

Є.І. Крижанівський

ДЕГРАДАЦІЯ МАТЕРІАЛІВ НАФТОГАЗОВИХ ОБ'ЄКТІВ ДОВГОТРИВАЛОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ШЛЯХИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЇХ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ

За довготривалої експлуатації магістральних газопроводів можлива деградація властивостей їх матеріалу, зумовлена його старінням. Проведені дослідження зміни властивостей металу магістральних газопроводів, що перебували в експлуатації від 30 до 45 років, свідчить, що тривала експлуатація газопроводів спричиняє незначне погіршення стандартизованих механічних і електрохімічних властивостей низьколегованих трубних сталей, яке за належного контролю за змінами геометрії стінок труби не є загрозовим.

ДЕГРАДАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ ДОЛГОДЕЙСТВУЮЩЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ПУТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИХ РАБОТОСПОСОБНОСТИ

При долговременной эксплуатации магистральных газопроводов возможна деградация свойств их материала, обусловленная старением металла. Проведенные исследования изменения свойств металла магистральных газопроводов, которые находились в эксплуатации от 30 до 45 лет, показали, что длительная эксплуатация газопроводов вызывает незначительное ухудшение стандартизованных механических и электрохимических свойств низколегированных трубных сталей, которое при надлежащем контроле за изменениями геометрии стенок трубы не представляет опасности.

THE DEGRADATION OF MATERIALS FOR OIL AND GAS FACILITIES AND LONGTERM OPERATION AND WAYS TO ENSURE THEIR HEALTH

Degradation of the gas trunk pipelines material characteristics due to the ageing process can occur during long-term operation. The investigations of the trunk pipeline characteristics which have been in operation 35 – 40 years showed that long-term pipeline operation causes neglectable degradation of the normalized mechanical and electro-chemical properties of the low-alloyed tubular steels. The degradation can not cause a serious danger if the appropriate control of the pipe wall thickness will be organized.

ВСТУП

Основним чинником відмов під час експлуатації як промислових трубопроводів, так і магістральних та розподільчих, а також багатоемних нафтових резервуарів, є

корозія. Вона проявляється як у стоншенні стінки труби, так і в корозійному та водневому розтріскуванні, корозійно-втомленому поширенні тріщини. Це особливо небезпечні види корозійно-механічного руйнування, кінетику яких важко прогнозувати. Серед

них слід виділити особливо агресивну роль водню, який може спричинити неконтрольоване руйнування конструкції за короткий проміжок часу. Це вказує на те, що до проблеми прогнозування та продовження ресурсу трубопроводів слід підходити з позицій фізико-хімічної механіки руйнування та міцності матеріалів. І тут ключовим є розуміння складних процесів взаємодії середовищ із високодеформованим металом, в першу чергу в околі гострокінцевих дефектів. Останнім часом фізико-хімічна механіка матеріалів стає базовою для технічного діагностування конструкцій тривалої експлуатації, у тому числі нафтових та газових трубопроводів [1].

Розглянемо проблему деградації матеріалів нафтогазових об'єктів довготривалої експлуатації та шляхи забезпечення їх працездатності на прикладі двох об'єктів – це нафтогазотранспортні трубопроводи й обсадні колони нафтогазових свердловин [2].

На перший погляд, конструктивно подібні об'єкти довготривалої експлуатації практично виконують однакові функції – транспортують енергоносії: нафту і газ та їх продукти і суміші, як відносно чисті, так і з супутніми агресивними речовинами. У випадку їх відмов, постає небезпека виникнення аварій із значними екологічними та матеріальними збитками.



Рис. 1. Руйнування магістрального газопроводу

Прикладом може слугувати руйнування магістрального газопроводу (рис. 1) «Уренгой-Помари-Ужгород» 7 травня 2007 р. на Київщині на ділянці УМГ «Черкаситрансгаз» та 6 грудня 2007 року на Вінничині.

Руйнування обсадної колони, відрив колонної головки від обсадної колони призвів до великої катастрофи у Мексиканській затоці (рис. 2), що сталася 20 квітня 2010 року на платформі Deepwater Horizon, є найбільшою в історії США, яку ліквідували 5 місяців. Загинуло 11 осіб. У затоку витекло 4,9 млн тонн нафти. Компанія «BP» понесла фінансові збитки в розмірі понад 9 млрд доларів.



Рис. 2. Аварія на платформі Deepwater Horizon у Мексиканській затоці

Наслідки катастрофи, на думку екологів, будуть проявлятися десятки років.

Ці об'єкти необхідно експлуатувати з високою надійністю. Показник надійності – «ремонтпридатність», виходячи з умов експлуатації, значно вищий для трубопроводів. Ремонт обсадної колони є складним і не завжди успішним.

Один із найбільш вагомих чинників, який призводить до зниження їх надійності, є деградація матеріалів при довготривалій експлуатації [1, 3].

МАТЕРІАЛИ ТА МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕНЬ

Великий обсяг досліджень щодо деградації виконано на матеріалах трубопро-

водів газо- та нафтотранспортної систем України. Сприяє цьому наявність широкого діапазону термінів експлуатації (рис. 3) трубопроводів різних геометричних розмірів, виготовлених з різних класів сталей [4].

За терміном експлуатації структура МГ така: до 15-ти років – 31,7%; від 16 до 25-ти років – 37,1%; від 26 до 35 років – 14,7%; від 36 до 50 років – 15,8%; понад 50 років – 0,7%.

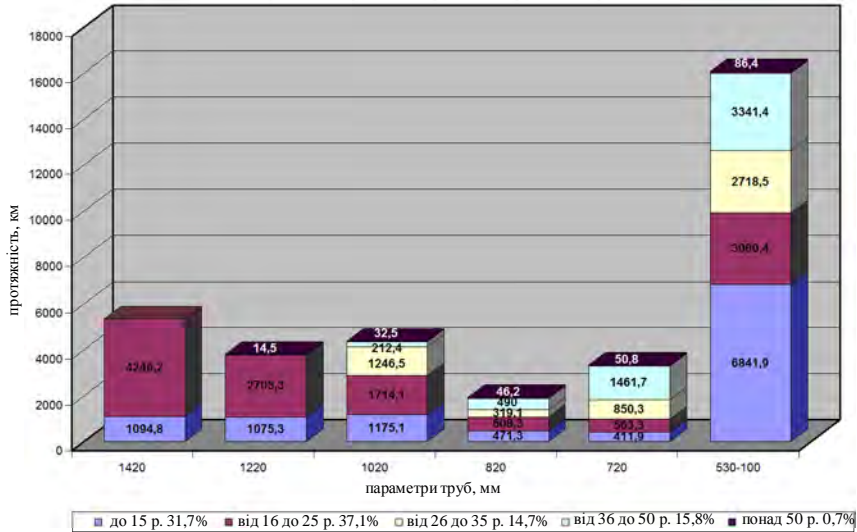


Рис. 3. Термін експлуатації газопроводів відповідно за діаметрами і довжиною

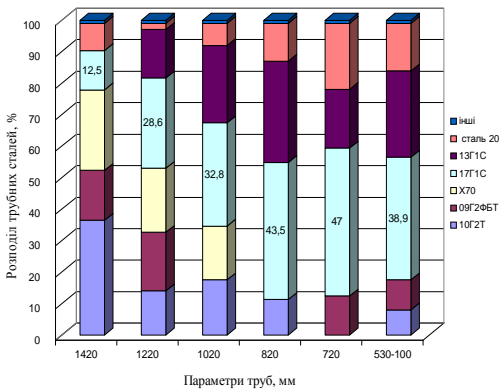


Рис. 4. Процентний розподіл зразків трубних сталей за марками та діаметрами

Розподіл основних марок сталей, з яких виготовляють газопроводи (рис. 4), показує, що досить близькі за хімічним складом сталі 17ГС, 17Г1С і Х70 складають 81%.

Аналіз проводився саме на цих сталях, названих надалі сталями типу 17Г1С.

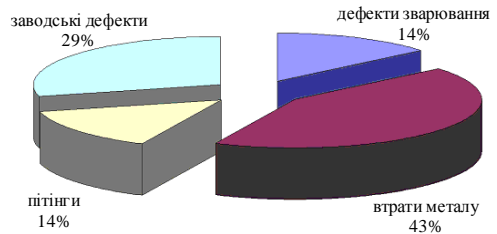


Рис. 5. Виявлення дефектів у газопроводі

Отримані результати обстеження газопроводу інтелектуальним поршнем (рис. 5) дозволяють стверджувати, що зварні з'єднання газопроводів часто є найбільш уразливими ділянками з точки зору їх пошкодження та руйнування, та особливо в

умовах наводнення металу. З іншого боку, склад газу й умови експлуатації газопроводів передбачають можливість такого наводнення і, відповідно, небезпеку руйнування, спричинену явищем водневої крихкості.

РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА ЇХ ОБГОВОРЕННЯ

Різноманітні обстеження магістральних трубопроводів показали, що біля 60% їх руйнувань спричинені дією корозійного чинника, а термін безпечної експлуатації суттєво залежить від корозійної стійкості металу.

Механічні характеристики трубопроводів різних термінів експлуатації наведено в табл. 1. У чисельнику показана твердість металу труби біля внутрішньої поверхні, а

в знаменнику – біля зовнішньої. Позначення X52(10) відповідає трубі товщиною 10 мм, а X52(12) – 12 мм.

Тривала експлуатація трубопроводів змінила механічні характеристики трубних сталей за розтягу (табл. 1). Якщо матеріал контрольної труби зі сталі 17Г1С володіє характеристиками міцності ($\sigma_{0,2}$ і σ_B) дещо вищими за регламентовані, то після експлуатації спостерігалось, насамперед, зниження межі текучості. Її значення для експлуатованих 29, 38 і 40 років сталей є нижчими за регламентоване (363 МПа). Зазнала зниження також межа міцності. Проте навіть після 40 років експлуатації вона не виходить за межі регламентованого значення (510 МПа).

МЕХАНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ДОСЛІДЖУВАНИХ СТАЛЕЙ

Таблиця 1

Сталь	τ , роки	Ділянка труби	HRB	$\sigma_{0,2}$, МПа	σ_B , МПа	ψ , %	δ , %
17Г1С	–		$\frac{90}{95}$	$\frac{378}{(363)}$	$\frac{595}{(510)}$	79,0	20,2
	29	Низ	$\frac{87}{89}$	345	547	71,1	19,6
	38		$\frac{78}{79}$	357	520	73,1	25,4
	40		$\frac{79}{80}$	302	515	69,2	26,3
X52			$\frac{90}{91}$	355	475	72,9	22,7
X52(10)	30	Верх	70	335	538	55,0	28,8
		Низ	66	362	536	54,6	29,7
X52(12)		Верх	78	255	460	62,5	22,9
		Низ	74	268	451	64,4	20,8

Зміни механічних характеристик сталі X52 після 30-ти років експлуатації аналогічні змінам сталі 17Г1С. Встановлено зниження межі текучості сталі X52 (12), що не відповідає її сертифікату.

Виявлено аномалію у механічній поведінці тривало експлуатованих сталей, що проявилася в зниженні як показників міцності, так і у різному характері зміни характеристик пластичності (зменшенні ψ та зростанні δ). У зв'язку з цим показано, що параметр δ деградованої сталі відображає

не тільки її пластичну деформацію, але й розкриття зароджених під час експлуатації великої кількості мікротріщин (рис. 6).

Тому зміну пластичності деградованих сталей можна оцінювати тільки за відносним звуженням ψ , який, до речі, в нормативних документах відсутній. Параметр δ доцільно використовувати як характеристику пошкодженості деградованої сталі та ні в якому разі як характеристику її пластичності.

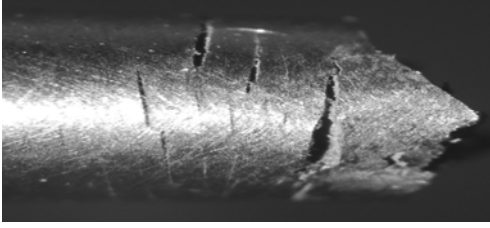


Рис. 6. Характер руйнування експлуатованої трубної сталі

Для оцінювання чутливості різних параметрів матеріалу труб до експлуатаційної деградації скористаємось показником відносних змін Δ , що являє собою механічні характеристики тривало експлуатованої сталі 17Г1С, віднесені до їх початкового значення (рис. 7).

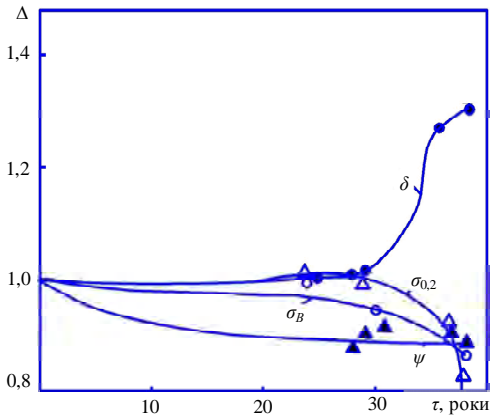


Рис. 7. Залежність показника відносної зміни механічних характеристик сталі 17Г1С від часу експлуатації трубопроводів: ▲ – ψ ; ● – δ ; Δ – $\sigma_{0,2}$; ○ – σ_B

За спадом міцності ($\sigma_{0,2}$ і σ_B) важко судити про деградацію сталі в перші 30 років експлуатації. За наступні 10 років вони змінюються відчутніше. Таку ж тенденцію має і параметр δ , однак в сторону збільшення. На наш погляд, в цей час відбувається найбільш інтенсивний розвиток дефектності сталі.

Ознакою експлуатаційної деградації трубних сталей є також поява на кривій розтягу полочки текучості.

За спадом модуля пружності E важко судити про деградацію сталі впродовж всього часу експлуатації, оскільки він відбувається дуже монотонно, і за 40 років становить тільки 3,5% (рис. 8).

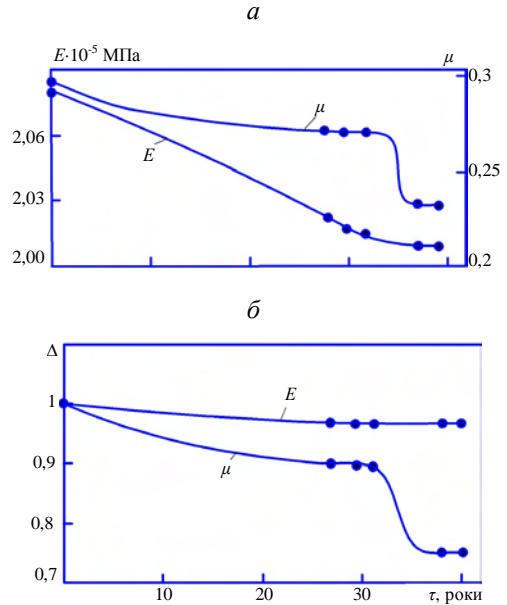


Рис. 8. Динаміка зміни модуля пружності E та коефіцієнта поперечної деформації μ за час експлуатації сталі 17Г1С

Коефіцієнт поперечної деформації μ має більш чітку тенденцію до спаду, а його характер складніший: він має два ступені. Параметр μ визначається за абсолютною величиною відношення поперечного звуження до поздовжнього видовження при розтягу зразка. Очевидно, що перший ступінь спаду μ пов'язаний зі зменшенням параметра ψ в перші роки експлуатації трубопроводу. Після 30 років спостерігається інтенсивний розвиток дефектності матеріалу труби, що проявляється в аномальному зростанні δ і, як наслідок, в появі

другого ступеня спаду параметра μ .

Проводились також випробування зразків на втомленість (гладких циліндричних і з концентратором) сталі 17Г1С, вирізаних як з контрольних, так і з експлуатованих труб [5, 6]. Оцінка чутливості меж витривалості гладких циліндричних зразків (σ_{-1}) і зразків з концентратором (σ_{-1}^H) до деградації сталі 17Г1С проводилась за їх відносними змінами (рис. 9). Відомо, чим більш високу міцність має сталь, тим вона чутливіша до надрізів і пошкоджень поверхні. Оскільки під час експлуатації міцність трубної сталі зменшується, то слід очікувати пониження чутливості зразків до надрізів. Однак випробування зразків з концентратором, вирізаних з експлуатованих труб, показали зворотнє явище: спад межі витривалості був найбільшим. Тому чутливість показника σ_{-1}^H до деградації сталі – найвища (крива 2 на рис. 9). Відносні зміни межі витривалості σ_{-1} (крива 1) практично повністю корелюють за весь час експлуатації трубопроводів.

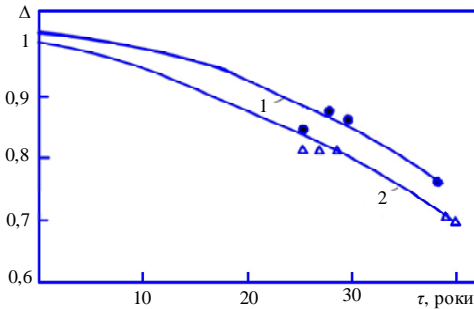


Рис. 9. Динаміка відносних змін показників витривалості сталі 17Г1С за час експлуатації трубопроводу: 1 – σ_{-1} ; 2 – σ_{-1}^H

Ударна в'язкість (рис. 10) виявилася набагато чутливішою характеристикою до тривалої експлуатації сталі 17Г1С порів-

няно з випробуваннями на розтяг і, тим більше, на кручення. Для експлуатованих сталей величина KCV знизилась у 1,7 разів порівняно з неексплуатованою. Загалом деградація сталі більше виражена для металу, розміщеного ближче до внутрішньої поверхні труб, а також для їх нижніх ділянок, що підтверджує негативний вплив на механічні властивості матеріалу транспортного середовища.

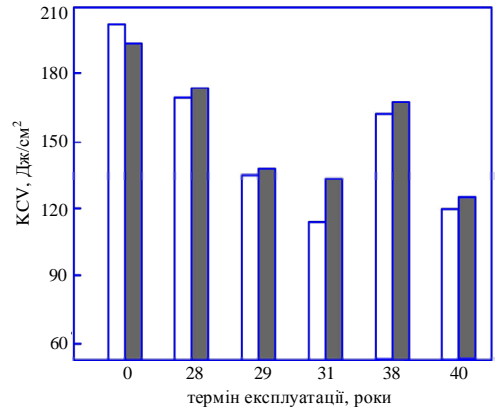


Рис. 10. Вплив терміну експлуатації магистральних газопроводів на ударну в'язкість трубної сталі 17Г1С

Результатами механічних ударних випробувань і електронно-фрактографічного аналізу (рис. 11) встановлено, що руйнування зразків з неексплуатованої сталі за кімнатної температури відбувається за в'язким механізмом, а експлуатованої сталі за тих же умов – за крихков'язким механізмом (рис. 12).

Отже, деградація експлуатованих сталей проявляється, насамперед, у зниженні опору крихкому руйнуванню.

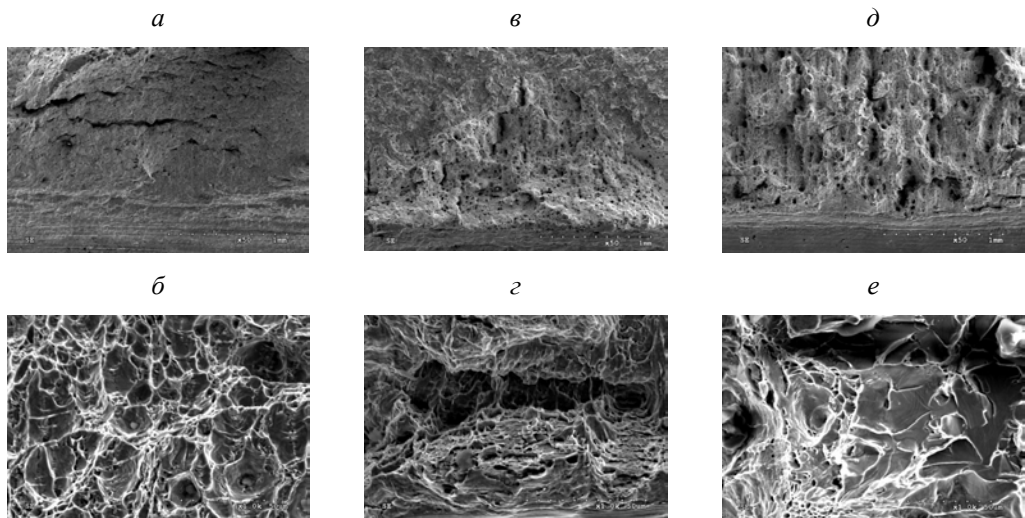


Рис. 11. Фрактограми зламів зразків сталі 17Г1С після випробувань на ударну в'язкість: а, б – запасна труба; в, з – труби, що експлуатувалися 29 років; д, е – труби, що експлуатувалися 40 років; збільшення $\times 50$ (а, в, д) та $\times 1000$ (б, з, е)

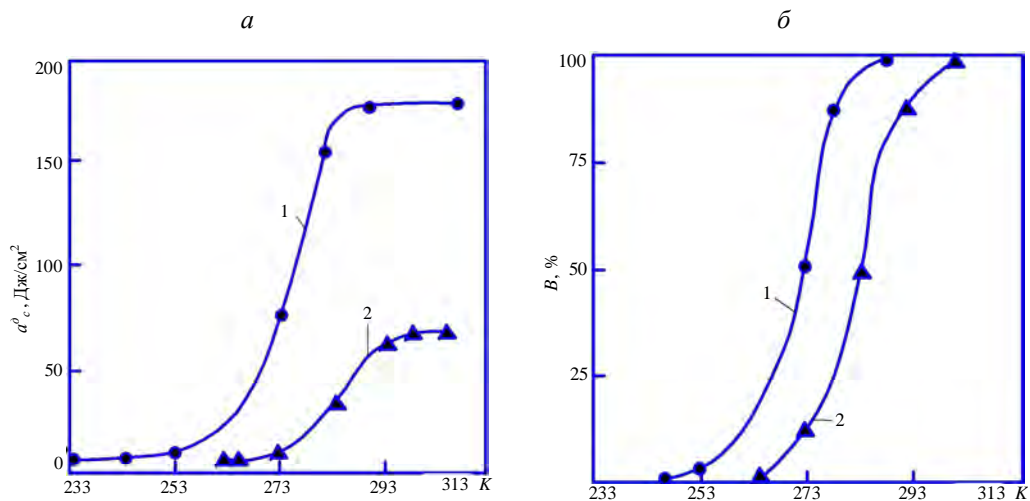


Рис. 12. Залежності роботи поширення тріщини (а) та в'язкої складової (б) у зламах зразків неексплуатованої (1) та експлуатованої (2) сталі 17Г1С від температури випробувань

Перехід до випробовування зразків із нанесеною тріщиною від втомленості призводить до ще більшого зміщення нижньої температури холодноламкості в бік вищих значень. При цьому діапазон температур крихко-в'язкого переходу зазнає подаль-

шого звуження. Робота зародження тріщини залежно від температури випробувань для експлуатованої сталі майже не відрізняється від такої ж для неексплуатованої сталі. Натомість величина роботи поширення тріщини експлуатованої протя-

гом 40 років сталі зменшується за кімнатної температури випробувань більш як вдвічі порівняно зі сталлю труби запасу. Отже, в тривало експлуатованих трубних сталях робота поширення тріщини a_c^d відіграє вирішальну роль у визначенні величини ударної в'язкості KCV.

Аналогічні результати отримані при випробуваннях на ударну в'язкість зразків, виготовлених із сталі X52 (рис. 13).

Різке пониження ударної в'язкості спостерігається для експлуатованої сталі. Її величина зменшилась втричі (рис. 13, б).

Тривала експлуатація нафтопроводу різко знижує ударну в'язкість його імпоротної сталі типу 10ГС. Для металу верхньої ділянки труби вона майже вдвічі менша (95 Дж/см^2), ніж у вихідному стані (180 Дж/см^2). За випробувань нижньої ділянки труби визначити ударну в'язкість було неможливо, оскільки відбувалося розшарування металу вздовж твірної труби, що свідчить про наводнювання сталі трубопроводу в донній воді та важливу роль водню у деградації сталей нафтопроводів.

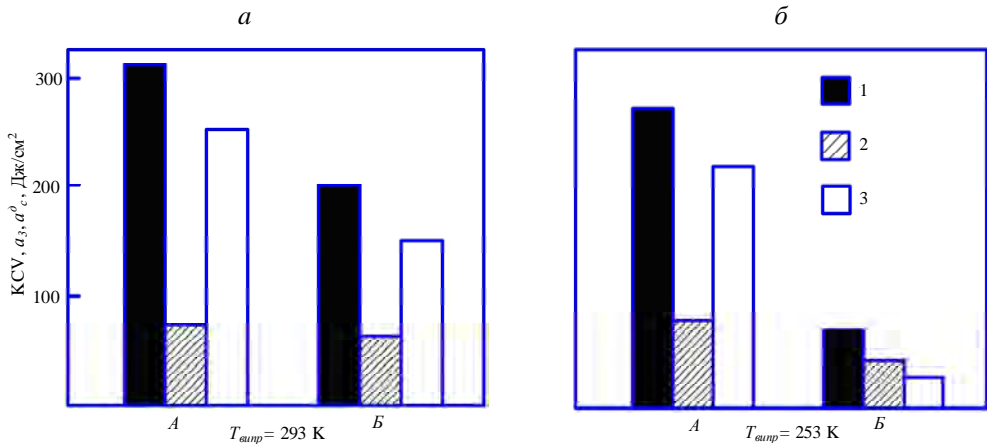


Рис. 13. Ударна в'язкість (1), робота зародження (2) та поширення (3) тріщини за ударних випробувань сталей X52(A) і X52(Б) – низ (Б) вздовж твірної труби (орієнтація надрізу 1°) за температур 293 К (а) і 253 К (б)

Після 28-річної експлуатації магістральних нафтопроводів із сталі 17Г2С їх фізико-механічні характеристики значно погіршуються.

Оцінку експлуатаційної деградації трубної сталі 17Г1С зробили за параметром K_{1c} . За температур випробувань вищих за 240 К оцінку тріщиностійкості рекомендовано проводити за δ_k -критерієм, оскільки значення K_{1c} стають недостовірними. Тому температурні випробування сталі 17Г1С у вихідному стані та після 40 років

експлуатації були проведені за двома критеріями в'язкості руйнування – K_{1c} і δ_k .

Оцінку чутливості параметрів K_{1c} і δ_k матеріалу труб до експлуатаційної деградації виконали через показник відносних змін Δ , (табл. 2). Отримані результати свідчать про високу чутливість параметрів K_{1c} і δ_k до експлуатаційної деградації сталі 17Г1С, причому вона різко зростає з пониженням температури випробування.

Параметр	$J_{1c}^{\partial} / J_{1c}$	$J_{0,2}^{\partial} / J_{0,2}$	$\delta_K^{\partial} / \delta_K$
Зовнішня поверхня	0,60	0,80	0,81
Внутрішня поверхня	0,35	0,57	0,63

Крім δ_K критерію виконати коректну оцінку статичної тріщиностійкості високоеластичних трубних сталей можна також методом J -інтегралу. Оцінювали критичне значення J -інтегралу за моментом початку поширення тріщини J_{1c} і за невеликого стабільного приросту тріщини $J_{0,2}$ на 0,2 мм.

На рис. 14 наведено кількісні дані параметрів тріщиностійкості J_{1c} і $J_{0,2}$ сталі 17 Г1С для труби запасу й експлуатованого впродовж 40 років металу. На ньому ж для порівняння характеристик тріщиностійкості, визначеними за різними методами, надано також значення критичного розкриття тріщини δ_K .

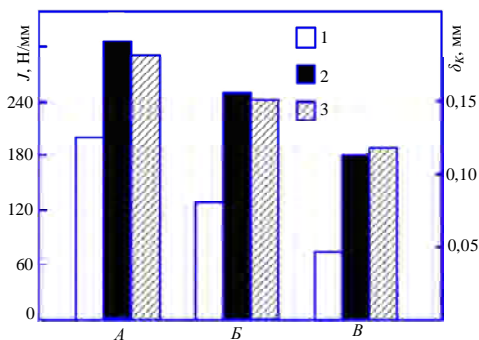


Рис. 14. Параметри тріщиностійкості $J_{1c}(1)$, $J_{0,2}(2)$ і $\delta_K(3)$ сталі 17Г1С: А – труба запас; Б – зовнішня та В – внутрішня поверхні експлуатованої впродовж 40 років

Тривала експлуатація призводить до значного спаду всіх характеристик короткочасної тріщиностійкості матеріалу труби.

Із візуального обстеження труб виявилось, що тривала експлуатація зумовила корозійне руйнування їх внутрішньої поверхні (рис. 15 і 16) на глибину 0,2 – 0,3 мм.

Водночас на зовнішній поверхні труб спостерігалися локальні корозійні пошкодження, глибина яких для труб запасу становила 1 – 1,5 мм. Такі пошкодження є наслідком підплівкової корозії, що виникла під захисним покриттям труби у ході її експлуатації або в місцях локального порушення суцільності тимчасового захисту труб запасу, де конденсується волога і протікають корозійні процеси. Під час розтягу зразків поблизу таких дефектів локалізується пластична текучість металу перед розривом.

Металографічні дослідження труб за 250-кратного збільшення не виявили суттєвого впливу на зміну структури сталі після 45-річної експлуатації. По всьому перерізу зразків структура сталі була майже однорідною і складалася із феритних і перлітних зерен (рис. 16, а). Не виявлено зміни мікроструктури і за 10000-кратного збільшення. За такого збільшення виявлялися скупчення мікропорожнин, які в експлуатованій і неексплуатованій сталях майже не відрізнялися (рис. 17).

а

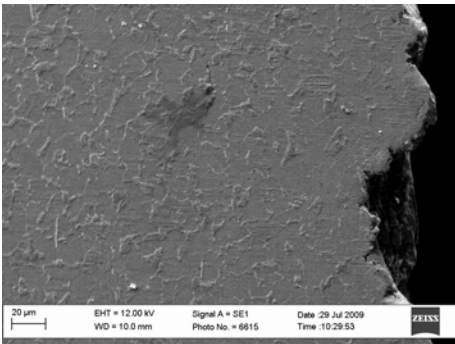


б



Рис. 15. Вигляд внутрішньої поверхні очищених труб діаметром 520 мм, експлуатованих протягом 45-ти років (а), та труб запасу (б)

а

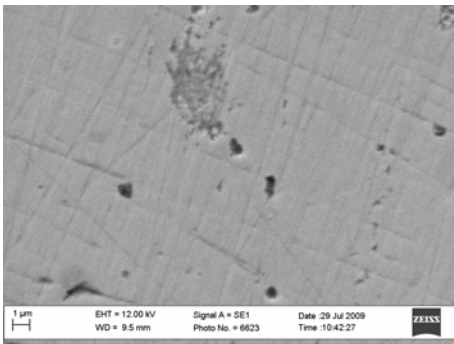


б



Рис. 16. Мікроструктура сталі 10Г2С з внутрішньої поверхні експлуатованої труби (а) та нетравлений шліф труби запасу з внутрішньої поверхні (б)

а



б

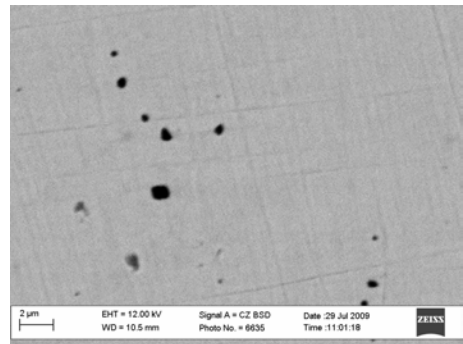


Рис. 17. Скупчення мікропорожнин в експлуатованій (а) і неексплуатованій (б) сталях 10Г2С

Встановлено (рис. 18), що сталь 10Г2С проявляє активність у модельному розчині водного конденсату (МРВК), який утворюється у газопроводі. Поляризаційні криві для експлуатованої та неексплуатованої сталей є подібними. Механізм анодної реакції розчинення сталі є однаковим. Потенціал корозії експлуатованої сталі на 25 мВ зміщений в катодну область порівняно зі сталлю у труб запасу. Відповідно, густина струму за сталого потенціалу анодної поляризації – 0,65 В для експлуатованої сталі вдвічі вища, ніж для сталі у труб запасу. Поляризаційний опір сталі труби запасу в МРВК становить 1,9 кОм·см², тоді як для сталі експлуатованої – 1,6 кОм·см².

З метою усунення впливу на електрохімічні характеристики сталей поверхневої плівки, яка утворюється в нейтральних середовищах, додатково проведено дослідження у розчині сульфатної кислоти з $pH = 1$ (рис. 18, б). Потенціали корозії близькі (– 0,550 та – 0,555 мВ для неексплуатованої та експлуатованої сталей відповідно), проте струм корозії експлуатованої сталі є суттєво вищим від сталі труби запасу. Поляризаційний опір сталей відрізняється майже вдвічі (80 та 46 Ом·см² для неексплуатованої та експлуатованої сталей відповідно).

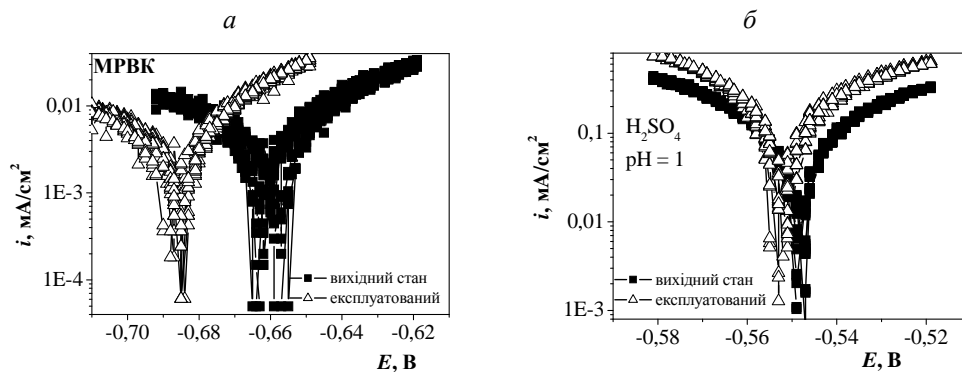


Рис. 18. Поляризаційні криві сталі 10Г2С, зняті у модельному розчині водного конденсату у газовій трубі (а), та у розчині H_2SO_4 з $pH = 1$ (б)

Тривала експлуатація нафтогазових об'єктів спричиняє погіршення механічних і електрохімічних властивостей їх матеріалів, які за належного контролю умов експлуатації та використання ефективних захисних та зміцнюючих технологій можуть бути не загрозливими.

Особливо це є актуальним для обсадних колон свердловин з видобування сланцевого газу. Після гідророзриву тріщини в гірському масиві будуть продовжувати зростати, змінюючи при цьому напружений стан як у масиві, так і його дію на обсадну колону. При цьому необхідно здійснювати постійний моніторинг напружено-

го стану гірської породи. Експериментально підтверджено, що такий контроль можна здійснювати за допомогою природних імпульсів електромагнітного поля Землі (ПЕМПЗ) (рис. 19). Ця методика апробована під час дослідження напруженого стану гірського масиву на Богородчанському підземному сховищі газу при заповненні та відборі природного газу.

Необхідно враховувати зміну властивостей інших матеріалів, які працюють сумісно з об'єктом, що розглядається. Наприклад, для обсадної колони – корозію та зміну властивостей цементного каменя.

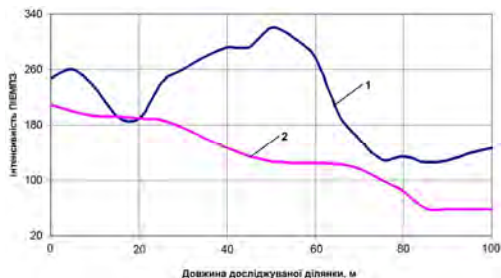


Рис. 19. Інтенсивність ПІЕМПЗ, що характеризує поверхнєві вогнища напружено-деформованого стану Богородчанського газосховища на ділянці довжиною 100 м: 1 – незаповнене сховище; 2 – заповнене сховище

Таким чином, при роботі нафтогазових об'єктів довготривалої експлуатації поряд з урахуванням деградації їх матеріалів необхідно враховувати динаміку процесів, які відбуваються в експлуатаційному середовищі. Особливо для нових малодосліджених процесів, таких як буріння, освоєння й експлуатація свердловин для видобування сланцевого газу, щоб надійно виключити загрозу для навколишнього середовища.

ВИСНОВКИ

1. У газовому середовищі внутрішня поверхня магістральних трубопроводів кородує за електрохімічним механізмом з утворенням неглибоких рівномірно розподілених по внутрішній поверхні корозійних виразок.

2. Тривала експлуатація газопроводів зумовлює незначне зниження твердості, межі міцності й умовної межі текучості та помітне збільшення відносного видовження зразків із низьколегованих марганцем і силіцієм сталей, а також знижує анізотропію властивостей, набуту в процесі виготовлення труб.

3. Електродний потенціал експлуатованої сталі до 20 – 30 мВ від'ємніший за потенціал металу труб запасу, а струм корозії дещо більший.

4. На зовнішній поверхні труб запасу (діаметром 520 мм) виявлено окремі локальні корозійні виразки ураження глибиною 1 – 1,5 мм, що виникли в результаті підпільної корозії. Тут локалізується пластична деформація під час розтягу металу.

5. Тривала експлуатація газопроводів спричиняє незначне погіршення стандартизованих механічних і електрохімічних властивостей низьколегованих трубних сталей, яке за належного контролю зміни геометрії стінки труби не є загрозливим.



СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Крижанівський Є.І. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: наук.-техн. посібник в 3-х т. / Є.І. Крижанівський, Г.М. Никифорчин; за ред. В.В. Панасюка. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – Т. 1. – 2010. – 457 с.; Т. 2. – 2011. – 447 с.; Т. 3. – 2012. – 432 с.

2. Фізико-механічні властивості сталі обсадної труби та їх вплив на її роботу здатність / Є.І. Крижанівський, Г.М. Никифорчин, І.І. Палійчук [та ін.] // Механіка

руйнування матеріалів і міцність конструкцій: 5-та міжнар. конф. 24 – 27 червня 2014 р.: зб. наук. праць. – Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України, 2014. – С. 761 – 766.

3. Gabeta G. In-service degradation of gas trunk pipeline X52 / G. Gabeta, H.V. Nykyforchyn, E. Lunarska [etс.] // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2008. – № 1. – С. 88 – 99.

4. Похмурський В.І. Зміна механічних та електрохімічних характеристик сталі газопроводів після тривалої експлуатації / В.І. Похмурський, Є.І. Крижанівський // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2009. – № 3(21). – С. 5 – 10.

5. Крижанівський Є.І. Вплив наводнення на корозійно-механічні властивості зварних швів газопроводів / Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський, Д.Ю. Петрина // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – № 1(14). – С. 25 – 29.

6. Вплив експлуатації сталі Х52 на корозійні процеси у модельному розчині газового конденсату / О.Т. Цирульник, З.В. Слободян, О.І. Звірко [та ін.] // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2008. – № 5. – С. 29 – 37.

ПРО АВТОРІВ

Крижанівський Євстахій Іванович – д.т.н., професор, завідувач кафедри механіки машин, член-кореспондент НАН України, ректор Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.