

КОРОЗІЙНО-МЕХАНІЧНИЙ СТАН ТЕПЛОПРОВОДУ ПІСЛЯ ТРИВАЛОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

П.С. Юхимець¹, Л.І. Ниркова¹, Р.І. Дмитрієнко¹, Н. Kaminski², С. Zaruba², P. Linhardt², G. Ball², В.М. Єгоренко³

¹ІЕЗ ім. Є.О. Патона НАН України. 03150, м. Київ, вул. Казимира Малевича, 11. E-mail: yupeter@ukr.net

²TU Wien. 1040, Vienna, Karlsplatz, 13, Austria. E-mail: heinz.kaminski@tuwien.ac.at

³КП «Київтеплоенерго». 01001, м. Київ, пл. Івана Франка, 5. E-mail: yehorenko.vm@kte.kmda.gov.ua

Властивості металу стоншених в експлуатаційних умовах ділянок теплопроводу є необхідною складовою для визначення його реального стану, тому їх дослідження є актуальним завданням. У роботі досліджено корозійно-механічний стан теплопроводу зі сталі ВСтЗсп після понад 40 років експлуатації. На основі проведених досліджень встановлено, що корозія подавального трубопроводу інтенсивніша, ніж зворотного, а зовнішня корозія трубопроводів інтенсивніша за внутрішню. Розтріскування оксидного шару прискорюється зі зростанням напружень у діапазоні розрахункового тиску та призводить до активації корозійних процесів і утворення наскрізних дефектів, що перешкоджає руйнуванню за механізмом малоциклової втоми. Показано, що границя міцності та текучості сталі відповідають мінімальним нормованим значенням. Зниження пластичності металу подавального трубопроводу не перевищує 10 %, зворотного – нижче за мінімальне нормоване значення, що, вірогідно, пов'язане з деформаційним старінням. Найменш пошкоджений шар, прилеглий до внутрішньої поверхні труб, має підвищені характеристики міцності та пластичності завдяки технології їх виготовлення. Хоча гідравлічне випробування може не призвести до очікуваного руйнування в місці наскрізних дефектів, його ймовірність зростає зі збільшенням випробувального тиску. Бібліогр. 14, табл. 5, рис. 15.

Ключові слова: теплопроводи, корозія, механічні властивості, твердість, наскрізні дефекти

Вступ. Надійна робота теплопроводів життєво необхідна для безпеки населення, захисту навколишнього середовища та економічної стабільності. Процеси загальної і локальної корозії є одними з основних чинників зниження експлуатаційного ресурсу трубопроводів теплових мереж, а також погіршення механічних характеристик, деформаційного старіння та стійкості їх металу до руйнування. Корозія призводить до зменшення товщини стінки труби, виникнення концентраторів напружень, зниження опору зародженню та поширенню тріщин, що може спричинити руйнування трубопроводу при експлуатації і випробувальному тиску [1, 2].

Знати реальні механічні властивості металу трубопроводів після тривалої експлуатації необхідно для оцінювання їх фактичної міцності, залишкового ресурсу, дослідження причин відмови. Експериментальне визначення механічних властивостей трубних сталей 19Г і 17Г1С після тривалої експлуатації у газонафтопроводах виявило їх незначні зміни [3]. Водночас залишається недостатньо вивченим питання щодо впливу тривалої експлуатації на механічні властивості конструкційних матеріалів теплопроводів, що зазнають специфічних навантажень і впливу зовнішнього та внутрішнього середовища. Характерною особливістю трубопроводів теплової мережі після тривалої експлуатації є наявність локальних потоншень стінки внаслідок нерівномірної корозії до-

сить великої площі, які з часом можуть переходити до розряду критично потоншених ділянок, де спостерігаються пластичні деформації при тиску гідравлічного випробування та нижче. У [4, 5] наведено результати лабораторного моделювання роботи теплопроводу. Отримані дані щодо корозійно-механічних властивостей труби дали змогу обґрунтувати можливість малоциклового руйнування критичних потоншень і надати рекомендації щодо тиску періодичних гідравлічних випробувань теплопроводів. Дані про властивості металу ділянок, потоншених в умовах реальної експлуатації, є одним із необхідних компонентів для визначення їх дійсного стану, а, отже, їх дослідження є актуальним завданням.

Об'єкт дослідження. Для проведення досліджень було використано два фрагменти труб з глибокими корозійними виразками завдовжки ~2 м кожна, вирізані з подавального та зворотного трубопроводів магістральної теплотраси Д325, прокладених у непрохідному каналі (рис. 1). Обидва фрагменти за результатами періодичних гідравлічних випробувань (ГВ) визнані експлуатуючою організацією – КП «Київтеплоенерго» – непридатними до подальшої експлуатації і передані в ІЕЗ ім. Є.О. Патона.

Відповідно до технічної документації магістральний теплопровід із розрахунковими параметрами температури $T_d = 150\text{ }^{\circ}\text{C}$ і внутрішнім

П.С. Юхимець – <https://orcid.org/0000-0002-8824-9024>, Л.І. Ниркова – <https://orcid.org/0000-0003-3917-9063>,

Р.І. Дмитрієнко – <https://orcid.org/0000-0001-8842-5051>, P. Linhardt – <https://orcid.org/0000-0002-4523-2185>

© П.С. Юхимець, Л.І. Ниркова, Р.І. Дмитрієнко, Н. Kaminski, С. Zaruba, P. Linhardt, G. Ball, В.М. Єгоренко, 2024



Рис. 1. Подавальний і зворотний трубопроводи в непрохідному каналі (а); наскрізні корозійні пошкодження подавального трубопроводу (б)

Таблиця 1. Хімічний склад металу труби

Джерело	Масова частина елементів, мас. %									
	C	Mn	Si	S	P	Cr	Ni	Cu	As	Mo
[5]	0,14...0,22**	0,40...0,65	0,12...0,30	<0,055	<0,045	<0,30	<0,30	<0,30	<0,08	–
подавальна труба*	0,11	0,46	0,22	0,015	0,011	0,09	0,08	0,086	–	0,009
зворотна труба*	0,11	0,47	0,22	0,018	0,012	0,09	0,08	0,090	–	0,009

Примітки. *Результати спектрального аналізу металу; **відхилення від нижньої межі вмісту вуглецю не є ознакою браку [6].

Таблиця 2. Механічні властивості труб за сертифікатом*

Джерело	σ_t^{wt} , МПа	σ_p , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ , %
сертифікат	438...465	441...456	–	32..38
[6]	–	372...480	245	26
[7]	>372	>372	>225	>22

Примітка. * σ_t^{wt} – міцність на розрив металу зварного з’єднання; $\sigma_p/\sigma_{0,2}$ – границя текучості/умовна границя текучості основного металу; δ – відносне подовження.

Таблиця 3. Товщина заготовок

Номер з/п	Мінімальна товщина (мм) лівої/правої бокової грані заготовки	
1	0,9/1,3	
2	0,8/0,9	
3	0,5/1,3	
4	1,1/1,7	
5	1,5/1,7	
6	0,9/1,3	

тиском $P_d = 1,6$ МПа був змонтований у 1976 р. з електрозварних термооброблених труб 325×8 (зовнішній діаметр × товщина стінки, мм) зі сталі ВСтЗсп [6] (табл. 2, 3), покритих бітумно-перлітовою ізоляцією.

Для подальшого дослідження властивостей металу були відібрані заготовки з найбільш потоншених ділянок подавальної труби (табл. 3).

Методи дослідження. Корозійний стан. Візуально-вимірювальний контроль наданих фрагментів трубопроводу проводили згідно з [8], їх корозійний стан оцінювали згідно з [9]. Енергодисперсійну спектроскопію (EDS) оксидного шару проводили з використанням скануючого електронного мікроскопа Philips XL30-SFEG з блоком детектора EDAX Sapphire.

Експериментальна установка для дослідження впливу величини внутрішнього тиску на зов-

нішню корозію включала (рис. 2): заготовку № 4 (табл. 3); електрохімічну комірку з акрилового скла, приклеєну до поверхні зразка, що відповідала зовнішній поверхні труби, безкислотним клеєм із силіконового каучуку в зоні з невеликою кількістю видимих під мікроскопом дефектів оксидного шару; електроліт – розчин NaHCO_3 , виготовлений з деіонізованої води з 500 мг/л HCO_3 , обраний через його відносно інертну поведінку при корозії сталі та буферний ефект рН, що мінімізувало коливання потенціалу відкритого контуру; електрод порівняння срібло-хлоридне срібло (SSE) для безперервного вимірювання потенціалу відкритого контуру (ОСР).

Безперервне вимірювання ОСР використовувалося для виявлення утворення тріщин в оксидному шарі під час випробування на розтяг з кроком зусилля 200 Н зі швидкістю переміщення траверси 0,1 мм/хв і періодичними витримками 2 хв для стабілізації ОСР.

Механічні властивості металу зони з незначними корозійними пошкодженнями. Для дослідження механічних властивостей металу (σ_p ; $\sigma_{0,2}$; δ ; ψ – відносне звуження поперечного перерізу) виготовляли плоскі пропорційні ($l_0 = 5,65\sqrt{F_0}$) зразки завтовшки 3 мм і з робочою частиною завширшки 8 мм з механічною обробкою обох поверхонь у напрямку товщини (рис. 3). Зразки вирізали з труб в окружному та поздовжньому на-

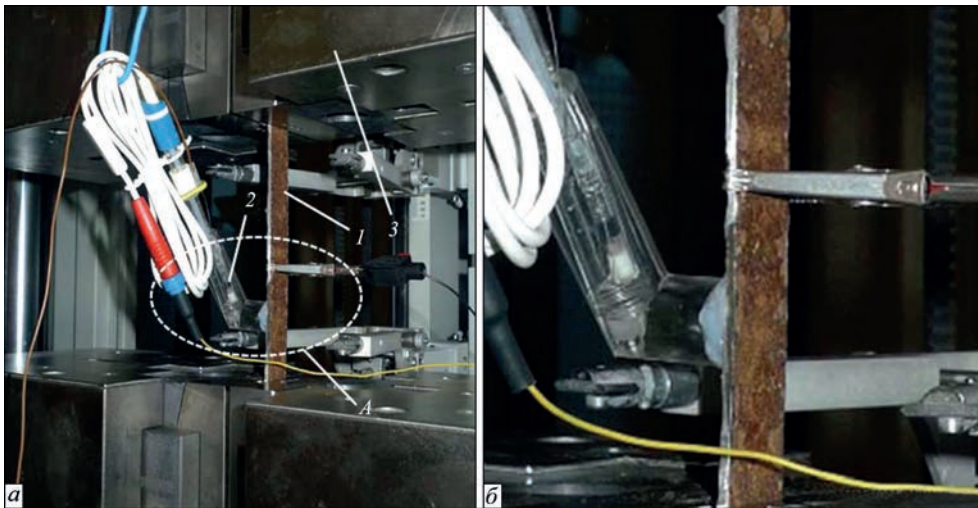


Рис. 2. Корозійна дослідна установка: 1 – заготовка № 4; 2 – електрохімічна комірка з SSE електродом порівняння, наповнена електролітом; 3 – траверса машини розтягу (а); позиція А (збільшено) (б)

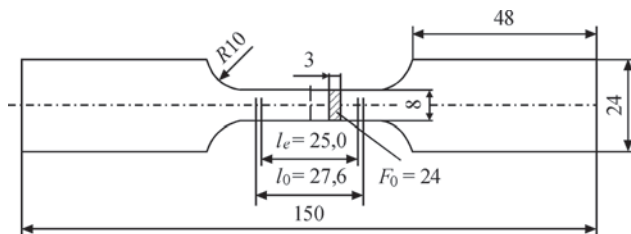


Рис. 3. Зразок для випробувань на розтяг: l_e – початкова база тензометра; l_0 – початкова розрахункова довжина; F_0 – початкова площа поперечного перерізу

пряма. Місця захватів окржних зразків перед фрезеруванням виправляли на пресі таким чином, щоби не деформувати робочу частину.

Механічні випробування проводили на універсальному випробувальному комплексі МТС-318.25 зі швидкістю деформації 2 мм/хв за температури $\sim 22^\circ\text{C}$, початкова база тензометра – 25 мм, інтервал опитування – 0,1 с.

Механічні властивості металу найбільш потоншеної зони. Випробування на розтяг зразка № 3 (рис. 4, а), виготовленого із заготовки № 3 (табл. 3), проводили на випробувальній машині Zwick Z050 згідно з [10] зі швидкістю деформації 1,25 мм/хв за температури $\sim 23^\circ\text{C}$, початкова база тензометра – 40 мм, інтервал опитування – 0,02 с.

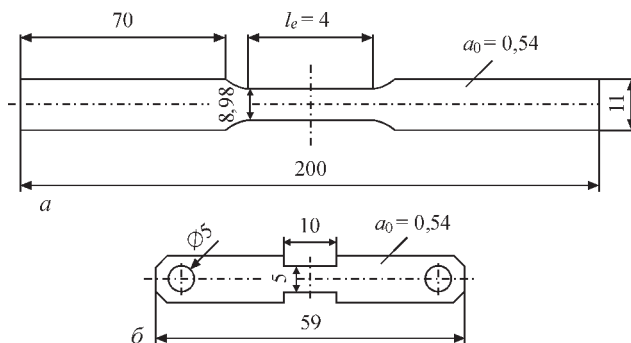


Рис. 4. Зразок для випробувань на розтяг: l_e – початкова база тензометра; l_0 – початкова розрахункова довжина; F_0 – початкова площа поперечного перерізу

За результатами випробувань визначали механічні властивості металу (σ_r ; $\sigma_{0.2}$; δ_5 , ψ).

Випробування на розтяг зразків (рис. 4, б), виготовлених із заготовки № 1 (табл. 3), проводили на дилатометрі за постійної кімнатної температури. Для визначення границі міцності σ_r і границі текучості $\sigma_{0.2}$ матеріалу використовували короткі зразки, що дало змогу оптимізувати обсяг механічного оброблення.

Вимірювання твердості HV за низької сили. Вимірювання твердості за Віккерсом HV1, HV0.3 проводили згідно з [11] за допомогою мікроскопа CARL ZEISS Axio Imager.M2m і твердоміра EMCO Test M1C 010.

Розмір зерен. Розмір зерна фериту та перліту в зоні вимірювання твердості визначали за допомогою мікроскопа CARL ZEISS Axio Imager.M2m при збільшенні 500:1 згідно з [12].

Результати дослідів та їх аналіз. Результати візуального огляду показали, що обидві труби – подавальна та зворотна – є одношовними, звареними струмами високої частоти. На момент огляду захисне покриття було практично відсутнє. Зовнішня поверхня обох труб вкрита шаром коричневих продуктів корозії, є залишки захисного покриття, ймовірно, бітумного. Виявлено локальні корозійні пошкодження на поверхні труб, ідентифіковані згідно з [9] як корозійні плями та поглиблення різного розміру. Внутрішня поверхня покрита шаром коричневих продуктів корозії, які легко відокремлюються від стінки труби та розсипаються. Корозія внутрішньої поверхні суцільна, рівномірна. Корозійний стан фрагментів труби незадовільний, значніші корозійні пошкодження має подавальна труба. Товщина стінки подавальної труби нерівномірно зменшена, ймовірно за рахунок корозії, і становить від 7...8 до 1...2 мм; товщина залишків захисного покриття становить 280...470 мкм. Візуально корозійні поглиблення на

зовнішній поверхні мають більшу глибину, ніж внутрішній, тому слід вважати, що зовнішня корозія інтенсивніша, ніж внутрішня. Корозійні поглиблення на зовнішній поверхні мають розміри: від 3×3 до 25×50 мм; в області найменшої товщини стінки виявлено 3 наскрізних корозійних дефекти розмірами $\sim 7 \times 5$, 6×5 , 13×7 мм (рис. 1, б). Корозійне руйнування, ймовірно, почалося з боку зовнішньої поверхні. На зворотній трубі відзначено потоншення стінки від 7...8 до 3...4 мм, товщина залишків захисного покриття – 0,25...6,7 мм.

На рис. 5 наведено результати мікроаналізу EDS оксидного шару подавального трубопроводу. Як видно, основним компонентом шару є залізо, імовірно, у вигляді оксидів FeO і Fe_2O_3 , які утворилися внаслідок перебігу електрохімічної реакції між залізом і водою або її конденсатом з повітря. Потенціал відкритого контуру виявився достатньо чутливим до розтріскування захисного шару. Упродовж всього часу розтягування зразка спостерігали зміщення потенціалу до від'ємних значень від $-0,527$ до $-0,565$ В, що вказувало на втрату оксидним шаром захисних властивостей, імовірно, внаслідок розтріскування та відшаровування. За пружної деформації $S < 1200$ Н, що з урахуванням товщини поперечного перерізу зразка ~ 2 мм у місці розташування електрохімічної комірки відповідає тиску $P \approx 0,5$ МПа в трубопроводі D325, потенціал майже не змінювався та становив $-0,523$ В. При збільшенні напруження розтягу до 3000 Н потенціал відкритого контуру зменшився незначно, приблизно на 5...7 мВ, але при зростанні напруження від 3000 до 4000 Н відзначили різке зміщення потенціалу від $-0,530$ до $-0,555$ В, що обумовлено утворенням ділянок свіжеоголеного металу.

Опис сили та ОСР у часі (рис. 6) показує, що існує критичне пружне навантаження $S \approx 3000$ Н (що відповідає внутрішньому тиску $P \approx 1,3$ МПа в трубопроводі D325 завтовшки $a = 2$ мм у зоні потоншення), де ОСР швидко зменшується зі зростанням сили розтягу. Це свідчить про початок утворення глибоких тріщин в оксидному шарі, які значною мірою активізують локальні корозійні процеси.

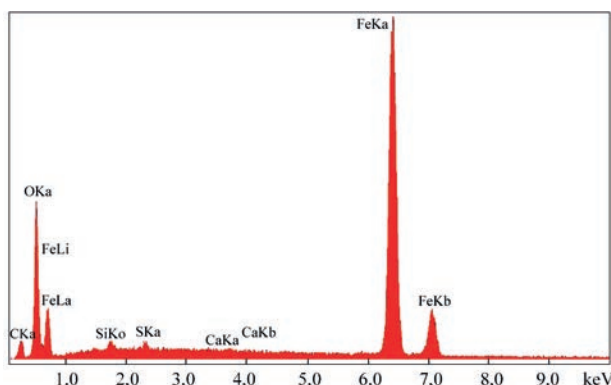


Рис. 5. EDS спектр оксидного шару на поверхні подавальної труби

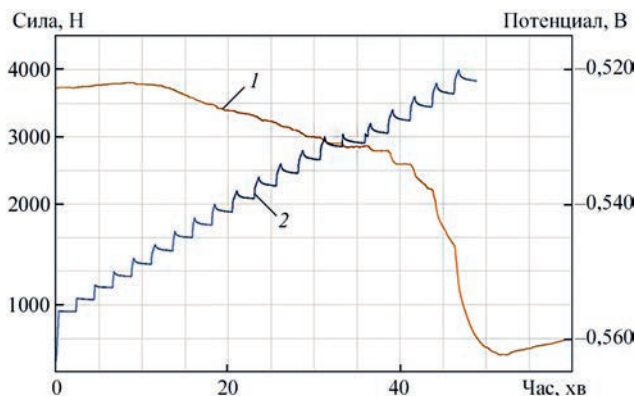


Рис. 6. Зміна потенціалу відкритого контуру зразка (1) за прикладення сили розтягу (2)

У той же час ОСР не надає кількісної інформації про процеси корозії, спричинені розтріскуванням. З іншого боку, справжній кількісний ефект на практиці навряд чи доступний за допомогою лабораторних експериментів, оскільки він залежить від великої кількості параметрів реального середовища (наявності вологи або рідкої води, хімічного складу води, можливих гальванічних ефектів у системі, циклів зволоження–висихання тощо).

Результати візуального контролю та вимірювання ОСР задовільно узгоджуються з даними корозійно-механічних випробувань труби Д630 зі сталі 17Г1С [5], згідно з якими:

- за температури 80°C (середня робоча температура подавального теплопроводу) швидкість корозії вдвічі вище, ніж за температури 40°C (середня робоча температура зворотного трубопроводу);
- процес корозії прискорюється зі збільшенням робочого тиску (внутрішній тиск у подавальному трубопроводі в ~ 2 рази вищий, ніж у зворотному) і стає істотнішим, коли напруження періодично досягають рівня, що відповідає тиску гідравлічних випробувань ($P = 2$ МПа).

Порівняння результатів випробувань на розтяг із даними сертифіката (рис. 7, 8) показує, що після тривалої експлуатації (понад 40 років) значення міцності на розтяг в осьовому напрямку σ_t^a

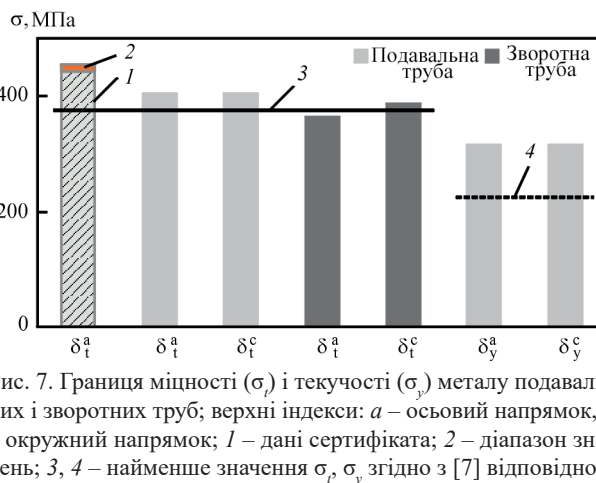


Рис. 7. Границя міцності (σ) і текучості (σ_y) металу подавальних і зворотних труб; верхні індекси: a – осьовий напрям, c – окружний напрям; 1 – дані сертифіката; 2 – діапазон значень; 3, 4 – найменше значення σ , σ_y згідно з [7] відповідно

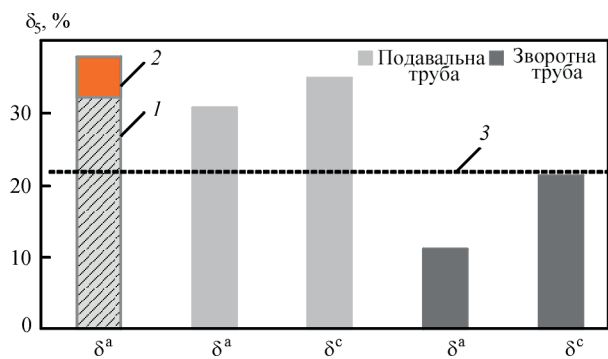


Рис. 8. Відносне подовження після руйнування δ_s металу подавальних і зворотних труб; верхні індекси: a – осьовий напрям, c – окружний напрям; 1 – дані сертифіката; 2 – діапазон значень; 3 – найменше значення δ_s згідно з [7].

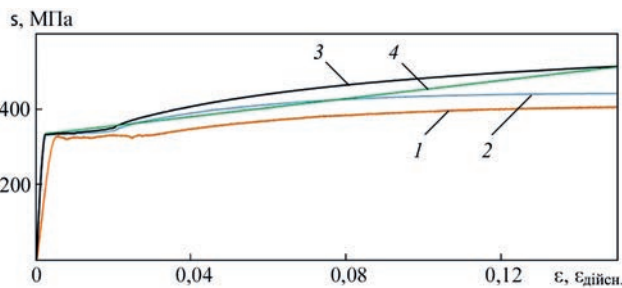


Рис. 9. Діаграми напружень розтягу зразків № 1 і № 3 в межах рівномірного потоншення: 1 – зразок № 1, регулярна діаграма ($\epsilon = \Delta l / l_e$ (l_e – початкова база екстензометра, Δl_e – подовження початкової бази екстензометра), $\sigma = S / F_0$, (S – сила розтягу, F_0 – площа поперечного перерізу зразка)); 2 – зразок № 3, регулярна діаграма; 3 – істинна діаграма напруження-деформації зразка № 3 ($\epsilon_{true} = \ln(1 + \epsilon)$; $\sigma_{true} = \sigma(1 + \epsilon)$); 4 – апроксимована білінійна діаграма зміцнення зразка № 3

матеріалу подавального трубопроводу знизилося на $\sim 10\%$, зворотного трубопроводу – на $\sim 18\%$. Характеристики міцності σ_t і $\sigma_{0,2}$ матеріалу подавального та зворотного трубопроводів в окружному та осьовому напрямках практично однакові та відповідають мінімальним вимогам нормативної документації, що узгоджується з результатами [4], отриманими за відсутності залишкової деформації. Зниження пластичності матеріалу подавального трубопроводу в круговому та осьовому напрямку не перевищує 10% і відповідає вимогам [7]. Зниження пластичності матеріалу зворотного трубопроводу суттєвіше, особливо в поздовжньому напрямку, де воно нижче за мінімальне нормативне значення на $\sim 50\%$, що, вірогідно, є наслідком деформаційного старіння в умовах локального згину та підвищує схильність до крихкого руйнування, зокрема за вибухового навантаження.

Результати випробувань на розтяг матеріалу подавального трубопроводу наведено в табл. 4 і на рис. 9.

Підвищені характеристики міцності та пластичності матеріалу значно потоншеної зони труби пояснюються відбором зразків на розтяг з найменш пошкодженого шару, прилеглого до внутрішньої поверхні труби, властивості якого є специфічними внаслідок технології виготовлення труб, а також впливом масштабного фактору (товщина зразків відрізняється в ~ 6 разів).

Тенденції зміни твердості по товщині заготовок № 4 і № 6 (рис. 10, в) узгоджуються з ре-

Таблиця 4. Механічні властивості матеріалу подавального трубопроводу в осьовому напрямку

Номер зразка	1	3	D1-1	D1-2
Випробувальна машина	MTS	Zwick	Ділатометр	
Місце відбору зразка	незначна корозія	суттєве корозійне потоншення		
σ_r , МПа	408,0	442,1	449,7	443,7
$\sigma_{0,2}$, МПа	320,0	333,1	338,3	333,2
δ_s , %	30,8 ($l_e = 25$ мм)	23,70 ($l_e = 40$ мм)/37,8*	–	–
ψ , %	56,4	73,8	–	–
Примітка. *Значення відносного подовження $\delta_s = 37,8$ % непропорційного зразка № 3 розраховано згідно з [13] для порівняння з відносним подовженням пропорційного зразка № 1.				

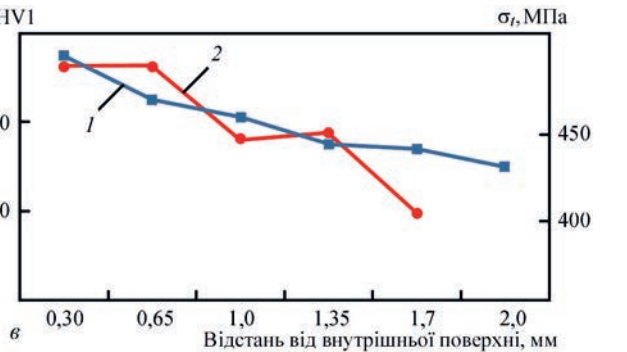
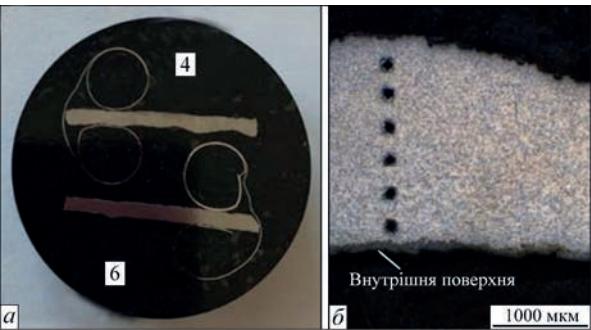


Рис. 10. Вимірювання твердості по товщині стінки труби зі значним корозійним потоншенням: a – вимірювальний темплет, цифрами позначено номери використаних заготовок (табл. 3); b – зразок із заготовки № 4 після індентування; c – твердість HV1 та міцність на розрив σ_t по товщині зразків (розрахунок значень σ_t згідно з [11])

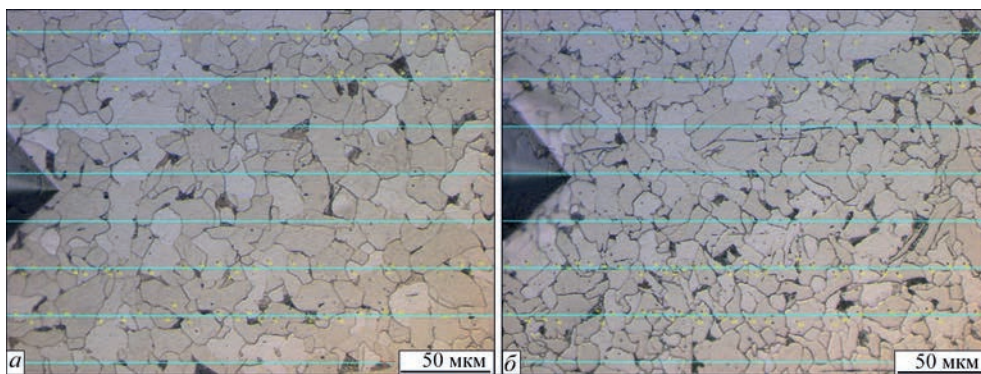


Рис. 11. Вимірювання розміру зерна зразка № 4 на: а – середині товщини стінки; б – біля внутрішньої поверхні

зультатами механічних випробувань (табл. 4). Зростання твердості біля внутрішньої поверхні труби свідчить про технологічне зміцнення металу в процесі виготовлення труби, а також незначну внутрішню корозію. Зміцнений приповерхневий шар із зовнішнього боку, очевидно, внаслідок інтенсивнішої корозії не зберігся. Зазначене підтверджується результатами вимірювань розмірів зерен (рис. 11). Середній розмір зерна біля внутрішньої поверхні труби на $\sim 2\%$ (заготовка № 6) і $\sim 10\%$ (заготовка № 4) менший, ніж у середній частині поперечного перерізу по товщині.

На рис. 12 наведено результати вимірювань твердості в зоні значного потоншення заготовки № 4, виконаних на бічній грані (у напрямку максимальних напружень розтягу, обумовлених внутрішнім тиском). Незважаючи на те, що мінімальна товщина потоншення $a_{\min} = 0,68$ мм є помітно нижчою за порогове значення товщини $a_{\max}^{CTA} = 0,97$ мм, яке розраховане шляхом підстановки механічних властивостей зразка № 1 (табл. 4) у (1) і визначає початок пластичного деформування стінки трубопроводу при тиску гідравлічних випробувань $P = 2$ МПа:

$$a_{\max}^{CTA} = \frac{PD_0}{2(\sigma_{0,2} + \frac{P}{2})}, \quad (1)$$

отримані значення практично однакові в середині товщини та в приповерхневих шарах металу. Це свідчить про відсутність, внаслідок інтенсивної корозії, вихідних технологічно зміцнених шарів зовнішньої та внутрішньої поверхонь, а також накопичених залишкових деформацій, що знаходить підтвердження при розрахунках МСК і вимірюваннях твердості бічної поверхні зразка після випробувань на розтяг.

Для побудови геометричної моделі трубопроводу були використані розміри фрагмента поздовжнього перерізу подавального трубопроводу Д325 (рис. 12, а). Моделювання дефектів на поверхні труби здійснювали обертанням відповідних доповнюючих сегментів навколо осей, розташованих співвісно трубі (рис. 13). Товщина труби $a = 2$ мм приблизно відповідає, за даними візуального контролю, середньому значенню товщини стінки суміжних ділянок у зоні розташування зазначеного фрагменту поздовжнього перерізу. У розрахунку використана дійсна діаграма розтягу зразка №3 (рис. 9), апроксимована дволінійним методом ($\sigma_{0,2} = 334$ МПа, $\sigma_t = 516$ МПа, тангенціальний модуль $G_t = 1200$ МПа). У табл. 5 наведено максимальні пластичні деформації трьох дефектів із різними геометричними параметрами за тиску гідравлічного випробування $P = 2$ МПа. Відносно

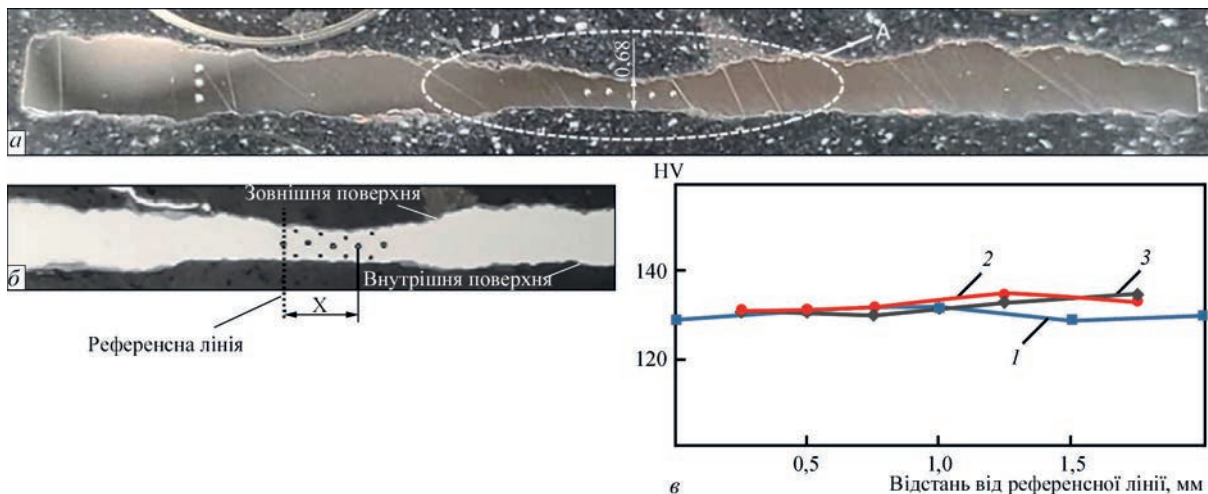


Рис. 12. Вимірювання твердості по товщині значно потоншеної стінки: а – темплет після вимірювання HV1; б – зона А після вимірювань HV1 і HV0.3, x – відстань від референтної лінії до точки вимірювання; ϵ – твердість по товщині стінки

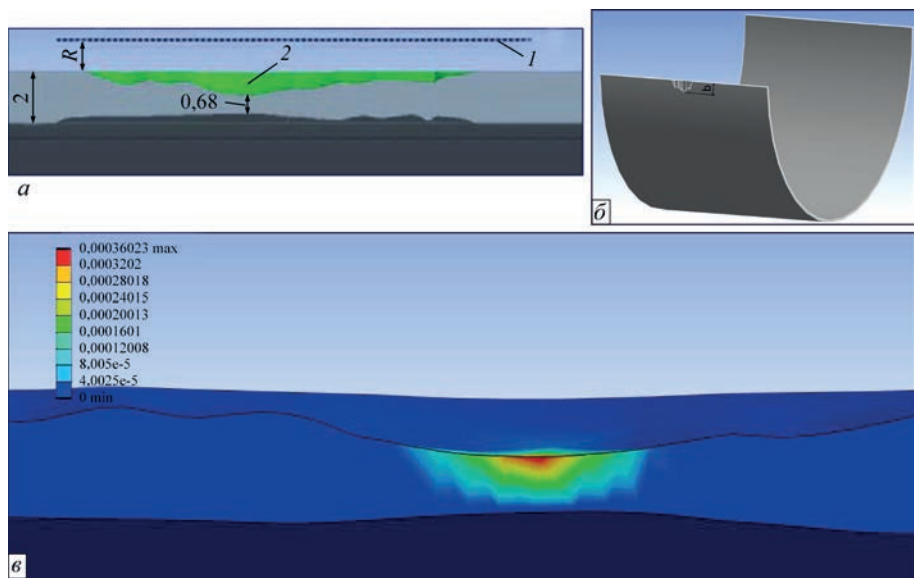


Рис. 13. Модель дефекту: а – схема моделювання дефекту: 1 – вісь обертання, 2 – доповнюючий сегмент, R – радіус обертання; б – дефект на зовнішній поверхні; в – половина ширини дефекту; 3 – розподіл пластичних деформацій

Таблиця 5. Максимальна пластична деформація ε у дефекті

Номер варіанта	Радіус R, мм	Ширина b, мм	$\varepsilon \cdot 10^{-2}$, %
1	3	2,5	0,07
2	50	8,2	4
3	100	11,4	10

низькі величини максимальних деформацій на зовнішній поверхні в зоні найбільшого потоншення є наслідком розвантажувального згину, спричиненого дією внутрішнього тиску. Результати вимірювання твердості за Віккерсом під навантаженням 0,3 кг (HV0.3) на бічній поверхні зразка Д1-1 після його випробування на розтяг наведено на рис. 14.

Орієнтовне значення залишкової пластичної деформації ε_r в i -й точці вимірювання твердості визначали як: $\varepsilon_{ri} = \ln(a_0/a_i)$, де a_0 – початкова товщина

поперечного перерізу зразка; a_i – товщина поперечного перерізу зразка в i -й точці після випробувань.

Наведені дані (рис. 14, в) підтверджують, що значення максимальних пластичних деформацій $\varepsilon_r < 0,1$ % зразка з мінімальною товщиною $a_{min} = 0,68$ мм помітно не впливають на твердість. Подальше зменшення товщини стінки труби призводить до збільшення не тільки залишкової пластичної деформації, але й одночасного накопичених малоциклових пошкоджень у поверхневому шарі найбільш потоншених ділянок і корозійних виразок [4]. Наявність наскрізних корозійних дефектів свідчить про те, що внаслідок швидкого розвитку корозії стінки накопичені втомні пошкодження в постійно поновлюваному поверхневому шарі не встигають досягти критичного значення.

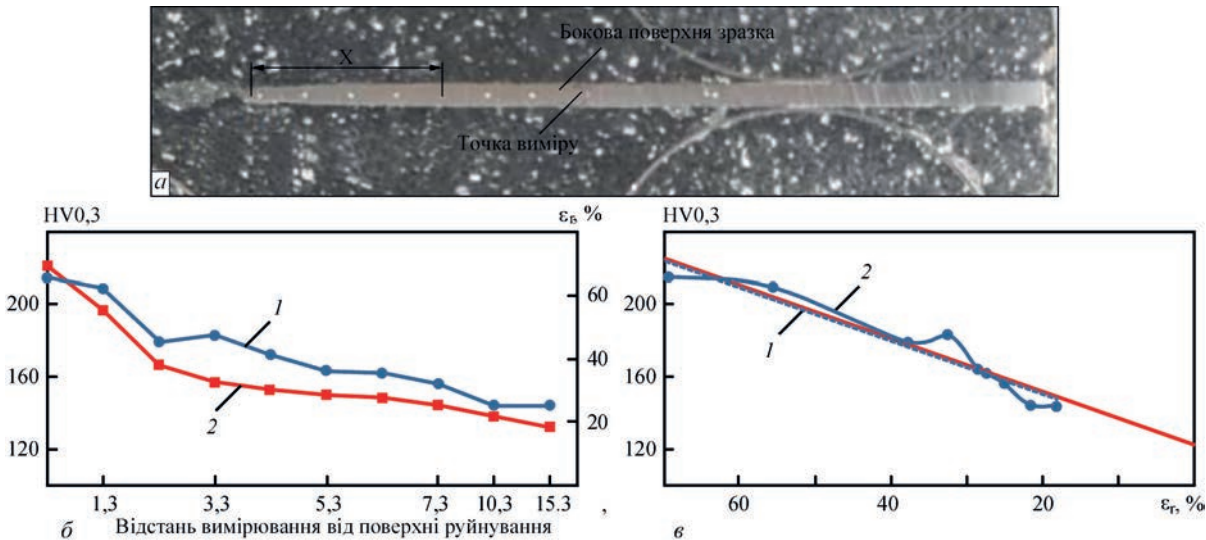


Рис. 14. Твердість по довжині бічної поверхні зразка Д1-1 після випробування на розтяг: а – бічна поверхня зразка, x – відстань точки вимірювання від поверхні руйнування; б – результати вимірювання твердості як функції відстані від поверхні руйнування – (1) та залишкової пластичної деформації ε_r – (2); в – лінійна апроксимація значень твердості HV (1) залежно від залишкової деформації ε_r – (2)

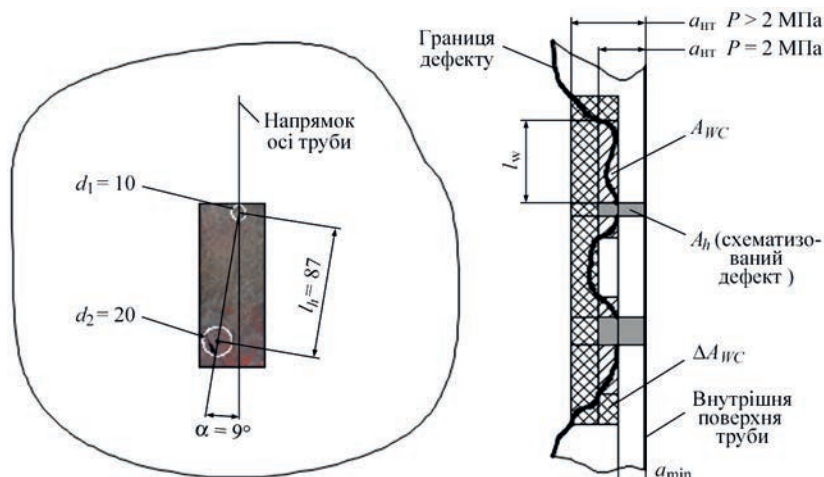


Рис. 15. Схематизація наскрізних дефектів: а – вид згори: d_1, d_2 – діаметри кіл, що описують дефекти; б – розрахункова схема: a_{HT} – мінімальна допустима товщина за тиску P ; l_w – довжина прилеглої зони послаблення; a_{min} – мінімальна залишкова товщина; A_{WC} – розрахункова площа прилеглої зони послаблення; A_h – площа отвору, що схематизує дефект; ΔA_{WC} – приріст площини послаблення при збільшеному тиску

Оцінку міцності за наявності наскрізного дефекту можна виконати з використанням гіпотези, згідно з якої несуча здатність трубопроводу зменшується, якщо: $A_d > A_0$, де A_d – площа послаблення повздовжнього перерізу, обумовлена наявністю дефекту; A_0 – площа повздовжнього перерізу найбільшого кругового отвору, що не зменшує несучої здатності трубопроводу.

Згідно з [14] у випадку труби 328×8 : $A_0 = d_0^P \cdot a = 100,8$ мм, де d_0^P – найбільший діаметр кругового отвору за руйнівного тиску P_b труби: $d_0^P = 0,25 \sqrt{D_m \cdot a}$, де D_m – середній діаметр труби; a – номінальна товщина стіни труби.

Для оцінки міцності фрагменту подавального трубопроводу, що розглядається, схематизуємо наскрізні дефекти круговими отворами з діаметром d_1 і d_2 (рис. 15, а). Оскільки (рис. 15, б): $l_d < 2\sqrt{D_m \cdot a}$ та $\alpha < 15^\circ$, будемо вважати ці отвори як такі, що знаходяться в одному поздовжньому перерізі та належать одному дефекту складної форми. Через те, що під час гідравлічного випробування ($P = 2$ МПа) руйнування не відбулося, можна стверджувати, що відносно зазначеного дефекту виконується умова: $A_d = \Sigma A_h + \Sigma A_{WC} < A_0$, де площа кругового отвору, що схематизує дефект: $A_h = d \cdot a_{HT}$, де d – діаметр кругового отвору, що описує дефект; a_{HT} – найменша допустима товщина під час гідравлічних випробувань згідно з (1); A_{WC} – розрахункова площа поздовжнього перерізу прилеглої до отвору зони із залишковою товщиною, меншою за a_{HT} : $A_{WC} = (a_{HT}^P - a_{min}) \cdot l_w$.

Таким чином, гідравлічне випробування не гарантує планове руйнування трубопроводу за наявності порівняно невеликих наскрізних дефектів. При цьому викликаний ними незначний витік води ускладнює їх виявлення, особливо коли трубопровід пролягає в непрохідному каналі.

Зазначимо, що на момент проведення гідравлічного випробування інформація про наявність наскрізних дефектів та їх характерні геометричні параметри, як правило, відсутня, тому попереднє визначення руйнівного тиску пошкодженого трубопроводу є неможливим. У той же час, зі збільшенням випробувального тиску ймовірність руйнування трубопроводу з наскрізними дефектами зростає внаслідок приросту площини ослаблення ΔA_{WC} (рис. 15, б).

Висновки

На основі проведених досліджень встановлено, що після тривалої експлуатації теплопроводу:

- Корозійний стан теплопроводів незадовільний. Захисне покриття за фізико-механічними показниками не відповідає вимогам нормативних документів. Пошкодження подавального трубопроводу, який зазнав значніших експлуатаційних навантажень, суттєвіше, ніж зворотного, а зовнішня корозія трубопроводів інтенсивніша, ніж внутрішня.

- Розтріскування оксидного шару, яке починається на найбільш потоншених локальних ділянках і в корозійних виразках подавального трубопроводу, прискорюється при зростанні напружень у діапазоні розрахункового робочого тиску, що призводить до активізації корозійних процесів і формування наскрізних дефектів, що запобігає руйнуванню за малоцикловим втомним механізмом.

- Значення міцності на розрив конструкційного матеріалу (ВСтЗсп) подавального трубопроводу зменшилось на $\sim 10\%$, зворотного трубопроводу – на $\sim 18\%$. Границя міцності та текучості матеріалу трубопроводів в окружному та осьовому напрямку практично однакові та відповідають мінімальним нормованим значенням показників.

Зниження пластичності матеріалу подавально-го трубопроводу не перевищує 10 %, тоді як зворотного – суттєвіше, особливо в осьовому напрямку, де воно нижче за мінімальне нормоване значення, що, вірогідно, обумовлено деформаційним старінням і підвищує схильність до крихкого руйнування.

– Підвищені характеристики міцності та пластичності матеріалу значно потоншених ділянок спричинені відбором зразків на розтяг із найменш пошкодженого шару, прилеглого до внутрішньої поверхні, властивості якого є специфічними внаслідок технології виготовлення труб, а також впливом масштабного чинника використаних для порівняння зразків.

– Гідравлічні випробування можуть не призвести до очікуваного руйнування в місці розташування наскрізних дефектів залежно від геометричних параметрів пошкодження, що, враховуючи невеликі розміри дефектів і, відповідно, незначний виток води, ускладнює їх виявлення при прокладанні трубопроводу в непрохідному каналі.

Список літератури

1. Тороп В.М. (2022) Проведення гідравлічних випробувань трубопроводів теплових мереж з метою досягнення заданої надійності їх експлуатації. *Технічна діагностика та неруйнівний контроль*, 3, 35–41. DOI: <https://doi.org/10.37434/tdnk2022.03.06>
2. Плешивцев В.Г., Пак Ю.А., Филиппов Г.А. (2008) Факторы, снижающие конструктивную прочность металла труб и перспективы создания новых трубных сталей для тепловых сетей. 3-я научно-практическая конференция «Тепловые сети. Современные практические решения». www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2076
3. Пенкин А.Г., Терентьев В.Ф., Маслов Л.Г. (2004) Оценка степени деградации механических свойств и остаточного ресурса работоспособности трубных сталей с использованием методов акустической эмиссии и кинетической твердости. www.sds.ru/articles/degradation/index.html
4. Юхимець П.С., Дмитриенко Р.І., Палієнко О.Л., Єгоренко В.М. (2022) Механічні властивості металу критично потоншених ділянок теплопроводу та особливості їх руйнування. *Технічна діагностика та неруйнівний контроль*, 4, 34–46. DOI: <https://doi.org/10.37434/tdnk2022.04.06>
5. Yukhymets, P.S., Nyrkova, L.I., Gopkalo, O.P. (2022) Specific features of corrosion heating network pipelines made of 17G1S steel. *Materials Science*, 58(1), 35–40. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-022-00627-5>
6. (2005) ГОСТ 380 Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки.
7. (1980) ГОСТ 10705 Трубы стальные электросварные. Технические условия.
8. (2005) ДСТУ EN 13018 Неруйнівний контроль. Контроль візуальний. Загальні вимоги.

9. (1985) ГОСТ 9.908 Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной и коррозионной стойкости.
10. (2009) DIN EN ISO 6892-1 *Metallic materials — Tensile testing — Part 1: Method of test at room temperature*.
11. (2018) ISO 6507-1 *Metallic material. Vickers hardness test. Part 1: Test method*.
12. (2024) ASTM E112 *Standard test methods for determining average grain size*.
13. (1999) EN ISO 2566-1 *Conversion of elongation values. Part 1: Carbon and low alloy steels*.
14. (1989) Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок ПНАЭ Г-7-002-86.

References

1. Torop, V.M. (2022) Performance of hydraulic testing of piping of heat networks to achieve the specified reliability of their operation. *Tekh. Diahnost. ta Neruiniv. Kontrol*, 3, 35–41 [in Ukrainian]. DOI: <https://doi.org/10.37434/tdnk2022.03.06>
2. Pleshivtsev, V.G., Pak, Yu.A., Filippov, G.A. (2008) Factors that reduce the structural strength of pipe metal and the prospects for creating new pipe steels for heating networks. In: *Proc. of 3rd Sci.-Pract. Conf. on Heat Networks. Modern Practical Solutions* [in Russian]. www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2076pov
3. Penkin, A.G., Terentyev, V.F., Maslov, L.G. (2004) Assessment of the degree of degradation of mechanical properties and residual service life of pipe steels using acoustic emission and kinetic hardness methods [in Russian]. www.sds.ru/articles/degradation/index.html
4. Yukhymets, P.S., Dmytrienco, R.I., Palienko, O.L., Yehorenko, V.M. (2022) Mechanical properties of metal of critically thinned sections of the heat pipelines and features of their destruction. *Tekh. Diahnost. ta Neruiniv. Kontrol*, 4, 2022, 34–46 [in Ukrainian]. DOI: <https://doi.org/10.37434/tdnk2022.04.06>
5. Yukhymets, P.S., Nyrkova, L.I., Gopkalo, O.P. (2022) Specific features of corrosion heating network pipelines made of 17G1S steel. *Materials Sci.*, 58(1), 35–40. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-022-00627-5>
6. (2005) GOST 380 *Carbon steel of ordinary quality. Brands* [in Russian].
7. (1980) GOST 10705 *Electric-welded steel pipes. Technical conditions* [in Russian].
8. (2005) DSTU EN 13018 *Non-destructive testing. Visual control. General requirements* [in Ukrainian].
9. (1985) GOST 9.908 *Unified system of protection against corrosion and aging. Metals and alloys. Methods of determining corrosion indicators and corrosion resistance* [in Russian].
10. (2009) DIN EN ISO 6892-1 *Metallic materials. Tensile testing. Pt 1: Method of test at room temperature*.
11. (2018) ISO 6507-1 *Metallic material. Vickers hardness test. Pt 1: Test method*.
12. (2024) ASTM E112 *Standard test methods for determining average grain size*.
13. (1999) EN ISO 2566-1 *Conversion of elongation values. Pt 1: Carbon and low alloy steels*.
14. (1986) PNAE G-7-002 *Standards for calculation of strength of equipment and pipelines of nuclear power installations* [in Russian].

CORROSION-MECHANICAL STATE OF THE HEAT PIPELINE AFTER LONG-TERM OPERATION

P.S. Ykhymets¹, L.I. Nyrkova¹, R.I. Dmytriienko¹, H. Kaminski², C. Zaruba², P. Linhardt², G. Ball², V.M. Yehorenko³

¹E.O. Paton Electric Welding Institute of NASU. 11 Kazymyr Malevych Str., 03150, Kyiv, Ukraine. E-mail: yupeter@ukr.net

²TU Wien. 13 Karlsplatz, 1040, Vienna, Austria. E-mail: heinz.kaminski@tuwien.ac.at

³CE «Kyivteploenergo». 5 Ivan Franko Sq., 01001, Kyiv, Ukraine. E-mail: yehorenko.vm@kte.kmda.gov.ua

Metal properties of heat pipeline areas thinned under operating conditions are a necessary component for determining its real state, and therefore their research is an actual task. The work investigates the corrosion-mechanical state of a heat pipeline made

of VSt3sp steel after more than 40 years of operation. Based on the conducted research, it was established that corrosion of the feeding pipeline is more severe than that of the return pipeline, while the external corrosion of the pipelines is more intense than the internal one. Cracking of the oxide layer accelerates with increasing stresses in the range of the design pressure and leads to activation of the corrosion processes and formation of through defects that prevents destruction by the mechanism of low-cycle fatigue. It is shown that tensile and yield strengths of the steel correspond to the minimum normalized values. The reduction in plasticity of the feeding pipeline metal does not exceed 10 %, while that for return pipeline is below the minimum normalized value which is probably due to strain aging. The least damaged layer adjacent to the inner surface of pipes has increased strength and plasticity characteristics due to the pipe manufacturing technology. While hydraulic test may not lead to the expected destruction at the location of through defects, its probability rises with increase of the test pressure. 14 Ref., 5 Tabl., 15 Fig.

Keywords: heat pipelines, corrosion, mechanical properties, hardness, through defects

Отримано 26.11.2024

Отримано у переглянутому вигляді 02.12.2024

Прийнято 20.12.2024



Розроблено в ІЕЗ ім. Є.О. Патона

АКУСТИКО-ЕМІСІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ ВИЗНАЧЕННЯ СТАНУ ВІДПОВІДАЛЬНИХ ПРОМИСЛОВИХ КОНСТРУКЦІЙ

Об'єкти технічного діагностування та контролю: Одеський припортовий завод, ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6 (м. Київ), підприємства Укртрансгазу та ін.

Раннє попередження аварій та руйнувань відповідальних металевих конструкцій.

Визначення терміну подальшої експлуатації відповідальних металевих конструкцій, що працюють під навантаженням.

