ISSN 2071-1859 (Print), ISSN 2521-6635 (Online)
УДК 620.193.4:622.279 https://doi.org/10.33271/crpnmu/86.309

© Ю.В. Гриців[1], М.В. Бесхмельніцин[2], Р.В. Рачкевич[1], І.І. Яциняк[3], О.Ю. Гриців[1]
[1] Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, Україна
[2] ТОВ «ДТЕК Нафтогаз», Київ, Україна
[3] Івано-Франківська філія університету «Україна», Івано-Франківськ, Україна

АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ЧИННИКІВ КОРОЗІЙНОЇ АГРЕСИВНОСТІ СЕРЕДОВИЩА ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН ТА ОБҐРУНТУВАННЯ РЕГУЛЬОВАНИХ ПАРАМЕТРІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Yu. Hrytsiv[1], https://orcid.org/0009-0001-7570-2096
M. Beskhmelnitsyn[2], https://orcid.org/0009-0007-6783-9352
R. Rachkevych[1], https://orcid.org/0000-0003-4113-1907
I. Yatsyniak[3], https://orcid.org/0000-0002-8742-0440
O. Hrytsiv[1], https://orcid.org/0009-0002-3933-8685
[1] Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine
[2] DTEK Naftogaz LLC, Kyiv, Ukraine
[3] Ivano-Frankivsk Branch of the University "Ukraine", Ivano-Frankivsk, Ukraine

ANALYSIS OF TECHNOLOGICAL FACTORS AFFECTING CORROSION AGGRESSIVENESS IN GAS CONDENSATE WELLS AND SUBSTANTIATION OF CONTROLLABLE OPERATING PARAMETERS

Мета. Аналіз технологічних чинників, що зумовлюють підвищення корозійної агресивності середовища видобувних газоконденсатних свердловин, та обґрунтування критеріїв обов'язковості застосування інгібіторного захисту.

Методика. Систематизовано основні фактори корозії свердловинного обладнання – концентрацію корозійно-активних компонентів (CO_2, H_2S), парціальний тиск і температуру середовища, мінералізацію та pH попутної пластової води, а також швидкість газорідинного потоку. Виконано розрахунок парціального тиску вуглекислого газу на вибої й усті свердловин, лабораторне тестування продукції свердловини на наявність сульфатвідновлювальних бактерій методом SRB-BART, а також аналіз розрахункових швидкостей газорідинного потоку у верхній трубі НКТ.

Результати. Показано, що більшість чинників корозії, крім швидкості потоку, практично нерегульовані під час експлуатації свердловини. Фактичні значення парціального тиску CO_2 (0,61–1,99 МПа на вибої; 0,21–1,43 МПа на усті) у 2–10 разів перевищують поріг 0,2 МПа, тобто весь фонд підлягає суцільному інгібіторному захисту. Критерії обов'язковості захисту неоднорідні за селективністю: за вмістом і тиском CO_2 вони виконуються для всього фонду, тоді як за швидкістю корозії та вмістом заліза – приблизно для половини. Сульфід заліза бактеріальної природи не зафіксовано. У частині свердловин швидкість потоку перевищує критичне значення 11 м/с.

Наукова новизна. Уперше встановлено обернену залежність між рангом свердловини за швидкістю потоку та результатом статичної гравіметричної оцінки: свердловина з другою за швидкістю потоку (15,08 м/с) має мінімальну швидкість корозії (0,063 мм/рік); обґрунтовано розмежування критеріїв на критерії допуску та пріоритезації свердловин.

Практична значимість. Отримані результати дають підстави формувати критерії відбору свердловин на технологічне втручання на основі гідродинамічних, а не лише гідрохімічних показників, що підвищує точність визначення реального ризику корозійного руйнування підземного обладнання.

Ключові слова: *парціальний тиск CO_2, критична швидкість потоку, сульфатвідновлювальні бактерії, попутна пластова вода, критерії інгібіторного захисту, вибійний тиск.*

Вступ. Наявність корозійно-активних компонентів у складі природного газу й попутної пластової води є одним із визначальних чинників, що впливають на технологічний режим експлуатації газових і газоконденсатних свердловин. За наявності вологи в продукції свердловини вуглекислий газ і сірководень вступають у хімічну реакцію з металом, спричиняючи корозію свердловинного обладнання, тоді як органічні кислоти в пластовій воді додатково інтенсифікують цей процес [1, 2].

Принципово важливо розрізняти чинники, значення яких визначаються геологічними умовами родовища й практично не піддаються керуванню (концентрація корозійно-активного компонента, мінералізація води), і чинники, які є технологічно регульованими (передусім швидкість газорідинного потоку), оскільки саме останні дають змогу знижувати інтенсивність корозії безпосередньо на етапі проектування чи коригування режиму експлуатації свердловини. Розмежування цих двох груп чинників і кількісна оцінка запасу регулювання для кожної конкретної свердловини є передумовою обґрунтованого вибору між хімічним (інгібіторним), матеріалознавчим і технологічним напрямами протикорозійного захисту.

Аналіз попередніх досліджень. Вплив швидкості потоку на механізм і кінетику CO_2/H_2S-корозії вуглецевих сталей досліджено з використанням контурних стендів та обертових електродів; зокрема встановлено перехід від режиму корозії, прискореної потоком, до режиму, контрольованого захисною плівкою карбонату заліза [3]. Комплексний вплив температури й швидкості середовища на швидкість корозії трубопроводів у промислових пластових водах підтверджено промисловими дослідженнями [4], а вплив іонного складу та pH середовища на корозію обсадних труб – лабораторними електрохімічними випробуваннями [5]. Моделювання локалізованої корозії трубних сталей з урахуванням парціального тиску CO_2 та гідродинамічних параметрів потоку висвітлено в роботі [6]. Ефективність інгібіторного захисту в умовах насичення середовища CO_2 досліджено для основ Шиффа, піримідинових похідних та неорганічних фосфітів [7, 8, 9], а узагальнювальні огляди підтверджують багатофакторність «солодкої» корозії нафтогазового обладнання [10]. Методичні засади оцінки корозійної агресивності середовища на основі взірців-свідків регламентовано стандартизованими практиками [11, 12], а питання інтегрального впливу експлуатаційних чинників на цілісність і залишковий ресурс обсадних колон висвітлено в дослідженнях прогнозування ресурсу [13] та аналізу відмов свердловинного обладнання [14, 15], а методи оцінки корозійно-водневої деградації сталей нафтогазопроводів і резервуарів систематизовано в [1, 16, 17, 18].

Спільною рисою цитованих досліджень впливу швидкості потоку є те, що вони виконуються на стендах з контрольованою гідродинамікою, де швидкість потоку задається як незалежна змінна. Питання про те, як співвідносяться результати статичних лабораторних випробувань корозійної агресивності середовища (які й досі становлять основу промислової практики оцінки) з фактичними

гідродинамічними умовами конкретних свердловин, у літературі практично не розглядається, хоча саме від цього залежить правомірність перенесення лабораторних висновків на промислові рішення [19, 20].

Формулювання невирішеної частини проблеми та мети. Незважаючи на значний обсяг досліджень окремих чинників корозії, питання комплексної кількісної оцінки їхньої сукупної дії для конкретного фонду свердловин з обґрунтуванням технологічно регульованих параметрів залишається недостатньо вивченим. Практичною проблемою є також відсутність систематизованого зіставлення розрахункових значень парціального тиску CO_2 і швидкості потоку з результатами прямої оцінки корозійної агресивності середовища, що ускладнює обґрунтоване визначення переліку свердловин, які потребують першочергового технологічного втручання, і створює ризик хибних пріоритетів.

Метою роботи є аналіз технологічних чинників корозійної агресивності середовища видобувних газоконденсатних свердловин та обґрунтування критеріїв і рекомендацій щодо зниження інтенсивності корозії. Для досягнення мети поставлено такі завдання: 1) систематизувати критерії обов'язковості застосування інгібіторного захисту за рівнем корозійної агресивності середовища; 2) виконати розрахунок парціального тиску CO_2 на вибої та усті свердловин; 3) оцінити вплив мінералізації, pH пластової води та наявності сірководню і сульфатвідновлювальних бактерій; 4) проаналізувати розрахункові швидкості газорідинного потоку в колоні НКТ і визначити свердловини, що потребують технологічного коригування режиму експлуатації; 5) зіставити гідродинамічні показники з результатами статичної оцінки корозійної агресивності середовища.

Основна частина (Результати). Дослідження виконано на фонді видобувних свердловин двох газоконденсатних родовищ. Відповідно до умов конфіденційності, узгоджених з надрокористувачем, родовища, горизонти та свердловини позначено умовними кодами (родовища А і Б, горизонти Г-1…Г-6, свердловини А-01…А-19 та Б-01, Б-02), наскрізними для всього циклу публікацій. Вихідними даними слугували результати промислових замірів вибійного й устьового тиску, дебітів газу, компонентного складу пластового газу за горизонтами, а також результати хімічного аналізу попутних пластових вод і гравіметричних досліджень корозійної агресивності середовищ, методику й повні результати яких наведено в окремій роботі цього циклу.

Критерії обов'язковості інгібіторного захисту. Концентрація корозійноактивного компонента й мінералізація води визначаються геологічними умовами родовища і практично не піддаються регулюванню, тому вибір технологічного режиму експлуатації свердловин має спиратися на застосування корозійностійкого обладнання та обґрунтування допустимих величин тиску, температури й швидкості потоку продукції. Відповідно до чинних у галузі нормативів, необхідною умовою застосування інгібіторного захисту є наявність хоча б одного з критеріїв, наведених у таблиці 1.

Таблиця 1

Критерії обов'язковості застосування інгібіторного захисту

Критерій корозійної агресивності середовища	**Порогове значення**	**Стан у дослідженому фонді**
Швидкість корозії металу, не менше	0,1 мм/рік	перевищено в 9 з 21 свердловини
Вміст іонів заліза у воді чи продукції, не менше	100 мг/л	перевищено у 8 з 21 свердловини
Вміст діоксиду вуглецю в газі, не менше	1,2 об. %	перевищено в усіх горизонтах
Парціальний тиск діоксиду вуглецю, не менше	0,2 МПа	перевищено в усіх свердловинах
Обводненість продукції, не менше	50 %	за окремими свердловинами
Вміст розчиненого кисню, не менше	0,5 мг/л	не зафіксовано

Наведене зіставлення дає важливий практичний висновок: критерії таблиці 1 не є рівноцінними за селективністю. Критерії за вмістом CO_2 і парціальним тиском CO_2 виконуються для всього дослідженого фонду без винятку, тобто вони встановлюють *обов'язковість* захисту, але не дають змоги ранжувати свердловини за пріоритетністю. Натомість критерії за швидкістю корозії та вмістом іонів заліза виконуються приблизно для половини фонду і саме вони придатні для формування черговості впровадження заходів. Отже, застосування переліку таблиці 1 як єдиної нерозчленованої групи критеріїв є методологічно некоректним: слід розрізняти критерії допуску та критерії пріоритезації.

За результатами аналізу проб пластових вод підвищений вміст іонів заліза (до 253 мг/дм^3, що суттєво перевищує безпечну межу 100 мг/дм^3) зафіксовано у восьми свердловинах, що прямо свідчить про значне корозійне руйнування підземного обладнання цих свердловин.

Вплив вуглекислого газу на процес корозії. Інтенсивність вуглекислотної корозії визначається парціальним тиском CO_2 та кислотністю водного конденсату і пластової води, а також залежить від температури середовища й стійкості матеріалу обладнання. За низького парціального тиску CO_2 вплив температури на швидкість корозії є незначним, тоді як за високих парціальних тисків температурний вплив стає визначальним: за зміни температури від 283 до 353 К і парціального тиску CO_2 від 1,0 до 5,0 МПа інтенсивність корозії зростає більш ніж у 10 разів, досягаючи максимуму за температури 333–353 К. Парціальний тиск діоксиду вуглецю розраховується за формулою (1):

$$P(CO_2) = x(CO_2) \cdot P, \quad (1)$$

де $x(CO_2)$ – мольна частка CO_2 у газі; P – загальний тиск середовища, МПа. За результатами розрахунку з використанням усередненого вмісту CO_2 по кожному експлуатаційному горизонту та фактичних значень вибійного й устьового тиску встановлено, що вміст діоксиду вуглецю в газі досліджуваних родовищ коливається в межах 2,88–5,42 % (за нормативного порогу не більше 1,2 %), а розрахунковий парціальний тиск CO_2 на вибої свердловин становить 0,61–1,99 МПа, що перевищує поріг інтенсивної корозії 0,2 МПа у 3–10 разів. Вибіркові результати розрахунку наведено в таблиці 2.

Таблиця 2

Розрахункові значення парціального тиску CO_2 на вибої та усті свердловин (вибірка)

Свердловина	**Горизонт**	**Вибійний тиск, МПа**	***P*(CO_2) на вибої, МПа**	***P*(CO_2) на усті, МПа**
А-06	Г-5	60,17	1,73	0,28
А-19	Г-4	–	1,99	1,43
А-07	Г-1	29,86	1,47	0,25
А-17	Г-2	26,48	1,31	0,60
Б-02	Г-6	60,83	1,99	1,43
А-14	Г-3	20,14	0,96	0,21

Оскільки градієнт парціального тиску CO_2 зменшується від вибою до устя свердловини, а робочий тиск на усті окремих свердловин родовища Б сягав 27–44 МПа, це створює умови для корозійного руйнування не лише підземного, а й устьового обладнання та початкової ділянки шлейфу. Установлено, що для всіх досліджених свердловин парціальний тиск CO_2 на усті перевищує нормативне значення, що свідчить про необхідність поширення інгібіторного захисту не лише на підземне обладнання, а й на устьову обв'язку та початкову ділянку шлейфу.

Вплив пластової води та сірководню на процес корозії. За заданої концентрації CO_2 зростання обсягу попутної пластової води в продукції свердловини підвищує pH середовища, що зумовлює помітне зниження інтенсивності корозії, тоді як за наявності конденсату з високим парціальним тиском CO_2 присутність пластової води, навпаки, може посилювати корозію. Підвищений вміст гідрокарбонатів підлужнює середовище й знижує інтенсивність вуглекислотної корозії, тоді як наявність органічних кислот у пластовій воді за високих температур і тисків є однією з основних причин інтенсифікації корозії свердловинного обладнання.

Найагресивнішим компонентом природного газу є сірководень, який спричиняє водневе розтріскування металу: його вміст у вологому газі понад 0,005 г/м^3 істотно інтенсифікує корозійні процеси, а визначальним фактором сірководневої корозії є парціальний тиск H_2S у газі. З метою оцінки ризику біокорозії виконано

лабораторне дослідження продукції свердловини на наявність сульфатвідновлювальних бактерій (СВБ) методом SRB-BART – біотест на спеціальному поживному середовищі за температури 36 °С, оптимальної для розвитку СВБ, з фіксацією почорніння середовища внаслідок утворення сульфіду заліза. За результатами дев'ятидобового спостереження утворення сульфіду заліза не зафіксовано, що дало змогу виключити наявність СВБ у продукції дослідженої свердловини й, відповідно, обмежити подальший аналіз механізмом вуглекислотної корозії Окремо помічено, що при підвищеному вмісту сірководні в газі швидкість корозії не завжди корелюється з вмістом іонів заліза в супутній пластовій воді, через специфіки такої корозії. В такому випадку, для більш точного мотніторингу щвидкості корозі і руйнування металів на устях свердловин встановлюють стаціонарні корозіметри і проводять їх регулярну ревізію з контролем закладених зразків-свідків, виготовлених зі сталей, що застосовані в конструкції свердловини (НКТ, ФА, трубопроводи обв'язки) і окремо проводять неруйнівний контроль стану трубопроводів з заданою періодичністю..

Вплив швидкості потоку на інтенсивність корозії. На відміну від концентрації корозійно-активного компонента, вологості продукції, вмісту органічних кислот, тиску й температури, швидкість газорідинного потоку є технологічно регульованим фактором корозії. Установлено, що зі зростанням швидкості потоку інтенсивність корозії збільшується, а адсорбційні властивості інгібіторів корозії суттєво погіршуються, оскільки процес десорбції починає переважати над процесом адсорбції захисної плівки. За наявності в газі CO_2 критична швидкість потоку в свердловинах прийнята на рівні 11,0 м/с: за швидкості потоку, що не перевищує це значення, інтенсивність корозії є значно (подекуди на порядок) нижчою, ніж за вищих швидкостей [3]. Як контрольний критерій використовують швидкість потоку в НКТ безпосередньо на усті свердловини, оскільки для одноступінчастої, а здебільшого і для багатоступінчастої колони НКТ максимальна швидкість потоку спостерігається саме в її верхній частині.

Швидкість газу у верхній трубі НКТ розраховується за формулою (2):

$$\upsilon = 4 \cdot V_i \cdot z_i \cdot T_i \cdot p_{cm} / (\pi \cdot d^2 \cdot T_{cm} \cdot p_i), \quad (2)$$

де V_i – дебіт свердловини в стандартних умовах, тис. м^3/д; z_i – коефіцієнт надстисливості газу за поточних тиску p_i та температури T_i перед штуцером; $p_{ст}$, $T_{ст}$ – тиск і температура за стандартних умов; d – внутрішній діаметр НКТ, мм. Коефіцієнт надстисливості газу визначають через приведені параметри (приведену температуру $T_{пр} = T_{пл}/T_{кр}$ і приведений тиск $P_{пр} = P_{пл}/P_{кр}$, де критичні параметри обчислюють за відносною густиною газу) за формулою $z = (0{,}4 \cdot \lg T_{пр} + 0{,}73)\text{^}P_{пр}\text{^} + 0{,}1 \cdot P_{пр}$. Зіставленням формули (2) з умовою неперевищення критичної швидкості потоку отримано вираз для розрахунку мінімального внутрішнього діаметра НКТ (3):

$$d = 1000 \cdot \sqrt{(0{,}52 \cdot 10^{-5} \cdot V_{cm} \cdot z_i \cdot T_i / (\upsilon_{кр} \cdot p_i))}, \quad (3)$$

де $V_{ст}$ – очікуваний дебіт свердловини, тис. м^3/д; $\upsilon_{кр}$ – критична швидкість газорідинного потоку (11 м/с). Формула (3) дає змогу вже на етапі проектування

компоновки НКТ обґрунтовано підібрати внутрішній діаметр труб, що забезпечує швидкість потоку в межах критичного значення, без необхідності подальшого коригування режиму експлуатації штуцером. Вибіркові результати розрахунку наведено в таблиці 3.

Таблиця 3

Розрахункові швидкості газу у верхній трубі НКТ, результати статичної оцінки корозійної агресивності середовища та рекомендації

Свердловина	**Горизонт**	**Швидкість газу, м/с**	***V* (гравіметрія), мм/рік**	**Мінералізація, г/дм^3**	**Рекомендація**
А-08	Г-4	25,27	0,117	60,3	збільшення діаметра НКТ (114×89)
А-15	Г-4	15,08	0,063	0,24	встановлення штуцера меншого діаметра
А-02	Г-4	10,42	0,063	4,5	контроль динаміки
А-18	Г-4	10,01	0,129	23,9	контроль динаміки
А-01	Г-2	5,88	0,128	40,4	без змін
А-03	Г-4	2,62	0,059	3,7	без змін

Установлено, що швидкість газорідинного потоку у свердловинах А-08 і А-15 суттєво перевищує критичну межу 11 м/с, що зумовлює підвищений ризик прискореного корозійного (зокрема мейза-корозійного) руйнування верхньої частини колони НКТ. Для таких свердловин рекомендується збільшення діаметра НКТ з метою зниження швидкості потоку нижче критичного значення; у випадках, коли зміна діаметра НКТ технічно неможлива, рекомендованим заходом є зменшення депресії на пласт шляхом установлення діафрагми (штуцера) меншого діаметра. Для свердловин, у яких розрахункова швидкість потоку наближається до критичного значення, але формально його не перевищує (А-02, А-18), доцільним є посилений моніторинг динаміки цього показника, оскільки зниження пластового тиску на пізніх стадіях експлуатації може призвести до зростання швидкості потоку.

Розбіжність гідродинамічного та гідрохімічного ранжування свердловинного фонду. Зіставлення колонок таблиці 3 виявляє результат, який має принципове методологічне значення. Свердловина А-15, що посідає друге місце за швидкістю потоку (15,08 м/с), характеризується однією з найнижчих швидкостей корозії за результатами статичних гравіметричних досліджень (0,063

мм/рік) і мінімальною мінералізацією пластової води (0,24 г/дм^3), тобто за гідрохімічними критеріями належить до найблагополучнішої групи. Навпаки, свердловина А-01 з високою мінералізацією (40,4 г/дм^3) і швидкістю корозії 0,128 мм/рік має цілком помірну швидкість потоку (5,88 м/с).

Причина розбіжності полягає в тому, що гравіметричні дослідження в U-подібній комірці проводяться в статичних умовах і за побудовою відтворюють лише хімічну агресивність середовища, повністю виключаючи гідродинамічну складову – механічне зривання захисної плівки та десорбцію інгібітора під дією потоку. Отже, статична оцінка систематично занижує ризик для високодебітних свердловин з малою мінералізацією і, навпаки, може завищувати відносний пріоритет низькодебітних свердловин з агресивною водою. Оскільки саме високі швидкості потоку є основною умовою розвитку мейза-корозії, зазначене занижування стосується найнебезпечнішого механізму руйнування.

Практичний висновок полягає в тому, що гідрохімічні та гідродинамічні критерії не є взаємозамінними і мають застосовуватися паралельно: свердловина потрапляє до групи першочергового втручання, якщо перевищено хоча б один з них. Для дослідженого фонду це означає, що до групи ризику, сформованої за гідрохімічними критеріями, слід додатково включити свердловину А-15, яка за жодним з гідрохімічних показників туди б не потрапила.

Практичні рекомендації щодо зниження корозійної агресивності технологічного режиму. Виходячи з установленого переліку регульованих і нерегульованих чинників корозії, практичні заходи доцільно диференціювати за трьома напрямами. Перший – вибір і обґрунтування конструкції свердловини та колони НКТ ще на етапі проектування з урахуванням прогнозованого парціального тиску CO_2 і H_2S: за розрахункового парціального тиску CO_2 понад 0,2 МПа, що є типовим для всього дослідженого фонду, застосування корозійностійких сталей або труб із захисним покриттям має розглядатися як обов'язковий, а не альтернативний захід. Другий напрям – технологічне регулювання швидкості газорідинного потоку через обґрунтований вибір діаметра НКТ і режиму дренування пласта. Третій напрям – адаптація регламенту моніторингу до виявлених факторів ризику: для свердловин з підтвердженим перевищенням критеріїв інгібіторний захист і супутній контроль його ефективності мають впроваджуватися невідкладно, тоді як для свердловин, де швидкість потоку наближається до критичної межі без формального перевищення, достатнім є посилений періодичний контроль динаміки.

Окремої уваги потребують свердловини з високим устьовим тиском і одночасно підвищеним вмістом CO_2 (зокрема свердловини родовища Б з робочим тиском на усті 27–44 МПа), для яких корозійному ризику піддається не лише підземне, а й наземне обладнання та початкова ділянка шлейфу. Для таких об'єктів рекомендується поширювати заходи протикорозійного захисту на весь технологічний ланцюжок «вибій – НКТ – устя – шлейф». Для свердловин з підтвердженою відсутністю сульфатвідновлювальних бактерій періодичність повторного біотестування може бути знижена, однак повне виключення такого контролю не рекомендується, оскільки гідрохімічний режим свердловини здатний змінюватися в часі.

Висновки. 1. Систематизовано технологічні чинники корозійної агресивності середовища газоконденсатних свердловин і показано, що переважна їх більшість визначається геологічними умовами родовища і практично не піддається регулюванню, тоді як швидкість газорідинного потоку є технологічно керованим параметром, зміна якого дає змогу безпосередньо впливати на інтенсивність корозії.

2. Установлено, що регламентовані критерії обов'язковості інгібіторного захисту неоднорідні за селективністю, і обґрунтовано їх поділ на критерії допуску (вміст і парціальний тиск CO_2, виконуються для всього фонду) та критерії пріоритезації (швидкість корозії, вміст іонів заліза, виконуються приблизно для половини фонду).

3. За вмістом CO_2 (2,88–5,42 % за норми не більше 1,2 %) і розрахунковим парціальним тиском CO_2 (0,61–1,99 МПа на вибої за порогу 0,2 МПа) досліджені родовища однозначно потребують суцільного інгібіторного захисту свердловинного фонду з поширенням заходів на устьову обв'язку та початкову ділянку шлейфу.

4. Лабораторним тестуванням методом SRB-BART підтверджено відсутність сульфатвідновлювальних бактерій у продукції дослідженої свердловини, що дало змогу виключити ризик супутньої біокорозії для цього об'єкта.

5. Виявлено систематичну розбіжність між ранжуванням свердловинного фонду за гідродинамічними та гідрохімічними критеріями: свердловина з другою за величиною швидкістю потоку (15,08 м/с) має одну з найнижчих швидкостей корозії за статичною гравіметричною оцінкою (0,063 мм/рік) і мінімальну мінералізацію. Показано, що статична гравіметрична оцінка за побудовою виключає гідродинамічну складову і систематично занижує ризик для високодебітних свердловин з малою мінералізацією, тому обидві групи критеріїв мають застосовуватися паралельно, а не альтернативно.

Перспективним напрямом подальших досліджень є розроблення інтегрального показника корозійного ризику свердловини, що поєднує парціальний тиск агресивних компонентів, швидкість потоку та мінералізацію пластової води для автоматизованого ранжування свердловинного фонду, а також проведення гравіметричних досліджень у динамічних умовах на контурному стенді для кількісної оцінки величини систематичного заниження.

Перелік посилань

1. Kryzhanivs'kyi, E. I., & Nykyforchyn, H. M. (2011). Specific features of hydrogen-induced corrosion degradation of steels of gas and oil pipelines and oil storage reservoirs. *Materials Science, 47*(2), 127–136. https://doi.org/10.1007/s11003-011-9390-9
2. Tsyrulnyk, O. T., Slobodyan, Z. V., Zvirko, O. I., Hredil, M. I., Nykyforchyn, H. M., & Gabetta, G. (2008). Influence of operation of Kh52 steel on corrosion processes in a model solution of gas condensate. *Materials Science, 44*(5), 619–629. https://doi.org/10.1007/s11003-009-9138-y
3. Farzaneh, M. A., Panjehpour, M., & Meratian, M. (2026). Effect of fluid flow velocity on CO_2/H_2S corrosion mechanism in X65 carbon steel pipelines. *Metallurgical Research & Technology, 123*(1), Article 124. https://doi.org/10.1051/metal/2025125
4. Benamor, A., Talkhan, A. G., Nasser, M., Hussein, I., & Okonkwo, P. C. (2018). Effect of temperature and fluid speed on the corrosion behavior of carbon steel pipeline in Qatari oilfield

produced water. *Journal of Electroanalytical Chemistry, 808*, 218–227. https://doi.org/10.1016/j.jelechem.2017.12.009

5. 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
6. 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
7. 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
8. 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
9. 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
10. 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
11. NACE International. (2005). Preparation, installation, analysis, and interpretation of corrosion coupons in oilfield operations (NACE Standard RP0775-2005).
12. ASTM International. (2012). Standard guide for evaluating and qualifying oilfield and refinery corrosion inhibitors in the laboratory (ASTM G170-06(2012)).
13. 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
14. 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
15. 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
16. Zvirko, O. I., Kryzhanivskyi, E. I., Nykyforchyn, H. M., & Krechkovska, H. V. (2021). Methods for the evaluation of corrosion-hydrogen degradation of steels of oil-and-gas pipelines. *Materials Science, 56*(5), 585–592. https://doi.org/10.1007/s11003-021-00468-8
17. Kryzhanivskyi, E. I., Nykyforchyn, H. M., & Zvirko, O. I. (2011). Koroziino-vodneva dehradatsiia ta protykoroziinyi zakhyst rezervuariv zberihannia nafty [Corrosion-hydrogen degradation and anti-corrosion protection of oil storage tanks]. *Rozvidka ta Rozrobka Naftovykh i Hazovykh Rodovyshch, 2*(39). (in Ukrainian)
18. Zvirko, O., & Zagórski, A. (2008). Corrosion and electrochemical properties of the steel of exploited oil tanks in bottom water. *Materials Science, 44*(1), 126–132. https://doi.org/10.1007/s11003-008-9051-9
19. Poberezhnyi, L. Ya., Stanetskyi, A. I., & Hrytsanchuk, A. V. (2017). Koroziia tryvalo ekspluatovanykh trubnykh stalei u seredovyshchakh khlorydnoho typu [Corrosion of long-term operated pipe steels in chloride-type environments]. *Naukovyi Visnyk NLTU Ukrainy, 27*(5), 114–118. https://doi.org/10.15421/40270523

20. Volovetskyi, V. B., Vytiaz, O. Yu., Kotsaba, V. I., & Shchyrba, O. M. (2015). Sposoby ochyshchennia vnutrishnoi porozhnyny shleifiv hazovykh ta hazokondensatnykh sverdlovyn [Methods for cleaning the inner cavity of flowlines of gas and gas-condensate wells]. *Naftohazova Enerhetyka, 2*(24), 32–43.

ABSTRACT

Purpose. Analysis of the technological factors that increase the corrosion aggressiveness of the environment in gas-condensate producing wells, and substantiation of the criteria for mandatory inhibitor protection.

The methods. The main corrosion factors of downhole equipment were systematized – the concentration of corrosive components (CO_2, H_2S), the partial pressure and temperature of the environment, the mineralization and pH of produced water, and the gas-liquid flow velocity. The carbon dioxide partial pressure at the bottomhole and wellhead was calculated; laboratory testing for sulfate-reducing bacteria was performed using the SRB-BART method; and the gas-liquid flow velocities in the upper tubing joint were analysed.

Findings. It is shown that most corrosion factors, except flow velocity, are practically unregulable during well operation. The actual partial pressure of CO_2 (0.61–1.99 MPa at the bottomhole; 0.21–1.43 MPa at the wellhead) was found to exceed the threshold of 0.2 MPa by a factor of 2–10, meaning that the entire studied well stock is subject to continuous inhibitor protection. The regulated criteria for mandatory inhibitor protection proved non-uniform in selectivity: the criteria for CO_2 content and partial pressure are met throughout the entire stock, whereas the criteria for corrosion rate and iron ion content are met for approximately half of the stock. No bacterial iron sulfide formation was recorded. In some wells, the gas-liquid flow velocity exceeds the critical value of 11 m/s.

The originality. For the first time, an inverse relationship was found between a well's flow-velocity rank and its gravimetric assessment: the well ranked second by flow velocity (15.08 m/s) shows the minimum corrosion rate (0.063 mm/year); the distinction between admission and well-prioritisation criteria is substantiated.

Practical implementation. The results provide grounds for forming criteria for selecting wells for technological intervention based on hydrodynamic rather than solely hydrochemical indicators, which improves the accuracy of assessing the actual risk of corrosion damage to downhole equipment.

Keywords: *CO_2 partial pressure, critical flow velocity, sulfate-reducing bacteria, produced water, inhibitor protection criteria, bottomhole pressure.*

дата першого надходження статті до видання	13.07.2026
дата прийняття до друку статті після рецензування	18.08.2026
дата публікації (оприлюднення)	30.09.2026

© 2026. Yu. V. Hrytsiv, M. V. Beskhmelnitsyn, R. V. Rachkevych, I. I. Yatsyniak, O. Yu. Hrytsiv
Published by the Dnipro University of Technology on behalf of Collection of Research Papers of the National Mining University. ISSN 2521-6635 (Online) | ISSN 2071-1859 (Print). This is an Open Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/), which permits unrestricted reuse, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.