

Любомир ПОБЕРЕЖНИЙ¹, Андрій ГРИЦАНЧУК¹, Любов ПОБЕРЕЖНА²

ВПЛИВ ГАЗОГІДРАТІВ ТА КОНЦЕНТРАЦІЇ КОРОЗИВНИХ СКЛАДНИКІВ НА ХАРАКТЕР І ШВИДКІСТЬ КОРОЗІЙНИХ ПРОЦЕСІВ НА ТРУБОПРОВОДАХ

¹*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019. E-mail: lubomyrpoberezhny@gmail.com*

²*Івано-Франківський національний медичний університет,
вул. Галицька 2, м. Івано-Франківськ, 76018*

Lubomyr POBEREZHNY¹, Andrii HRYTSANCHUK¹, Lyubov POBEREZHNA²

INFLUENCE OF GAS DISCHARGES AND CONCENTRATIONS OF CORROSIVE COMPONENTS ON THE CHARACTER AND THE RATE OF CORROSION PROCESSES ON PIPELINES

¹*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
15, Karpatska Str., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine. E-mail: lubomyrpoberezhny@gmail.com*

²*Ivano-Frankivsk National Medical University,
2, Halytska Str., Ivano-Frankivsk, 76018, Ukraine*

ABSTRACT

To ensure the Ukraine energy security is particularly important problem of increasing the resource base, currently hampered by a significant lack of funds for exploration. Unfortunately, the current economic situation in the country does not give reason to expect a radical improvement in the oil and gas industry, and with it a sharp increase in proven reserves of hydrocarbons by opening new fields.

Physical and mechanical properties of steel, without a doubt, are crucial in terms of hardware performance properties of long-term use. In general, it can be argued that its use of mismatch conditions leads to the accumulation of damage and the formation of defects such as discontinuity, their savings and increase with subsequent inevitable destruction because natural processes of degradation physical and mechanical properties degradation cannot be stopped, or the withdrawal of the design manual. However, the necessary physical and mechanical properties of steels are formed not only the chemical composition but also the regime of thermal processing - in this case for the formation of such a complex chemical bonding metal accumulates a significant amount of heat. Over time, the influence of the external conditions of use, this stored energy is dissipated,

Blockage of industrial pipelines of gas hydrates in the autumn-winter period is always accompanied by a favorable thermodynamic environment conditions, high pressure and low temperature transportation. The results of the study corroded surfaces exposed samples of gas hydrates in the mechanism of its effect on the corrosion of piping material. Hydrate itself does not cause corrosion, I just intensify and localizes the impact of reservoir water corrosive components. The first phase (Phase hydrate formation) metal surface around it continues borne passive film corrosion products, while on the surface of the metal hydrate during this process is terminated. In addition, as a result of the formation of hydrate crystals by moisture adsorbed corrosion products, is partial destruction of the passive film as formed crystals Extent of 2-3 times the Extent of water

For oil and gas structures cyclic loading is carried out by stresses below the yield strength limit of the material. In this case, the presence of stress concentration leads to a strong increase in local stress cycle and determines the level of fatigue life of the pipeline.

To establish stress corrosion defect near oil and gas regions with the highest potential risk hydrate used averaged performance data for each region. Corrosion of material of pipelines in aggressive working environments has been studied for soil type and chloride electrolyte reservoir water. In the choice of the scientific level range for stress corrosion tests based on stress concentration and shown to be due to hydration corrosion rate of corrosion of pipe material can substantially increase.

The results of corrosion and mechanical tests first established patterns combined effect of mechanical stress, concentration of chlorides and hydrate the speed and location of corrosion processes. Calculated factors influence hydrate for the general and local corrosion, which are 1.13 and 1.32 respectively, which supports the hypothesis that increases in local corrosion due to hydrate formation.

KEY WORDS: *field pipelines, stress concentration, gas hydrates, in-tube corrosion.*

Стратегією України упродовж найближчих років має бути зменшення споживання та збільшення видобутку власного газу, що забезпечить енергетичну незалежність країни вже у 2020 році. Тому перед нафтогазовидобувними підприємствами України як ніколи гостро постало питання пошуку резервів на родовищах, що тривалий час перебувають в розробці [1]. На етапі транспортування від місця видобутку до станції попередньої (комплексної) підготовки газу є небезпека утворення у трубопроводі газових гідратів, що може спричинити аварійну ситуацію внаслідок утворення гідратних корків [2].

Закупорка газовими гідратами промислових газопроводів в осінньо-зимовий період завжди супроводжується сприятливими термодинамічними умовами середовища, високим тиском та низькою температурою транспортування. Для конструкцій нафтогазової промисловості циклічне навантаження здійснюється за напружень, що нижчі за границю пластичності матеріалу. В цьому випадку наявність концентрації напружень призводить до сильного збільшення локальних напружень циклу, рівень яких і визначає втомну довговічність трубопроводу. Теоретичні та експериментальні дослідження показують, що в зоні різкої зміни форми пружного тіла (концентратора), тобто за наявності механічних пошкоджень (каверни, тріщини, виточки, корозійні ураження), виникають підвищені напруження. Вигляд внутрішньої поверхні трубопроводу показано на рис. 1.

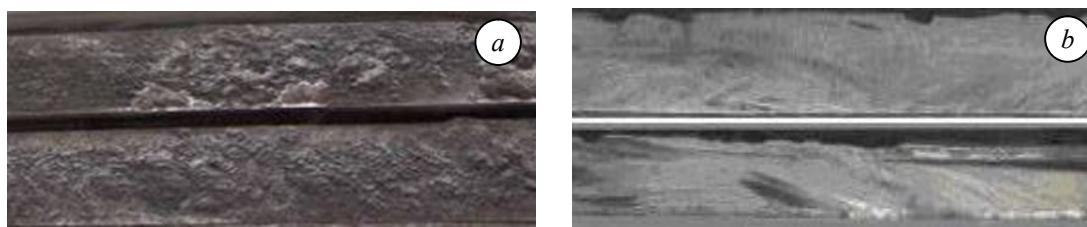


Рис. 1. Загальний вигляд (а) та профілограма (б) внутрішньої стінки труби.

Fig. 1. General view (a) and profile diagram (b) of the inner wall of the pipe.

Ефективний коефіцієнт концентрації для різних видів каверн суттєво залежить від їх форми. Таким чином, сумарне напруження у внутрішній стінці пошкодженого трубопроводу буде більше в 1,243–4,595 рази для дефекту з великими повздовжніми розмірами і малою глибиною та дефекту з великою глибиною ураження відповідно, що дає змогу впевнено говорити про істотний негативний вплив локальних корозійних уражень.

Для встановлення напружень в околі корозійного дефекту нафтогазових регіонів із найвищими потенційними ризиками гідратуутворення використано усереднені експлуатаційні дані для кожного регіону окремо. Встановлено, що на Глинсько-Солохівському нафтогазовому регіоні прослідковується найвищі експлуатаційні тиски і тим самим найвищі напруження в околі корозійного дефекту (табл. 1).

Таблиця 1. Напруження в околі корозійних дефектів за штатних режимів експлуатації

Table 1. Voltages in the vicinity of corrosion defects under normal operating conditions

Нафтогазовий регіон	Робочий тиск, <u>максимальний</u> середній, МПа	Напруження в стінці трубопроводу <u>максимальне</u> середнє, МПа	Напруження в околі корозійного дефекту, <u>максимальне</u> середнє, МПа
Машівсько-Шебелинського	<u>9,8</u> 4,8	<u>141,2</u> 132,1	<u>175,5–521,8</u> 164,1–488,0
Глинсько-Солохівського	<u>12,8</u> 8,1	<u>147,9</u> 137,8	<u>183,8–546,5</u> 171,3–509,3
Північного борту	<u>7,0</u> 5,4	<u>135,7</u> 133,0	<u>168,7–501,7</u> 165,3–491,6
Більче-Волицький	<u>3,9</u> <u>2,1</u>	<u>130,7</u> 128,3	<u>161,3–483,1</u> 157,9–474,2

Отже, з отриманих результатів розрахунку коефіцієнтів концентрації напружень впливає, що напруження у трубі з дефектами в декілька разів перевищують номінально-розрахункові, що вказує на необхідність збільшення діапазону рівнів навантажень для механічних і корозійно-механічних випробовувань. На основі здійснених розрахунків вибрано діапазон напружень для механічних випробовувань 240...510 МПа.

За результатами вивчення кородованих поверхонь зразків, витриманих у газовому гідраті, встановлено механізм його впливу на корозію матеріалу трубопроводів. Сам по собі гідрат корозії не викликає, а лише інтенсифікує і локалізує вплив корозивних складників пластових вод. На першому етапі (етап утворення гідрату) поверхня металу навколо нього продовжує покриватися пасивними плівками продуктів корозії, водночас на поверхні металу під гідратом такий процес припиняється. Крім того, в результаті утворення кристалів гідрату за рахунок адсорбованої продуктами корозії вологи відбувається часткове руйнування пасивної плівки, оскільки об'єм утворених кристалів у 2–3 рази більший за об'єм води. Після дисоціації гідрату (стадія 2) виникає різниця потенціалів між описаними ділянками металу, яка спричиняє утворення корозійних мікрогальванічних елементів, які пришвидшують розчинення металу в менш пасивованій зоні. У подальшому, за створення термобаричних умов, сприятливих для гідратоутворення, воно проходить найактивніше у зоні утвореного корозійного ураження, оскільки остання відіграє роль центру кристалізації. З кожним циклом «утворення – розпаду» газового гідрату глибина корозійного дефекту збільшується. Таким чином, механізм сумісного впливу корозивного середовища та газогідратів полягає у інтенсифікації та локалізації корозійних процесів. Оскільки механізм корозії у хлоридних середовищах спільний як для внутрішньотрубною, так і для ґрунтової корозії, то для повнішого опису процесу та більш коректного встановлення загальних закономірностей впливу хлорид-іонів, крім отриманих у роботі результатів, використано отримані раніше дані для ґрунтової корозії [3].

Дослідження корозії у модельних середовищах (МС), які відповідають ґрунтам із хлоридним типом засолення (табл. 2) показали (рис. 2, 5) відчутне збільшення швидкості загальної корозії зі зростанням концентрації хлорид-іонів при переході від МС1 до МС2, і дещо менше при переході від МС2 до МС3. Подібний характер впливу прослідковується для обох досліджуваних сталей.

Для ґрунтів значної частини території України основними корозивними складниками є розчинені у воді хлориди та сульфати. На підставі аналізу водних витяжок ґрунтів і пластових вод запропоновано використовувати наступні модельні середовища (табл. 2).

Таблиця 2. Хімічний склад розчинів для корозійних випробовувань

Table 2. Chemical composition of solutions for corrosion tests

№ МС	Концентрація NaCl, mol/l	Тип корозії
1	0,01	Ґрунтова корозія
2	0,05	
3	0,1	
4	0,5	Внутрішньотрубна корозія
5	1,5	
6	2,5	
7	3,75	
8	5	

Проаналізувавши разом рис. 2, 3 та 6 та порівнявши швидкості загальної та локальної корозії, можна констатувати інтенсифікацію локальних корозійних процесів, причому вона зростає зі збільшенням концентрації хлорид-іонів.

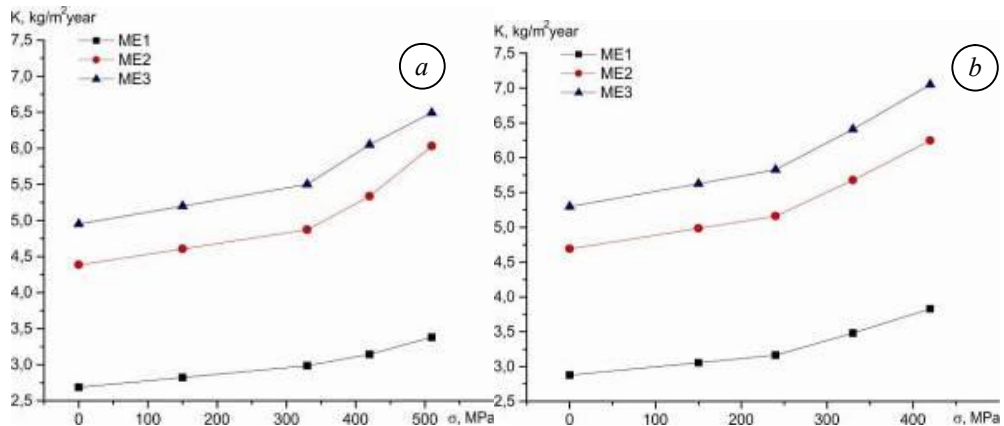


Рис. 2. Залежність швидкості загальної корозії у хлоридних електролітах: 17ГС (а) та Ст20 (b) (грунтова корозія).

Fig. 2. Dependence of the rate of general corrosion in chloride electrolytes: 17GS (a) and St20 (b) (ground corrosion).

Зі збільшенням концентрації хлорид-іонів дія механічного чинника також істотно зростає як у випадку загальної корозійної деградації, так і для локальної корозії. Для внутрішньотрубної корозії у високомінералізованих пластових водах (рис 3, 4, 6, 7) спостерігали різкий приріст швидкості корозії при переході від МС6 до МС7.

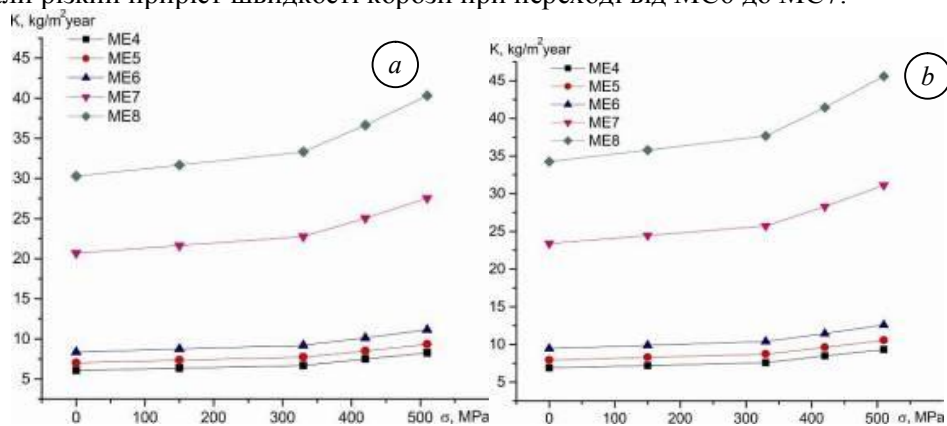


Рис. 3. Залежність швидкості загальної корозії у хлоридних електролітах (внутрішньотрубна корозія): контрольний зразок (а) та зразок, витриманий у газовому гідраті (b) для сталі 17ГС.

Fig. 3. Dependence of the rate of general corrosion in chloride electrolytes (internal corrosion): control specimen (a) and specimen held in gas hydrate (b) for 17GS steel.

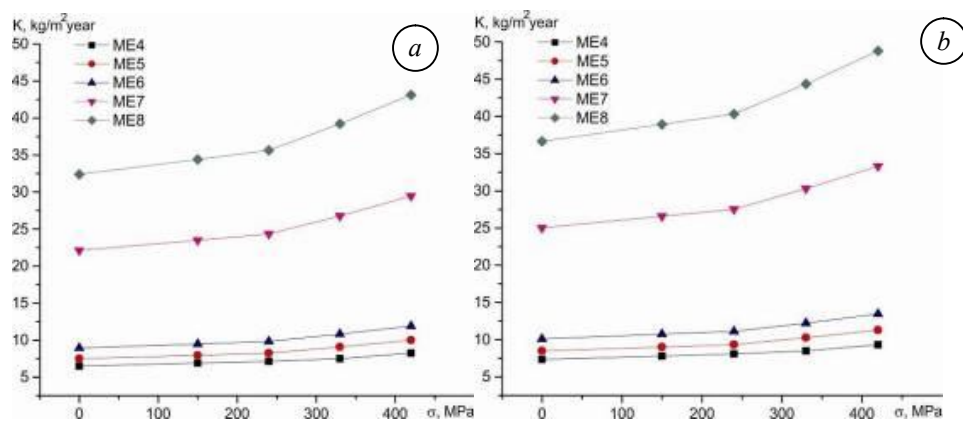


Рис. 4. Залежність швидкості загальної корозії у хлоридних електролітах (внутрішньотрубна корозія): контрольний зразок (а) та зразок витриманий у газовому гідраті (b) для сталі 20.

Fig. 4. Dependence of the rate of general corrosion in chloride electrolytes (internal corrosion): control specimen (a) and specimen held in gas hydrate (b) for steel 20.

Така корозійна поведінка, на нашу думку, зумовлена пришвидшеним руйнуванням пасивних плівок хлорид-іонами за досягнення певної критичної концентрації.

Спостерігали збільшення швидкості загальної та локальної корозії для зразків, витриманих у газовому гідраті, порівняно із контрольними (рис. 3, 4, 6, 7). Із отриманих результатів розраховано коефіцієнт впливу газового гідрату на корозію, який для загальної корозії складає 1,13 та для локальної корозії – 1,32.

Об'єднаний аналіз корозійної поведінки матеріалу труб в агресивних середовищах хлоридного типу показує схожі закономірності спільного впливу корозивного середовища та механічного чинників на швидкість перебігу корозійних процесів. Так для обох розглянутих випадків корозії спостерігали інтенсифікацію впливу механічного чинника зі збільшенням концентрації хлоридів. У МС1, МС4 та МС5 видно незначні зміни в динаміці процесу під час переходу з пружної у пружно-пластичну зону. У МС2, МС3, МС7 та МС8 ці зміни виражені чіткіше (рис. 5–7).

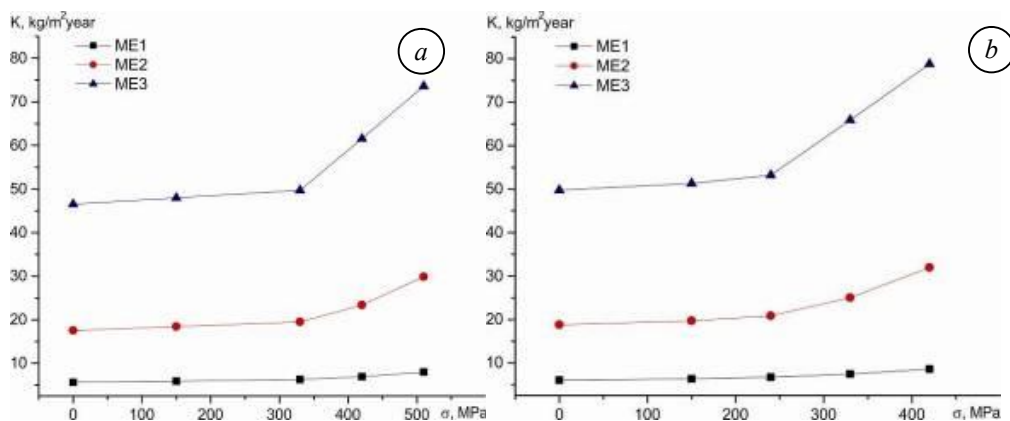


Рис. 5. Залежність швидкості локальної корозії у хлоридних електролітах: 17ГС (а) та Ст20 (b) (грунтова корозія).

Fig. 5. Dependence of the rate of local corrosion in chloride electrolytes: 17GS (a) and St20 (b) (ground corrosion).

Під час локальної корозії зі збільшенням рівня механічних напружень спостерігали значну інтенсифікацію корозійних процесів, особливо на ділянці пружно-пластичної деформації (діапазон $1,35 \sigma_{0,2}^* \dots 1,65 \sigma_{0,2}^*$ – для сталі 17ГС, та $1,45 \sigma_{0,2}^* \dots 1,8 \sigma_{0,2}^*$ – для сталі 20).

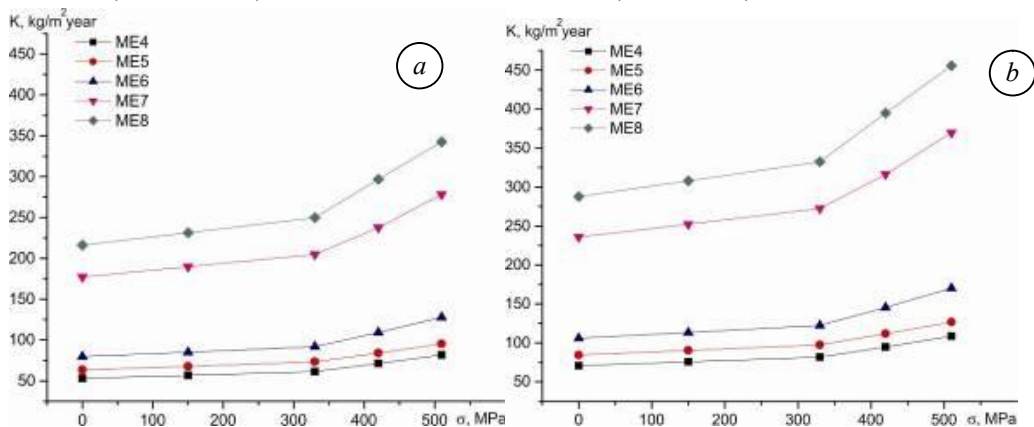


Рис. 6. Залежність швидкості локальної корозії у хлоридних електролітах (внутрішньотрубна корозія): контрольний зразок (а) та зразок витриманий у газовому гідраті (b) для сталі 17ГС.

Fig. 6. Dependence of the rate of local corrosion in chloride electrolytes (internal corrosion): control specimen (a) and specimen held in gas hydrate (b) for 17GS steel.

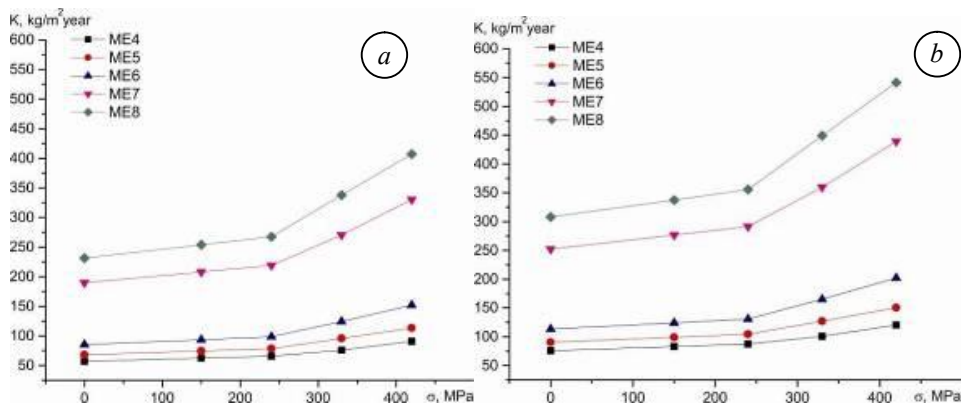


Рис. 7. Залежність швидкості локальної корозії у хлоридних електролітах (внутрішньотрубна корозія): контрольний зразок (а) та зразок витриманий у газовому гідраті (b) для сталі 20.

Fig. 7. Dependence of the rate of local corrosion in chloride electrolytes (internal corrosion): control sample (a) and sample held in gas hydrate (b) for steel 20.

Зафіксоване активне зростання швидкостей загальної та локальної корозії (рис. 2 – 7), хоча у випадку МС1 зростання швидкості локальної корозії незначне, що пов'язано з відносно невеликою локалізацією корозійних процесів.

Особливе занепокоєння викликають показники швидкості локальної корозії у змодельованих пластових водах (рис. 3, 4 та рис. 6, 7). Як і для випадку рівномірної корозії, зафіксовано інтенсивнішу дію механічного чинника під час переходу від пружної до пружно-пластичної деформації. Однак для локальної корозії посилення ролі механічного чинника вагомніше. Така тенденція пов'язана, на нашу думку, з утворенням локальних гальванічних елементів і полегшенням перебігу процесу розчинення металу у зоні розтягу внаслідок послаблення міжатомної взаємодії через збільшення відстані між вузлами ґратки. У процесі розвитку локального корозійного ураження посиленню ролі механічного чинника сприяє і концентрація напружень на дні корозійних ямок і виразок. Таким чином, створюються сприятливі умови для їх росту не в ширину, а саме у глибину. Другим визначальним чинником є здатність хлорид-іонів руйнувати пасивні плівки. Внаслідок дії цього ефекту спостерігали значне збільшення швидкості і локальної, і рівномірної корозії при переході від МС6 до МС7 та МС8 (рис. 3, 4 та рис. 6, 7).

ВИСНОВКИ

1. Вивчено корозію матеріалу трубопроводів у агресивних робочих середовищах на прикладі ґрунтового електроліту хлоридного типу та пластової води.
2. За результатами корозійно-механічних випробовувань вперше встановлено закономірності спільної дії механічних напружень, концентрації хлоридів та гідратоутворення на швидкість і локалізацію корозійних процесів.
3. Розраховано коефіцієнти впливу гідратоутворення для загальної та локальної корозії, які становлять 1,13 та 1,32 відповідно, що підтверджує гіпотезу про інтенсифікацію локальної корозії внаслідок гідратоутворення.

ЛІТЕРАТУРА

1. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. Електронний ресурс. Режим доступу <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80>.
2. Obanijesu, E. O. O., Pareek, V., & Tade, M. O. (2010, January). Hydrate formation and its influence on natural gas pipeline internal corrosion rate. In *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
3. Побережний Л.Я., Станецький А.І. Ранжування ґрунтів за небезпекою втрати несної здатності трубопроводами на пізній стадії експлуатації. *Науковий вісник НЛТУ України*. 2016. № 26.1. С. 280–286.