

УДК 620.193:661.96

МЕТОДИКА ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ГАЗОПОДІБНОГО ВОДНЮ НА КОРОЗІЮ ТА НАВОДНЮВАННЯ СТАЛЕЙ

О. І. ЗВІРКО, М. І. ГРЕДІЛЬ, О. Т. ЦИРУЛЬНИК,
О. І. ВЕНГРИНЮК, Г. М. НИКИФОРЧИН

Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України, Львів

Розроблено лабораторну методику дослідження впливу газоподібного водню на інтенсивність електрохімічних процесів на трубних сталях за дії модельного для внутрішньої поверхні газопроводу конденсованого середовища. Вона полягає у вимірюванні електрохімічних показників сталі за барботування газоподібного водню та моделює експлуатаційні умови насичення ним тонкого шару конденсату на внутрішній поверхні трубопроводу. На прикладі трубної сталі API 5L X70 встановлено суттєвий вплив водню за таких умов на її електрохімічну поведінку. Зроблено висновок, що насичення модельного середовища газоподібним воднем істотно пришвидшує корозію сталі та інтенсифікує її наводнювання.

Ключові слова: *трубна сталь, водень, електрохімічні показники, корозійна тривалість.*

A laboratory method has been developed to investigate the molecular hydrogen effect on the intensity of electrochemical processes on pipe steels under the action of a model environment simulating condensate at the pipe inner surface. It is based on the measurement of electrochemical parameters of steel under conditions of gaseous hydrogen bubbling and simulates operational conditions when hydrogen saturates a thin layer of condensate inside the pipe. On the example of API 5L X70 pipe steel significant effect of hydrogen under such conditions on its electrochemical behaviour is established. It is concluded that the saturation of the model environment with hydrogen significantly accelerates corrosion of steel and its hydrogenation.

Keywords: *pipe steel, hydrogen, electrochemical indicators, corrosion resistance.*

Вступ. Важливим технічним аспектом використання водню як енергетичного ресурсу є його транспортування трубопроводами від місць добування до місць використання [1–4]. Зокрема, країни Європейського Союзу зацікавлені у налагодженні масштабного промислового виробництва водню в Україні та використанні існуючої газотранспортної мережі для його транспортування до країн Західної та Центральної Європи [5]. Крім того, вважають перспективним використання суміші природного газу з воднем у локальних газорозподільних мережах [6, 7]. Однак це вимагає вирішення низки науково-технічних проблем, пов'язаних із безпекою експлуатації газопроводів під час транспортування ними водню через його негативний вплив на механічні характеристики конструкційних сталей [8]. Інтенсивність його впливу залежить від ступеня наводнювання сталі з боку внутрішньої поверхні трубопроводу, яке може відбуватися за різними механізмами. Один із них полягає у виділенні водню під час електрохімічної (ЕХ) корозії у прошарку конденсованої вологи, присутньої в транспортованому газі [9]. Тому постає питання про можливий вплив газоподібного водню на інтенсивність корозії та наводнювання сталі за таким механізмом. З іншого боку, зважаючи на знач-

ний термін експлуатації діючих трубопроводів, на взаємодію водню зі сталями може впливати їх старіння [10]. Нижче запропоновано експериментальну методику, яка ґрунтується на вимірюванні ЕХ відгуку системи сталь–середовище за насичення водного середовища газоподібним воднем з подальшим аналізом корозійних процесів та наводнювання сталі, та показано її застосування на прикладі трубної сталі API 5L X70 у вихідному та експлуатованому станах.

Методики, результати експериментальних досліджень та їх аналіз. Раніше показано [9], що трубна сталь у розчині, який моделює водний конденсат всередині газопроводу, кородує з виділенням водню. За реальних умов експлуатації це тонка плівка рідини, яка конденсується на всьому периметрі труби, здебільшого у верхній її частині [11, 12], однак на дні можуть накопичуватись більші об'єми конденсату. За транспортування трубопроводом водню (чи його суміші з природним газом) він насичуватиме плівку конденсату, що може впливати на інтенсивність ЕХ корозії; якщо ж вона відбувається з водневою деполаризацією, то й на інтенсивність наводнювання сталі. Стадійність ЕХ процесу виділення водню (розряд, ЕХ десорбція чи рекомбінація) залежить від системи метал–середовище та відбувається по-різному. Насичення водного середовища газоподібним воднем може істотно впливати на стадії десорбції та рекомбінації.

Для експериментального оцінювання впливу розчиненого у водному середовищі газоподібного водню на корозію та наводнювання сталі розробили ЕХ схему та відповідну ЕХ комірку (рис. 1) з можливістю електролізу води з виділенням газоподібного водню. Комірка, крім сталевого зразка (робочий електрод 1), містить хлоридсрібний електрод порівняння (3) і платиновий допоміжний (2), які під'єднані до потенціостата 5. Додатково в ній розміщені два платинові електроди, один з яких (катод 2') безпосередньо під робочим електродом, а інший (анод 4) – якнайдалі від нього. Вони під'єднані до стабілізованого джерела живлення постійного струму 6, щоб катодно поляризувати електрод 2' і цим забезпечити відновлення молекул води з виділенням молекулярного водню за реакцією [13]



Так моделювали насичення воднем водного середовища навколо робочого сталевого електрода, що може впливати на ЕХ процеси на його поверхні.

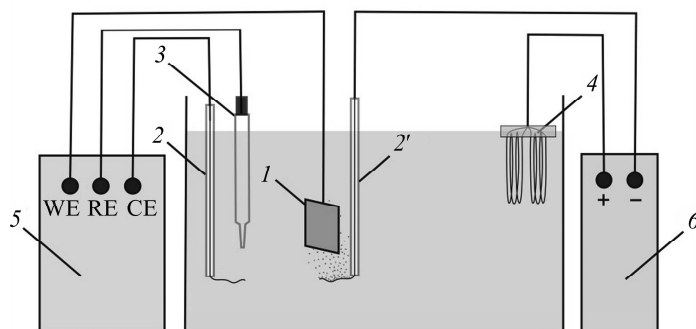


Рис. 1. Схема ЕХ комірки: 1 – робочий електрод (WE); 2 – допоміжний (Pt) електрод (CE); 2' – катод (Pt); 3 – електрод порівняння (Ag|AgCl, RE); 4 – анод (Pt); 5 – потенціостат; 6 – джерело стабілізованого живлення.

Fig. 1. Scheme of the electrochemical cell: 1 – working electrode (WE); 2 – counter electrode (Pt) (CE); 2' – cathode (Pt); 3 – reference electrode (Ag|AgCl, RE); 4 – anode (Pt); 5 – potentiostat; 6 – power supply.

Досліджували систему газопровідна сталь API 5L X70–модельний розчин водного конденсату (модельний розчин) складу, g/l: 14,44 Na⁺; 25,4 Cl⁻; 0,129 K⁺; 0,005 SO₄²⁻; 0,0025 Li⁺; 0,6 Ca²⁺; 0,522 HCO₃⁻; 0,518 Mg²⁺; 0,14 Ba²⁺; 0,005 NO₃⁻; 0,389 Sr²⁺; 0,0036 F⁻; 0,0003 Fe²⁺; 0,1 Br⁻; 0,0005 Mn²⁺; 0,021 I⁻; 0,001 Al³⁺; 0,005 PO₄³⁻; 0,052 NH₄⁺; 0,018 SiO₂²⁻; лужність – 0,455 [9]. Зразки виготовляли з труб у стані постачання (вихідний стан) та після 37 років експлуатації. Хімічний склад сталі X70 у вихідному та експлуатованому станах (wt%): 0,12 C; 0,34 Si; 1,62 Mn, 0,004 S, залишок Fe та 0,11 C; 0,26 Si; 1,42 Mn, 0,004 S, залишок Fe, відповідно. Сталі мали феритно-перлітну структуру, характерну для цього класу сталей. Підготовлений зразок 1 (рис. 1) поміщали в ЕХ комірку з корозивним середовищем у безпосередній близькості до платинового катода 2' так, щоб водень, який виділяється, омивав поверхню зразка. Його робоча поверхня – бокова, площею ~ 1 см², решту зразка покривали ізоляційним покриттям. Вертикальне розміщення досліджуваної поверхні забезпечувало її рівномірне обтікання газоподібним воднем і, водночас, імітувало аналогічний напрям потоку водню стосовно внутрішньої стінки труби. Робочу поверхню зразка шліфували до фінальної зернистості 1500 і промивали спиртом та дистильованою водою.

ЕХ дослідження реалізували, згідно з відомими методиками [14, 15], на потенціостаті Bio Logic SP-300 із програмним забезпеченням EC-Lab, дотримуючись певних процедур. Відомо, що плівки, які формуються на поверхні металу, можуть істотно впливати на кінетику ЕХ процесів, при цьому саме такі особливості зумовлюють значний розкид експериментальних результатів. З іншого боку, ЕХ процес із виділенням водню супроводжується відновленням поверхневих плівок [16]. Для кращої відтворюваності експериментів зразок попередньо катодно поляризували в дистильованій воді впродовж 15 min в області активного виділення водню для відновлення поверхневих плівок, які могли сформуватися під час його підготовки. Після цього його анодно активували за потенціалу, зафіксованому в початковий момент контакту зразка з водою, тоді воду зливали і заповнювали комірку робочим середовищем. Використовували три зразки на кожний замір, отримані результати усереднювали. За показник, який характеризує ЕХ поведінку сталі (корозійну тривкість), використали поляризаційний опір R_p робочого електрода. Його визначали методом лінійної поляризації – робочий електрод поляризували в околі стаціонарного потенціалу в межах ± 20 mV зі швидкістю його розгортки 1 mV/s. За таких умов залежність густини струму від потенціалу близька до лінійної. Поляризаційний опір розраховували як відношення зміни потенціалу до приросту густини струму в цих межах: $R_p = \Delta E / \Delta i$.

Поляризаційний опір R_p сталі визначали після встановлення стаціонарного потенціалу (через ~ 90 min після занурення зразка в розчин), під час барботування водню (три заміри за різної інтенсивності процесу після певної стабілізації потенціалу на кожному етапі) та після його припинення (через 15 та 90 min). На електроди подавали напругу, яка генерувала стабілізовану густину струму на катоді $i = 14,3$; 57,1 та 142,9 mA/cm² і, відповідно, забезпечувала різну інтенсивність барботування.

Зміна поляризаційного опору сталі API 5L X70 у вихідному та експлуатованому станах під час експериментів відображена на рис. 2. Слід відмітити, що сталь у вихідному стані володіє вищою корозійною тривкістю за всіх досліджених умов порівняно зі сталлю після тривалої експлуатації: її R_p вищий на усіх етапах експерименту. Зокрема, R_p сталі після встановлення стаціонарного потенціалу становить 0,89 та 0,71 kΩ·cm² для вихідного та експлуатованого станів, відповідно.

Барботування воднем корозивного середовища в околі робочого електрода спричинило зниження R_p сталі практично втричі за найвищої інтенсивності його виділення. Після вимкнення барботування R_p сталі у вихідному стані швидко повернувся до високого значення, що становило $\sim 86\%$ від початкового. Відмінність в опорі корозії металу у різних станах (вихідному та експлуатованому) найменша за найвищої дослідженої інтенсивності виділення водню. Зазначимо, що рівень R_p експлуатованої сталі довго не відновлювався після припинення барботування і навіть через 90 min становив лише 65% від його початкового значення. Таким чином, під впливом газоподібного водню корозійна тривкість сталі в обох станах різко знижується, а його післядія значно сильніша для тривало експлуатованої сталі API 5L X70.

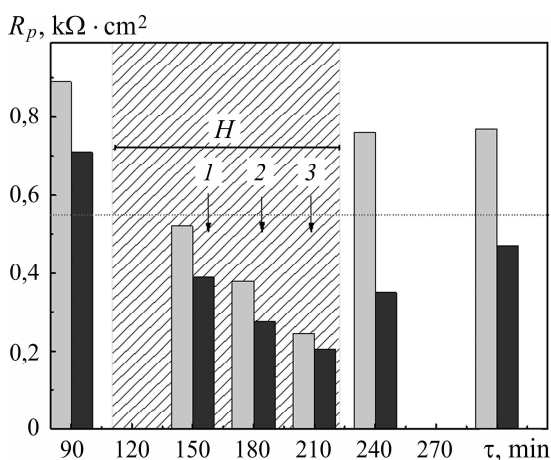
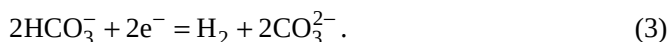
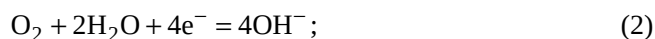


Рис. 2. Зміна R_p сталі API 5L X70 у вихідному стані (світлі стовпчики) та після експлуатації (темні) у модельному розчині за впливу газоподібного водню, генерованого за $i = 14,3 \text{ mA/cm}^2$ (1); $57,1 \text{ mA/cm}^2$ (2) та $142,9 \text{ mA/cm}^2$ (3). H – барботування водню; горизонтальна лінія – рівень R_p сталі у вихідному стані в перемішуваному середовищі без барботування водню.

Fig. 2. Change in R_p for API 5L X70 steel in the as-received state (light bars) and after operation (dark bars) in a model solution under the influence of gaseous hydrogen generated with the current density of 14.3 mA/cm^2 (1); 57.1 mA/cm^2 (2) and 142.9 mA/cm^2 (3). H – hydrogen bubbling; a horizontal line is the R_p level for the steel in the as-received state in a mixing environment without hydrogen bubbling.

Бульбашки газоподібного водню безпосередньо під зразком спричиняють барботажне перемішування корозивного середовища, тому важливо виокремити внесок цього процесу у зниження корозійної тривкості сталі. Для цього дослідили ЕХ поведінку сталі у розчині за його механічного перемішування за допомогою магнетної мішалки. Виявили зниження R_p сталі в обох станах у 1,5–1,7 раза у динамічному середовищі порівняно зі стаціонарним, що зумовлено пришвидшенням дифузії із об'єму розчину до поверхні металу катодних деполаризаторів модельного розчину в реакціях



Однак ефект перемішування відчутно менший, ніж за барботування середовища електрохімічно генерованим воднем (зниження R_p за цього процесу до 3,5 раза). Отже, перемішування середовища барботуванням водню практично вдвічі сильніше активізують корозійні процеси на сталі порівняно із механічним.

Оцінили дію попередньої експозиції (впродовж $\sim 5 \text{ h}$) у корозивному середовищі на ЕХ поведінку сталі (рис. 3). Виявили її негативний вплив на опір коро-

зії сталі: корозійна тривкість сталі в обох станах у спокійному середовищі є нижчою, ніж у попередньому експерименті (див. рис. 2).

Додатковий ефект водню у перемішуваному середовищі особливо проявляється за поєднання механічного перемішування і барботування. У цьому випадку R_p сталі заміряли так: спокійне середовище → перемішування → перемішування + барботування воднем різної інтенсивності → перемішування → спокійне середовище.

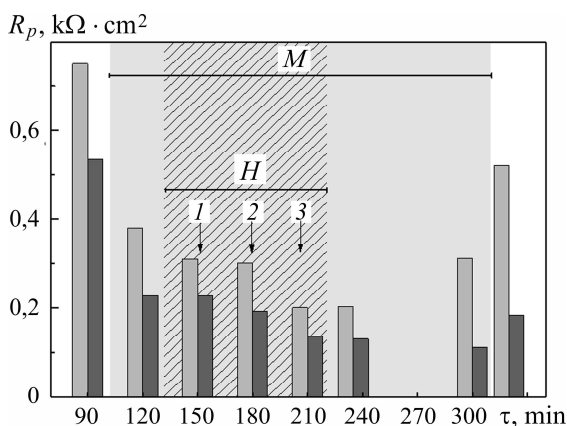
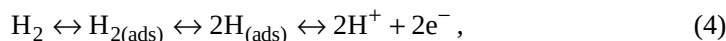


Рис. 3. Зміна R_p сталі API 5L X70 у вихідному стані (світлі стовпчики) та після експлуатації (темні) у модельному розчині за сумісного впливу перемішування та газоподібного водню, генерованого за $i = 14,3 \text{ mA/cm}^2$ (1); $57,1 \text{ mA/cm}^2$ (2) та $142,9 \text{ mA/cm}^2$ (3). H – барботування водню, M – перемішування.

Fig. 3. Change in R_p for API 5L X70 steel in the as-received state (light bars) and after operation (dark bars) in a model solution under the mutual effect of mixing of the environment and gaseous hydrogen generated with the current density of 14.3 mA/cm^2 (1); 57.1 mA/cm^2 (2) and 142.9 mA/cm^2 (3). H – hydrogen bubbling, M – mixing.

Перемішування середовища зумовлює зниження R_p сталі у вихідному стані у 2 рази (від 0,75 до 0,38 $\text{k}\Omega\cdot\text{cm}^2$), а в експлуатованому – у 2,4 рази (від 0,53 до 0,22 $\text{k}\Omega\cdot\text{cm}^2$), що свідчить про дещо вищу ЕХ активацію експлуатованої сталі (рис. 3). Барботування воднем низької інтенсивності незначно вплинуло на корозійну тривкість сталі лише у вихідному стані. Очевидно, що тут переважав чинник перемішування, а не водневий через низьку інтенсивність генерування бульбашок водню та їх швидке розсіювання в об'ємі розчину. За найвищої інтенсивності барботування воднем модельного розчину зафіксували відчутне додаткове зниження R_p сталі у 1,5–2 рази, що зумовлено формуванням потоку водневих бульбашок, які спрямовано омивали поверхню зразка.

Після експериментів зафіксували утворення тріщин на поверхні зразків експлуатованої сталі, орієнтованих у напрямі вальцювання (рис. 4). Виявлене поверхневе розтріскування є прямим доказом реалізації механізму НІС (hydrogen induced cracking), пов'язаним з утворенням у металі високого рівня внутрішніх напружень від наводнювання. Відомо, що для механізму НІС необхідний високий ступінь поверхневого наводнювання сталі. Слід брати до уваги, що незначна частка ЕХ виділеного водню як продукту корозійних реакцій абсорбується металом, решта у молекулярному стані переходить у корозивне середовище [13]. Кількість водню, що проникає у метал, при цьому істотно залежить від тривалості процесу [17], яка у спокійному середовищі невелика. Водночас електрохімічна поведінка заліза у кислих водних розчинах аналогічна водневому електроду [18] і на його поверхні встановлюються рівноваги



які залежать від тиску газоподібного водню H_2 та активності (рН) йонів водню H^+ у водному середовищі. Однак для об'єму металу встановлюється ще одна рівновага:



яка також залежить від тиску газоподібного водню H_2 , згідно з рівнянням (4). Звідси слідує, що насичення водного розчину газоподібним воднем барботуванням зміщує рівновагу (5) у бік посилення абсорбції водню у сталь, тобто її наводнення. І хоча тут, у нейтральному модельному розчині водного конденсату, поверхня сталі покрита плівками із продуктів корозії, проте вони впливають лише на кінетику процесів (4) і (5), найімовірніше гальмуючи їх порівняно із кислими середовищами.

Очевидно, що насичення газоподібним молекулярним воднем електроліту зсуватиме рівновагу між частками абсорбованого та молізованого водню, утвореного під час ЕХ корозії сталі, у бік збільшення частки атомарного водню, який проникає у метал та наводнює його.

Така поведінка сталі вказує на необхідність врахування впливу можливої інтенсифікації ЕХ корозії, наводнювання та воднем ініційованого розтріскування металу труби з боку внутрішньої поверхні за транспортування водню діючими трубопроводами на їх роботоздатність. Відомо [19, 20], що абсорбований металом водень інтенсифікує анодне розчинення сталей, що пов'язують з послабленням міжатомного зв'язку внаслідок підвищення концентрації вільних електронів [19]. Показано [21], що попереднє наводнювання–зневоднювання сталі посилює її здатність абсорбувати водень під час наступного ЕХ наводнювання. Водневий чинник розглядають як визначальний і за корозійного розтріскування трубних сталей [13, 22].

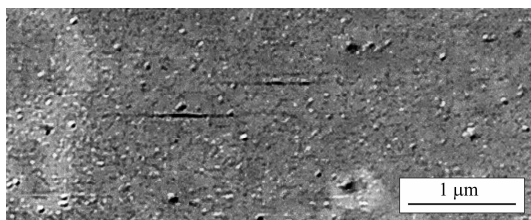


Рис. 4. Загальний вигляд зразка експлуатованої 37 років сталі API 5L X70 після випроб.

Fig. 4. Specimen of the 37 years operated API 5L X70 steel after the test.

Сумісний вплив газоподібного водню і додаткового перемішування (рис. 3) спричинив значне зниження поляризаційного опору сталі у 3,7 та 4 рази для вихідного та експлуатованого станів, відповідно. Після припинення генерації водню в околі зразка R_p сталі у вихідному стані підвищився, і, особливо, після припинення перемішування середовища, однак відновився лише до 70% від значення, зафіксованого на початку випроб. Для експлуатованої сталі усунення потоку водню не призвело до відновлення її корозійної тривкості, а навіть, навпаки, R_p продовжив знижуватися – на 20% впродовж 60 min експозиції, а після припинення перемішування – становив лише 34% від початкового значення в спокійному середовищі. Це вказує на певні незворотні процеси у зміні стану металу під час експозиції у корозивному середовищі, насиченому газоподібним воднем.

Очевидно, що в реальних експлуатаційних умовах ЕХ корозії на внутрішній поверхні стінки труби транспортований газоподібний водень сприятиме перемішуванню чи в тонкому шарі електроліту, чи в більших об'ємах конденсату подібно як в умовах модельного експерименту. Це означає, що важливо не тільки окремо, але і в комплексі розглядати два чинники газоподібного водню: вплив на

ЕХ корозію та рекомбінацію чи десорбцію водню, а також на перемішування корозивного середовища.

ВИСНОВКИ

Запропонована експериментальна методика, яка моделює вплив газоподібного водню на інтенсивність корозії та наводнювання з боку внутрішньої поверхні труби. Виявили, що у присутності газоподібного водню у корозивному середовищі інтенсифікується корозія та наводнювання сталі API 5L X70, про що свідчить зниження її поляризаційного опору та поверхневе розтріскування. Зниження опору корозії експлуатованої 37 років сталі API 5L X70 за дії водню істотніше, ніж неексплуатованої сталі, а відновлення її корозійної тривкості після усунення інтенсифікувального водневого чинника є меншим. Це слід враховувати під час оцінювання ризику порушення цілісності діючих газопроводів за транспортування ними водню.

Дослідження виконані завдяки фінансовій підтримці Департаменту освіти і науки Львівської обласної державної адміністрації (договір № 74 від 26 червня 2023 р.).

1. Haeseldonckx D. and D'haeseleer W. The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure // Int. J. Hydrog. Energy. – 2007. – **32**, № 10–11. – P. 1381–1386. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2006.10.018
2. Vries H., Mokhov A. V., and Levinsky H. B. The impact of natural gas/hydrogen mixtures on the performance of end-use equipment: Interchangeability analysis for domestic appliances // Appl. Energy. – 2017. – **208**. – P. 1007–1019. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.09.049
3. Hydrogen effects on X80 pipeline steel in high-pressure natural gas/hydrogen mixtures / B. Meng, C. Gu, L. Zhang, C. Zhou, X. Li, Y. Zhao, J. Zheng, X. Chen, and Y. Han // Int. J. Hydrog. Energy. – 2017. – **42**, № 11. – P. 7404–7412. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.05.145
4. Pluvinae G., Toth L., and Capelle J. Effects of hydrogen addition on design, maintenance and surveillance of gas networks // Processes. – 2021. – **9**, № 7. – Article Number 1219. – P. 1–23. DOI: 10.3390/pr9071219
5. Ukrainian Hydrogen Export Potential: Opportunities and Challenges in the Light of the Ongoing War / N. Sukurova, M. Wietschel, J. Fragoso Garcia, V. P. Müller, K. Franke, A. Kantel, M. Graf, E. Jalbout, N. Pieton, H. Abdel-Khalek, E. Bergup, and F. Weise // HYPAT Working Paper 04/2023. – Karlsruhe: Fraunhofer ISI, 2023. – 38 p. DOI: 10.24406/publica-1398
6. Neacsu A., Eparu C. N., and Stoica D. B. Hydrogen–natural gas blending in distribution systems – An energy, economic, and environmental assessment // Energies. – 2022. – **15**, № 17. – Article Number 6143. – P. 1–26. DOI: 10.3390/en15176143
7. Methodology of hydrogen embrittlement study of long-term operated natural gas distribution pipeline steels caused by hydrogen transport / H. Nykyforchyn, O. Zvirko, M. Hredil, H. Krechkovska O. Tsyrl'nyk, O. Student, and L. Unigovskiy // Frattura ed Integrità Strutturale. – 2022. – **16**, № 59. – P. 396–404. DOI: 10.3221/IGF-ESIS.59.26
8. Role of hydrogen in operational degradation of pipeline steel / H. Nykyforchyn, O. Tsyrl'nyk, O. Zvirko, and M. Hredil // Proc. Struct. Integrity. – 2020. – **28**. – P. 896–902. DOI: 10.1016/j.prostr.2020.11.060
9. Influence of operation of Kh52 steel on corrosion processes in a model solution of gas condensate / O. T. Tsyrl'nyk, Z. V. Slobodyan, O. I. Zvirko, M. I. Hredil, H. M. Nykyforchyn, and G. Gabetta // Materials Science. – 2008. – **44**, № 5. – P. 619–629. DOI: 10.1007/s11003-009-9138-y
10. Methods for the evaluation of corrosion-hydrogen degradation of steels of oil-and-gas pipelines / O. I. Zvirko, E. I. Kryzhanivskiy, H. M. Nykyforchyn, and H. V. Krechkovska // Materials Science. – 2021. – **56**, № 5. – P. 585–592. DOI: 10.1007/s11003-021-00468-8

11. *Singer M.* Top-of-the-line corrosion // Trends in oil and gas corrosion research and technologies. – 2017. – P. 385–408. DOI: 10.1016/B978-0-08-101105-8.00016-4
12. *Top of line corrosion in gas-condensate pipelines / M. Seiersten, A. Dugstad, J. Nossen, and O. Sendstad // IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.* – 2021. – **1201**. – 012082. DOI: 10.1088/1757-899X/1201/1/012082
13. *Ohaeri E., Eduok U., and Szpunar J.* Hydrogen related degradation in pipeline steel: A review // *Int. J. Hydrog. Energy.* – 2018. – **43**, № 31. – P. 14584–14617. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.06.064
14. *ASTM G59-97.* Standard test method for conducting potentiodynamic polarization resistance measurements. – West Conshohocken: ASTM International, 2020.
15. *ASM Handbook. V. 13a: Corrosion: Fundamentals, Testing, and Protection / Eds. S. D. Cramer and B. S. Covino, Jr.* – Novelty: ASM Int., 2003. – 2597 p.
16. *The role of hydrogen in the corrosion and cracking of steels – a review / W. Li, R. Cao, L. Xu, and L. Qiao // Corros. Commun.* – 2021. – **4**. – P. 23–32. DOI: 10.1016/j.corcom.2021.10.005
17. *Dmytrakh I. M., Syrotyuk A. M., and Leshchak R. L.* Specific features of electrochemical hydrogenation of low-alloy pipeline steel in a model solution of ground water // *Materials Science.* – 2021. – **57**, № 2. – P. 276–283. DOI: 10.1007/s11003-021-00542-1
18. *Lasia A.* Mechanism and kinetics of the hydrogen evolution reaction // *Int. J. Hydrogen Energy.* – 2019. – **44**, № 36. – P. 19484–19518. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.05.183
19. *Gavriljuk V. G., Shivanyuk V. N., and Foct J.* Diagnostic experimental results on the hydrogen embrittlement of austenitic steels // *Acta Mater.* – 2003. – **51**. – P. 1293–1305. DOI: 10.1016/S1359-6454(02)00524-4
20. *Li M. C. and Cheng Y. F.* Mechanistic investigation of hydrogen-enhanced anodic dissolution of X-70 pipe steel and its implication on near-neutral pH SCC of pipelines // *Electrochim. Acta.* – 2007. – **52**. – P. 8111–8117. DOI: 10.1016/j.electacta.2007.07.015
21. *Dmytrakh I. M., Syrotyuk A. M., and Leshchak R. L.* Effect of preliminary hydrogenation–dehydrogenation of low-alloy steel on its ability to absorb electrochemical hydrogen // *Materials Science.* – 2021. – **57**, № 3. – P. 387–396. DOI: 10.1007/s11003-021-00553-y
22. *Briottet L., Moro I., and Lemoine P.* Quantifying the hydrogen embrittlement of pipeline steels for safety considerations // *Int. J. Hydrogen Energy.* – 2012. – **37**, № 22. – P. 17616–17623. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2012.05.143

Одержано 25.09.2023