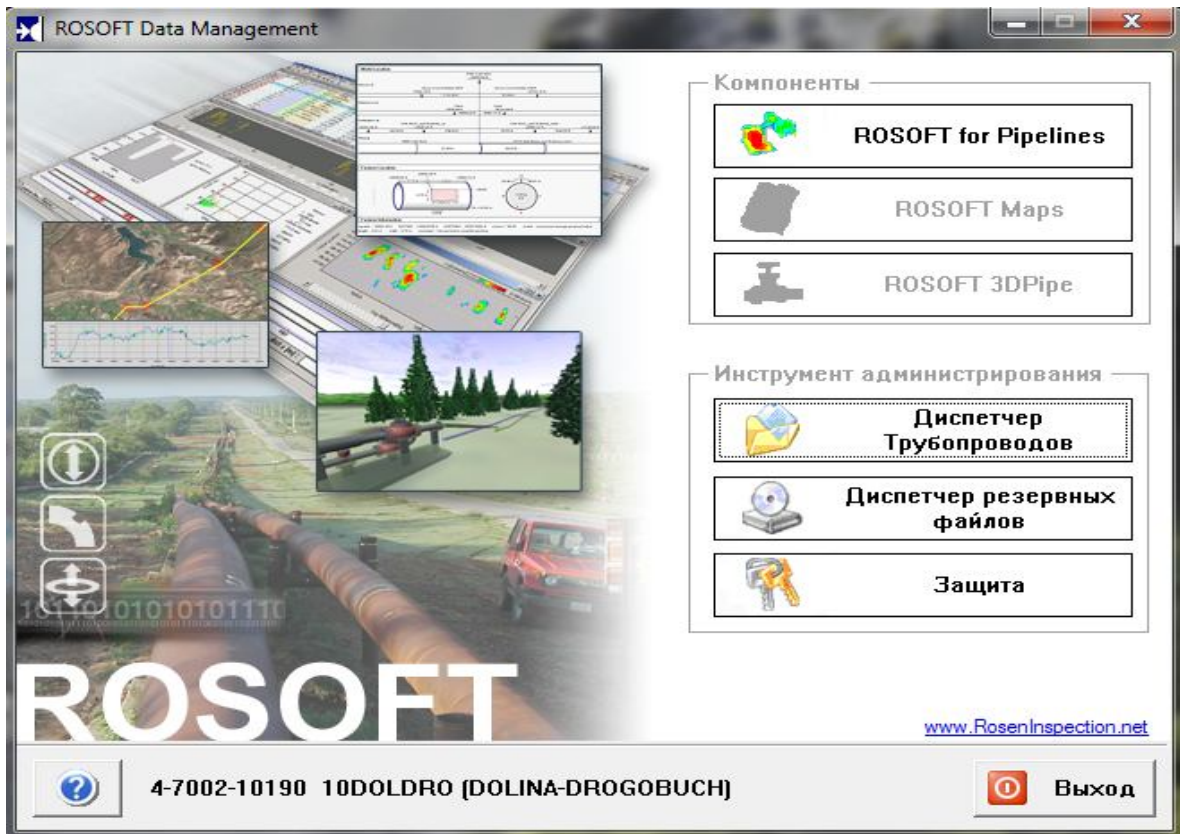


Рисунок 10 – Вікно програми ROSOFT Data Management

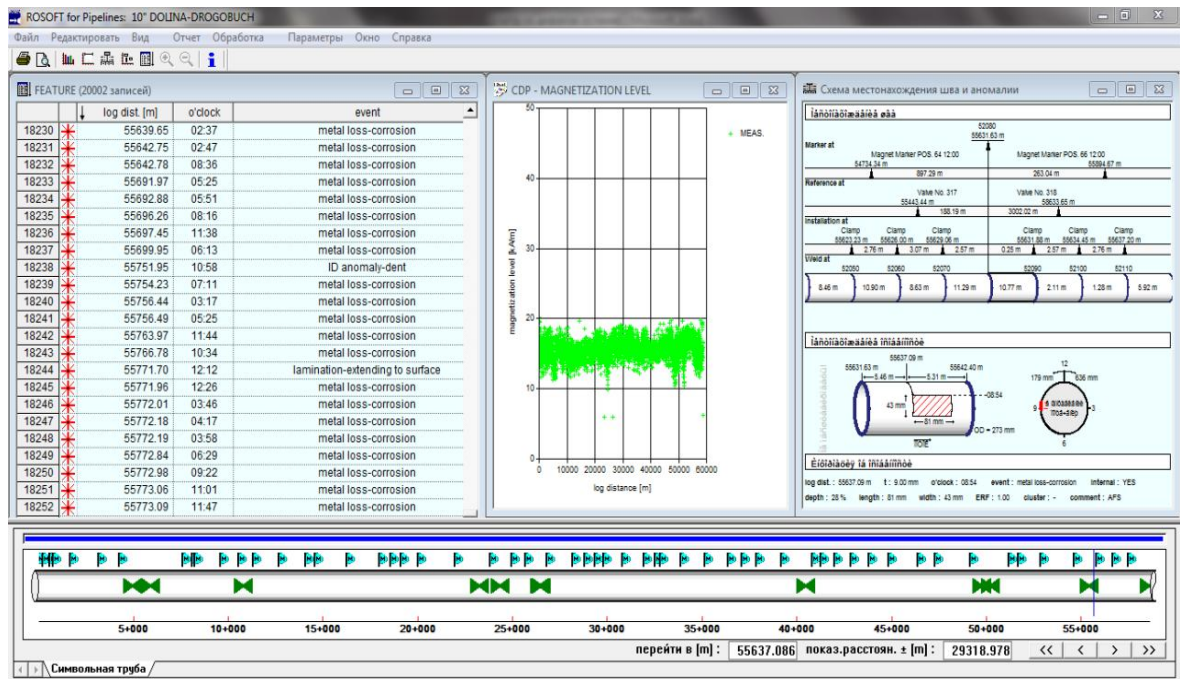


Рисунок 11 – Вікно програмного компонента ROSOFT forPipelines

- можливість повторної оцінки первинних даних обстеження;
- подання всіх результатів обстеження за допомогою рисунків, таблиць, символів, а також створення списків, графіків і діаграм для кожного окремого обстеження;
- робота з даними про аномалії (редагування, видалення, додавання);

- розрахунок основних показників надійності, таких як розрахунковий коефіцієнт ремонту ERF і безпечний тиск на основі критеріїв різних промислових стандартів (ASME B31-G, RSTRENG, DNV та ін.);
- можливість перерахунку взаємодії близько розташованих один до одного дефектів на основі критеріїв різних промислових стандартів

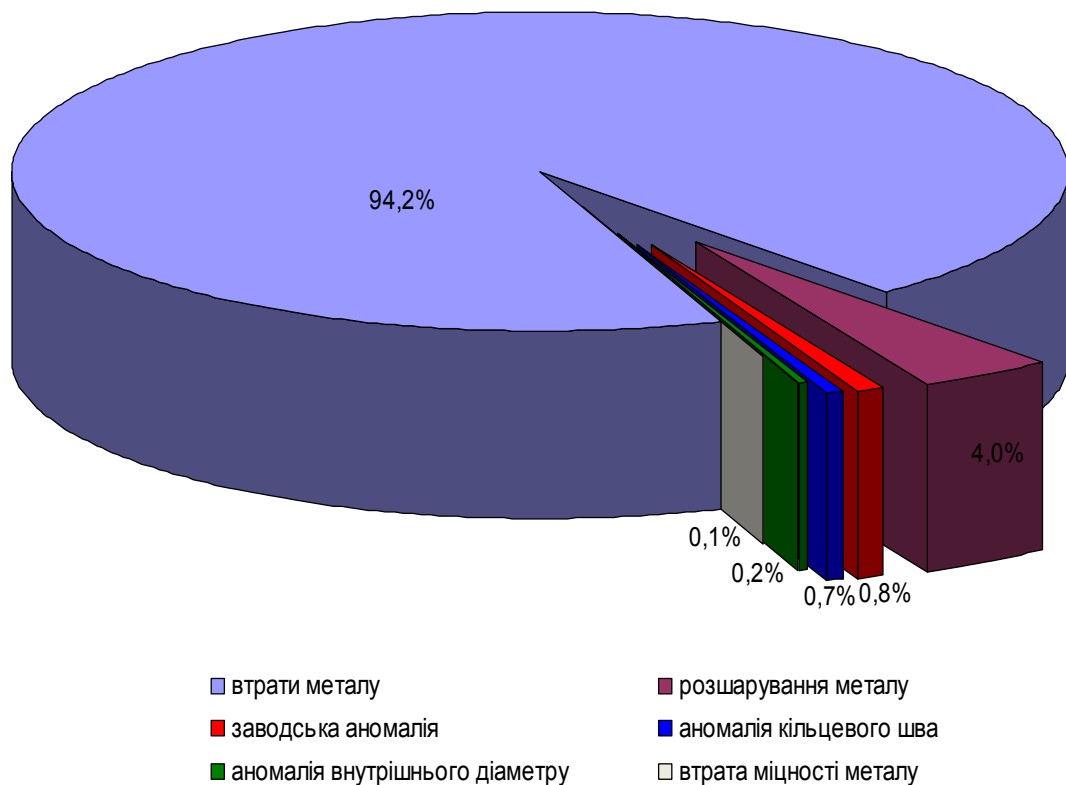


Рисунок 12 – Результати діагностики неізотермічного нафтопроводу Долина – Дрогобич

або на основі критеріїв, що застосовуються в компанії Rosen;

- можливість доповнення даних про проведені ремонти документами, малюнками, інформацією про розміри;

- розширені можливості друку та експорту даних (наприклад, експорт даних, пакетна обробка даних перед друком);

- кластеризація дефектів на основі різних промислових стандартів.

Компонент ROSOFT Maps відображає трубопровід у двомірному поданні на карті або на знімках із супутника, що дає змогу відобразити проходження маршруту трубопроводу на місцевості.

Компонент ROSOFT 3D Pipe забезпечує тривимірне подання результатів технічної діагностики трубопроводу.

Два останні компоненти програми ROSOFT DataManagement в процесі діагностики трубопроводів вітчизняної нафтогазової мережі не використовуються.

За результатами обстеження отримують таблицю «аномалій», до яких входять дефекти, відгалуження, арматура, інші характерні деталі трубопроводу.

Таблиця містить такі основні пункти:

- дистанцію до камери запуску дефектоскопа в трубопроводі;

- назву виявленої особливості (дефекту або конструктивних елементів трубопроводу);

- номінальну товщину стінки труби;

- основні розміри дефекту (довжину, ширину, глибину);

- кутове положення дефекту по колу;

- тиск у трубі в момент проходження дефектоскопа через дану точку трубопроводу;

- інформацію про документованість даного дефекту.

Документування дефекту полягає в тому, що для нього додатково подається роздруковка у вигляді кольорового зображення і більш детальний опис з прив'язкою до найближчих орієнтирів на трубопроводі.

За результатами пропуску засобів внутрішньотрубною діагностики компанії Rosen встановлено велику кількість різноманітних дефектів на діючих нафтопроводах ПАТ «Укртранснафта». Зокрема при інспекції неізотермічного нафтопроводу Долина – Дрогобич було виявлено 20002 аномалії різного характеру (рис. 12).

При обробці результатів діагностики нафтопроводу Долина – Дрогобич найбільше зустрічаються дефекти втрати металу (18844), з яких майже 98% (18454) пов'язані з корозією, інші 2% (390) – заводські дефекти.

Розподіл всіх дефектів по довжині трубопроводу зображено на рисунку 13.

Як бачимо, найбільш дефектними ділянками нафтопроводу є 1, 6, 25, 32, 38, 47, 50, 56 і 57 кілометри. Найбільшу кількість дефектів діагностовано на 38-му км траси нафтопроводу – 1045.

Проте велика кількість дефектів на вказаних ділянках нафтопроводу зовсім не означає, що дані ділянки є найбільш небезпечними в аспекті руйнування, оскільки міцність стінки труби більшою мірою залежить від глибини дефекту та його розмірів, які будуть досліджуватись авторами в наступних наукових роботах.

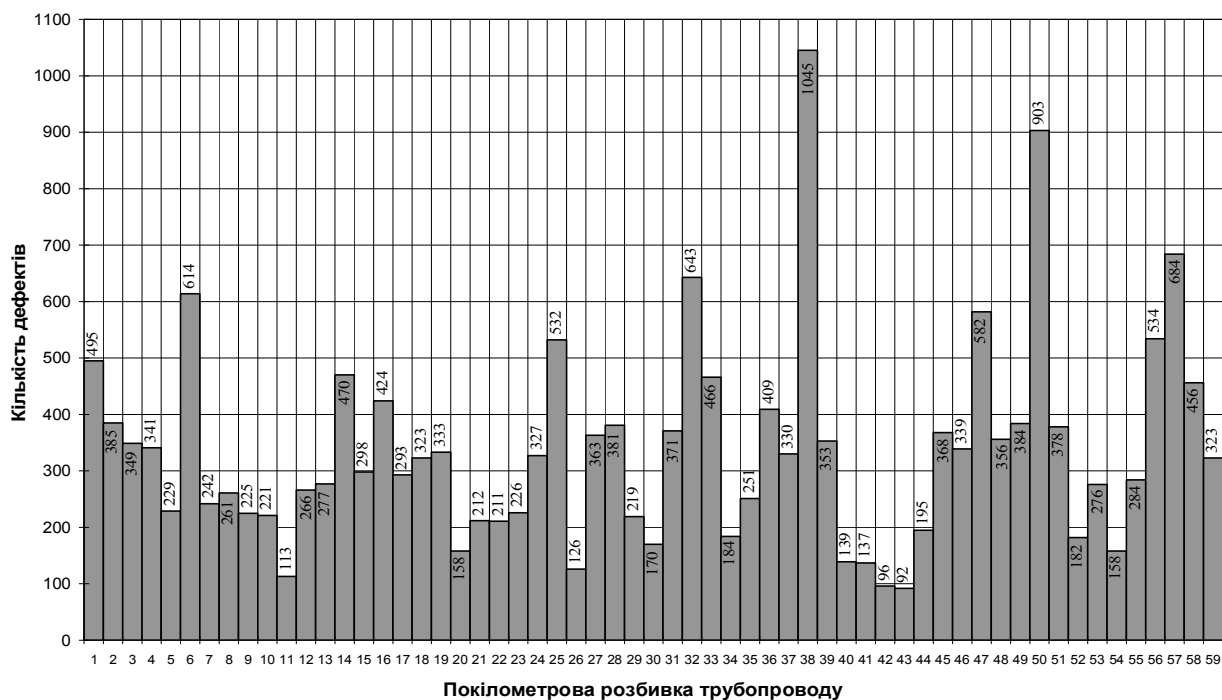


Рисунок 13 – Розподіл дефектів по довжині нафтопроводу Долина – Дрогобич

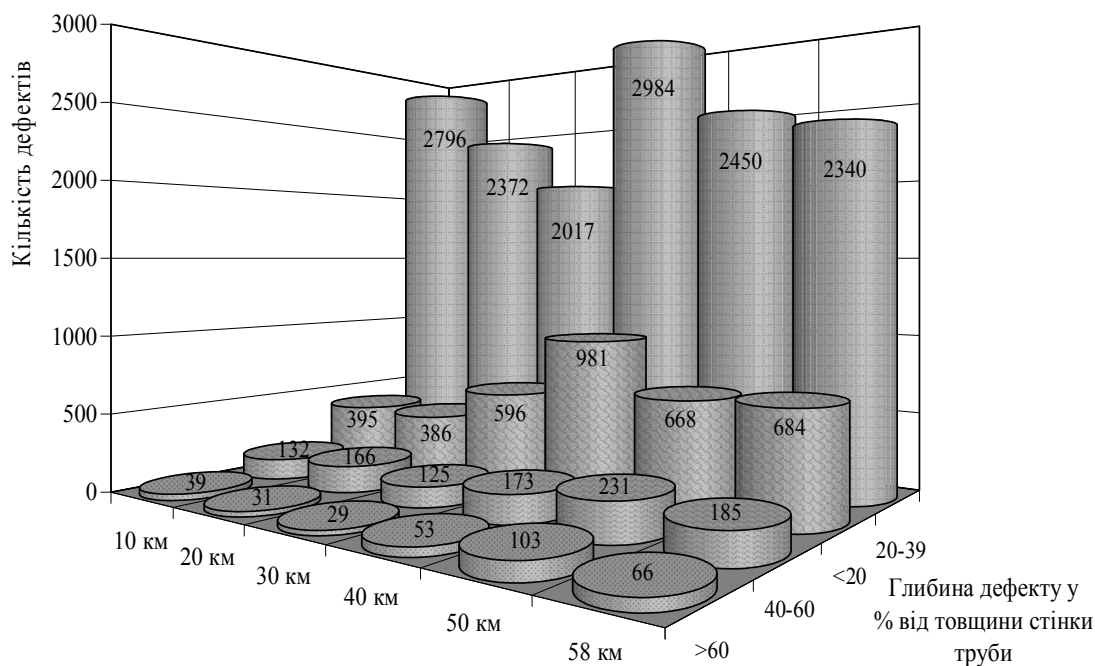


Рисунок 14 – Розподіл дефектів за глибиною по довжині нафтопроводу Долина – Дрогобич

Поділимо всі дефекти на чотири групи за глибиною у відсотках від товщини стінки труби:

- дефекти глибиною до 20% від товщини стінки труби;
- дефекти глибиною (20–39)% від товщини стінки труби;
- дефекти глибиною (40–59)% від товщини стінки труби;
- дефекти глибиною 60% і більше від товщини стінки труби.

Нафтопровід Долина – Дрогобич розіб’ємо на десятикілометрові ділянки і проаналізуємо, яким чином розташовані дефекти (рис. 14).

Розподіл дефектів по периметру труби ілюструє рисунок 15.

Особливо небезпечними в плані надійності нафтопроводу є дефекти глибиною більше 60% від товщини стінки труби. Такі дефекти частіше зустрічаються, починаючи із 45-го кілометра траси нафтопроводу до його кінцевого пункту. За результатами діагностики нафтопроводу Долина – Дрогобич найглибші дефекти – до 85% від товщини стінки труби – діагностовано на 6, 14, 45, 48, 50, 51, 53, 55, 56 кілометрах його траси.

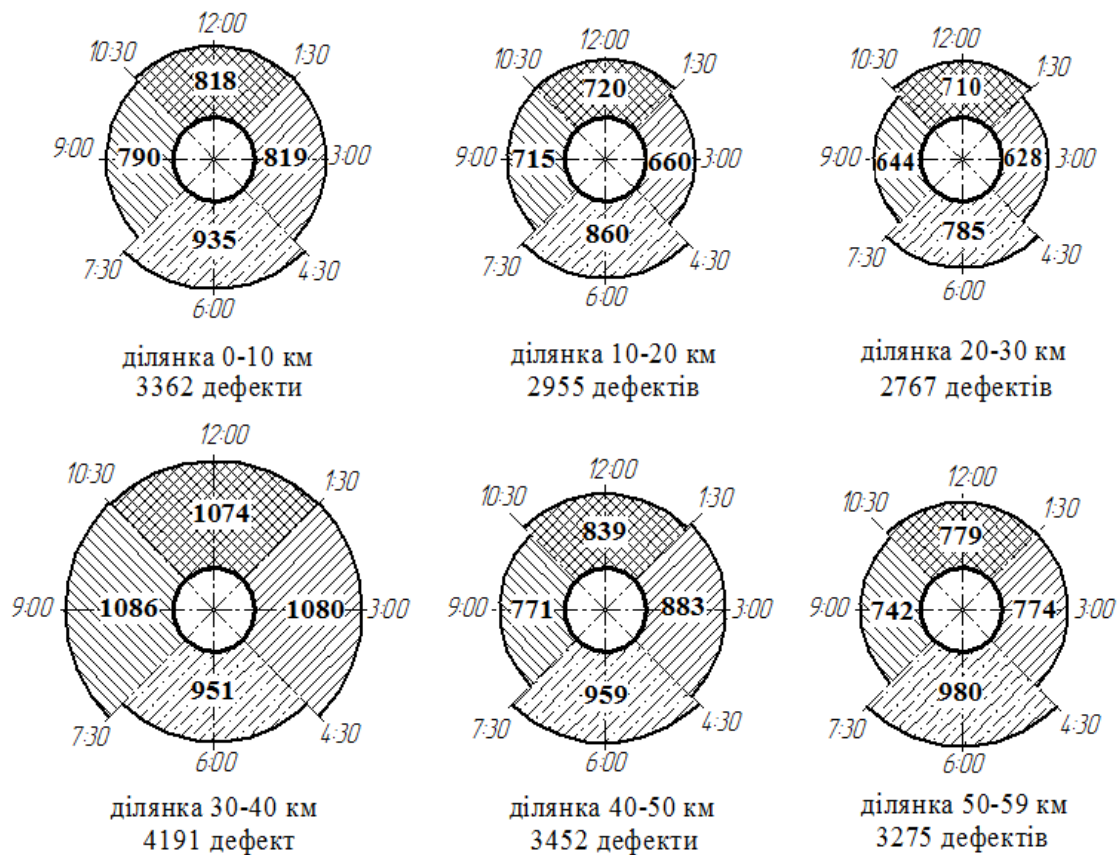


Рисунок 15 – Розподіл дефектів по ділянках і по периметру труби за результатами діагностики нафтопроводу Долина – Дрогобич

Аналіз рисунків 12 і 13 свідчить, що найнебезпечнішими ділянками нафтопроводу Долина – Дрогобич в плані надійності є його 6-ий і 38-ий кілометри траси, а також ділянка 45–59 км.

Промислові дослідження, які проведені авторами в даній науковій роботі за результатами обробки статистичної інформації сучасних програмних продуктів діагностування лінійної частини неізотермічного нафтопроводу Долина – Дрогобич, дали змогу провести глибокий моніторинг аномалій металу труб і встановити їх характер. За результатами обробки закономірностей розподілу сформовано градацію дефектів по довжині і по периметру тіла труби, виділено низку особливо небезпечних експлуатаційних ділянок в плані експлуатаційної надійності даного нафтопроводу, що дасть змогу врахувати виробництву дані результати при експлуатації лінійної частини нафтопроводу для визначення методів проведення ремонтних робіт окремих найбільш небезпечних ділянок та забезпечення оптимальних режимів роботи при перекачуванні неньютонівських рідин.

Література

- 1 www.RosenInspection.net;
- 2 Randy L. Roberts. What Do We Really Know About Pipeline Pigging And Cleaning? Pipeline & Gas Journal August 2009 Vol.236 No.6;
- 3 Василюк В.М. Підвищення надійності роботи магістральних нафтопроводів ВАТ “Укртранснафта” // Вісник національної газової спілки України. – 2004. – № 4. – С.11-14.
- 4 Забела К.А. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград: [учеб. для студ. высш. учеб. заведений] / К. А. Забела, В. А. Красков, В. М. Москвич, А. Е. Сошенко. – М.: Недра, 2001.
- 5 Середюк М.Д. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів: [підручник для студ. вищ. навч. закл.] / М.Д. Середюк, Й.В. Якимів, В.П. Лісафін. – Івано-Франківськ: Кременчук, 2001. – 517 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
05.01.12

Рекомендована до друку професором
Тимківим Д.Ф.