

# МОДЕЛЬ ВНУТРІШНЬОТРУБНОЇ КОРОЗІЇ ТРУБОПРОВІДІВ ПІД ДІЄЮ ГАЗОГІДРАТІВ

Л.Я. Побережний, А.В. Грицанчук, М.П. Мазур

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. Україна, 76019, Івано-Франківськ, Карпатська, 15.

Corrosion is the main cause of pipeline malfunction, which leads to severe degradation of the environment, therefore, it is necessary to predict the integral duration of the pipeline service. In this paper, the prediction model of the corrosion rate of a gas pipeline under the influence of gas hydrates is considered. The model based on the thermodynamic properties of the liquid and gas entering the formed gas hydrate under the influence of different operating conditions.

**Вступ.** Корозія, яка є однією з основних причин витоку/розриву трубопроводу, - це хімічна або електрохімічна реакція між металом та його середовищем, що призводить до погіршення матеріалу та його властивостей [1]. Характер і ступінь корозії є функціями концентрації та особливих комбінацій різних агресивних компонентів всередині труби, а також умови експлуатації трубопроводу, такий як рН, температура, швидкість, доступні окислювачі. Прогнозуюча модель належить до категорії превентивних заходів. Вона може спрогнозувати вірогідний термін служби труби для промислового використання при плануванні часу заміни.

На практиці, локалізована корозія є найнебезпечнішою з усіх та може призводити до серйозних аварій, тому саме її було б дуже важливо спрогнозувати. З своїм характером локалізована корозія металів є стохастичною та пов'язана з двома стохастичними процесами: руйнуванням пасивної плівки та репасивацією відкритої зони. Шмітт (2000) розробив стохастичну (ймовірну) модель для прогнозування локалізованої корозії, яка спричиняється дією потоку. Добре відомо, що існують, серед інших, такі зовнішні чинники як рН, температура, парціальний тиск кородуючої речовини, які спричиняють швидку, локалізовану корозію вуглецевої сталі, тому при розробці прогнозуючої моделі все це необхідно взяти до уваги.

Розвиток моделей корозійних пошкоджень є ще одним цікавим аспектом в галузі наукових досліджень корозії. Це спричинено тим фактом, що якість будь-якого аналізу руйнування чи експлуатаційної надійності залежить, великою мірою, від моделі корозії. У різні роки запропоновано лінійну та білінійну моделі для корозійного пошкодження, які вважались придатними для проектування, пізніше була розроблена стаціонарна трилінійна модель з ще однією степеневою функцією. Сорс та Габатов запропонували нелінійну модель, яка описувала зростання корозійного пошкодження в трьох фазах: зносостійкість покриття, перехід до візуально очевидної корозії з експоненціальним ростом, розвиток та вирівнювання такої корозії. Квін та Куї припускали, що швидкість корозії визначається прирівнюванням об'єму точкової корозії до рівномірної корозії. Модель корозії Паїку також розділяла характер корозії на три фази. В моделі Іванова припускалось, що перехідна фаза нелінійного зменшення товщини збільшується з часом у вигляді лінійної залежності (співвідношення). Ванг зібрав велику базу даних вимірів товщини, щоб встановити співвідношення регресії корозійного пошкодження як функції часу, що надає цінність зібраним даним. Гарбатов в подальшому використав модель Сорса та Габатова (1999) для даних Ванга (2003) та виявив, що нелінійна модель дуже добре відображає дані. Хоча всі моделі, згадані вище, розглядають стійкість ізоляційного покриття, в ширшому сенсі, час для ініціації та розвитку процесу корозії, в усіх них час розглядається в якості єдиного параметру та визначено різні фази корозії, але в жодній з них не брався до уваги вплив факторів навколишнього середовища.

Для вдосконалення цих моделей, Сорс (2005) вивчив вплив різних факторів навколишнього середовища, які були визначені Мелчерсом на характері корозії сталевих

плити, яка повністю занурена в солону воду. Вони запропонували нову модель корозії, що базується на нелінійній функції, що залежить від часу. В цій моделі було враховано впливи різних факторів навколишнього середовища включно з солоністю, температурою, розчиненим киснем, рН та швидкістю потоку. Ця модель є кращою за інші, оскільки замість середніх даних про корозійне пошкодження, вона надає інформацію про те, як корозія змінювалась під впливом зовнішніх факторів. Однак ця модель була занадто громіздкою для обчислення.

Жодна з представлених моделей не фокусувалась на розробці моделі з урахуванням взаємозв'язку газового гідрату та корозії. Фактично, літературні джерела, де б розглядалась можливість гідратних грудок запускати процес розвитку корозії в трубопроводах природного газу відсутні.

**Мета роботи.** Розробка емпіричної моделі розрахунку швидкості корозії де газовий гідрат розглядається в якості кородуючого агента.

**Методика дослідження.** В моделі розглядалися трубопроводи з вуглецевої сталі, по яких транспортується природний газ при різних показниках температури, тиску, показника рН. Для усереднених експлуатаційних умов пропонується наступне рівняння швидкості корозії:

$$V_{cr} = K_t \cdot f_t^{0,36} \cdot \left(\frac{\tau}{19}\right)^{0,146+0,0324 \cdot \log f_t} \cdot f(pH)_t, \quad (1)$$

де  $K_t$  – константа швидкості корозії при різних температурах, яка подана в табл. 1;  $f(pH)_t$  – рН - фактор;  $f_t$  – коефіцієнт фугітивності;  $\tau$  – динамічний тиск.

Таблиця 1 – Константа швидкості корозії при різних температурах

Температура, °С	$K_t$
0	0,179
2,5	0,266
5	0,42
7,5	0,584
10	0,865
12,5	1,282
15	1,59
20	4,762

Модель базується на принципах турбулентного потоку, закритої системи та умовах однорідної фази. При створенні цієї моделі особливу увагу приділено термодинамічним властивостям складу газу; ця модель є прогнозуючою за своєю сутністю, оскільки за її допомогою можна спрогнозувати залишковий ресурс трубопроводу.

В статті розглядається модель швидкості внутрішньої корозії, що виникла в результаті гідратоутворення в сегменті трубопроводу природного газу. Розроблена модель базується на стандарті NORSOK [2] і застосуванні термодинамічних властивостей можливого складу гідрату. Склад гідрату є наступним: 90% решітки гідрату складає вода, 10% – інші компоненти. Іншим компонентом в даній роботі є природний газ із складом, який використовувався в лабораторії для східного нафтогазового регіону.

Вплив рН в межах діапазону робочої температури розраховуємо за рівнянням (2) для діапазону значень  $3,5 \leq \text{pH} < 4,6$  або за рівнянням (3) для  $4,6 \leq \text{pH} \leq 6,5$ .

$$f(pH)_t = 2,0676 - (0,2309 \cdot \text{pH}) \quad (2)$$

$$f(pH)_t = 4,342 - 1,051 \cdot \text{pH} + 0,0708 \cdot \text{pH}^2 \quad (3)$$

Високе динамічний тиск в трубі може спричинити розвиток глибоких виразкових корозійних уражень, так звану *mesa*-корозію [3].

Динамічний тиск, спричинений рухом газорідинної суміші - це параметр, який береться до уваги при моделюванні швидкості корозії:

$$\tau = 0,125 \cdot \rho_m \cdot \lambda \cdot V_m^2, \quad (4)$$

де  $\rho_m$  – густина газорідинної суміші,  $\text{кг/м}^3$ ;  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору;  $V_m$  – швидкість

газорідинної суміші, м/с.

Для розрахунків коефіцієнта тертя потрібно визначити структуру течії газорідинної суміші. Для цього необхідно порівняти безрозмірну швидкість суміші для заданих умов  $W_*$  та граничною швидкістю переходу від кільцевої структури течії до пробкової в трубопроводі  $W_{lim}$ .

$$W_* = \frac{4 \cdot (Q_w + Q_g)}{\pi \cdot d^2} \cdot \left( \frac{\rho_w - \rho_g}{d \cdot \sigma} \right)^{\frac{1}{4}} \cdot \left( \frac{\rho_g}{\rho_w} \right)^{\frac{1}{2}}, \quad (5)$$

де  $\rho_w$  - густина води, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_g$  - густина газу, за експлуатаційних умов, кг/м<sup>3</sup>;  $\sigma$  - коефіцієнт поверхневого натягу, Н/м;  $d$  - внутрішній діаметр трубопроводу, м;  $Q_w$  - витрата води, м<sup>3</sup>/с;  $Q_g$  - витрата газу, приведена до експлуатаційних даних, м<sup>3</sup>/с.

$$W_{lim} = \left( 2,2 - 0,0017 \cdot \left( \frac{\mu_g}{\mu_w} \right)^{-0,6} \right) \cdot 10^{(5,3 + 115 \cdot \frac{\mu_g}{\mu_w}) \cdot (1 - \phi)}, \quad (6)$$

$$\text{де } \phi = \frac{Q_g}{Q_g + Q_w} \text{ об'ємний газовміст;} \quad (7)$$

$\mu_g, \mu_w$  - відповідно динамічний коефіцієнт в'язкості газу і води, Па·с

Коефіцієнт гідравлічного опору:

$$\lambda = \psi \cdot \lambda(Re, \varepsilon), \quad (8)$$

де  $Re$  - число Рейнольдса, визначається в залежності від режиму течії,  $\psi$  - коефіцієнт, який залежить від структури газорідинної течії,  $\varepsilon$  - шорсткість труб, м.

Середня швидкість газорідинного потоку:

$$V_m = \frac{(Q_w + Q_g)}{F} \quad (9)$$

де  $F$  - площа поперечного перерізу трубопроводу, м<sup>2</sup>.

З газорідинного потоку в нижній частині трубопроводу утворюється газовий гідрат, тому необхідно розрахувати значення фугітивності газового компонента. За умови високого тиску розглядати ситуацію ідеального газу не доцільно. Парціальний тиск газу необхідно помножити на його константу фугітивності. Загальне рівняння коефіцієнта фугітивності гідрату, що складається з багатьох компонентів, можна виразити:

$$f_t = \sum a \cdot P, \quad (10)$$

де  $a$  - константа фугітивності газу;  $P$  - парціальний тиск газу, Па.

**Результати та обговорення.** Отримані результати, загалом, збігаються з очікуваними. Вплив температури на швидкість корозії, згідно прогнозованої моделі при тиску 4,5 МПа та рН - 5 представлено на рис. 1. Як бачимо з рисунку швидкість корозії збільшується з температурою, це повністю узгоджується з різноманітними експериментальними та прогнозуючими моделями. Це може бути пов'язати з вторинним впливом температури на розчинність кородуючої речовини, що є найбільш типовим фактором впливу на корозію. Дослідження показали, що зміна робочої температури спричиняє вплив на багато інших факторів, які, в свою чергу, впливають на швидкість корозії.

З рисунка 1 видно, що в діапазоні досліджуваної температури гідратуутворення та тиску 4,5 МПа, мінімальна швидкість корозії для трубопроводу складає приблизно 0,848 мм/рік, що характеризує ураження стінки матеріалу трубопроводу за умови рівномірної корозії. Таке значення швидкості корозії дещо перевищує допустимі нормативні втрати товщини стінки трубопроводу. Це відбувається тому, що грудки гідрату збільшуватимуться у розмірі і це призведе до розвитку точкової та щілинної корозії.

При підвищенні робочого тиску, швидкість ерозійної корозії збільшується. Отримане значення співвідношення тиску та швидкості корозії є достовірним з огляду на термодинамічні властивості гідратуутворення. Збільшення робочого тиску призводить до збільшення швидкості в трубопроводі, що, в свою чергу, збільшує перемішування в рідині, що транспортується і це сприяє гідратуутворенню через турбулентність.

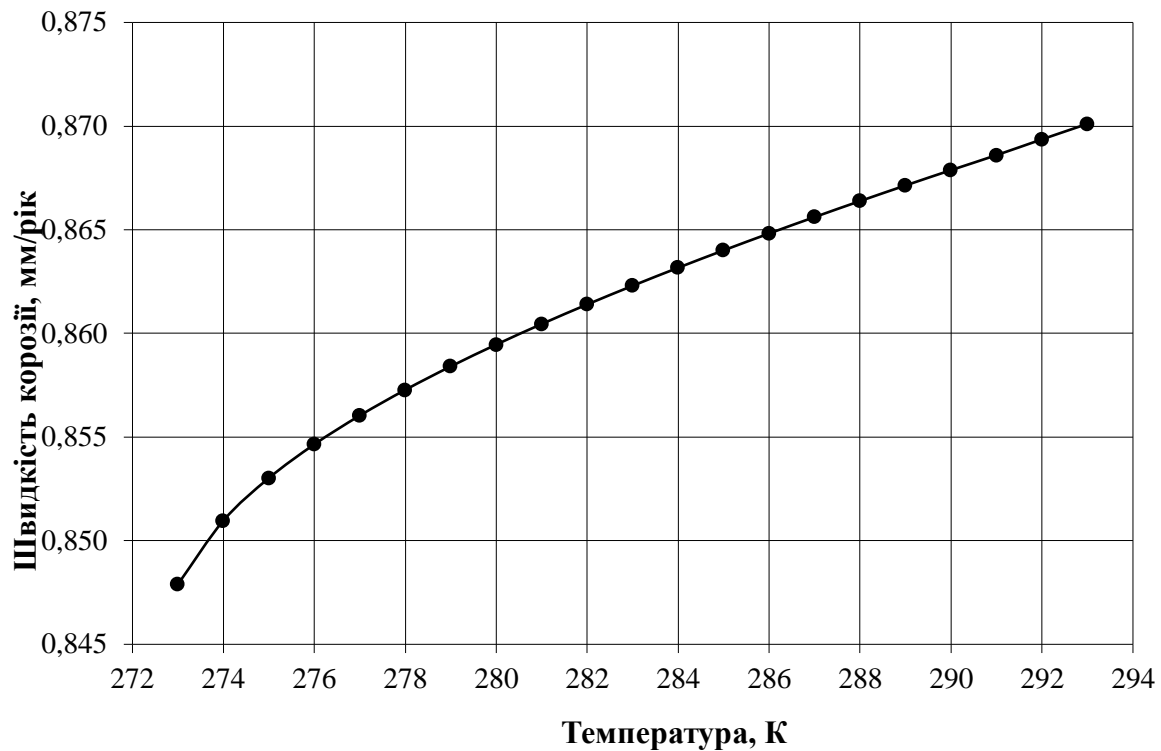


Рисунок 1 – Швидкість корозії в залежності від зміни температури при рН – 5,0 і тиску 4,5 МПа.

На звуженні, що зумовлено утвореним газовим гідратом відбувається перепад температури під дією ефекту Джоуля-Томпсона (розширення газу при його охолодженні), як наслідок, відбувається нарощення існуючих. Наявність зварних точок (патрубоків, трійників тощо), бруду, лусок, щілин та піщинок також сприяють утворенню зародків, а незв'язана вода виступає в ролі посилюючого агента, оскільки область контакту газу та води є гарною точкою утворення зародків гідратів. З часом, утворені гідрати збільшуються кількісно та у розмірі через їх скупчення всередині трубопроводу.

#### Висновки:

- Запропонована модель дає змогу прогнозування корозійних процесів на газопроводах з урахуванням гідратоутворення.
- Різке підвищення швидкості корозії негативно впливає на роботу трубопроводу, знижуючи експлуатаційний ресурс трубопроводу.
- Збільшення робочого тиску підвищує температуру гідратоутворення, але водночас призводить до збільшення швидкості ерозійної корозії.

#### Література

1. Hendrix Group: Material and Corrosion Engineers (HGMCE). 2004. Glossary of corrosion related terms. The Hendrix Group: Material and Corrosion Engineers. Available from <http://www.hghouston.com/c.html> (accessed on June 16, 2006).
2. NORSORK STANDARD (2005), CO<sub>2</sub> Corrosion Rate Calculation Model., Norwegian Technological Standards Institute, Oscarsgt. 20, Majorstural, NORWAY.
3. Nyborg, R. CO<sub>2</sub> Corrosion Models for Oil and Gas Production Systems., Corrosion 2010 Conference & Expo, NACE International, San Antonio, TX, March 14–18, Paper No. 10371. – Pp.1–20.