№ 2(46) 2026

НАФТОГАЗОВА ЕНЕРГЕТИКА

ISSN 1993-9868 print
ISSN 2415-3109 online

https://nge.nung.edu.ua

Прийнято 15.10.2026. Прорецензовано 27.10.2026. Опубліковано 30.11.2026.

УДК 620.193:622.24 **DOI: 10.31471/1993-9868-2026-2(46)-173-182**

РОЗРОБЛЕННЯ РЕГЛАМЕНТУ КОРОЗІЙНОГО МОНІТОРИНГУ СВЕРДЛОВИННОГО ОБЛАДНАННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

Гриців Ю. В. *
Виконавчий директор
ТОВ «Сервісенергогруп»
м. Івано-Франківськ, 76019, вул. Надрічна, будинок 6, Україна
ORCID: https://orcid.org/0009-0001-7570-2096
e-mail: gritsivyura@gmail.com

Яциняк І. І.
Кандидат технічних наук, доцент
Івано-Франківська філія університету "Україна"
76010, вул. Набережна ім. В. Стефаника, 42А, м. Івано-Франківськ, Україна
ORCID: https://orcid.org/0000-0002-8742-0440
e-mail: ivanyacunyak@gmail.com

Анотація. Метою статті є розроблення методичних засад і регламенту періодичності проведення корозійного моніторингу внутрішньосвердловинного обладнання та обв'язки устя газоконденсатних свердловин для забезпечення своєчасного виявлення й попередження корозійних відмов. Систематизовано основні групи методів моніторингу корозії нафтогазопромислового обладнання – діагностичні, вимірювання швидкості корозії за показами датчиків, оцінку фізико-хімічних параметрів середовища та аналіз статистики відмов – і показано їхній взаємозв'язок у циклі «проєктування – експлуатація – керування». Детально розглянуто гравіметричний метод визначення швидкості корозії за втратою маси циліндричних взірців-свідків, установлених на муфтах насосно-компресорних труб (НКТ) через кожні 500 м з тривалістю експозиції не менше 30 діб; наведено розрахункові формули швидкості проникнення корозії, критичної товщини стінки труб експлуатаційної колони та прогнозованого терміну експлуатації свердловини до контрольного опресування. Уперше виконано кількісну оцінку діагностичної спроможності оперативного показника моніторингу – вмісту іонів заліза в попутній воді – шляхом зіставлення з результатами гравіметричних досліджень на масиві з 21 свердловини: за критерію Fe ≥ 100 мг/дм^3 чутливість щодо виявлення свердловин зі швидкістю корозії ≥ 0,1 мм/рік становить 67 %, специфічність – 83 %, загальна узгодженість – 76 % (точний тест Фішера p = 0,032). Показано, що третина свердловин з фактично неприйнятною швидкістю корозії не виявляється за критерієм вмісту заліза, що є кількісним обґрунтуванням неможливості побудови регламенту на одному оперативному показнику. Розроблено регламент моніторингу з диференційованою періодичністю контролю за кожним методом та обґрунтовано критерій ефективності інгібіторного захисту за кінцевою швидкістю корозії не вище 0,1–0,15 мм/рік.

Ключові слова: корозійний моніторинг; гравіметричний метод; взірець-свідок; електромагнітна дефектоскопія; швидкість корозії; регламент контролю; діагностична спроможність.

Запропоноване посилання: Гриців, Ю. В. & Яциняк, І. І. (2026). Розроблення регламенту корозійного моніторингу свердловинного обладнання газоконденсатних родовищ. Нафтогазова енергетика, 2(46), 173-182. doi: 10.31471/1993-9868-2026-2(46)-173-182.

* Відповідальний автор

Copyright © The Author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License 4.0 (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Вступ

Різноманітність чинників, що впливають на розвиток корозії нафтогазопромислового обладнання, унеможливлює використання єдиного універсального методу, застосування якого дало б змогу достовірно спрогнозувати цілісність обладнання або оцінити ефективність застосованих засобів захисту. Тому забезпечення надійної та безаварійної експлуатації свердловинного обладнання в умовах підвищеної корозійної агресивності середовища потребує впровадження комплексної системи корозійного моніторингу, що поєднує кілька незалежних методів контролю – від прямих вагових і електрометричних вимірювань до непрямої оцінки фізико-хімічних параметрів середовища [16].

Твердження про необхідність саме комплексного, багатометодного моніторингу є в галузевій літературі загальновизнаним, проте здебільшого наводиться як якісна вимога, без кількісного обґрунтування того, наскільки саме недостатнім є контроль за одним показником. Водночас саме така кількісна оцінка визначає, чи виправдані додаткові витрати на паралельне ведення кількох методів контролю. Ефективність системи моніторингу визначається не лише переліком застосовуваних методів, а й обґрунтованістю періодичності їх проведення, місць розташування контрольних вузлів та критеріїв ухвалення рішень за отриманими результатами.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Методичні засади гравіметричної оцінки корозійної стійкості матеріалів на основі взірців-свідків регламентовано стандартизованими практиками [1, 2, 3]. Сучасний стан і межі застосовності електрохімічних методів контролю корозії для поверхневих і свердловинних умов, включно з методами лінійної поляризації, потенціодинамічної поляризації та імпедансної спектроскопії, узагальнено в оглядовій праці [4]. Питанням прогнозування залишкового ресурсу обсадних і насосно-компресорних колон за даними моніторингу товщини стінки та швидкості корозії присвячено дослідження з використанням стохастичних моделей деградації [5] та аналізу цілісності обсадних колон [6]. Моделювання локалізованої корозії трубних сталей у промислових середовищах і вплив експлуатаційних чинників на швидкість корозійно-ерозійного руйнування підземного обладнання висвітлено в роботах [7, 8].

Вітчизняні дослідження корозійно-водневої деградації нафтогазопроводів, зокрема методичні підходи до оцінювання їх роботоздатності за параметрами дефектності, узагальнено в роботах [16, 17].

Ефективність засобів інгібіторного захисту, яка є одним з основних об’єктів моніторингу, істотно залежить від хімічної природи інгібітора та умов середовища [9, 10, 11], а систематичний контроль її дієвості потребує регулярного порівняння фактичних показників корозії з фоновими значеннями [12, 13]. Узагальнювальні огляди підтверджують необхідність комплексного, багаторівневого підходу до моніторингу [14]. Водночас у доступній літературі не виявлено робіт, у яких діагностична спроможність окремих оперативних показників моніторингу оцінювалася б кількісно – через зіставлення з незалежним референтним методом на репрезентативному масиві промислових даних.

Оцінювання кінетики руйнування елементів довготривало експлуатованих газопроводів за результатами періодичних обстежень також підтверджує необхідність поєднання кількох незалежних методів контролю [18].

Виокремлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Незважаючи на наявність окремих методик оцінки швидкості корозії та залишкового ресурсу свердловинного обладнання [17], питання формування єдиного узгодженого регламенту, що поєднує різні за природою методи моніторингу з обґрунтованою періодичністю їх застосування, висвітлено недостатньо. Практичною проблемою залишається також відсутність чітких кількісних критеріїв, за якими результати оперативного моніторингу трансформуються в рішення про коригування інгібіторного захисту чи призначення позапланового діагностичного обстеження, та кількісної оцінки похибки, якої припускається промисловець, спираючись лише на оперативний показник. Окремої уваги потребують і зварні з’єднання обв’язки устя, корозійно-механічні властивості яких можуть суттєво відрізнятися від властивостей основного металу труб [20].

Мета та завдання досліджень

Метою роботи є розроблення регламенту корозійного моніторингу свердловинного обладнання газоконденсатних родовищ, що поєднує комплекс методів контролю з обґрунтованою періодичністю їх проведення. Для досягнення мети поставлено такі завдання:

Таблиця 1 – Основні методи корозійного моніторингу свердловинного обладнання

Метод моніторингу	Принцип	Застосовність
гравіметричний	втрата маси взірця-свідка за час експозиції	будь-які середовища, у т. ч. непровідні
електричного опору	зміна електричного опору робочого елемента датчика	електроліти й середовища з низькою провідністю
електромагнітна дефектоскопія	вихрові струми у стінці труби під дією змінного поля	НКТ та обсадні колони без зупинки свердловини
глибинна відеозйомка	оптичне спостереження внутрішньої поверхні	пряма візуальна оцінка технічного стану
фізико-хімічний аналіз середовища	лабораторний аналіз складу пластової води, газу, конденсату	прогнозна оцінка корозійної агресивності

1) систематизувати основні методи моніторингу корозії підземного та наземного обладнання свердловин; 2) навести розрахункові залежності для визначення швидкості корозії, критичної товщини стінки труб і прогнозованого терміну експлуатації свердловини; 3) охарактеризувати методи непрямого контролю технічного стану обладнання; 4) кількісно оцінити діагностичну спроможність оперативного показника моніторингу – вмісту іонів заліза – щодо виявлення свердловин з неприйнятною швидкістю корозії; 5) розробити регламент періодичності контролю за кожним методом та критерії оцінки ефективності інгібіторного захисту.

Результати досліджень та їх обговорення

Методи контролю корозії свердловинного обладнання

Методи корозійного моніторингу можна умовно поділити на чотири групи: діагностичні методи визначення корозійного руйнування металу; методи вимірювання швидкості корозії за показами датчиків, розміщених безпосередньо в агресивному середовищі; методи оцінки технологічних і фізико-хімічних параметрів середовища та їхньої зміни в часі; методи аналізу статистики відмов обладнання. Моніторинг корозії охоплює три послідовні елементи: проєктування (визначення переліку контрольованих параметрів, місць розташування вузлів контролю, методик і технічних засобів вимірювання), експлуатацію (впровадження регламентованих заходів, збір і систематизацію даних) та керування (оцінку відповідності фактичних результатів регламенту з унесенням коригувальних змін). Узагальнену характеристику основних методів наведено в таблиці 1.

Гравіметричний метод є найпростішим у реалізації й водночас достатньо достовірним: зразок металу зважують, витримують у корозійному середовищі впродовж визначеного часу, після чого очищують від продуктів корозії й повторно зважують, а швидкість корозії визначають за формулою (1) [1, 2]:

$$V_к = 8{,}76 \cdot K / \rho, \qquad (1)$$

де $V_к$ – швидкість корозії, мм/рік;

$K = (m_1 - m_2)/(S \cdot t)$ – втрата маси, віднесена до площі поверхні й часу експозиції, г/(м^2·год);

m_1, m_2 – маса зразка до і після випробування, г;

S – площа поверхні зразка, м^2;

t – тривалість випробування, год;

ρ – густина металу, г/см^3.

Для сталі (ρ = 7,87 г/см^3) формула (1) набуває вигляду

$$V_к = 1{,}1131 \cdot K.$$

Взірці-свідки виготовляють у вигляді проникаючих (плоских, циліндричних, дискових), дискових багатоелементних та флеш-купонів («у рівень» з внутрішньою поверхнею труби). Для контролю технічного стану експлуатаційної колони рекомендується встановлювати циліндричні взірці-свідки на муфтах НКТ через кожні 500 м, з тривалістю експозиції не менше 30 діб. Захист вважається ефективним, якщо кінцева швидкість корозії не перевищує 0,1 мм/рік; якщо фонова (безінгібіторна) швидкість корозії перевищує 0,5 мм/рік, допускається кінцева швидкість корозії до 0,15 мм/рік за умови ступеня захисту не менше 75 %. До переваг гравіметричного методу належать універсальність, висока достовірність, простота реалізації та можливість виявлення нерівномірності корозії (локальної, пітингової, мейзакорозії); до обмежень – значна тривалість

отримання результату (30–90 діб) і неможливість отримання оперативних даних у межах періоду експозиції.

Критична товщина стінки труб експлуатаційної колони $\delta_к$, за межею якої можливе порушення її цілісності під дією розрахункового робочого тиску $P_р$, визначається за формулою (2) [18]:

$$\delta_к = n \cdot K_{оп} \cdot P_р \cdot D_з / (0{,}875 \cdot 2 \cdot \sigma_т), \quad (2)$$

де n – коефіцієнт запасу міцності на внутрішній тиск (n = 1,15);

$K_{оп}$ – коефіцієнт перевищення тиску під час опресування ($K_{оп}$ = 1,1);

$D_з$ – зовнішній діаметр колони, мм;

$\sigma_т$ – границя плинності металу труб, МПа;

0,875 – коефіцієнт, що враховує допустиме відхилення товщини стінки труб. Мінімальний необхідний надлишковий тиск на гирлі свердловини під час випробування колони на герметичність наведено в таблиці 2.

Таблиця 2 – Мінімальний необхідний надлишковий тиск під час випробувань експлуатаційної колони на герметичність

Зовнішній діаметр експлуатаційної колони, мм	Мінімальний надлишковий тиск $P_{оп}$, МПа
114–127	15,0
140–146	12,5
168	11,5
178–194	9,5

Тривалість експлуатації колони $T_{е1}$ у роках до першого контрольного опресування розраховується за формулою (3):

$$T_{e1} = (\delta_п - \delta_к) / V_к, \quad (3)$$

де $\delta_п$ – початкова (мінімальна) товщина стінки труб, мм.

Після закінчення розрахункового терміну фактичну товщину стінки визначають методами промислової геофізики (метод розсіяного гамма-випромінювання, індукційний метод), обчислюють фактичну швидкість корозії $V_{кф1} = (\delta_п - \delta_{ф1})/T_{е1}$ і термін продовження експлуатації до наступного опресування $T_{пе} = (\delta_{ф1} - \delta_к)/V_{кф1}$, де $\delta_{ф1}$ – фактична товщина стінки після завершення розрахункового терміну експлуатації. Свердловина, експлуатаційна колона якої не витримала контрольного переопресування, підлягає ремонту або ліквідації.

Аналогічний методичний підхід до оцінювання й прогнозування роботоздатності тривало експлуатованих трубних елементів нафтогазового обладнання за результатами періодичного контролю застосовано і для труб бурильних колон [19].

Метод електричного опору базується на зміні опору робочого елемента датчика внаслідок зменшення його перерізу під дією корозії; чутливість методу обернено пропорційна товщині елемента, однак зі зменшенням товщини зростає похибка вимірювання і скорочується строк служби датчика. На відміну від гравіметричного методу, метод електричного опору, як і методи лінійної поляризації та гальванічний, придатний переважно в електролітах (водна фаза продукції, емульсії «вода – рідкі вуглеводні» з вмістом води 40–50 %) і використовується здебільшого для встановлення тенденцій зміни агресивності середовища, а не для абсолютної оцінки швидкості корозії [4].

Електромагнітна дефектоскопія (прилади типу магнітно-імпульсного дефектоскопатовщиноміра та електромагнітного дефектоскопа) дає змогу одночасно проводити дефектоскопію та товщинометрію колон труб без зупинки експлуатації свердловини, реєструючи дефекти й зони корозії у вигляді кількісних діаграм товщини стінки по перерізу колони. Обмеженням методу є неможливість визначення того, з якого боку відбулася втрата металу; водночас зіставлення результатів двох і більше досліджень, виконаних у процесі промислового випробування інгібітора, дає змогу оцінити ефективність його застосування. Для точнішої локалізації рекомендується доповнювати геофізичні дослідження системою глибинної відеозйомки, яка забезпечує пряме оптичне спостереження внутрішнього простору свердловини на глибину до 4–5 км через оптичний канал зв'язку.

Додатковим чинником локалізації корозійного руйнування трубопровідних елементів обладнання є зварні з'єднання, корозійно-механічні властивості яких істотно залежать від структурно-хімічної неоднорідності матеріалу шва [20].

Кількісна оцінка діагностичної спроможності оперативного показника моніторингу

Вміст іонів заліза в попутній пластовій воді є найоперативнішим і найдешевшим елементом регламенту, тому в промисловій практиці саме він зазвичай стає основним, а нерідко й єдиним показником поточного контролю. Визначення Fe^{2+} та Fe^{3+} виконують комплексонометричним методом в одній пробі води: спочатку Fe^{3+} титрують трилоном Б із сульфосаліциловою кислотою як індикатором, а вміст Fe^{3+} обчислюють за формулою (4):

$$X(Fe^{3+}) = V_1 \cdot M \cdot 55{,}85 \cdot 1000 / V, \quad (4)$$

де V_1 – об'єм розчину трилону Б, витраченого на титрування, см^3;

M – молярність розчину трилону Б, моль/дм^3;

V – об'єм проби, см^3;

55,85 – атомна маса заліза.

Після визначення Fe^{3+} ту саму пробу нагрівають і окислюють надсірчанокислим амонієм, унаслідок чого Fe^{2+} переходить у Fe^{3+}, і повторно титрують трилоном Б; сумарний вміст заліза визначають як суму результатів обох етапів.

Для кількісної перевірки того, наскільки цей показник може заміщувати пряме вимірювання швидкості корозії, виконано зіставлення двох незалежних наборів даних на масиві з 21 свердловини двох газоконденсатних родовищ: вмісту сумарного заліза в попутній воді та швидкості корозії, визначеної гравіметричним методом. Як позитивний результат оперативного контролю прийнято перевищення нормативного значення Fe ≥ 100 мг/дм^3, як референтний критерій – швидкість корозії $V \geq 0{,}1$ мм/рік. Результати наведено в табл. 3.

Таблиця 3 – Зіставлення результатів контролю вмісту іонів заліза з результатами гравіметричних досліджень (n = 21)

	V ≥ 0,1 мм/рік	V < 0,1 мм/рік	Разом
Fe ≥ 100 мг/дм³	6	2	8
Fe < 100 мг/дм³	3	10	13
Разом	9	12	21

Зв'язок між показниками є статистично значущим (точний тест Фішера $p = 0{,}032$; ранговий коефіцієнт кореляції Спірмена між вмістом заліза і швидкістю корозії $\rho = +0{,}70$; $p < 0{,}001$), що підтверджує принципову придатність вмісту заліза як індикатора корозійної активності. Водночас кількісні показники діагностичної спроможності виявилися помірними: чутливість (частка свердловин з неприйнятною швидкістю корозії, виявлених за критерієм вмісту заліза) становить 6/9 = 67 %, специфічність – 10/12 = 83 %, прогностична цінність позитивного результату – 6/8 = 75 %, негативного – 10/13 = 77 %, загальна узгодженість двох критеріїв – 16/21 = 76 %.

Практично найважливішим є показник чутливості: третина свердловин, у яких швидкість корозії фактично перевищує нормативний поріг, за критерієм вмісту заліза не виявляється. Причина розбіжності має фізичну природу. Вміст іонів заліза у відібраній пробі води відображає не швидкість корозії як таку, а масу заліза, винесену водною фазою на устя, і тому залежить від дебіту рідини, обводненості продукції та здатності середовища утримувати залізо в розчиненій формі. У свердловинах з високим вмістом гідрокарбонатів і кальцію частина продуктів корозії осаджується у вигляді малорозчинних сполук на стінках НКТ і під шаром відкладень, не потрапляючи до проби; саме такі свердловини й формують хибнонегативні результати. Натомість хибнопозитивні результати характерні для свердловин з низьким дебітом рідини, де залізо накопичується у водній фазі за помірної інтегральної швидкості корозії.

Отриманий результат є кількісним обґрунтуванням того, що регламент моніторингу принципово не може бути побудований на одному оперативному показнику. Контроль вмісту заліза зберігає своє значення як інструмент виявлення *динаміки* (зростання показника між послідовними аналізами однієї свердловини є надійним сигналом погіршення), проте не може використовуватися як самостійний критерій *рівня* корозійної агресивності при порівнянні різних свердловин. Звідси випливає структура запропонованого регламенту: оперативні методи забезпечують виявлення змін у часі, а інтегральні (гравіметричні, діагностичні) – прив'язку до абсолютної шкали з нормативними порогами.

Регламент моніторингу корозійної агресивності середовища та ефективності інгібіторного захисту

Відповідно до галузевої практики [1, 21, 22], корозійний моніторинг підземного обладнання видобувних свердловин реалізується поєднанням таких заходів: визначення вмісту іонів дво- та тривалентного заліза [21]; гравіметричні дослідження (циліндричні втулки на НКТ, вузли контролю швидкості корозії на усті свердловини) [1]; електрометричні дослідження [22]; зовнішній огляд НКТ із визначенням типу корозії та товщини стінки; фізико-хімічний аналіз устьових проб попутної пластової води на всіх видобувних свердловинах; діагностичні дослідження під час підйому НКТ. Періодичність виконання цих заходів, диференційовану з урахуванням отриманих у роботі оцінок діагностичної спроможності оперативного показника, запропоновано авторами й наведено в таблиці 4.

Періодичність визначення вмісту заліза диференційована залежно від досягнутого рівня контрольованого показника: на початковому етапі впровадження інгібіторного захисту

Таблиця 4 – Регламент моніторингу корозійної агресивності середовища та ефективності інгібіторного захисту

Метод моніторингу	Періодичність контролю	Примітки
контроль кількості інгібітора	щозмінно (безперервне дозування) / у момент закачки (періодичне)	облік у промисловому журналі оператором
вміст Fe^{2+} та Fe^{3+}	2 рази/тиждень на початковому етапі; не рідше 2 разів/місяць при Fe ≤ 50 мг/дм³	показник динаміки, а не рівня; дані передаються технологу
гравіметричні дослідження (втулки на НКТ)	не рідше 1 разу/рік, експозиція ≥ 30 діб	циліндричні взірці-свідки; референтний метод
гравіметричні дослідження (вузли на усті)	не рідше 1 разу/квартал, експозиція ≥ 30 діб	вузли контролю швидкості корозії
електрометричні дослідження	не рідше 2 разів/тиждень	заміри оператором під час об'їзду свердловин
стандартний фізико-хімічний аналіз	не рідше 1 разу/квартал	6-компонентний аналіз води; CO_2, O_2, H_2S, СВБ; склад газу й конденсату
діагностичні дослідження	під час підйому НКТ	товщина стінки, тип пошкодження, рентгенографія і механічні випробування

аналіз проводять двічі на тиждень, тоді як після досягнення стабільного вмісту заліза на рівні не вище 50 мг/дм^3 періодичність контролю може бути знижена до двох разів на місяць. Ключовим критерієм оперативного керування є саме динаміка показника: у разі значного зростання протягом останніх трьох послідовних аналізів ухвалюється рішення про коригування дозування інгібітора корозії.

З урахуванням встановленої обмеженої чутливості оперативного контролю регламент передбачає обов'язкове щорічне гравіметричне дослідження за допомогою циліндричних втулок на НКТ для кожної свердловини незалежно від результатів контролю вмісту заліза. Саме ця вимога закриває виявлений розрив у 33 % хибнонегативних результатів: свердловина, у якої вміст заліза стабільно нижчий за 100 мг/дм^3, не виводиться з-під інтегрального контролю. Гравіметричні вузли контролю на усті свердловини, доступ до яких є технічно простішим, перевіряють щоквартально. Електрометричні дослідження, що не потребують підйому обладнання, виконують найчастіше – не рідше двох разів на тиждень. Стандартний шестикомпонентний фізико-хімічний аналіз попутної пластової води, газу та конденсату, а також визначення вмісту CO_2, O_2, H_2S і сульфатвідновлювальних бактерій виконують щокварталу, оскільки фізико-хімічні властивості середовища є вихідними даними для прогнозування швидкості корозії, а їх зміна в часі є типовою для свердловин зі змінним гідрохімічним режимом. Діагностичні дослідження виконують під час кожного підйому НКТ, оскільки саме в цей момент з'являється безпосередній доступ до підземного обладнання без додаткових витрат.

Запропонований регламент забезпечує поєднання оперативних та інтегральних методів моніторингу, що дає змогу як своєчасно виявляти зміну корозійної агресивності середовища, так і кількісно підтверджувати ефективність застосовуваного інгібіторного захисту за критерієм кінцевої швидкості корозії 0,1–0,15 мм/рік.

Висновки

1. Систематизовано методи корозійного моніторингу свердловинного обладнання газоконденсатних родовищ і показано, що жоден з них окремо не забезпечує вичерпної оцінки технічного стану обладнання, тому ефективний контроль потребує поєднання гравіметричного, електрометричного, дефектоскопічного та фізико-хімічного методів у межах єдиного циклу «проєктування – експлуатація – керування».

2. Наведено та узагальнено розрахункові залежності для визначення швидкості корозії гравіметричним методом, критичної товщини стінки труб експлуатаційної колони та прогно-

зованого терміну її експлуатації до контрольного опресування, що дає змогу переходити від якісної оцінки корозійного стану обладнання до кількісного прогнозування залишкового ресурсу свердловини.

3. Уперше виконано кількісну оцінку діагностичної спроможності оперативного показника моніторингу – вмісту іонів заліза в попутній воді – щодо виявлення свердловин з неприйнятною швидкістю корозії: чутливість 67 %, специфічність 83 %, загальна узгодженість 76 % (p = 0,032). Установлено, що третина свердловин з фактичною швидкістю корозії понад 0,1 мм/рік за критерієм вмісту заліза не виявляється, а розбіжність зумовлена залежністю цього показника від дебіту рідини та здатності середовища утримувати залізо в розчиненій формі.

4. Обґрунтовано розмежування функцій методів у регламенті: оперативні показники (вміст заліза, електрометрія) використовуються для виявлення динаміки в межах однієї свердловини, тоді як прив'язка до абсолютної нормативної шкали та порівняння свердловин між собою потребують інтегральних методів. Як наслідок, до регламенту включено вимогу обов'язкового щорічного гравіметричного контролю кожної свердловини незалежно від результатів оперативного контролю.

5. Розроблено регламент моніторингу з диференційованою періодичністю контролю за кожним методом – від щозмінного обліку витрати інгібітора до щоквартального фізико-хімічного аналізу середовища – та визначено кількісний критерій ефективності інгібіторного захисту за кінцевою швидкістю корозії не вище 0,1–0,15 мм/рік.

Перспективним напрямом подальших досліджень є розроблення автоматизованої системи опрацювання даних моніторингу, яка дала б змогу прогнозувати залишковий ресурс свердловинного обладнання в режимі, наближеному до реального часу, а також розширення оцінки діагностичної спроможності на інші оперативні показники контролю.

Подяки
Відсутні.

Конфлікт інтересів
Відсутній.

Список використаних джерел

1. Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations : NACE Standard RP0775-2005. Houston : NACE International, 2005. 27 p.

2. Standard Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluating Corrosion Test Specimens : ASTM G1-03(2011). West Conshohocken, PA : ASTM International, 2011. 9 p.

3. Standard Guide for Evaluating and Qualifying Oilfield and Refinery Corrosion Inhibitors in the Laboratory : ASTM G170-24. West Conshohocken, PA : ASTM International, 2024. 18 p.

4. Frontiers and challenges in electrochemical corrosion monitoring; surface and downhole applications / A. Khan et al. *Sensors*. 2020. Vol. 20, no. 22. Art. 6583. DOI: https://doi.org/10.3390/s20226583

5. Frontiers and challenges in electrochemical corrosion monitoring; surface and downhole applications / D. Semwogerere et al. *SPE Journal*. 2026. Vol. 31, no. 5. P. 2969–2985. DOI: https://doi.org/10.2118/232799-PA

6. Cirimello P. G., Otegui J. L., Carfi G., Morris W. Failure and integrity analysis of casings used for oil well drilling. *Engineering Failure Analysis*. 2017. Vol. 75. P. 1–14. DOI: https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2016.11.008

7. Modeling localized corrosion of pipeline steels in oilfield produced water environments / J. C. Velázquez et al. *Engineering Failure Analysis*. 2017. Vol. 79. P. 216–231. DOI: https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2017.04.027

8. Investigation on the flow-induced corrosion and degradation behavior of underground J55 pipe in a water production well in the Athabasca oil sands reservoir / J. Li et al. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. Vol. 182. Art. 106325. DOI: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106325

9. Космина М. М., Носачова Ю. В. Оцінка ефективності амідомісного інгібітора корозії в мінералізованих водно-нафтових середовищах. *Вісник НТУУ «КПІ імені Ігоря Сікорського». Серія: Хімічна інженерія, екологія та ресурсозбереження*. 2025. № 4. С. 85–91. DOI: https://doi.org/10.20535/2617-9741.4.2025.348834

10. A pyrimidine derivative as a high efficiency inhibitor for the corrosion of carbon steel in oilfield produced water under supercritical CO2 conditions / B. S. Hou et al. *Corrosion Science*. 2020. Vol. 164. Art. 108334. DOI: https://doi.org/10.1016/j.corsci.2019.108334

11. Effective inhibition on the corrosion of X65 carbon steel in the oilfield produced water by two Schiff bases / Q. H. Zhang et al. *Journal of Molecular Liquids*. 2019. Vol. 285. P. 223–236. DOI: https://doi.org/10.1016/j.molliq.2019.04.072

12. Experimental evaluation of new inorganic phosphites as corrosion inhibitors for carbon steel in saline water from oil source wells / M. A. Deyab et al. *Desalination*. 2016. Vol. 383. P. 38–45. DOI: https://doi.org/10.1016/j.desal.2016.01.019

13. Investigation of the corrosion characteristics and corrosion inhibitor action on J55 steel in produced water / W. Li et al. *Sustainability*. 2023. Vol. 15, no. 4. Art. 3355. DOI: https://doi.org/10.3390/su15043355

14. High temperature sweet corrosion and inhibition in the oil and gas industry: progress, challenges and future perspectives / I. B. Obot et al. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. Vol. 185. Art. 106469. DOI: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106469

15. Побережний Л. Я., Станецький А. І., Гриценчук А. В. Корозія тривало експлуатованих трубних сталей у середовищах хлоридного типу. *Науковий вісник НЛТУ України*. 2017. Т. 27, № 5. С. 114–118. DOI: https://doi.org/10.15421/40270523

16. Крижанівський Є. І., Никифорчин Г. М. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання : наук.-техн. посібник : у 3 т. / за ред. В. В. Панасюка. Івано-Франківськ – Львів : ІФНТУНГ, 2011. Т. 1: Основи оцінювання деградації трубопроводів. 457 с.

17. Крижанівський Є. І., Грабовський Р. С., Мандрик О. М. Оцінювання роботоздатності нафтогазопроводів тривалої експлуатації за параметрами їх дефектності. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. 2013. Т. 49, № 1. С. 105–110.

18. Крижанівський Є. І., Грабовський Р. С., Федорович І. Я., Барна Р. А. Оцінювання кінетики руйнування елементів експлуатованого газопроводу. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. 2015. Т. 51, № 1. С. 13–19.

19. Крижанівський Є. І., Витязь О. Ю., Грабовський Р. С. Оцінювання та прогнозування робо-тоздатності тривало експлуатованих труб бурильних колон. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2020. № 2 (49). С. 7–17. DOI: https://doi.org/10.31471/1993-9965-2020-2(49)-7-17

20. Петрина Д. Ю., Козак О. Л., Петрина Ю. Д. Корозійно-механічні властивості зварних з'єднань магістральних трубопроводів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. № 1 (46). С. 37–49.

21. Monitoring Corrosion in Oil and Gas Production with Iron Counts : NACE SP0192-2023. Houston : AMPP, 2023. 14 p.

22. Techniques for Monitoring and Measuring Corrosion and Related Parameters in Field Applications : AMPP TR3T199-2020. Houston : AMPP, 2020. 52 p.

References

1. NACE International. (2005). *Preparation, installation, analysis, and interpretation of corrosion coupons in oilfield operations* (NACE Standard RP0775-2005). NACE International.

2. ASTM International. (2011). *Standard practice for preparing, cleaning, and evaluating corrosion test specimens* (ASTM G1-03(2011)). ASTM International.

3. ASTM International. (2024). *Standard guide for evaluating and qualifying oilfield and refinery corrosion inhibitors in the laboratory* (ASTM G170-24). ASTM International.

4. Khan, A., Qurashi, A., Badeghaish, W., Noui-Mehidi, M. N., & Aziz, M. A. (2020). Frontiers and challenges in electrochemical corrosion monitoring; surface and downhole applications. *Sensors*, *20*(22), Article 6583. https://doi.org/10.3390/s20226583

5. Semwogerere, D., Vatn, J., Colombo, D., Sangesland, S., & Pavlov, A. (2026). Remaining casing life prediction for well life extension and repurposing. *SPE Journal*, *31*(5), 2969–2985. https://doi.org/10.2118/232799-PA

6. Cirimello, P. G., Otegui, J. L., Carfi, G., & Morris, W. (2017). Failure and integrity analysis of casings used for oil well drilling. *Engineering Failure Analysis*, *75*, 1–14. https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2016.11.008

7. Velázquez, J. C., Cruz-Ramirez, J. C., Valor, A., Venegas, V., Caleyo, F., & Hallen, J. M. (2017). Modeling localized corrosion of pipeline steels in oilfield produced water environments. *Engineering Failure Analysis*, *79*, 216–231. https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2017.04.027

8. Li, J., Sun, C., Shuang, S., Roostaei, M., Fattahpour, V., Mahmoudi, M., Zeng, H., & Luo, J. (2019). Investigation on the flow-induced corrosion and degradation behavior of underground J55 pipe in a water production well in the Athabasca oil sands reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *182*, Article 106325. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106325

9. Kosmyna, M. M., & Nosachova, Yu. V. (2025). Otsinka efektyvnosti amidomisnoho inhibitora korozii v mineralizovanykh vodno-naftovykh seredovyshchakh [Evaluation of the effectiveness of an amide-containing corrosion inhibitor in mineralized water-oil media]. *Journal of Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute. Series: Chemical Engineering, Ecology and Resource Saving*, (4), 85–91. https://doi.org/10.20535/2617-9741.4.2025.348834 (in Ukrainian)

10. Hou, B. S., Zhang, Q. H., Li, Y. Y., Zhu, G. Y., Liu, H. F., & Zhang, G. A. (2020). A pyrimidine derivative as a high efficiency inhibitor for the corrosion of carbon steel in oilfield produced water under supercritical CO2 conditions. *Corrosion Science*, *164*, Article 108334. https://doi.org/10.1016/j.corsci.2019.108334

11. Zhang, Q. H., Hou, B. S., Xu, N., Xiong, W., Liu, H. F., & Zhang, G. A. (2019). Effective inhibition on the corrosion of X65 carbon steel in the oilfield produced water by two Schiff bases. *Journal of Molecular Liquids*, *285*, 223–236. https://doi.org/10.1016/j.molliq.2019.04.072

12. Deyab, M. A., Eddahaoui, K., Essehli, R., Rhadfi, T., Benmokhtar, S., & Mele, G. (2016). Experimental evaluation of new inorganic phosphites as corrosion inhibitors for carbon steel in saline water from oil source wells. *Desalination*, *383*, 38–45. https://doi.org/10.1016/j.desal.2016.01.019

13. Li, W., Jing, J., Sun, J., Wang, S., Zhang, F., & Wang, H. (2023). Investigation of the corrosion characteristics and corrosion inhibitor action on J55 steel in produced water. *Sustainability*, *15*(4), Article 3355. https://doi.org/10.3390/su15043355

14. Obot, I. B., Onyeachu, I. B., Umoren, S. A., Quraishi, M. A., Sorour, A. A., Chen, T., Aljeaban, N., & Wang, Q. (2020). High temperature sweet corrosion and inhibition in the oil and gas industry: Progress, challenges and future perspectives. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *185*, Article 106469. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106469

15. Poberezhnyi, L. Ya., Stanetskyi, A. I., & Hrytsenchuk, A. V. (2017). Koroziia tryvalo ekspluatovanykh trubnykh Stalei u seredovyshchakh khlorydnoho typu [Corrosion of long-operated pipe steels in chloride-type media]. *Scientific Bulletin of UNFU*, *27*(5), 114–118. https://doi.org/10.15421/40270523 (in Ukrainian)

16. Kryzhanivskyi, Ye. I., & Nykyforchyn, H. M. (2011). *Korozijno-vodneva dehradatsiia naftovykh i hazovykh truboprovodiv ta yii zapobihannia: Vol. 1. Osnovy otsiniuvannia dehradatsii truboprovodiv* [Corrosion-hydrogen degradation of oil and gas pipelines and its prevention: Vol. 1. Fundamentals of assessing pipeline degradation] (V. V. Panasiuk, Ed.). IFNTUNG. (in Ukrainian)

17. Kryzhanivskyi, Ye. I., Hrabovskyi, R. S., & Mandryk, O. M. (2013). Otsiniuvannia robotozdatnosti naftohazoprovodiv tryvaloi ekspluatatsii za parametramy yikh defektnosti [Estimation of the serviceability of long-operated oil and gas pipelines according to the parameters of their defectiveness]. *Physicochemical Mechanics of Materials*, *49*(1), 105–110. (in Ukrainian)

18. Kryzhanivskyi, Ye. I., Hrabovskyi, R. S., Fedorovych, I. Ya., & Barna, R. A. (2015). Otsiniuvannia kynetyky ruinuvannia elementiv ekspluatovanoho hazoprovodu [Estimation of failure kinetics of elements of an operated gas pipeline]. *Physicochemical Mechanics of Materials*, *51*(1), 13–19. (in Ukrainian)

19. Kryzhanivskyi, Ye. I., Vytyaz, O. Yu., & Hrabovskyi, R. S. (2020). Otsiniuvannia ta prohnozuvannia robotozdatnosti tryvalo ekspluatovanykh trub burylnykh kolonn [Assessment and prediction of the operational capability of long-operated drill pipes]. *Scientific Bulletin of IFNTUNG*, (2(49)), 7–17. https://doi.org/10.31471/1993-9965-2020-2(49)-7-17 (in Ukrainian)

20. Petryna, D. Yu., Kozak, O. L., & Petryna, Yu. D. (2013). Korozijno-mekhanichni vlastyvosti zvarnykh ziednan mahistralnykh truboprovodiv [Corrosion-mechanical properties of welded joints of main pipelines]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, (1(46)), 37–49. (in Ukrainian)

21. Association for Materials Protection and Performance. (2023). *Monitoring corrosion in oil and gas production with iron counts* (NACE Standard SP0192-2023). AMPP.

22. Association for Materials Protection and Performance. (2020). *Techniques for monitoring and measuring corrosion and related parameters in field applications* (AMPP Technical Report TR3T199-2020). AMPP.

DEVELOPMENT OF A CORROSION MONITORING REGULATION FOR DOWNHOLE EQUIPMENT OF GAS-CONDENSATE FIELDS

Hrytsiv Yu. V.
CEO
JSC «Servisenergogrup»
76019, Nadrichna Str., 6, Ivano-Frankivsk, Ukraine
ORCID: https://orcid.org/0009-0001-7570-2096
e-mail: gritsivyura@gmail.com

Yatsyniak I. I.
Candidate of Technical Sciences, Associate Professor
Ivano-Frankivsk Branch of the University "Ukraine"
76010, Naberezhna V. Stefanyka Str., 42A, Ivano-Frankivsk, Ukraine
ORCID: https://orcid.org/0000-0002-8742-0440
e-mail: ivanyacunyak@gmail.com

Abstract. This article aims to establish methodological principles and a periodicity regulation for monitoring the corrosion of downhole equipment and wellhead assemblies in gas-condensate wells, ensuring the timely detection and prevention of corrosion-related failures. The main groups of corrosion monitoring methods are categorised – including diagnostic methods, sensor-based corrosion rate measurement, assessment of physicochemical environmental parameters, and analysis of equipment failure statistics – and their interrelationship within the 'design–operation–management' cycle is demonstrated. The gravimetric method of determining corrosion rates based on mass loss from cylindrical coupons installed on tubing couplings at 500-metre intervals for at least 30 days is examined in detail, and calculation formulas are presented for corrosion penetration rates, critical wall thicknesses of production string pipes, and predicted well service lives until the control pressure test. A quantitative assessment of the diagnostic performance of the operational monitoring indicator, the iron ion content in produced water, was carried out for the first time by comparing gravimetric results with a dataset of 21 wells. At the criterion Fe ≥ 100 mg/dm³, the sensitivity for detecting wells with a corrosion rate ≥ 0.1 mm/year was found to be 67%, the specificity 83%, and the overall agreement 76% (Fisher's exact test, p = 0.032). It was shown that one third of wells with an unacceptable corrosion rate were not detected by the iron content criterion. This quantitatively substantiates the impossibility of basing a regulation on a single operational indicator. A monitoring regulation with a differentiated control frequency for each method was developed and a criterion for inhibitor protection efficiency was substantiated, based on a final corrosion rate of no more than 0.1–0.15 mm/year.

Keywords: corrosion monitoring; gravimetric method; coupon specimen; electromagnetic defectoscopy; corrosion rate; monitoring regulation; diagnostic performance.