

ВПЛИВ НАПРУЖЕНЬ ТЕРТЯ ГАЗОРІДИННОЇ СУМІШІ ТА ГІДРАТОУТВОРЕННЯ НА ШВИДКІСТЬ КОРОЗІЇ

Л.Я. Побережний, А.В. Грицанчук

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: kindix@i.ua

У сучасних системах транспортування нафти, газу і конденсату, в установках регазифікації зрідженого природного газу, у технологічних апаратах, застосовуваних у хімічній і нафтопереробній промисловості, енергетиці та інших галузях, все більшу роль відіграють двофазні потоки. Усі наявні дослідження з газогідратоутворення були зосереджені здебільшого на їх здатності закупорювати труби по всій довжині, в той час як їх здатність викликати (ініціювати) корозію залишається практично не дослідженою. Тому для підвищення ефективності роботи промислових трубопроводів потрібно вивчити сумісний вплив гідратоутворення та напружень тертя на корозію трубопроводу.

Дістала подальший розвиток математична модель корозії трубопроводів шляхом урахування впливу газогідрату. Проведено оцінку впливу тиску, температури на швидкість корозійних процесів і показано, що при найнесприятливіших умовах швидкість корозії під дією газогідратів може зростати у декілька разів.

Ключові слова: промислові трубопроводи, напруження тертя, двофазні потоки, гідратоутворення, внутрішньотрубна корозія.

In modern systems of oil, gas and condensate transportation, in regasification plants, in technological equipment used in the chemical and oil refining industry, power engineering and other industries, two-phase flows are playing an increasingly important role. All existing studies on gas hydrate formation were mainly focused on their ability to choke pipes along their entire length, but their ability to cause corrosion remains virtually unexplored. Therefore, to improve the efficiency of industrial pipelines, it is necessary to study the joint effect of hydrate formation and friction stresses on corrosion of the pipeline. The mathematical model of pipeline corrosion has been further developed by taking into account the influence of gas hydrates. The influence of pressure and temperature on the corrosion processes is estimated and it is shown that under the most unfavorable conditions the corrosion rate caused by gas hydrates can be increased by several times.

Получила дальнейшее развитие математическая модель коррозии трубопроводов с учетом влияния газогидратов. Проведена оценка влияния давления, температуры на скорость коррозионных процессов и показано, что при самых неблагоприятных условиях скорость коррозии под воздействием газогидратов может увеличиваться в несколько раз.

Ключевые слова: промышленные трубопроводы, напряжение трения, двухфазные потоки, гидратообразование, внутритрубная коррозия.

The two-phase flows are playing an important role in modern systems of oil, gas and condensate transportation, in liquid natural gas regasification plants, in technological equipment used in the chemical and oil refining industry, power engineering and other industries. All existing studies on the formation of gas hydrates were mainly focused on their ability to choke pipes along their entire length. But their ability to cause corrosion remains virtually unexplored. Therefore, to improve the efficiency of industrial pipelines, it is necessary to study the joint effect of hydration formation and friction stresses on corrosion of the pipeline. The mathematical model of pipelines corrosion has been further developed by taking into account the influence of gas hydrates. The influence of pressure and temperature on the corrosion processes is estimated and it is shown that under the most unfavorable conditions the corrosion rate caused by gas hydrates can be increased by several times.

Key words: industrial pipelines, friction stress, two-phase flows, hydrate formation, in-pipe corrosion.

Вступ. У сучасних системах транспортування нафти, газу і конденсату, в установках регазифікації зрідженого природного газу, у технологічних апаратах, застосовуваних у хімічній і нафтопереробній промисловості, енергетиці та інших галузях все більшу роль відіграють двофазні потоки. Із запровадженням трубопроводів, які транспортують газорідні суміші, перед сучасною гідродинамікою постали нові завдання, пов'язані з вивченням механізму руху двофазних потоків. Знання основних закономірностей руху газорідних сумішей по трубах і уміння правильно розрахувати гідравлічні втрати і теплообмін є необхідними як для спорудження, так і для експлуатації двофазних технологічних систем. Тому дослідження гідродинаміки і теплообміну двофазних потоків у газопроводах і розробка методів їх розрахунку

представляє актуальну для інженерної практики задачу [1].

Природний газ містить від 60 до 98% метану з домішками, такими як вода (H₂O), двоокис вуглецю (CO₂), сірководень (H₂S) та кисень (O₂). 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 приведе до зростання тиску всередині труби і до можливої позаштатної ситуації. Усі наявні дослідження утворення газогідратів в основному були зосереджені на їх здатності закупорювати труби по всій довжині. В той час як їх здатність викликати (ініціювати) корозію залишається практично не дослідженою [2]. Тому для підвищення ефекти-

вності роботи промислових трубопроводів потрібно вивчити сумісний вплив гідратуутворення та напружень тертя на корозію трубопроводу.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій. З своїм характером локалізована корозія металів є стохастичною [3] та пов'язана з двома стохастичними процесами: руйнуванням пасивної плівки та репасивацією відкритої зони [4].

Ван Ханнік розробив двовимірний стохастичний алгоритм для моделювання морфології локалізованого впливу [5]. Алгоритм побудовано на припущенні, що морфологія корозійного впливу залежить від балансу двох процесів: корозії (що призводить до втрати металу) та осадження (що призводить до захисту металу). Цей баланс було представлено в кількісній формі використанням єдиного параметру: здатності утворювати відкладення (осад) (ST):

$$ST = \frac{R_{FeCO_3}}{V_{cr}}, \quad (1)$$

де R_{FeCO_3} – швидкість утворення осаду ферум карбонату (мм/рік),

V_{CR} – швидкість корозії (мм/рік).

Несік вніс зміни до моделі ван Ханніка для можливості моделювання ширшого спектру морфології локалізованої корозії [6]. Двовимірний алгоритм із застосуванням ST в якості єдиного параметру був прив'язаний до одновимірної механістичної моделі CO_2 корозії таким чином, щоб морфологію локалізованого впливу можна було спрогнозувати як функцію первісних параметрів, таких як температура, рН, парціальний тиск CO_2 , швидкість тощо. Модель, в якій розглядалась рівномірна корозія, було розширено з поверхні сталі через пори поверхневої плівки та примежового шару переносу маси до турбулентності розчину. Концентрація кожного виду було виражено рівнянням балансу маси:

$$\frac{\partial(\epsilon C_j)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} (\epsilon^{1.5} D_j^{eff} \frac{\partial C_j}{\partial x}) + \epsilon R_j, \quad (2)$$

де $\frac{\partial(\epsilon C_j)}{\partial t}$ – час накопичення;

$\frac{\partial}{\partial x} (\epsilon^{1.5} D_j^{eff} \frac{\partial C_j}{\partial x})$ – результуючий потік;

ϵR_j – є вихід або нагромадження продуктів в результаті хімічної реакції;

C_j – концентрація речовини j , кмоль/м³;

ϵ – пористість плівки;

D_j^{eff} – ефективний коефіцієнт дифузії речовини j ;

R_j – вихід або нагромадження речовини j -го сорту в результаті всіх хімічних реакцій, в яких конкретно видах бере участь, кмоль м⁻³·с⁻¹,

t – час, с;

x – просторова координата, м.

Базуючись на результатах такого моделювання, можна було припустити, що нецілісні

захисні плівки є основною причиною зародження та локалізації корозійних уражень. Недоліком даної моделі було нехтування електрокінетичним компонентом в рівнянні переносу. Припущення про те, що його вплив на сумарний потік буде незначним через кумулятивний вплив різних частинок може бути важливим. Також турбулентну конвенцію було замінено на турбулентну дифузію, оскільки першу було складно виявити в турбулентному потоці. Це, однак, вплине на кінцевий результат моделі.

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 було розроблено стаціонарну трилінійну модель з ще однією степеневою функцією. Сорс С. та Гарбатов Я. 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 [7]. Квін С. та Куї В. припускали, що швидкість корозії визначається прирівнюванням об'єму точкової корозії до рівномірної корозії [8]. Модель корозії Паїка Д. також розділяла характер корозії на три фази [9]. В моделі Іванова Л. припускалось, що перехідна фаза нелінійного зменшення товщини збільшується з часом у вигляді лінійної залежності (співвідношення) [10]. Ванг В. 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 С. та Гарбатова Я. [7] для даних Ванга В. [11] та виявив, що нелінійна модель дуже добре відображає дані [12]. 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 параметра та визначено різні фази корозії, але в жодній з них не брався до уваги вплив факторів навколишнього середовища.

Для вдосконалення цих моделей, Сорс вивчив вплив різних факторів навколишнього середовища, які були визначені Мелчерсом на характері корозії сталевих плити, яка повністю занурена в солону воду [13, 14]. 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 гідратових грудок запускати процес розвитку корозії в трубопроводах природного газу відсутні.

Мета роботи. Аналіз впливу структури газорідного потоку та гідратуотворення на швидкість корозії трубопроводу.

Результати та обговорення. Нами пропонується створення нової та адаптації існуючої моделі [15] з урахуванням напружень тертя газорідної суміші, яка базується на принципах турбулентного потоку, закритої системи і умовах однорідної фази та газовий гідрат в якості кородуючого агента. В моделі розглядалися трубопроводи з вуглецевої сталі, по яких транспортується природний газ при різних показниках температури, тиску та рівня рН.

Для усереднених експлуатаційних умов пропонується таке рівняння швидкості корозії:

$$V_{cr} = K_{гидр} \cdot K_t \cdot f_t^{0,36} \times \left(\frac{\tau}{19}\right)^{0,146+0,0324 \cdot \log f_t} \cdot f(pH)_t, \quad (3)$$

де $K_{гидр}$ - коефіцієнт впливу газового гідрату на швидкість корозії матеріалу,

K_t - константа швидкості корозії при різних температурах (табл. 1);

$f(pH)_t$ - рН-фактор;

f_t - коефіцієнт фугитивності;

τ - динамічний тиск.

Таблиця 1 – Константа швидкості корозії при різних температурах [16]

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

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.

Нами розглядається модель швидкості внутрішньої корозії, що виникла в результаті гідратуотворення в підводному сегменті трубо-

проводу природного газу. Розроблена модель базується на стандарті NORSOK [16], Мухуалдіна та ін. [17] і застосуванні термодинамічних властивостей можливого складу гідрату. Склад гідрату є таким: 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 (табл. 2).

Таблиця 2 – Склад газу, що використовувався в лабораторії

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

рН-фактор в межах діапазону робочої температури розраховуємо за рівнянням (4) для діапазону значень $3,5 \leq pH < 4,6$ або за рівнянням (5) для $4,6 \leq pH \leq 6,5$ [16].

$$f(pH)_t = 2,0676 - (0,2309 \cdot pH), \quad (4)$$

$$f(pH)_t = 4,342 - 1,051 \cdot pH + 0,0708 \cdot pH^2. \quad (5)$$

Напруження тертя на стінці трубопроводу, спричинене рухом газорідної суміші - це параметр, який береться до уваги при моделюванні швидкості корозії. Високе напруження тертя в трубі може спричинити розвиток глибоких виразкових корозійних уражень, так звану *mesa*-корозію [18].

$$\tau = 0,125 \cdot \rho_{см} \cdot \lambda \cdot V_{см}^2, \quad (6)$$

де $\rho_{см}$ - густина газорідної суміші, кг/м³;

λ - коефіцієнт гідравлічного опору;

$V_{см}$ - швидкість газорідної суміші, м/с.

Для розрахунків коефіцієнта тертя необхідно визначити структуру течії газорідної суміші [19]. Для цього потрібно порівняти безрозмірну швидкість суміші для заданих умов W_* та граничною швидкістю переходу від кільцевої структури течії до пробкової в трубопроводі $W_{гп}$.

$$W_* = \frac{4 \cdot (Q_2 + Q_6)}{\pi \cdot d^2} \cdot \left(\frac{\rho_6 - \rho_2}{d \cdot \sigma}\right)^{1/4} \cdot \left(\frac{\rho_2}{\rho_6}\right)^{1/2}, \quad (7)$$

де ρ_6 - густина води, кг/м³;

ρ_2 - густина газу, за експлуатаційних умов, кг/м³;

σ - коефіцієнт поверхневого натягу, Н/м;

d - внутрішній діаметр трубопроводу, м;

$$W_{zp} = \left(2,2 - 0,0017 \cdot \left(\frac{\mu_z}{\mu_g} \right)^{-0,6} \right) \times \left(5,3 + 115 \cdot \frac{\mu_z}{\mu_g} \right)^{(1-\varphi)} \times 10^3 \quad (8)$$

де φ - об'ємний газовміст:

$$\varphi = \frac{Q_z}{Q_g + Q_z}; \quad (9)$$

Q_g - витрата води, м³/с;

Q_z - витрата газу, приведена до експлуатаційних даних, м³/с.

При $W_{zp} > W_*$ - структура течії пробкова.

Коефіцієнт гідравлічного опору для пробкової течії:

$$\lambda = \psi \cdot \lambda(Re, \varepsilon), \quad (10)$$

$$\lambda(Re, \varepsilon) = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re_{cm}} + \frac{2 \cdot \Delta}{d} \right)^{1/5}, \quad (11)$$

де Δ - шорсткість труб, м

$$\psi = \left(1 - 0,78 \cdot \varphi \cdot \left(1 - e^{(-2,2 \cdot \sqrt{Fr_{cm}})} \right) - 0,22 \cdot \left(1 - e^{\left(-15 \cdot \frac{\rho_{z,cm}}{\rho_n} \right)} \right) \right) \cdot \frac{1}{1 - \varphi}, \quad (12)$$

Критерій Рейнольдса та Фруда для суміші:

$$Re_{cm} = \frac{4 \cdot (Q_z + Q_g)}{\pi \cdot d} \cdot \left(\frac{\varphi \cdot \rho_z}{\mu_z} + \frac{(1-\varphi) \cdot \rho_g}{\mu_g} \right), \quad (13)$$

$$Fr_{cm} = \left(\frac{4 \cdot (Q_z + Q_g)}{\pi \cdot d^2} \right)^2 \cdot \frac{1}{g \cdot d}. \quad (14)$$

При $W_{zp} < W_*$ - структура течії кільцева.

Коефіцієнт гідравлічного опору для кільцевої течії:

$$\lambda = \lambda_0 \cdot \psi, \quad (15)$$

де:

при $Re_1 < 1500$:

$$\lambda_0 = 64 / Re_1, \quad (16)$$

$$\psi = 0,95 - (0,22 - 0,055 \cdot Re_1 \cdot \Phi); \quad (17)$$

при $Re_1 > 1500$:

$$\psi = 0,95,$$

$$\lambda_0 = 0,3164 / Re_1^{1/4}. \quad (18)$$

Критерій Рейнольдса для рідини:

$$Re_1 = \frac{4 \cdot Q_g \cdot \rho_g}{\pi \cdot d \cdot \mu_g}; \quad (19)$$

$$\Phi = \varphi \cdot (1 - \varphi)^3 \cdot g \cdot d \cdot \left(\frac{\pi \cdot d^2}{4 \cdot Q_g} \right)^2. \quad (20)$$

Дійсний водовміст рівний:

при $W_* > 3,3$

$$1 - \varphi = (0,523 + 0,02 \cdot W_*) \cdot (1 - \varphi)^{(0,267 + 0,02 \cdot W_*)}. \quad (21)$$

при $W_* < 3,3$

$$1 - \varphi = \left(0,74 \cdot (3,3 - W_*) + (0,67 - 0,048 \cdot (W_* - 2)^2) \right) \cdot (1 - \varphi)^{(0,78 - 0,12 \cdot W_*)}. \quad (22)$$

Для приведення густини газу до експлуатаційних параметрів скористаємося залежністю:

$$\rho_z = \rho_{z,cm} \cdot \frac{P \cdot T_{cm}}{Z \cdot P_{am} \cdot T}, \quad (23)$$

де T_{cm} - стандартна температура, К;

P_{am} - атмосферний тиск, МПа;

Z - коефіцієнт стисливості газу.

$$Z = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{zг}}{1 - 1,68 \cdot T_{zг} + 0,78 \cdot T_{zг}^2 + 0,01077 \cdot T_{zг}^3}, \quad (24)$$

де

$$P_{zг} = \frac{P}{P_{кр}}, \quad T_{zг} = \frac{T}{T_{кр}}; \quad (25)$$

$$P_{кр} = \sum_{i=1}^n P_{кри} \cdot y_i, \quad T_{кр} = \sum_{i=1}^n T_{кри} \cdot y_i; \quad (26)$$

P, T - задані тиск і температура газу;

$P_{кр}, T_{кр}$ - псевдокритичні тиск і температура газу;

$P_{zг}, T_{zг}$ - псевдозведені тиск і температура газу;

$P_{кри}, T_{кри}$ - критичний тиск і критична температура i -го компонента.

Густина газу за стандартних умов, кг/м³:

$$\rho_{z,cm} = \sum_{i=1}^n \rho_i \cdot y_i, \quad (27)$$

де n - кількість компонентів у складі газу;

y_i - молярні (об'ємні) концентрації компонентів, частка одиниці.

$$\rho_i = \frac{M_i}{V_i}, \quad (28)$$

де M_i - молекулярна маса i -ого компонента.

Густина газорідної суміші

$$\rho_{cm} = \rho_z \cdot \varphi + \rho_g \cdot (1 - \varphi), \quad (29)$$

швидкість газорідної суміші:

$$V_{cm} = \frac{Q_z + Q_g}{F} = \frac{4 \cdot (Q_z + Q_g)}{\pi \cdot d^2}, \quad (30)$$

витрата газу приведена до експлуатаційних параметрів:

$$Q_z = Q_{z,cm} \cdot \frac{Z \cdot T \cdot P_{am}}{T_{cm} \cdot P}, \quad (31)$$

Таблиця 3 – Відповідні значення для компонентів гідрату [20]

Компонент	ω_i , %	$T_{кри}$, К	$P_{кри}$, МПа	M_i , кг/кмоль
CH ₄	8,09	190,60	4,599	16,043
C ₂ H ₆	0,5	305,3	4,872	30,07
C ₃ H ₈	0,3	369,8	4,248	44,097
n-C ₄ H ₁₀	0,094	425,1	3,796	58,124
n-C ₅ H ₁₂	0,01	469,7	3,370	72,151
CO ₂	0,1006	304,2	7,383	44,011
H ₂ O	90	647,1	22,055	18,016

Таблиця 4 – Параметри, використані для тестового моделювання

Параметр	Значення
Робоча температура, °С	0; 1;2;3;... 17; 18;19
Робочий тиск, МПа	1;1.5;2;... 9; 9,5; 10
Атмосферний тиск, МПа	0,101325
Температура за стандартних умов, К	293
Усереднений дебіт рідини в трубопроводі, тис.м ³ /день	0,1
Усереднений дебіт газу в трубопроводі, тис. м ³ /день	10
Діапазон рН	3.5 - 6.5
Внутрішній діаметр труби, м	0,086

динамічний коефіцієнт в'язкості газу:

$$\mu_z = 5,1 \cdot 10^{-6} \cdot (1 + \rho_n \cdot (1,1 - 0,25 \cdot \rho_n)) \times \\ \times \left(0,037 + T_{np} \cdot (1 - 0,104 \cdot T_{np}) \right) \cdot \left(1 + \frac{P_{np}^2}{30 \cdot T_{np}^{-1}} \right) \quad (32)$$

Динамічний коефіцієнт в'язкості води при заданих тиску і температурі визначаємо за формулами:

при 273 К ≤ T ≤ 293 К

$$\mu_g = 10^{\frac{1301}{998.333 + 8.1855(T-293) + 0.00585(T-293)^2} - 1.30233} \times 10^{-3} \quad (33)$$

при 293 К < T ≤ 373 К

$$\mu_g = 1,002 \cdot 10^{\frac{1,3272 \cdot (T-293) - 0,001053 \cdot (T-293)^2}{(T+378)}} \cdot 10^{-3} \quad (34)$$

Однак, в даному дослідженні розглядалось рівняння (33), оскільки діапазон температур, який використовувався знаходиться в цих межах.

Необхідні дані для компонентів $\omega_i, T_{кри}, P_{кри}, M_i$ гідрату наведено в табл. 3.

Окрім молекули води, кожна інша молекула в гідраті є газоподібною. Однак, за умови високого тиску, більше не можна розглядати ситуацію ідеального газу, оскільки парціальний тиск газу необхідно помножити на його константу леткості. Загальне рівняння леткості гідрату, що складається з багатьох компонентів, можна виразити:

$$f_T = a \cdot \sum_{i=1}^n P_i \quad (35)$$

Коефіцієнт леткості, як функція температури та тиску визначається за формулами [21]: при P < 25 МПа:

$$a = 10^{\left(0,0031 - \frac{1.4}{T} \right)} \quad (36)$$

при P > 25 МПа:

$$a = 10^{\left(2,5 \cdot \left(0,0031 - \frac{1.4}{T} \right) \right)} \quad (37)$$

Однак для цього дослідження застосовано рівняння (36), оскільки більшість операцій в трубопроводі виконуються під тиском нижче 25 МПа; до того ж, гідрати здатні утворюватись навіть при тиску 2,5 МПа.

Вихідні дані для оцінки характеристик моделі наведено в табл. 4.

Вплив температури на швидкість корозії, згідно прогнозної моделі представлено на рис. 1. З рисунку прослідковується, що швидкість корозії збільшується з температурою, це повністю узгоджується з різноманітними експериментальними та прогнозуючими моделями. Це може бути пов'язано з вторинним впливом температури на розчинність кородуючої речовини, що є найбільш типовим фактором впливу на корозію. Дослідження свідчать, 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 та тиску гідратуотворення, мінімальна швидкість корозії для трубопроводу складає приблизно 1,1 мм/рік що характеризує при рівномірному ураженні стінки матеріалу трубопроводу. Таке значення пояснюється тому, що грудки гідрату збільшувати-

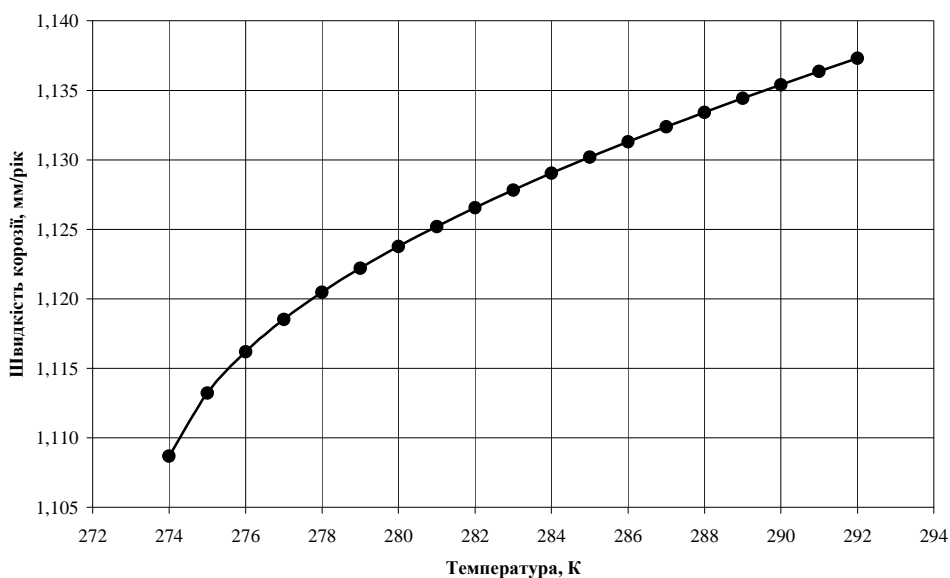


Рисунок 1 – Швидкість корозії залежно від зміни температури при рН = 6,0 і тиску 3 МПа

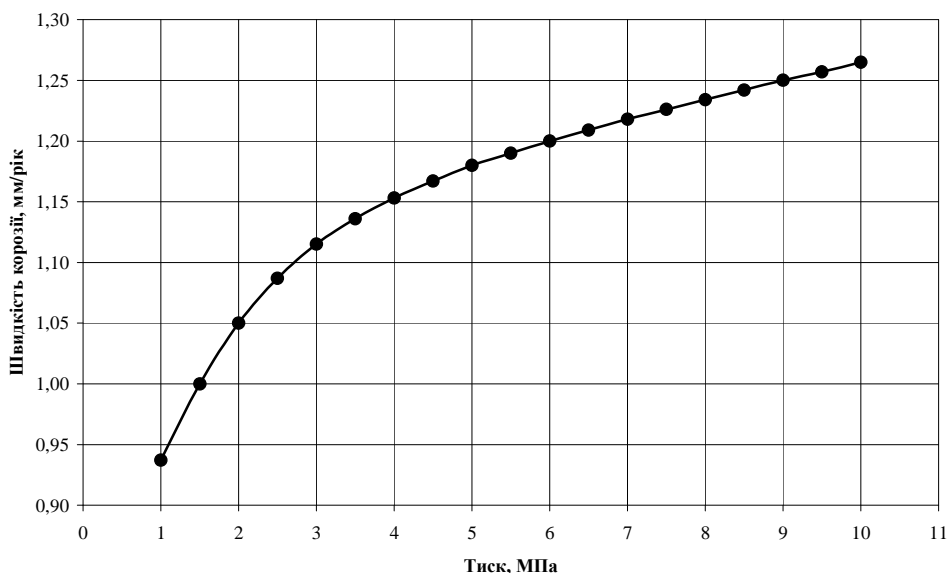


Рисунок 2 – Швидкість корозії залежно від зміни тиску при рН = 6,0 і температурі 2,5°C

муться у розмірі і це призведе до розвитку точкової та щілинної корозії.

Напруження виникає при деформації під час транспортування, при нерівномірному охолодженні продукції. Просторові (геометричні) зміни та інші опори в потоці також спричиняють підвищенню дотичного напруження. Також, різні режими потоку та перешкоди можуть викликати коливання дотичного напруження в тих точках, де піки дотичного напруження можуть бути значно вищими за середнє дотичне напруження. Загалом залишкові внутрішні напруження в трубі чи прикладені зовнішні напруження прискорюють розвиток корозійних процесів.

При підвищенні робочого тиску, швидкість ерозійної корозії збільшується (рис. 2). Отримане значення співвідношення тиску та швидкості корозії є достовірним з огляду на термо-

динамічні 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.

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 (патрубків, 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.

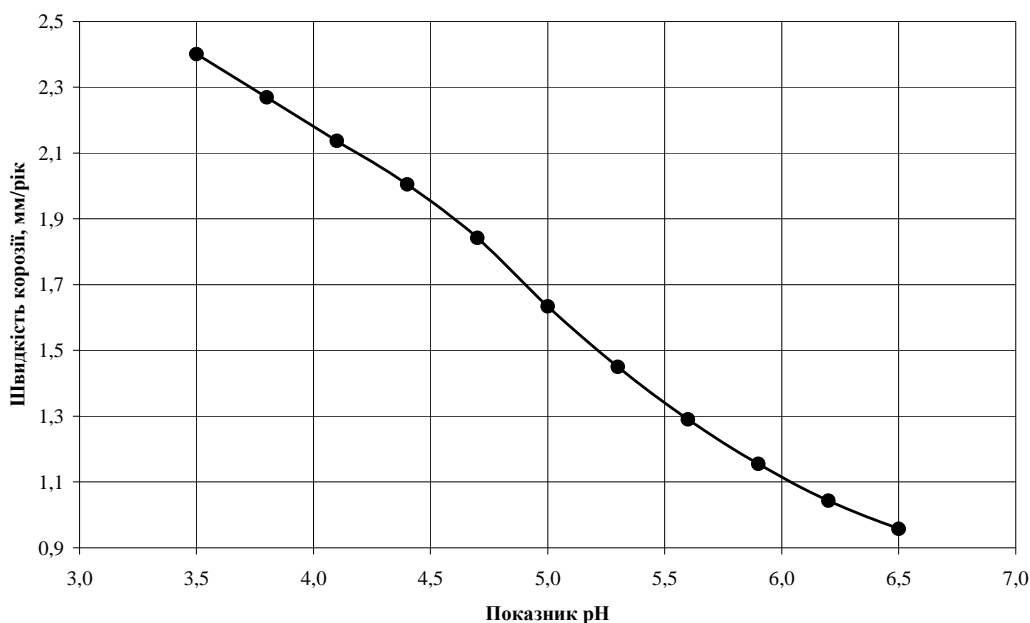


Рисунок 3 – Швидкість корозії залежно від показника рН при тиску 3 МПа та температурі 2,5 °C

З рисунку 3 випливає, що швидкість корозії збільшується зі зменшенням показника рН, що пояснюється тим, що у більш кислих середовищах корозійні реакції проходять швидше.

Для вивчення впливу режиму експлуатації на швидкість корозії матеріалу викидних ліній потрібно реалізувати такий розрахунковий алгоритм.

Висновки

Розвинуто математичні моделі внутрішньотрубно́ї корозії, розроблені за норвезьким стандартом (NORSORK 2005) та Мохуаліндіном та ін. (2011) шляхом введення коефіцієнту впливу газогідрату. Встановлено, що внаслідок складності взаємодії визначальних чинників даний коефіцієнт не піддається формалізації.

Запропонована модель дає змогу прогнозування корозійних процесів на газопроводах з урахуванням гідратуутворення. Проведено оцінку впливу тиску, температури на швидкість корозійних процесів і показано що при найнеприятливіших умовах швидкість корозії під дією газогідратів може досягати 1,1 мм/рік. При такому показникові, трубопровід зазнає значних пошкоджень при відсутності негайних ремонтних заходів. Різке 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 прогнозуючої моделі швидкість корозії зростає з рівнем підкислення середовища.

Література

1 Стецюк С. М. Оцінка впливу дотичних напружень та їх пульсацій на пропускну здатність газопроводу / С. М. Стецюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 2. – С. 72-78.

2 Мазур М. Математичне моделювання внутрішньотрубно́ї корозії трубопроводів під дією газогідратів / М. Мазур, Л. Побережний, Л. Побережна // Вісник ТНТУ. – 2014. – Том 76. – № 4. – С. 88-102. – (Механіка та матеріалознавство).

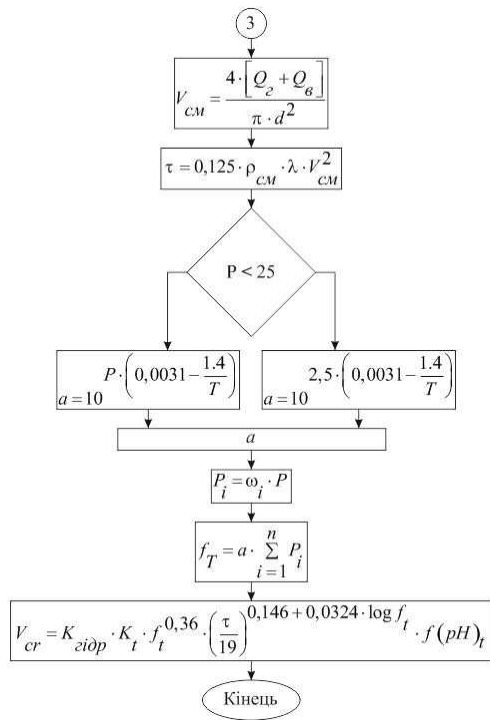
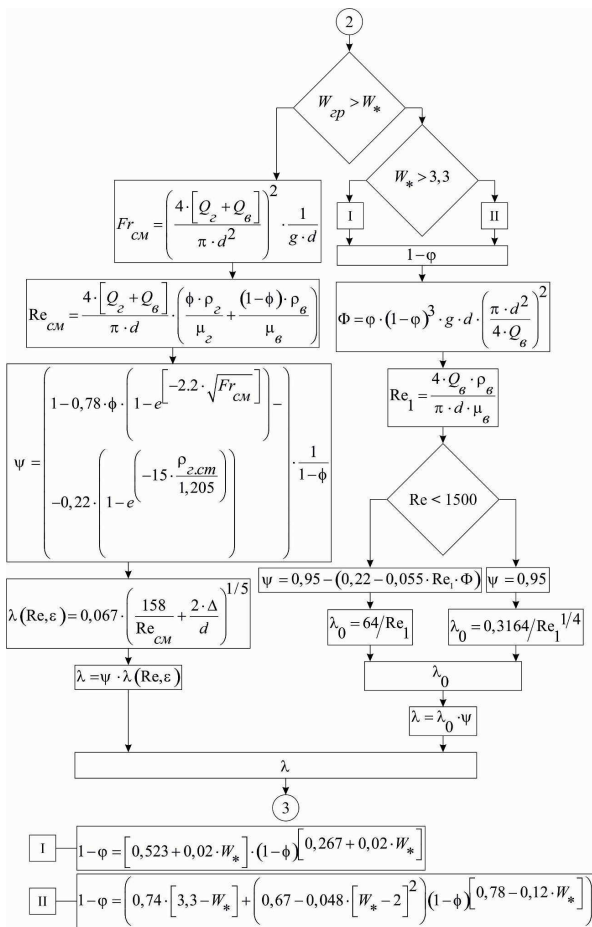
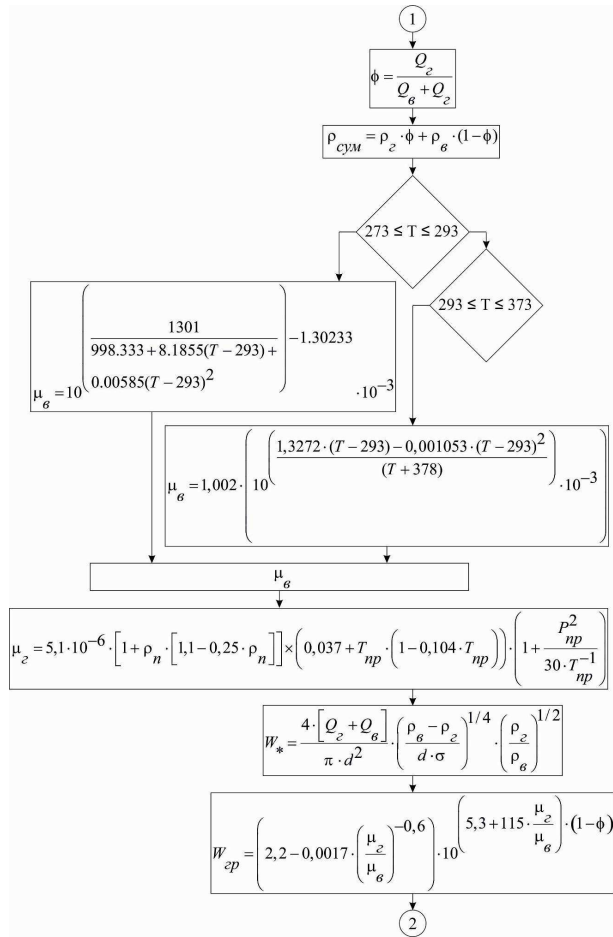
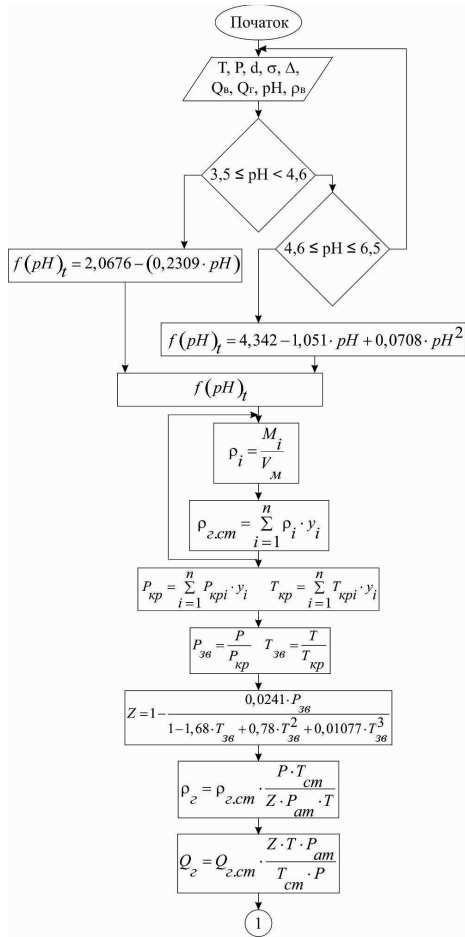
3 di Caprio D., Vautrin-UI C., Stafiej J., Saunier J., Chaussé A., Féron D. and Badiali J.P. Morphology of Corroded Surfaces: Contribution of Cellular Automaton Modelling // Corrosion Science, Vol. 53, Iss. 1. – pp. 418-425.

4 Estupinan-Lopez F.H. Almeraya-Calderon F., Bautista Margulis R.G., Zamora M.A.B., Martínez Villafañel A., Ch., J.U. and Gaona-Tiburcio C. Transient Analysis of Electrochemical Noise for 316 and Duplex 2205 Stainless Steels under Pitting Corrosion // Int. J. Electrochem. Sci., Vol. 6. – Pp.1785-1796.

5 E.W.J. van Hunnik, B.F.M. Pots, E.L.J.A. Hendriksen, The formation of protective FeCO₃ corrosion product layers in CO₂ corrosion, in: CORROSION, 1996. Paper No. 006.

6 Nestic, S, Xiao, Y. and Pots, B.F.M. (2004), – A Quasi 2-D Localized Corrosion Model, CORROSION, NACE, Paper No. 04628, Houston, Texas, pp 1-16.

7 Soares C.G. and Garbatov Y. Reliability of Maintained, Corrosion Protected Plate Subjected to Non-linear Corrosion and Compressive Loads // Marine Structures. – 1999. – Vol. 12, Iss. 6. – pp. 425-446.



8 Qin S., Cui W. Effect of Corrosion Models on the Time-Dependent Reliability of Steel Plated Elements // *Marine Structures*. – 2002. – Vol. 16, Iss. 1. – pp. 15-34.

9 Paik J., Lee J., Hwang J., Park Y. A Time-Dependent Corrosion Wastage Model for the Structures of Single and Double Hull Tankers and FSOs and FPSOs // *Marine Technology: The Society of Naval Architects and Marine Engineers*. – 2003. – Vol. 40, Iss. 3. – pp. 201-217.

10 Ivanov L., Spencer J., Wang, G. Probabilistic Evaluation of Hull Structure Renewals for Aging Ships // *Proceedings of the 8th International Marine Design Conference (IMDC)*. (Athens, Greece, 5-8 May 2003). – 2003. – pp. 393-406.

11 Wang W., Free M.L. Prediction and Measurement of Mild Steel Corrosion Inhibition by Alkyl Pyridinium Chloride and Alkyl Trimethyl Ammonium Bromide Surfactants in Acidic Chloride Media // *Anti-Corrosion Methods and Materials*. – 2003. – Vol. 50, Is. 3. – pp. 186-192.

12 Garbatov Y., Soares C.G., Wang G. Non-linear Time Dependent Corrosion Wastage of Deck Plates of Ballast and Cargo Tanks of Tankers // *Proceedings of the 24th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering*. – 2005, ASME, Paper OMAE2005-67579.

13 Soares C.G., Garbatov Y., Zayed A., Wang G. Non-linear Corrosion Model for Immersed Steel Plates Accounting for Environmental Factors // *Marine Technology Conference & Expo*. – 2005. – pp. 193-211.

14 Melchers R. Effect on Marine Immersion Corrosion of Carbon Content of Low Alloyed Steels // *Corrosion Science*. – 2003. – Vol. 45, Iss. 11. – pp. 2609-2625.

15 Obanijesu E.O., Akindeju M.K., Pareek V., Tade M.O. Modeling the Natural Gas Pipeline Internal Corrosion Rate as a Result of Hydrate Formation // *Elsevier 21st European Symposium on Computer-Aided Process Engineering*, (Part B). – 2011. – pp. 1160-1164.

16 NORSORK STANDARD (2005), CO₂ Corrosion Rate Calculation Model., Norwegian TechnologicalStandards Institute, Oscarsgt. 20, Majorstural, NORWAY.

17 Mohyaldin M. E., Elkhatib N., Ismail M.C. Coupling norsok CO₂ corrosion prediction model with pipelines thermal/hydraulic models to simulate CO₂ corrosion along pipelines // *Journal of Engineering Science and Technology*. – 2011. – Vol. 6, No. 6. – pp. 709–719.

18 Nyborg R. CO₂ Corrosion Models for Oil and Gas Production Systems // *Corrosion: 2010 Conference & Expo (NACE International, San Antonio, TX, March 14–18 2010)*. – 2010. – Paper No. 10371. – pp. 1–20.

19 Движение газожидкостных смесей в трубах / Мамаев В.А., Одишария Г.Э., Клапчук О.В. и др.]. – Москва: Недра, 1978. – 270 с.

20 Розробка та експлуатація газових і газо-конденсатних родовищ: навчальний посібник / Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Дремлюх Н. С. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2015. – 288 с.

21 de Waard C., Lotz U., Williams D.E. Predictive model for CO₂ corrosion engineering in wet natural gas pipeline // *The Standardization Organizations in Norway*. – 1991. – Available from <http://www.nts.No/norsok> (accessed on July 6, 2006).

Стаття надійшла до редакційної колегії
14.09.17

Рекомендована до друку
професором **Кондратом О.Р.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Маруцаком П.О.**
(Тернопільський національний технічний
університет імені Івана Пулюя, м. Тернопіль)