

Л. Я. Побережний, А. І. Станецький, М. С. Полутренко,
П. О. Марущак

МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ОБЛАСТЕЙ ПІДВИЩЕНОЇ КОРОЗИЙНОЇ ТА БІОКОРОЗИЙНОЇ АКТИВНОСТІ ЯК СКЛАДОВА КОМПЛЕКСНОГО МОНІТОРИНГУ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ

Розроблено методику визначення областей підвищеної корозійної активності засновану на аналізі показників вологості ґрунту, сольового складу та рівня рН ґрунтового електроліту вздовж трас пролягання магістральних газопроводів. Виявлено області підвищеної корозійної та біокорозійної активності. Ефективність методики перевірено вибірково шурфуванням. Її запровадження дасть змогу підвищити надійність роботи транзитних магістральних газопроводів, зменшити та контролювати величину експлуатаційних ризиків.

Газотранспортний комплекс України – це понад 35000 км магістральних трубопроводів та біля 160000 км розподільчих мереж. Наша газотранспортна система – органічне продовження російської. Їх об'єднує спільна мета – транспортування сибірського газу до Європи. Вона є диверсифікаційним джерелом, яке забезпечує понад 30% потреби держави в газі та об'єктом особливої відповідальності. Це зобов'язує нас експлуатувати газотранспортну систему у оптимальних режимах з високою експлуатаційною надійністю, що зумовлює необхідність виконувати великий обсяг науково-дослідних робіт безпосередньо на працюючих об'єктах [1].

Враховуючи, що основні фонди трубопровідного транспорту, як і будь-які технічні об'єкти, старіють, деградація магістральних трубопроводів проходить усе інтенсивніше. Більшість газо- та нафтопроводів були побудовані в 1960-1990 рр. Відповідно, близько половини експлуатується понад 20 років, а близько чверті – понад 30. Збільшення терміну безпечної служби таких трубопровідних систем – надзвичайно важлива науково-технічна проблема. Шляхи її вирішення – широке впровадження сучасних методів діагностики, глобальний моніторинг, капітальний ремонт та реконструкція, але передусім – принципово нові, науково обґрунтовані технічні та технологічні рішення.

В процесі тривалої експлуатації підземних металоконструкцій, основними з яких є нафтогазопроводи, в окремих регіонах України формується екологічна небезпека руйнування трубопроводів з причин ґрунтової корозії. Пошкодження труб крім корозійно-механічної природи включають біологічну складову, яка полягає в деструкції захисного ізоляційного покриття під дією асоціацій ґрунтових корозійно-небезпечних мікроорганізмів. Корозійна активність ґрунтів, в яких експлуатуються підземні нафтогазопроводи, значною мірою визначає ефективність їх протикорозійного та мікробіологічного захисту.

Основними чинниками інтенсифікації біокорозійних процесів на поверхні підземних трубопроводів є:

- вологість понад 20%;
- глинистий тип ґрунту з нейтральним або слабколужним рН (6...8,5);
- наявність ділянок з відшаруванням чи пошкодженням ізоляційного покриття.

На сьогодні існує два базових припущення щодо опосередкованої участі мікроорганізмів (МО) в процесах ґрунтової корозії:

- МО в процесі життєдіяльності синтезують біогенні агресивні продукти (H_2S , H_2SO_4), які призводять до інтенсифікації корозійних процесів;
- МО, закріплюючись на поверхні металу, утворюють мікрозони, які впливають на подвійний електричний шар, що, через зміну показників адсорбції, спричиняє електрохімічне руйнування металу.

Правильну оцінку корозійної активності ґрунтів можна зробити тільки після дослідження характеристик ґрунтового електроліту, з наступним виділенням корозійноактивних компонентів, рівня рН та врахуванням місцевих географічних і кліматичних умов (сезонних коливань температури та вологості, меліорації тощо).

Зараз, як ніколи, існує нагальна необхідність застосування нових комплексних методик оцінки стану трубопроводу, його залишкового ресурсу, попередження пошкоджень трубопровідних систем, адекватної інтерпретації ситуації в аварійних умовах. Адекватна і своєчасна оцінка ризику дозволить передбачати значну кількість аварій та відмов і дасть змогу розробити комплекс заходів з їх попередження та зменшення експлуатаційних ризиків до прийнятих [2].

Для прогнозування перебігу корозійних процесів на трубопроводах необхідно нагромадити значну кількість експериментальних даних про вплив на поведінку матеріалу трубопроводу різноманітних чинників (механічних напружень, хімічного складу та йонної сили середовища тощо) з метою пошуку взаємозв'язку між ними та, після акумулювання достатньої кількості матеріалу – вибору основних критеріїв для побудови полікритеріальної моделі взаємодії трубопроводу з довкіллям [3].

Для підвищення надійності роботи транзитних магістральних трубопроводів пропонується:

- вивчення корозійної активності ґрунтів вздовж траси їх пролягання;
- аналіз сольового складу та рівня кислотності ґрунтового електроліту;
- визначення ділянок з високим ризиком розвитку біокорозії;
- визначення рівня вологості та його сезонних коливань;
- визначення швидкості загальної та локальної корозії, коефіцієнта локалізації корозійних процесів;
- визначення параметрів електрохімічної поведінки сталі трубопроводу у експлуатаційному середовищі (рівноважний потенціал, криві анодної та катодної поляризації, величину струмів анодного та катодного процесів);
- визначення рівня захисного потенціалу ЕХЗ;
- вивчення стану пасивного протикорозійного захисту.

З метою експериментальної перевірки запропонованих підходів у 2010 р. під час планового шурфування розпочато моніторинг хімічного складу ґрунтових електролітів вздовж трас пролягання газопроводів «Прогрес», «Шебелинка – Полтава – Київ» (ШПК) 79,3 – 143,5 км, «Уренгой-Помари-Ужгород» (УПУ) 3525-3551 км, «Єлець-Диканька-Київ» (ЄДК). Проби відбирали знизу та зверху труби з метою виявлення областей з високим ризиком виникнення концентраційних гальванічних елементів та зон періодичного змочування. Для полікритеріальної оцінки корозійної активності ґрунтів проводилося визначення концентрації хлоридів, сульфатів, рівня вологості та рН. На даний час відібрано та проаналізовано 44 проби ґрунту. Результати наведено в таблиці.

Таблиця

Результати аналізу ґрунтів

| № п/п | Характеристики трубопроводу, місце відбору проби | Вологість, | рН | SO ₄ ²⁻ | | СГ | |
|-------|--|------------|------|-------------------------------|---------|------------|---------|
| | | % | | ммоль/100г | % | ммоль/100г | % |
| 1 | 720 ШПК 79,3; Верх | 10,3 | 8,30 | 0,108 | 0,0104 | 27,5 | 0,976 |
| 2 | 720 ШПК 79,3; Низ | 7,02 | 8,35 | 0,0796 | 0,00770 | 153 | 5,41 |
| 3 | 720 ШПК 80,8; Верх | 11,7 | 8,40 | 0,137 | 0,0131 | 25,1 | 0,892 |
| 4 | 720 ШПК 80,8; Низ | 6,65 | 8,75 | 0,693 | 0,0666 | 71,9 | 2,55 |
| 5 | 720 ШПК 119,8; Верх | 18,5 | 8,35 | 0,179 | 0,0172 | 14,6 | 0,519 |
| 6 | 720 ШПК 119,8; Низ | 18,6 | 8,25 | 0,208 | 0,0199 | 13,0 | 0,460 |
| 7 | 720 ШПК 143,5; Верх | 18,8 | 7,15 | 0,137 | 0,0131 | 12,2 | 0,433 |
| 8 | 720 ШПК 143,5; Низ | 32,87 | 8,55 | 0,726 | 0,0698 | 17,0 | 0,603 |
| 9 | 1220 ШДК 106,2; Верх | 4,45 | 8,05 | 0,080 | 0,00770 | 11,2 | 0,396 |
| 10 | 1220 ШДК 106,2; Низ | 5,55 | 8,05 | 0,0900 | 0,00861 | 8,77 | 0,311 |
| 11 | 1220 ШДК 107,7; Верх | 6,26 | 8,45 | 0,160 | 0,0154 | 15,1 | 0,535 |
| 12 | 1220 ШДК 107,7; Низ | 3,55 | 8,40 | 0,344 | 0,0331 | 21,6 | 0,767 |
| 13 | 1420 ЄДК 138,1; Верх | 20,4 | 8,25 | 0,146 | 0,0141 | 23,7 | 0,840 |
| 14 | 1420 ЄДК 138,1; Низ | 22,4 | 8,50 | 0,259 | 0,0249 | 40,6 | 1,44 |
| 15 | 1420 УПУ 3525,4; Верх | 5,99 | 8,60 | 0,0612 | 0,00589 | 30,1 | 1,07 |
| 16 | 1420 УПУ 3525,4; Низ | 14,8 | 9,10 | 0,179 | 0,0172 | 53,3 | 1,89 |
| 17 | 1420 УПУ 3528,4; Верх | 3,40 | 8,30 | 0,137 | 0,0131 | 22,3 | 0,791 |
| 18 | 1420 УПУ 3528,4; Низ | 15,3 | 8,40 | 0,142 | 0,0136 | 36,0 | 1,28 |
| 19 | 1420 УПУ 3530,9; Верх | 9,87 | 7,75 | 0,0520 | 0,00498 | 206 | 7,32 |
| 20 | 1420 УПУ 3530,9; Низ | 13,0 | 7,80 | 0,750 | 0,0721 | 31,9 | 1,13 |
| 21 | 1420 УПУ 3548,3; Верх | 10,2 | 8,15 | 0,0568 | 0,00544 | 28,3 | 1,01 |
| 22 | 1420 УПУ 3548,3; Низ | 29,5 | 8,00 | 0,453 | 0,0435 | 7,32 | 0,260 |
| 23 | 1420 УПУ 3551,1; Верх | 20,8 | 8,55 | 0,0520 | 0,00498 | 69,8 | 2,48 |
| 24 | 1420 УПУ 3551,1; Низ | 21,2 | 8,60 | 0,542 | 0,0521 | 35,0 | 1,24 |
| 25 | 1420 Прогрес 3671,1; Верх | 5,33 | 7,70 | 0,0420 | 0,00408 | 153 | 5,41 |
| 26 | 1420 Прогрес 3671,1; Низ | 23,5 | 7,60 | 0,448 | 0,0431 | 6,30 | 0,224 |
| 27 | 1420 Прогрес 3674,6; Верх | 3,32 | 8,95 | 0,151 | 0,0145 | 167 | 5,93 |
| 28 | 1420 Прогрес 3674,6; Низ | 6,17 | 8,50 | 0,137 | 0,0131 | 81,1 | 2,88 |
| 29 | 1420 Прогрес 3676,6; Верх | 10,5 | 8,60 | 0,0571 | 0,00544 | 94,3 | 3,35 |
| 30 | 1420 Прогрес 3676,6; Низ | 4,05 | 8,10 | 0,311 | 0,0299 | 35,0 | 1,24 |
| 31 | 1420 Прогрес 3693,9; Верх | 5,32 | 8,40 | 0,278 | 0,0267 | 19,8 | 0,701 |
| 32 | 1420 Прогрес 3693,9; Низ | 29,0 | 8,65 | 0,325 | 0,0313 | 21,0 | 0,745 |
| 33 | 1420 Прогрес 3696,7; Верх | 28,3 | 8,45 | 0,184 | 0,0177 | 21,6 | 0,767 |
| 34 | 1420 Прогрес 3696,7; Низ | 25,1 | 8,35 | 0,335 | 0,0322 | 20,4 | 0,723 |
| 35 | 1020 КЗУ-2; 265,2 | 3,31 | 7,85 | 0,0380 | 0,00362 | 0,224 | 0,00795 |
| 36 | 1020 КЗУ-2; 265,35 | 5,47 | 7,70 | 0,0571 | 0,00544 | 0,409 | 0,0145 |
| 37 | 1020 КЗУ-1; 277,7 | 4,86 | 7,65 | 0,0750 | 0,00725 | 13,4 | 0,474 |
| 38 | 1020 КЗУ-1; 277,75 | 5,74 | 7,90 | 0,193 | 0,0186 | 0,475 | 0,0169 |
| 39 | 1020×10 КЗУ-1; 238,5 | 5,03 | 7,70 | 0,0520 | 0,00498 | 2,64 | 0,0936 |
| 40 | 1020×10 КЗУ-1; 244,4 | 5,86 | 7,40 | 0,0420 | 0,00408 | 1,24 | 0,0441 |
| 41 | 1020×10 КЗУ-1; 280,75 | 5,54 | 7,45 | 0,0750 | 0,00725 | 4,81 | 0,171 |
| 42 | 1020×9 КЗУ-1; 302,2 | 4,35 | 7,60 | 0,0660 | 0,00634 | 1,36 | 0,0483 |

| | | | | | | | |
|----|---------------------|------|------|--------|---------|------|--------|
| 43 | 1020×9 КЗУ-1; 310,3 | 3,11 | 7,45 | 0,0382 | 0,00362 | 20,4 | 0,723 |
| 44 | 1020 КЗУ-1; 324 | 3,16 | 7,60 | 0,0421 | 0,00408 | 1,78 | 0,0633 |

Дослідження виявили низку небезпечних перепадів концентрації хлорид- та сульфат-іонів у водних витяжках ґрунтів.

Зокрема можна виділити такі найбільш небезпечні в корозійному відношенні ділянки:

На 80 та 143,5 кілометрах трубопроводу Шебелинка – Полтава – Київ (ШПК) концентрації сульфатів у верхній та нижній пробах відрізняються у 5,08 та 5,32 рази відповідно, концентрації хлоридів – у 2,85 та 1,39 рази.

На 3530,9 кілометрі трубопроводу Уренгой – Помари – Ужгород(УПУ) концентрація сульфатів у верхній та нижній пробах відрізняється у 14,48 рази, концентрація хлоридів – у 6,47 разів.

На 3671,1 кілометрі трубопроводу «Прогрес» концентрація сульфатів у верхній та нижній пробах відрізняється у 10,56 рази, концентрація хлоридів – у 24,15 разів.

На 277,7 кілометрі трубопроводу «Київ – Захід України» (КЗУ-1) концентрація сульфатів у верхній та нижній пробах відрізняється у 2,56 рази, концентрація хлоридів – у 28 разів.

Така значна різниця концентрацій є доволі небезпечною, а якщо взяти до уваги локалізацію висококонцентрованих зон в нижній частині труби, то, з урахування ускладненої аерації і, як наслідок доступу кисню, виникає загроза утворення комплексних макрогальванічних елементів як концентраційної так і аераційної природи, що істотно прискорюватиме корозійні процеси та збільшуватиме ризик виникнення позаштатних ситуацій. Окремо слід відзначити небезпеку виникнення синергічної корозійної дії хлорид, та сульфат-іонів, внаслідок якої корозійні процеси значно локалізуються (рис. 1), а їх швидкість порівняно із загальною швидкістю корозії зростає до 10^4 разів.

Небезпечною також є значна вологість ґрунтів на 143,5 км газопроводу ШПК, яка у нижній частині труби досягає 32,87%, та на 3671,1 км газопроводу Прогрес – 23,5 %. Така вологість може стати причиною псування захисного ізоляційного покриття внаслідок дифузії компонентів ґрунтового електроліту через нього з подальшим руйнуванням (рис. 2). Також істотна різниця у вологості може викликати утворення зон періодичного змочування і пов'язану з ними інтенсифікацію корозійних процесів. Така небезпека існує на 3671,1 км газопроводу «Прогрес», де показники вологості верхньої і нижньої складають 5,33 та 23,5 %



Рис. 1. Локалізоване корозійне ураження магістрального газопроводу ЄДК



Рис. 2. Руйнування захисного ізоляційного покриття внаслідок дифузії через нього компонентів ґрунтового електроліту

Основною причиною виникнення мікробної корозії є дія сульфатвідновлюючих бактерій та підвищена вологість ґрунту. Проведені дослідження дають змогу прогнозувати підвищені ризико розвитку біокорозійних уражень на 143 км траси трубопроводу Шебелинка – Полтава-Київ, 138 км траси трубопроводу Єлець-Диканька-Курськ, на ділянці трубопроводу Уренгой-Помари-Ужгород від між позначками 3548,3 та 3528,4 км, та на ділянці трубопроводу між 3694 та 3697 кілометрами.

Таким чином, запропонована методика полікритеріальної оцінки корозійної активності середовища успішно пройшла експериментальну перевірку і дає змогу:

- визначити найбільш корозійно небезпечні ділянки;
- визначити місце, черговість і періодичність проведення моніторингових заходів з метою мінімізації наслідків корозійно-механічної деградації та запобігання аварійним ситуаціям.
- підвищити надійність роботи транзитних магістральних газопроводів, зменшити та контролювати величину експлуатаційних ризиків

В результаті проведених досліджень виявлено потенційно небезпечні в корозійному плані ділянки транзитних магістральних газопроводів, чим експериментально підтверджено дієвість запропонованих методичних підходів. В подальшому необхідно провести моделювання електрохімічної, деформаційної та корозійної поведінки сталі трубопроводу в умовах зафіксованих перепадів концентрацій корозійно активних компонентів, рН та вологості ґрунтів. Це дасть змогу прогнозувати рівень корозійно-механічної деградації матеріалу транзитних газопроводів, підвищити надійність їх експлуатації шляхом окремого регламентування черговості та періодичності проведення моніторингових заходів і заходів з обслуговування на ділянках з підвищеною корозійною активністю.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Побережний Л. Я. Корозія підземних магістральних трубопроводів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2005. - № 2 (15). - С. 27-31.
2. Крижанівський Є. І. Безпека та захист від аварій та катастроф трубопровідних систем в складних умовах експлуатації / Є. І. Крижанівський, Л. Я. Побережний, Л. Є. Шкіца // Екологія довкілля та безпека життєдіяльності. - 2007. - № 3. - С. 21-27.
3. Побережний Л. Я. Полікритеріальна оцінка корозійної активності середовища як елемент підвищення надійності магістральних газопроводів / Л. Я. Побережний, А. І. Станецький // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – № 2. – С. 38-40