

Побережний Л. Корозійний моніторинг транзитних газопроводів / Побережний Л., Станецький А., Рудко В. // Вісник ТНТУ. — 2011. — Том 16. — № 3. — С.20-26. — (механіка та матеріалознавство).

УДК 622.691.4

Л. Побережний, докт. техн. наук; А. Станецький; В. Рудко

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

КОРОЗІЙНИЙ МОНІТОРИНГ ТРАНЗИТНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

Резюме. Розроблено та експериментально перевірено методику вивчення деформації та руйнування трубопроводних систем, встановлено закономірності корозійно-механічної деградації трубопроводів в основних типах ґрунтових електролітів. Для забезпечення безпеки транзитних трубопроводів розроблено та розпочато реалізацію комплексного методу корозійного моніторингу.

Ключові слова: корозійно-механічна деградація трубопроводів, ґрунтовий електроліт, корозійний моніторинг, транзитний трубопровід.

L. Poberezhny, A. Stanetsky, V. Rudko

CORROSION MONITORING OF TRANSIT GASMAIN PIPELINES

The summary. Developed and experimentally verified a methodology study of deformation and destruction of pipeline systems, established patterns of corrosion-mechanical degradation of pipelines in the major soil types of electrolytes. To ensure the safety of transit pipelines developed and begun implementation of a comprehensive method of corrosion monitoring.

Key words: corrosion and mechanical degradation of pipelines, soil electrolyte, corrosion monitoring, the transit pipeline.

Вступ. Паливно-енергетичний комплекс є одним з найважливіших секторів економіки країни. Враховуючи винятково важливу роль нашої держави, як найбільшого транзитера енергоресурсів до Євросоюзу, можна казати, що стабільність і безаварійність роботи ПЕК України – це гарантія нашої енергетичної безпеки зокрема, та ЄС у цілому. На початку нового тисячоліття потрібні нові наукові підходи до пошуку оптимальних, з точки зору безпеки, шляхів розвитку держави в цілому, та паливно-енергетичного комплексу зокрема. В ХХІ сторіччі технічні рішення, не здатні забезпечити промислову, соціальну та екологічну безпеку, не матимуть права на існування.

Наростання негативних антропогенних впливів у поєднанні з глобальними природними процесами (зміна клімату, оточуючого середовища тощо) можуть призвести до екологічних катастроф. Відомі випадки, коли економічні втрати від природних та техногенних катастроф були співмірні чи перевищували величини ВВП деяких країн. Враховуючи, що основні фонди трубопроводного 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 трубопроводних 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 й технологічні рішення [1].

Постановка проблеми. Газотранспортний комплекс України – це понад 35000 км магістральних трубопроводів та близько 160 000 км розподільних мереж. Наша газотранспортна система – органічне продовження російської. Їх об'єднує спільна мета – транспортування сибірського газу до Європи. Вона є диверсифікаційним джерелом, що забезпечує понад 30 % потреби держави в газі, та об'єктом особливої відповідальності. Це зобов'язує нас експлуатувати газотранспортну систему в

оптимальних режимах із високою експлуатаційною надійністю, що зумовлює необхідність виконувати великий обсяг науково-дослідних робіт безпосередньо на працюючих об'єктах [2].

Зараз, як ніколи, існує нагальна необхідність застосування нових комплексних методик оцінювання стану трубопроводу, його залишкового ресурсу, попередження пошкоджень трубопровідних систем, адекватної інтерпретації ситуації в аварійних умовах. Адекватне та своєчасне оцінювання ризику дозволить передбачати значну кількість аварій та відмов і дасть змогу розробити комплекс заходів з їх попередження та зменшення експлуатаційних ризиків до прийнятних.

Для прогнозування нелінійних процесів 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.

Врахування корозійної активності ґрунту, яку прийнято оцінювати часом до появи на новому газопроводі першої каверни, складу і фізико-механічних властивостей ґрунтів та їх динаміки значно ускладнює розрахункову схему, оскільки з'являється багато додаткових, змінних у часі параметрів, що беруться не лише з довідників, але й визначаються експериментально. Перелік самих лише істотних факторів, що визначають корозійну активність ґрунтів, якими є структура та гранулометричний склад, вологість, склад ґрунтового електроліту, загальна кислотність чи лужність ґрунту, концентрація водневих йонів, повітропроникність, окисно-відновний потенціал, електричний опір ґрунтів, вказує на складність математичного моделювання деформівної системи „труба – ґрунтовий масив” та, відповідно, прогнозування довговічності підземного газопроводу [3].

Можна констатувати, що особливістю підземної корозії металу газопроводу є прояв її у вигляді пітів та каверн. Тому головну небезпеку становить не корозійна втрата металу, а місцева корозія, яка є однією з основних причин аварій на газопроводах [4].

Мета роботи. Визначення закономірностей корозійно-механічної деградації об'єктів тривалої експлуатації нафтогазового комплексу (нафтогазопроводів, резервуарів, морських стаціонарних платформ тощо).

Методика досліджень. Розроблення методології дослідження деформації та руйнування трубопровідних систем, встановлення основних закономірностей корозійно-механічної деградації трубопроводів у складних умовах експлуатації, моделювання основних типів ґрунтових електролітів і докладне вивчення електрохімічної поведінки сталі трубопроводу у них.

Результати досліджень. Досліджено низькотемпературну корозійну повзучість сталі трубопроводу на повітрі та у 12 модельних середовищах і показано, що найбільші ризики втрати трубопроводом несучої здатності є у хлоридно-сульфатних і підкислених хлоридно-сульфатних електролітах. Вперше запропоновано використовувати як один із параметрів оцінювання впливу повзучості на несучу здатність трубопроводу кут нахилу завершальної ділянки кривої низькотемпературної корозійної повзучості, а також вперше зафіксовано стрибкоподібну зміну деформації повзучості у підкислених хлоридних електролітах, що свідчить про розвиток локальних тріщиноподібних корозійних дефектів [5].

Експериментально встановлено, що з електрохімічної точки зору найнебезпечнішими є хлоридно-сульфатні та підкислені хлоридно-сульфатні середовища. Виявлено, що навіть незначні домішки сульфатів значно активізують

анодний процес і швидкість корозії в цілому, а також значно сприяють виникненню на трубопроводах місцевої корозії.

Вивчено вплив хімічного складу, рН середовища та рівня механічних напружень на характер перебігу корозійних процесів та показано, що збільшення рівня номінальних напружень в усіх модельних середовищах призводить до активізації корозійної деградації сталі трубопроводу.

Вперше виявлено істотне збільшення корозійної активності ґрунтового електроліту внаслідок синергічної дії корозійно активних компонентів, наявних у визначених співвідношеннях молярних концентрацій йонів, та значне зростання локалізації корозійних процесів. З метою кращого порівняння корозійної активності ґрунтових електролітів запропоновано використовувати діаграми корозійної деградації сталі трубопроводу (у перерахунку на масову втрату та потоншення стінки).

Виявлено, що навіть незначні домішки сульфатів значно активізують анодний процес і швидкість корозії в цілому, а також значно сприяють виникненню на трубопроводах місцевої корозії ($i_{0(ан)}/i_{0(кат)} = 6 \cdot 10^3 \dots 5,5 \cdot 10^6$), а випробовування у розчинах, які містять одночасно йони SO_4^{2-} та невелику кількість йонів H^+ , показали наявність синергічного ефекту, а саме одночасного збільшення струму корозії, тобто її швидкості та значну локалізацію корозійних процесів ($i_{0(ан)}/i_{0(кат)} = 1 \cdot 10^6$).

З метою підвищення надійності роботи транзитних магістральних трубопроводів пропонується:

- вивчення корозійної активності ґрунтів уздовж траси їх пролягання;
- аналіз сольового складу та рівня кислотності ґрунтового електроліту;
- визначення рівня вологості та його сезонних коливань;
- оцінювання ризику виникнення зсувів та просідань ґрунту вздовж траси трубопроводу;
- визначення швидкості загальної та локальної корозії, коефіцієнта локалізації корозійних процесів;
- визначення параметрів електрохімічної поведінки сталі трубопроводу в експлуатаційному середовищі (рівноважний потенціал, криві анодної та катодної поляризації, величину струмів анодного та катодного процесів);
- визначення рівня захисного потенціалу EX3;
- вивчення стану пасивного протикорозійного захисту.

Реалізація запропонованих досліджень дасть змогу створити ГІС, яка міститиме:

- карту корозійної активності ґрунтів із зазначенням швидкості загальної, локальної корозії та коефіцієнта локалізації корозійних процесів;
- карту зміни вологості ґрунтів;
- карту відносної зсувонебезпечності вздовж траси трубопроводу;
- карту розподілу рН ґрунтів;
- карту зміни величини захисного потенціалу (рис. 1).

Використання запропонованої ГІС дозволить:

- виявити ділянки підвищеної зсувонебезпечності з підвищеним ризиком корозійно-механічної деградації (корозійної повзучості, корозійного розстрікування під напруженням, стрес-корозії тощо);
- оптимізувати параметри електрохімічного захисту;
- визначити способом накладання карт-шарів найбільш корозійно небезпечні ділянки;

- виокремити ділянки газопроводу з найбільш ушкодженим ізоляційним покриттям;
- прогнозувати швидкість корозійно-механічної деградації сталі трубопроводу;
- виявляти ділянки зі значними пошкодженнями протикорозійного покриття;
- визначати 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.

Для практичної апробації запропонованої методики проведено тестовий відбір 44 проб ґрунтів уздовж трас пролягання газопроводів УМГ «Київтрансгаз»: Шебелинка – Полтава – Київ, Уренгой – Помари – Ужгород, «Прогрес» та «Київ – Захід України». Результати їх аналізу виявили низку небезпечних перепадів концентрації хлорид- та сульфат-іонів у водних витяжках ґрунтів.

Зокрема вдалося виділити такі найнебезпечніші в корозійному відношенні ділянки, де у верхній та нижній пробах концентрації сульфатів відрізняються від **5,08** до **14,48** разів, хлоридів – від **6,47** до **28** разів.

Зафіксовано різницю у вологості проб ґрунту, відібраних зверху та знизу труби у **5,9** разів, що викликає небезпеку практично постійного перебування трубопроводу в зоні періодичного змочування.

Виявлено ділянки трубопроводів де на 5...15 км траси зміни концентрації хлоридів становлять до **14** разів, сульфатів – до **28** разів, вологості ґрунту – до **3-4** разів.

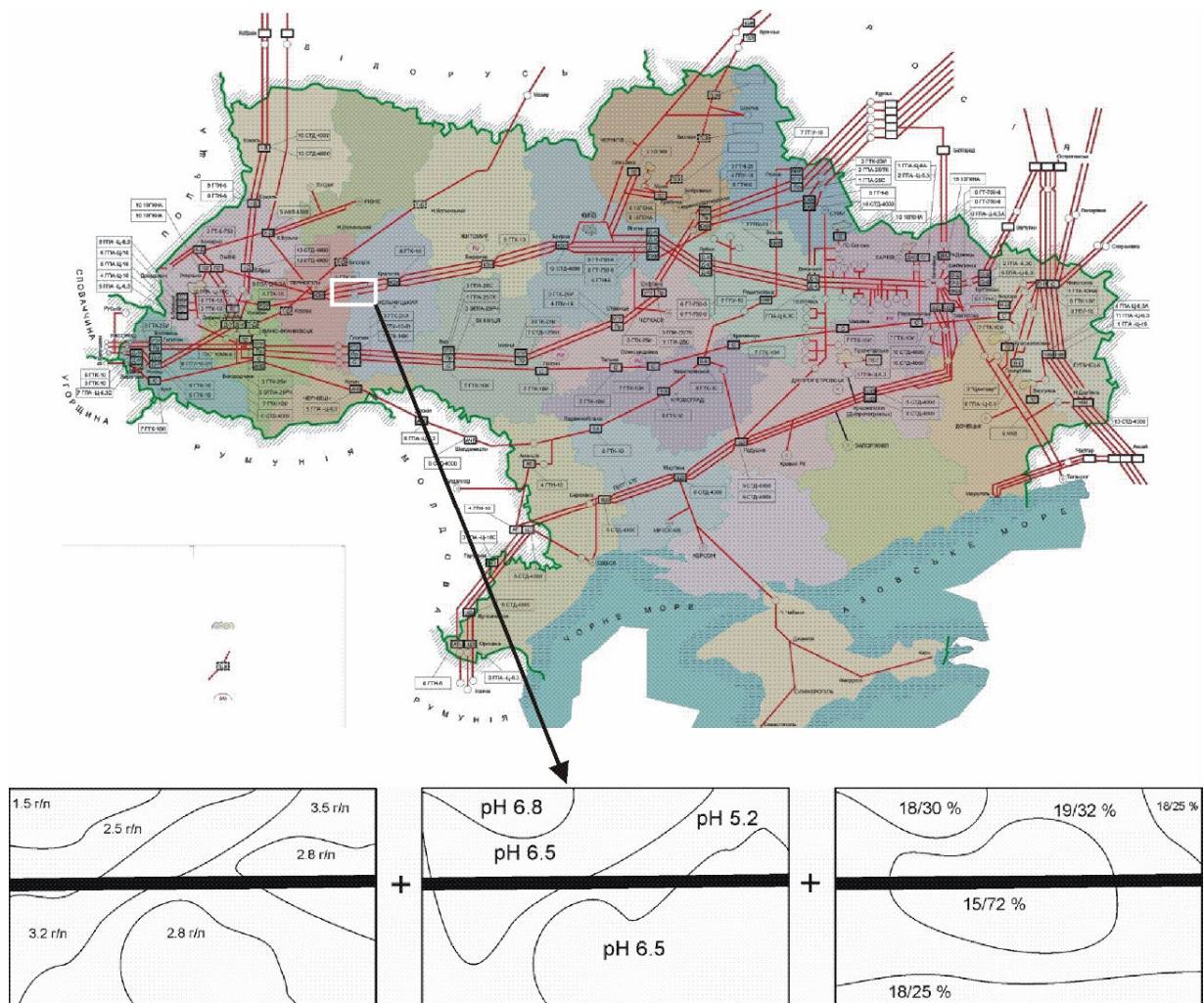


Рисунок 1. Приклад побудови карт-шарів для визначення ділянок траси з підвищеною небезпечкою корозійно-механічної деградації газопроводу

Така значна різниця концентрацій є доволі небезпечною, а якщо взяти до уваги локалізацію висококонцентрованих зон у нижній частині труби, то, з урахуванням 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, унаслідок якої корозійні процеси значно локалізуються (рис. 2), а їх швидкість порівняно із загальною швидкістю корозії зростає до 10^4 разів.



Рисунок 2. Локалізоване корозійне ураження магістрального газопроводу ЄДК

Небезпечною також є значна вологість ґрунтів на **143,5** км газопроводу ШПК, яка у нижній частині труби досягає **32,87%**, а 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. 3).



Рисунок 3. Руйнування захисного ізоляційного покриття внаслідок дифузії через нього компонентів ґрунтового електроліту

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 верхньої і нижньої вологості складають **5,33** та **23,5 %** [6].

Висновки. За результатами проведених протягом 2004–2010 рр. теоретико-експериментальних досліджень розроблено й експериментально перевірено методологію дослідження деформації та руйнування трубопровідних систем, встановлено закономірності корозійно-механічної деградації газопроводів у основних типах ґрунтових електролітів. З метою забезпечення безаварійної експлуатації транзитних магістральних газопроводів розроблено та розпочато впровадження комплексної методики їх корозійного моніторингу.

Література

1. Крижанівський, Є.І. Нафтогазова енергетика [Текст] / Є.І. Крижанівський // Нафтогазова енергетика. – 2006. – №1. – С. 5–9.
2. Мазур, И.И. Безопасность трубопроводных систем [Текст] / И.И. Мазур, О.М. Иванцов. – М.: ИЦ «Элима», 2004. – 1104 с.
3. Побережний, Л.Я. Корозія підземних магістральних трубопроводів [Текст] / Л.Я. Побережний // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – № 2 (15). – С. 27–31.
4. Гончарук, М.І. Корозія та розгерметизація газопроводів [Текст] / М.І. Гончарук // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – № 2. – С. 56–57.
5. Побережний, Л.Я. Низькотемпературна корозійна повзучість сталі трубопроводів [Текст] / Л.Я. Побережний // Машинознавство. – 2007. – № 9. – С. 24–28.
6. Побережний, Л.Я. Особливості корозійно-механічної деградації паралельних газопроводів [Текст] / Л.Я. Побережний, В.В. Рудко // Фізико-хімічна механіка матеріалів, спец. вип. № 8. – 2010. – Т.2. – С. 635–639.

Отримано 15.07.2011