



Л. Я. Побережний, А. В. Грицанчук, С. М. Петрущак

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ, Україна

СПРОЩЕНА МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ВПЛИВУ ГАЗОГІДРАТІВ НА ВНУТРІШНЬОТРУБНУ КОРОЗІЮ

Збільшення власного видобутку нафти і газу – один із важливих етапів забезпечення енергетичної безпеки держави. У короткотерміновій перспективі основним ресурсом збільшення видобутку є розробка малодебітних родовищ. Природний газ містить від 60 до 98 % метану з домішками, такими як вода (H_2O), двоокис вуглецю (CO_2), сірководень (H_2S) та кисень (O_2). Ці домішки здатні до серйозної корозії трубопроводу, а також ініціюють зародження газових гідратів. Сформовані гідрати можуть спричинити часткове або повне закупорювання внутрішньої частини газопроводу, і якщо швидко її не видалити, то це призведе до зростання тиску всередині труби і до можливої позаштатної ситуації. Розглянуто прогноуючу модель швидкості корозії газопроводу під впливом газових гідратів. Модель базується на термодинамічних властивостях рідини та газу, що входять у сформований газогідрат під впливом різних умов експлуатації. Модель показує, що швидкість корозії збільшується з температурою, експлуатуючим тиском перекачування та кислотністю. Різне підвищення швидкості корозії негативно впливає на роботу трубопроводу, знижуючи експлуатаційний ресурс трубопроводу. Збільшення робочого тиску підвищує температуру гідратуотворення, але водночас призводить до збільшення швидкості ерозійної корозії. Дослідження та прогнозування морфології корозійних ушкоджень є надзвичайно важливим для досягнення та збереження цілісності матеріалів та конструкцій, зокрема газопроводів.

Ключові слова: газовий гідрат; швидкість корозії; математична модель; трубопровід.

Вступ. Природний газ є більш екологічним і економічно вигідним порівняно з іншим викопним паливом (Obanijesu & Sonibare, 2005). Ефективне перевезення з виробничих регіонів потребує широкої та продуманої системи трубопроводів. Здебільшого газ проходить велику відстань через складну мережу трубопроводів, призначених для швидкого та ефективного перевезення його до станцій первинної осушки газу.

Корозія, яка є однією з основних причин витоків/розриву трубопроводу, – це хімічна або електрохімічна реакція між металом та його середовищем, що призводить до погіршення матеріалу та його властивостей (HGMCE, 2004). 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.

Природний газ містить від 60 до 98 % метану з домішками, такими як вода (H_2O), двоокис вуглецю (CO_2), сірководень (H_2S) та кисень (O_2). Ці домішки здатні до серйозної корозії трубопроводу, а також ініціюють зародження газових гідратів. Сформовані гідрати можуть спричинити часткове або повне закупорювання внутрішньої частини газопроводу, і якщо швидко її не вида-

лити, то це призведе до зростання тиску всередині труби і до можливої позаштатної ситуації. Усі здійснені дослідження з утворення газогідратів в основному були зосереджені на їх здатності закупорювати труби по всій довжині. Тоді як їх здатність спричиняти (ініціювати) корозію залишається практично не дослідженою (Mazur, Poberezhnyi & Poberezhna, 2014).

Для зведення до мінімуму ризиків корозії газопроводів, учені запропонували різні методи. У широкому розумінні, ці методи поділяють на превентивні та виправні (коригувальні), багато з них використовують на цей час, а деякі вдосконалюють. Однією з коригувальних технологій є використання давачів електричного опору для реєстрації даних миттєвої швидкості корозії (Obanijesu et al., 1962). Отримані дані слугують вихідними для комп'ютерного встановлення точної швидкості корозії. Цей метод дає змогу проводити безперервний контроль без багаторазових проб рідини, що транспортується.

Прогноуюча модель належить до категорії превентивних заходів. Вона може спрогнозувати вірогідний термін служби труби для промислового використання під час планування часу заміни. Як корозія CO_2 (вуглекислотна корозія), так і корозія H_2S (сірководнева корозія) є головними проблемами у застосуванні вуглецевої

Інформація про авторів:

Побережний Любомир Ярославович, д-р техн. наук, професор. Email: lubomyrpoberezhnyi@gmail.com

Грицанчук Андрій Валентинович, аспірант, асистент кафедри Розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ.

Email: kindix@i.ua

Петрущак Святослав Миколайович, аспірант. Email: svyat89mailo@gmail.com

Цитування за ДСТУ: Побережний Л. Я., Грицанчук А. В., Петрущак С. М. Спрощена математична модель впливу газогідратів на внутрішньотрубну корозію. Науковий вісник НЛТУ України. 2017. Вип. 27(6). С. 150–153.

Citation APA: Poberezhnyi, L. Ya., Hrytsanchuk, A. V., & Petrushchak, S. M. (2017). A Simplified Mathematical Model of the Effect of Gaz Hydrates on Intra-Tube Corrosion. *Scientific Bulletin of UNFU*, 27(6), 150–153. <https://doi.org/10.15421/40270630>

та низьколегованої сталі, які все ще залишаються основними матеріалами для будівництва трубопроводів, оскільки поєднують у собі такі якості, як економічність, наявність та міцність (Pickthall et al., 2011). На практиці, локалізована корозія є найнебезпечнішою з усіх та може призводити до серйозних аварій, тому саме її було б дуже важливо спрогнозувати. За своїм характером локалізована корозія металів є стохастичною (Xiao & Nestic, 2005) та пов'язана із двома стохастичними процесами: руйнуванням пасивної плівки та репасивацією відкритої зони (Caleyo et al., 2009). Шмітт розробив стохастичну (ймовірну) модель для прогнозування локалізованої корозії, яка спричиняється дією потоку (Schmitt et al., 2000). Добре відомо, що існують, серед інших, такі зовнішні чинники, як рН, температура, парціальний тиск кородуючої речовини, які спричиняють швидку, локалізовану корозію вуглецевої сталі, тому під час розроблення прогнозуючої моделі все це потрібно взяти до уваги.

Мета дослідження. Розроблення спрощеної моделі розрахунку швидкості корозії, де газовий гідрат розглядають як кородуючий агент. У моделі розглянуто трубопроводи з вуглецевої сталі, по яких транспортується природний газ за різних показників температури, тиску, показників рН.

Для усереднених експлуатаційних умов пропонуємо таке рівняння швидкості корозії:

$$V_{cr} = K_t \cdot f_t^{0,36} \cdot f(pH)_t, \quad (1)$$

де: K_t – константа швидкості корозії за різних температур, яку подано в табл. 1; $f(pH)_t$ – рН-фактор; f_t – коефіцієнт фугітності;

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

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

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

Під час створення цієї моделі особливу увагу приділено фугітності та показнику рН; ця модель є прогнозуючою за своєю сутністю, оскільки за її допомогою можна спрогнозувати залишковий ресурс трубопроводу.

Табл. 1. Константа швидкості корозії за різних температур

Температура, °C	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

Розглянуто модель швидкості внутрішньої корозії, що виникла внаслідок гідратуутворення у трубопроводі. Розроблена модель базується на стандарті NORSOK (2005), Мухуалдіна та ін. (Mohyalidin, Elkhatib & Ismail, 2011) і застосуванні термодинамічних властивостей можливого складу гідрату. Склад гідрату: 90 % решітки гідрату становить вода, 10 % – інші компоненти. Іншим компонентом у цій роботі є природний газ із складом, який використовували в лабораторії (табл. 2).

У сполучі гідрату присутня газова фаза, тому потрібно парціальний тиск газу помножити на його кон-

станту леткості. Загальне рівняння леткості гідрату, що складається з багатьох компонентів, можна виразити:

$$f_T = \sum_{i=1}^n a \cdot P_i; \quad (4)$$

$$P_i = \omega_i \cdot P, \quad (5)$$

де ω_i – мольний вміст компоненту газу в газовому гідраті, %.

Табл. 2. Склад газу, що використовували в лабораторії

Компонент	Мольний вміст, %
Метан	80,9
Етан	5
Пропан	3
Бутан	0,94
C_{5+}	0,1
Двоокис вуглецю	10,06

Коефіцієнт леткості, як функція температури та тиску, визначають за формулами (de Waard, Lotz & Williams, 1991):

якщо $P < 25$ МПа:

$$a = 10 \cdot \left(0,0031 - \frac{1,4}{T} \right); \quad (6)$$

якщо $P > 25$ МПа:

$$a = 10 \cdot \left(2,5 \cdot \left(0,0031 - \frac{1,4}{T} \right) \right). \quad (7)$$

Оскільки "a" є постійною для системи, тоді

$$f_T = a \cdot \sum_{i=1}^n P_i. \quad (8)$$

Вихідні дані для оцінки характеристик моделі наведено в табл. 3.

Табл. 3. Параметри тестового моделювання

Параметр	Значення
Робоча температура, °C	0; 1; 2; 3; ... 17; 18; 19
Робочий тиск, МПа	1; 1,5; 2; ... 9; 9,5; 10
Діапазон рН	3 - 6,5

Результати дослідження та їх обговорення. Загалом отримані результати збігаються з очікуваними. З підвищенням робочого тиску, швидкість корозії збільшується (рис. 1). Мінімальна швидкість корозії для трубопроводу становить приблизно 1,2 мм/рік (0,0033 мм/день), що характеризує загальне ураження стінки матеріалу трубопроводу. Таке значення швидкості корозії дещо перевищує допустимі нормативні втрати товщини стінки трубопроводу. Це відбувається тому, що грудки гідрату збільшуватимуться у розмірі і це призводить до розвитку точкової та щільної корозії.

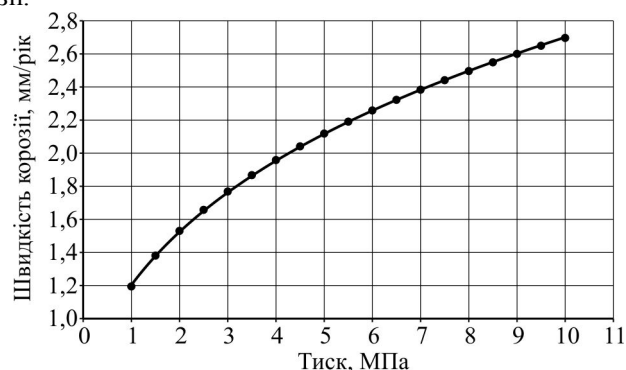


Рис. 1. Швидкість корозії залежно від зміни тиску за рН = 5,0 і температури 2,5 °C

Отримане значення співвідношення тиску та швидкості корозії є достовірним з огляду на термодинамічні властивості гідратуутворення. Збільшення робочого тиску призводить до збільшення швидкості у трубопроводі, що, своєю чергою, збільшує перемішування в рідині, що транспортується і це сприяє гідратуутворенню через турбулентність.

На звуженні, що зумовлено утворенням газовим гідратом, відбувається перепад температури під дією ефекту Джоуля-Гомпсона (розширення газу за його охолодження), як наслідок, відбувається нарощення наявних. Наявність зварних точок (патрубоків, трійників тощо), бруду, луски, щілин та піщинок також сприяють утворенню зародків, а незв'язана вода виступає в ролі посилювача 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.

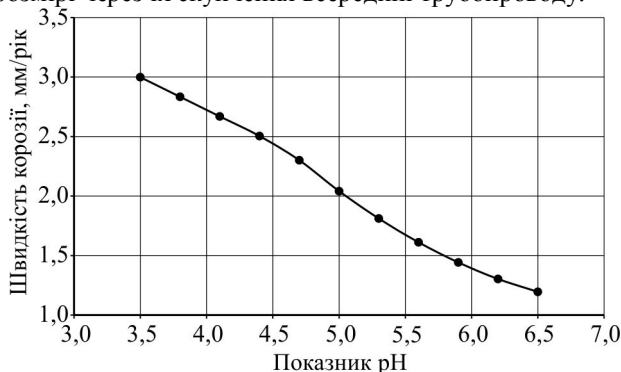


Рис. 2. Швидкість корозії залежно від показника рН за тиску 4,5 МПа та температури 2,5 °С

З рис. 2 випливає, що швидкість корозії збільшується зі зменшенням показника рН, що пояснюють тим, що у більш кислих середовищах корозійні реакції відбуваються швидше.

Висновки. Запропонована модель дає змогу прогнозувати корозійні процеси на газопроводах з урахуванням гідратуутворення. Оцінено вплив тиску, температури на швидкість корозійних процесів і показано, що за найнесприятливіших умов швидкість корозії під дією газогідратів може досягати 1,2 мм/рік (0,0033 мм/день). У разі такого показника, трубопровід зазнає значних пошкоджень за відсутності негайних ремонтних заходів.

Різне підвищення швидкості корозії негативно впливає на роботу трубопроводу, знижуючи експлуатаційний ресурс трубопроводу. Збільшення робочого тиску підвищує температуру гідратуутворення, але водночас призводить до збільшення швидкості ерозійної корозії.

Також показано вплив рН середовища, в якому утворюється газовий гідрат, за результатами прогнозуємої моделі швидкість корозії зростає з рівнем підкислення середовища.

Перелік використаних джерел

- Caleyo, F., Velazquez, J. C., Valor, A. & Hallen, J. M. (2009). Markov Chain Modelling of Pitting Corrosion in Underground Pipelines, *Corrosion Science*, 51(9), 2197–2207. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2009.06.014>
- de Waard, C., Lotz, U., & Williams, D. E. (1991). Predictive model for CO2 corrosion engineering in wet natural gas pipeline. *Corrosion* 47(12), 976-985. <https://doi.org/10.5006/1.3585212>
- Hendrix Group: Material and Corrosion Engineers (HGMCE). 2004. Glossary of corrosion related terms. The Hendrix Group: Material and Corrosion Engineers. Retrieved from: <http://www.hghouston.com/c.html> (accessed on June 16, 2006).
- Mazur, M., Poberezhnyi, L., & Poberezhna, L. (2014). Matematychni modeliuvannya vnutrishnotrubnoi korozii truboprovodiv pid diieiu hazohidrativ. *Visnyk TNTU*, 76(4), 88–102. [in Ukrainian].
- Mohyalidin, M. E., Elkhatib, N., & Ismail, M. C. (2011). Coupling norsok CO2 corrosion prediction model with pipelines thermal/hydraulic models to simulate CO2 corrosion along pipelines. *Journal of Engineering Science and Technology*, 6(6), 709–719.
- NORSORK STANDARD (2005), CO2 Corrosion Rate Calculation Model., Norwegian Technological Standards Institute, Oscarsgt. 20, Majorstural, NORWAY.
- Obanijesu, E. O., & Sonibare, J. A. (2005). Natural gas flaring and environmental protection in Nigeria. *NAFTA J.*, 5(6), 287–294.
- Obanijesu, E. O., Pareek, V., Gubner, R., & Tade, M. O. (1962). Hydrate Formation and its Influence on Natural Gas Pipeline Internal Corrosion Rate. *NAFTA Journal*, 5(6), 164–173.
- Pickthall, T., Rivera, M., McConnell, M., & Vezi, R. (2011). Corrosion Monitoring Equipment, A Review of Application and Technique, Paper 11280, Corrosion 2011 Conference and Expo, Houston, Texas, March 13-17, (pp. 1–16).
- Schmitt, G., Bosch, C., Mueller, M., & Siegmund, G. (2000). A Probabilistic Model for Flow Induced Localized Corrosion, *CORROSION*, Paper No. 49, NACE International, Houston, Texas.
- Xiao, Y., & Nescic, S. (2005). A Stochastic Prediction Model of Localized CO2 Corrosion. *CORROSION* 2005, 3-7 April, Houston, Texas, (pp. 1-12)

Л. Я. Побережний, А. В. Грицанчук, С. М. Петрущак

Івано-Франковський національний технічний університет нафти і газу, г. Івано-Франківськ, Україна

УПРОЩЕННАЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ВЛИЯНИЯ ГАЗОГИДРАТОВ НА ВНУТРИТРУБНУЮ КОРРОЗИЮ

Увеличение собственной добычи нефти и газа – один из важных этапов обеспечения энергетической безопасности государства. В краткосрочной перспективе основным ресурсом увеличения добычи является разработка малодебитных месторождений. Природный газ содержит от 60 до 98 % метана с примесями, такими как вода (H₂O), двуокись углерода (CO₂), сероводород (H₂S) и кислород (O₂). Эти примеси способны к серьезной коррозии трубопровода, а также инициируют зарождение газовых гидратов. Сформированные гидраты могут привести к частичному или полному закупориванию внутренней части газопровода, и если быстро ее не удалить, то это приведет к росту давления внутри трубы и к возможной нештатной ситуации. Рассмотрена прогнозирующая модель скорости коррозии газопровода под влиянием газовых гидратов. Модель базируется на термодинамических свойствах жидкости и газа, входящих в сформированный газогидрат под влиянием различных условий эксплуатации. Модель показывает, что скорость коррозии увеличивается с температурой, эксплуатирующим давлением перекачки и кислотностью. Резкое повышение скорости коррозии негативно влияет на работу трубопровода, снижая эксплуатационный ресурс трубопровода. Увеличение рабочего давления повышает температуру гидратообразования, но одновременно приводит к увеличению скорости эрозийной коррозии. Исследование и прогнозирование морфологии коррозионных повреждений является чрезвычайно важным для достижения и сохранения целостности материалов и конструкций, в частности газопроводов.

Ключевые слова: газовый гидрат; скорость коррозии; математическая модель; трубопровод.

A SIMPLIFIED MATHEMATICAL MODEL OF THE EFFECT OF GAZ HYDRATES ON INTRA-TUBE CORROSION

Increasing domestic oil and gas production is one of the important stages in ensuring the country's energy security. In the short-term perspective, the main resource for increasing production is the development of low-yielding deposits. Natural gas contains from 60 to 98 % methane with impurities, such as water (H₂O), carbon dioxide (CO₂), hydrogen sulfide (H₂S) and oxygen (O₂). These impurities are capable of serious corrosion of the pipeline, and initiate the origin of gas hydrates. The formed hydrates can cause partial or complete closure of the inner part of the gas pipeline, and if not quickly removed, it will lead to increased pressure inside the pipe and to a possible extraordinary situation. In this paper, the prediction model of the corrosion rate of a gas pipeline under the influence of gas hydrates is considered. The model is based on the thermodynamic properties of liquid and gas, which are part of the formed gas hydrate under the influence of different operating conditions. The model shows that the rate of corrosion increases with the temperature, operating pressure of pumping and acidity. The sharp increase in the speed of corrosion negatively affects the operation of the pipeline, reducing the operational life of the pipeline. Increasing the working pressure raises the temperature of hydration, but at the same time leads to an increase in the rate of erosion corrosion. Research and forecasting of morphology of corrosion damage is extremely important for the achievement and preservation of the integrity of materials and structures, in particular gas pipelines. The proposed model enables prediction of corrosion processes on gas pipelines considering hydrate formation. The influence of pressure on the speed of corrosion processes is estimated and it is shown that under the most unfavorable conditions the rate of corrosion under the action of gas hydrates can reach 1,2 mm/yr (0,0033 mm/day). With such an indicator, the pipeline suffers significant damage in the absence of immediate repair measures. The sharp increase in the speed of corrosion negatively affects the operation of the pipeline, reducing the operational life of the pipeline. Increasing the working pressure raises the temperature of hydration, but at the same time leads to an increase in the rate of erosion corrosion. Also shown is the influence of the pH of the medium in which the gas hydrate is formed, according to the results of the prediction model, the rate of corrosion increases with the level of acidification of the medium.

Keywords: gas hydrate; Corrosion rate; Simplified mathematical model; pipeline.