

ЕКОЛОГІЧНА БЕЗПЕКА

УДК (504.05 +504.06) 622.692.4

Степова О.В., к.т.н., ст. викладач (Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка)

ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕКОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОПРОВОДІВ ЗА ДОПОМОГОЮ МОНІТОРИНГУ ЕЛЕКТРОХІМІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ

Розглянуто фактори, що впливають на екологічну безпеку експлуатації нафтопроводів. Розроблено фізичну та математичну моделі електрохімічної корозії нафтопроводу на ділянках з порушеною ізоляцією при дії електролітичних розчинів.

Ключові слова: нафтопроводи, електрохімічна корозія, екологічна безпека.

The factors that affect the environmental safety of oil pipelines. Physical and mathematical model of electrochemical corrosion of the pipeline in areas with broken insulation under the influence of electrolyte solutions.

Key words: oil, electrochemical corrosion, environmental security.

Рассмотрены факторы, влияющие на экологическую безопасность эксплуатации нефтепроводов. Разработано физическую и математическую модели электрохимической коррозии нефтепровода на участках с нарушенной изоляцией при действии электролитических растворов.

Ключевые слова: нефтепроводи, электрохимическая коррозия, экологическая безопасность.

Стан питання та задачі досліджень. Мережа нафтопроводів України є важливим елементом системи транспортування нафти і відіграє значну роль у забезпеченні енергетичної безпеки країни.

У процесі проектування та експлуатації нафтопроводів недостатньо враховується її вплив на довкілля й оцінюється екологічна безпека експлуатації нафтопроводів. Забезпечення безпеки, в основному зводиться до дотримання певних відстаней між трасою магістрального нафтопроводу та об'єктами інфраструктури. Огляд літературних джерел показав, що основною формою впливу магістральних нафтопроводів на довкілля при їх експлуатації є можливість забруднення нафтою у разі виникнення аварійних ситуацій. При цьому забруднюється значна територія і нафта, просочуючись в ґрунт, змінює його фізико-хімічні властивості. В окремих випадках нафта безпосередньо попадає у водоймища. Крім того, можуть забруднюватися і підземні води. Внаслідок випаровування нафти, що розлилася, атмосфера забруднюється ле-

гкими вуглеводнями [1].

Причини відмов трубопроводів, що створюють екологічний ризик, висвітлено в низці робіт, зокрема П.П. Бородавкіна, Р.М. Говтяка, С.Е. Кутукова [2-4]. Більшість аварій на нафтопроводах стаються внаслідок зношування труб, через внутрішню та зовнішню корозію. Аналіз причин відмов нафтопроводів [5] показав, що більше 80% всіх відмов відбулися через корозію металу труб. Внаслідок корозії відбувається значне зменшення перерізу трубопроводу. Це різко підвищує екологічний ризик подальшої експлуатації таких конструкцій і актуалізує проблему оцінки їхнього залишкового ресурсу.

Внаслідок експлуатації більше 25 років значної частини нафтопроводів України зростає ризик аварійно-небезпечних дефектів, що негативно впливає на екологічну безпеку експлуатації нафтопроводів. Важливим напрямком забезпечення безаварійної роботи підземних трубопроводів є захист їх поверхні від ґрунтової корозії. З цією метою поверхню трубопроводів захищають відповідними покриттями. В процесі експлуатації під дією зовнішніх шкідливих факторів захисне покриття руйнується.

Оскільки експлуатація нафтопроводів нерозривно пов'язана з корозійним руйнуванням нафтогазового устаткування, зокрема промислових трубопроводів, одним із шляхів підвищення екологічної безпеки експлуатації нафтопроводів України є врахування факторів, що характеризують корозійні процеси на метали трубопроводів, попереджаючи утворення тріщин на поверхні трубопроводу та витікання нафти.

Особливо гостро дане питання стоїть стосовно нафтопроводів, що експлуатуються з ділянками, де порушена ізоляція трубопроводу в умовах попадання на них електролітичних розчинів. Такі ділянки значно впливають на розвиток корозії трубопроводу, утворюючи умови для виникнення макрокорозійних пар. На підземних трубопроводах з ділянками, де порушена ізоляція, суттєво змінюються анодні і катодні поляризаційні характеристики сталі і, як наслідок, потенціали сталі в цих місцях.

Зважаючи на те, що експлуатація нафтопроводу з ділянками, де порушена ізоляція пов'язана з електрохімічною корозією металу трубопроводу, основна увага для забезпечення екологічної безпеки експлуатації трубопроводу повинна приділятися визначенню корозійних втрат на трубопроводі в місцях порушення ізоляції внаслідок роботи корозійного елементу. Рішення питань своєчасного виявлення корозії трубопроводу, визначення її швидкості і зони поширення допоможе попередити створення аварійних ситуацій на нафтопроводі та забезпечить екологічну безпеку експлуатації нафтопроводу.

Найбільш активною фазою корозія трубопроводу на ділянці з порушеною ізоляцією досягає, коли на її поверхні утворюється плівка вологи такої товщини, що анодний процес в ній ще не гальмується, а для протікання катодного процесу на трубопроводі під ізоляційним покриттям мають найбільш сприятливі умови.

На основі викладеного можливо вважати, що процес корозії трубопроводу на ділянці з порушеною ізоляцією є особливим видом електрохімічної корозії, в якій проявляються особливості як атмосферної корозії, так і електрохімічної корозії сталі, повністю зануреної в рідкій електроліт.

Характерною особливістю атмосферної корозії трубопроводів є легкість доступу кисню до їхньої поверхні. Як показують дослідження [10], це призводить до того, що навіть під кислою плівкою вологи атмосферна корозія метала протікає переважно з кисневою деполяризацією. Корозія поверхні трубопроводу при умовах кисневої деполяризації в нейтральних та лужних середовищах проходить на граничному струмі, тобто виходячи з умови $i_{кор} = i_{гран}$.

Одним з основних параметрів, що характеризують корозійні процеси на поверхні металу трубопроводу є щільність струму. Для визначення значення щільності корозійного струму $i_{кор}$ розглянемо переріз трубопроводу діаметром $2r$, який знаходиться на глибині h в ґрунті з постійною концентрацією кисню $C_{н}$.

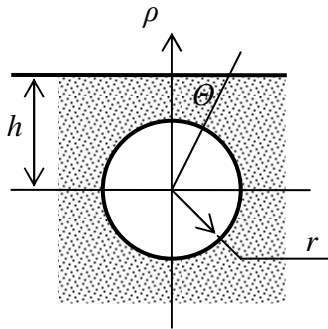


Рис. 1. Схема перерізу трубопроводу діаметром $2r$, що знаходиться на глибині h в ґрунті

Слід відмітити, що коефіцієнт дифузії кисню в ґрунті в загальному випадку залежить від координат (ρ, Θ) (рис. 1). З метою спрощення завдання приймаємо, що масообмін в ґрунті стаціонарний і не змінюється по довжині нафтопроводу. Відповідно до закону Фіка при $D = const$ стаціонарний масообмін за дифузійним механізмом може бути описаний наступним диференціальним рівнянням

$$\frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial}{\partial \rho} \cdot \left(\rho \cdot \frac{\partial C \cdot (\rho, \Theta)}{\partial \rho} \right) + \frac{1}{\rho^2} \cdot \frac{\partial^2 C(\rho, \Theta)}{\partial \Theta^2} = 0, \quad (1)$$

де $C = f(\rho, \Theta)$ – концентрація кисню в довільній точці $M(\rho, \Theta)$. В якості граничних умов можна прийняти

$$C \Big|_{\rho = \frac{h}{\cos \Theta}} = C_n ; \quad C \Big|_{\rho=r} = 0. \quad (2)$$

Рішення диференційного рівняння (1) будується методом поділу змінних за допомогою конформного перетворення координат.

Якщо на електроді справедливі умови дифузної кінетики, то в стаціонарному стані щільність корозійного струму може бути виражена через швидкість дифузії деполяризатора, віднесеної до одиниці площі поверхні електрода. В цьому випадку справедливим є перший закон Фіка, згідно з яким потік кисню (q) в умовах лінійної дифузії буде дорівнювати

$$q = -D \cdot \left(\frac{\partial C}{\partial \rho} \right)_{\rho=r}, \quad (3)$$

де D – коефіцієнт дифузії кисню в ґрунті, м²/рік;

$\frac{\partial C}{\partial \rho}$ – градієнт концентрації кисню поблизу поверхні трубопроводу.

За розрахованою щільністю потоку кисню (q) може бути визначений розподіл щільності корозійного струму навколо перерізу трубопроводу

$$i_{нк} = \frac{F \cdot q}{M_k}. \quad (4)$$

В кінцевому вигляді отримана залежність

$$i_{нк} = \frac{F \cdot D \cdot C_n (a^2 - 1)}{M_k \cdot r (1 + a^2 - 2a \cdot \cos \Theta) \cdot \ln a}, \quad (5)$$

де $i_{нк}$ – щільність струму, А/м²;

r – радіус трубопроводу, м;

C_n – початкова концентрація кисню, г/м³.

Таким чином, при $\frac{F}{M_k} = 1,91 \cdot 10^{-4}$, $A \cdot \text{рік} \cdot e^{-1}$, щільність загальної

корозії нафтопроводу можна визначити за формулою

$$i_{нк} = \frac{1,91 \cdot 10^{-4} \cdot C_n \cdot D (a^2 - 1)}{r (1 + a^2 - 2a \cdot \cos \Theta) \cdot \ln a}. \quad (6)$$

На ділянках нафтопроводу, де порушена ізоляція утворюються умови для виникнення макрокорозійних пар, сила струму яких може бути використана як узагальнена характеристика при визначенні втрат на металі трубопроводу.

Розглянуто електричне поле біля гетерогенного електроду, модель якого складається із 2-х ділянок довільної ширини, які відрізняються стаціонарними потенціалами.

Локальний корозійний елемент представлений ділянкою нафтопроводу під ізоляційним покриттям (катод) і ділянкою нафтопроводу, де ізоляція порушена під електролітом (анод) (рис. 2).

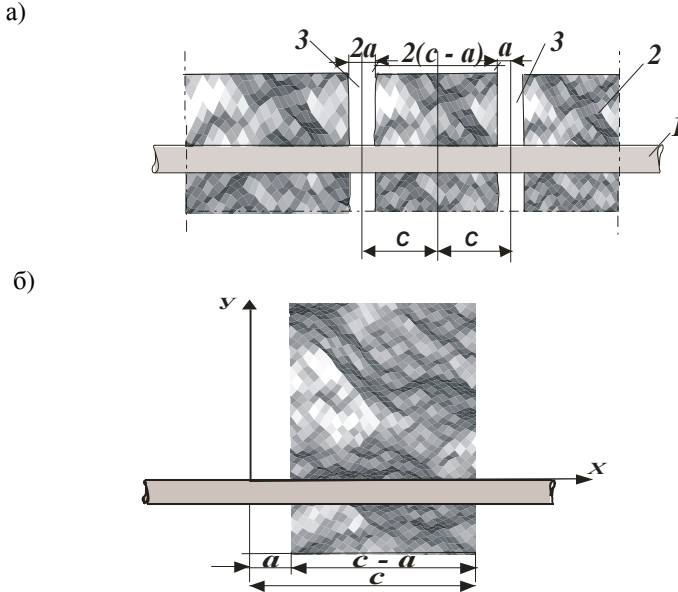


Рис. 2. Схема локального корозійного елемента на нафтопроводі

А – загальний вид; б – розрахункова модель,
 де c – відстань між серединами ділянок; $2a$ – ширина ділянки, де порушена ізоляція;
 $2(c - a)$ – відстань між ділянками, де порушена ізоляція; 1 – нафтопровід; 2 – ізоляція;
 3 – ділянка нафтопроводу, де порушена ізоляція

Завдяки симетричності моделі неоднорідної поверхні достатньо розглянути не всю поверхню, а тільки її частину, між позначками $x = 0$ та $x = c$, які відповідають серединам різномірних ділянок, а точка $x = a$ – границя між ними. Ця частина поверхні нафтопроводу і в подальшому вважається локальним корозійним елементом (рис. 2, б).

Визначення розподілу потенціалу електричного поля у даному випадку може бути зведено до вирішення двохмірного рівняння Лапласа

$$\frac{\partial^2 \varphi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \varphi}{\partial y^2} = 0 \quad (7)$$

де φ – потенціал; x, y – текучі координати.

Граничні умови полягають в наступному:

1) на нескінченній відстані від поверхні електроду (нафтопроводу) не вносяться ніякі збурження в електричному полі

$$\varphi (y \rightarrow \infty, x) = const;$$

2) друге є наслідком симетричності моделі, що розглядається:

$$\frac{\partial \varphi}{\partial x} \Big|_{x=0} = \frac{\partial \varphi}{\partial x} \Big|_{x=c} = 0;$$

3) умови на неоднорідних ділянках представимо у вигляді:

$$\varphi = E_a + L \frac{d\varphi}{dy} \text{ при } y = 0, 0 \leq x < a ,$$

$$\varphi = E_k + L \frac{d\varphi}{dy} \text{ при } y = 0, a \leq x < c ,$$

де $L = \gamma \cdot b$;

γ – питома електропровідність електроліту;

b – коефіцієнт поляризації;

E_a, E_k – безструмові потенціали аноду і катоду.

Рішення рівняння (7) при таких граничних умовах отримано методом Ейлера – Фурье.

$$\phi(x, y) = \frac{a(E_a - E_k) + CE_k}{c} + \frac{2(E_a - E_k)}{\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin \frac{\pi k}{c} a}{\left(1 + \frac{\pi k}{c} L\right) k} \cos \frac{\pi k}{c} x e^{-\frac{\pi k}{c} y} . \quad (8)$$

Враховуючи, що $i = -\gamma \left(\frac{d\varphi}{dy} \right)_{y=0}$ із (7), отримано вираз для визначення

розподілу щільності струму на поверхні одного локального елемента

$$i(x) = \frac{2(E_a - E_k)\gamma}{c} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin \frac{\pi k a}{c} \cos \frac{\pi k x}{c}}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)} . \quad (9)$$

Щільність струму на поверхні локального елемента змінюється по довжині. Інтегруючи вираз від 0 до a , знайдемо анодний струм одного елемента.

$$\int_0^a \cos \frac{\pi k x}{c} dx = \frac{c}{\pi k} \sin \frac{\pi k x}{c} \Big|_0^a = \frac{c}{\pi k} \sin \frac{\pi k a}{c} .$$

Тоді струм гальванічного елемента буде:

$$I = \frac{2\gamma(E_a - E_k)}{\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{1 - \cos 2 \frac{\pi k a}{c}}{k \left(1 + \frac{\pi k L}{c}\right)} . \quad (10)$$

Щільність корозії на ділянці нафтопроводу з врахуванням загальної корозії та дії макрогальванічних пар складає:

$$i_{кор} = \frac{1,91 \cdot 10^{-4} \cdot C_n D(a^2 - 1)}{R(1 - a^2 - 2a \cdot \cos \Theta) \cdot \ln a} + \frac{2I_i}{S_i}, \quad (11)$$

де I – струм гальванічного елементу, А; S – площа анодної ділянки нафтопроводу, м².

На корозійні втрати рішучий вплив має співвідношення площ анодних та катодних ділянок. При малих анодних ділянках та великих катодних ділянках щільність корозійних струмів в результаті дії макрогальванічних пар може бути в десятки разів більше щільності струмів при загальній корозії трубопроводу.

Висновки. Екологічна безпека експлуатації нафтопроводів значною мірою залежить від корозійної стійкості металу. Розв'язана задача моделювання електроріхімічної корозії металу трубопроводу на ділянці з порушеною ізоляцією при дії електролітичного середовища, яка зводиться до визначення стаціонарного електрополя, що виникає при роботі макрогальванопари з анодом на ділянці, де порушена ізоляція, й катодом на ділянці під покриттям ізоляції.

1. Г.М. Кривенко Прогнозування екологічного та технічного ризиків при експлуатації магістральних нафтопроводів з пересіченим профілем траси: автореф. на здобуття наук. ступ. канд. техн. наук / Г.М. Кривенко. – Івано-Франківськ: Івано-Франківський націон. техн. ун-т нафти і газу, 2005. – 23 с. 2. П.П. Бородавкін Сооружение магистральных трубопроводов / П.П.Бородавкин, В.Л. Березин. – 1977. – 407 с. 3. С.Е. Кутуков. Технологический и экологический мониторинг систем магистрального транспорта и промышленного сбора нефти. Практика и перспективы совершенствования / С.Е. Кутуков // Безопасность жизнедеятельности. Приложение. – 2004. – №8. – 16 с. 4. С.Е. Кутуков Создание банка данных об отказах, авариях, травматизме на объектах трубопроводных систем на территории РБ / С.Е. Кутуков, Р.Н. Бахтизин, В.А. Буренин // Проблемы экологического мониторинга. – Уфа: ИППЭП, 1995. – Часть 1. – 520 с. 5. Миронюк С.Г., Пронина И.А. Анализ аварийности промышленных нефтепроводов в регионе и оценка риска их эксплуатации // Новые технологии для очистки нефтезагрязненных вод, почв, переработки и утилизации нефтешламов. Тезисы докладов Международной конференции. – М.: Ноосфера, 2001. – С. 290-292. 6. Ямалеев К.М. Старение металла труб в процессе эксплуатации трубопроводов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – 64 с. 7. Пирогов А.Г. Динамика изменения свойств металла труб при эксплуатации трубопроводов // 4-й Конгресс нефтепромышленной России. Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности объектов трубопроводного транспорта углеводородного сырья, Уфа, 2004. – С. 41-49. 8. Пенкин А.Г. Терентьев В.Ф., Маслов Л.Г. Оценка степени деградации механических свойств и остаточного ресурса работоспособности трубных сталей с использованием методов акустической эмиссии и кинетической твердости. 9. Побережний Л.Я. Закономірності корозійно-механічної деградації трубопроводів у складних умовах експлуатації: автореф. на здобуття наук. ступ. докт. техн. Наук / Л.Я. Побережний. – Івано-Франківськ: Івано-Франківський націон. техн. ун-т нафти і газу. – 2008. – 34 с. 10. Рубинштейн А.И. Распределение тока и потенциала на гетерогенном электроде /А.И. Рубинштейн, Н.Я. Коверский, Б.Б. Чернов // Электрохимия, 1977. – Вып.7. – С. 15–19. 11. Рубинштейн А.И. Распределение тока и потенциала на гетерогенном электроде /А.И. Рубинштейн, Н.Я. Коверский, Б.Б. Чернов // Электрохимия, 1977.– Вып. 7. – С. 15-19.

Рецензент: д.т.н., проф. Бондар В.О. (Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка)