

УДК 620.17

ВПЛИВ ДЕГРАДАЦІЇ СТАЛІ 17Г1С НА ЇЇ ВЛАСТИВОСТІ ПІСЛЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НА МАГІСТРАЛЬНОМУ ГАЗОГОНІ

Є. В. ХАРЧЕНКО¹, О. З. СТУДЕНТ², Г. В. ЧУМАЛО²

¹ Вармінсько-Мазурський університет в Ольштині, Польща;

² Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України, Львів

Порівняно сталь 17Г1С у вихідному стані та після 40 років її експлуатації на магістральному газогоні за механічними та корозійними характеристиками. Підтверджено низьку чутливість до експлуатаційної деградації характеристик міцності та модуля пружності сталі і значно вищу – характеристик пластичності. Виявлено нижчу опірність корозії експлуатованої сталі (порівняно з неексплуатованою), градієнт за швидкістю корозії K_m і по товщині стінки труби (значення K_m максимальне біля внутрішньої поверхні труби), і по її периметру (швидкість корозії максимальна в донній частині труби). На зламах зразків експлуатованої труби поблизу її внутрішньої поверхні виявлено локальні ділянки з нечітким фрактографічним рельєфом, які зазвичай спричиняють поверхневі плівки. Їх вважали за ознаку розпорошеної пошкодженості внаслідок формування корозійних ушкоджень всередині стінки труби.

Ключові слова: сталь газогонів, тривала експлуатація, деградація, механічні і корозійні характеристики, структурні і фрактографічні особливості.

Під час тривалої експлуатації конструкційні матеріали, які використовують для виготовлення трубних елементів газотранспортної системи, деградують, що знижує їх робоздатність за експлуатаційних умов. Оскільки ресурс значної частини вітчизняних магістральних газогонів добігає встановленого терміну експлуатації, актуальним завданням залишається обґрунтування можливості його продовження. І першим кроком є встановлення закономірностей зміни механічних та корозійних властивостей трубних сталей залежно від тривалості їх експлуатації на реальних об'єктах.

Мета роботи – оцінити деградацію сталі 17Г1С однієї з ділянок магістрального газогону західного регіону України після 40 років експлуатації за її фізико-механічними та корозійними властивостями.

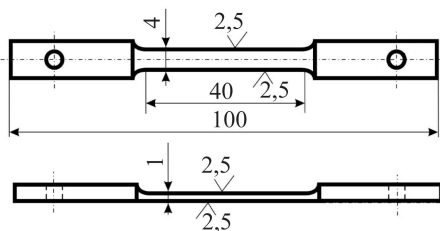


Рис. 1. Плоский зразок для випроб розтягом з низькою швидкістю деформування.

Fig. 1. Flat specimen for tensile test at low rate of deformation.

Матеріали та методики досліджень. Дослідили сталь 17Г1С (згідно з вимогами ГОСТ 19282-73: 0,14...0,20% С; 0,4...0,6 Si; 1,0...1,4 Mn; $\leq 0,3$ Cr; $\leq 0,3$ Cu) елемента труби (\varnothing 800 mm за товщини стінки 9 mm) після 40 років експлуатації на магістральному газогоні. Характеристики міцності і пластичності сталі визначали на гладких циліндричних зразках \varnothing 4 mm, виготовлених з центральної частини перерізу стінки експлуатованої та неексплуатованої труб. Швидкість деформування зразків під час оцінювання

механічних характеристик (σ_B , $\sigma_{0,2}$, δ , ψ) становила 10^{-5} s^{-1} . Крім того, в дослідженнях використали плоскі зразки (рис. 1), заготовки для яких вирізали з експлуатованої труби на різній віддалі від внутрішньої та зовнішньої її поверхонь з кроком 1 mm. Для порівняння дослідили зразки, виготовлені з неексплуатованої труби запасу. Електрохімічні дослідження здійснили на потенціостаті IPC-Pro. Корозійну тривкість оцінювали масометричним методом. Металографічні і фрактографічні дослідження виконали на сканівному електронному мікроскопі EVO 40XVP.

Результати досліджень. Механічні характеристики за розтягу зразків. Характеристики міцності експлуатованої та неексплуатованої труб, визначені на циліндричних зразках з центральної частини перерізу труб, після експлуатації майже не змінилися (див. таблицю): границя міцності σ_B знизилася на $\sim 3\%$, а границя плинності $\sigma_{0,2}$ на $\sim 4\%$. Разом з тим суттєво змінилися характеристики пластичності: відносне видовження δ знизилася на $\sim 14\%$, а відносне звуження ψ на $\sim 20\%$. Оскільки найбільше змінилося відносне звуження, то саме цю характеристику найкраще використати для оцінювання деградації сталей. Вона характеризує опірність деформуванню металу в найслабшому локальному перерізі зразка, тоді як характеристика δ враховує здатність до деформування металу по всій довжині робочої частини зразка. Отримані результати узгоджуються з попередніми дослідженнями [1–3].

Механічні характеристики сталі 17Г1С

Трубна сталь	σ_B	$\sigma_{0,2}$	E	ψ	δ
	МПа			%	
Експлуатована	540	340	$1,96 \cdot 10^5$	48	18
Неексплуатована	560	350	$2,06 \cdot 10^5$	60	21

Через 40 років експлуатації модуль пружності E сталі 17Г1С знизився лише на $\sim 5\%$. Отже, чутливість до деградації сталі за цим показником теж є не достатньою.

Попередні дослідження показали [2], що товщина деградованого шару тривало експлуатованої труби $\varnothing 110 \text{ mm}$ за товщини стінки 5 mm зі сталі 20 становила 2,0 mm. Оскільки геометрія циліндричних зразків дає можливість визначити властивості металу лише в центральному перерізі стінки труби, то для оцінювання змін в околі внутрішньої і зовнішньої поверхонь труби, спричинених експлуатаційною деградацією, випробували плоскі зразки. Щоб з'ясувати градієнт зміни характеристик металу за товщиною стінки труби, зразки вирізали на різній віддалі від її внутрішньої та зовнішньої поверхонь.

Встановили, що внаслідок експлуатації механічні характеристики (σ_B , $\sigma_{0,2}$, δ , ψ) металу в околі зовнішньої поверхні труби знизилися несуттєво, а в околі її внутрішньої поверхні – вплив деграда-

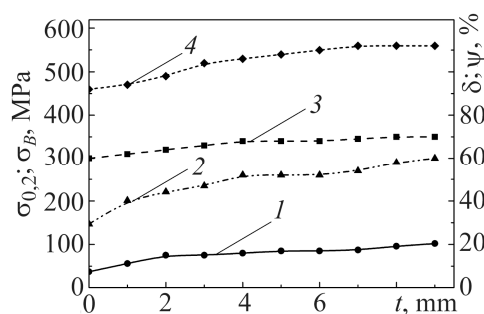


Рис. 2. Зміна характеристик пластичності (1 – δ ; 2 – ψ) та міцності (3 – $\sigma_{0,2}$; 4 – σ_B) сталі 17Г1С за товщиною стінки труби t від її внутрішньої поверхні.

Fig. 2. Change the characteristics of plasticity (1 – δ ; 2 – ψ) and strength (3 – $\sigma_{0,2}$; 4 – σ_B) of the 17Г1С steel across thickness t of tube wall starting from its inner surface.

ції істотніший (рис. 2). Найсильніше знизилася характеристики пластичності. Так, відносне звуження для металу в околі внутрішньої поверхні труби становило 30% (проти 60% для металу в околі зовнішньої її поверхні), а відносне видовження відповідно – 9% проти 21%. Характеристика міцності σ_B змінилася сильніше, ніж $\sigma_{0,2}$, а характеристика пластичності ψ суттєвіше, ніж відносне видовження δ .

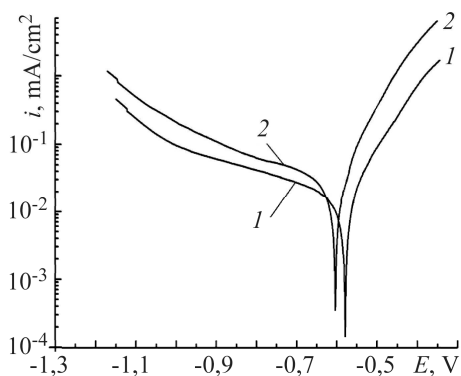


Рис. 3. Поляризаційні криві неексплуатованої (1) та експлуатованої (2) сталі 17Г1С, отримані в модельній морській воді.

Fig. 3. Polarization curves for unexploited (1) and exploited (2) 17Г1С steel in model seawater.

Поляризаційний опір неексплуатованої сталі труби запасу становив $3,2 \text{ k}\Omega \cdot \text{cm}^2$, тоді як експлуатованої – $2,3 \text{ k}\Omega \cdot \text{cm}^2$. Граничний дифузійний струм експлуатованого металу $8 \cdot 10^{-2} \text{ mA/cm}^2$ вдвічі вищий, ніж неексплуатованого. Всі отримані результати свідчать про нижчу опірність корозії експлуатованого металу порівняно з неексплуатованим.

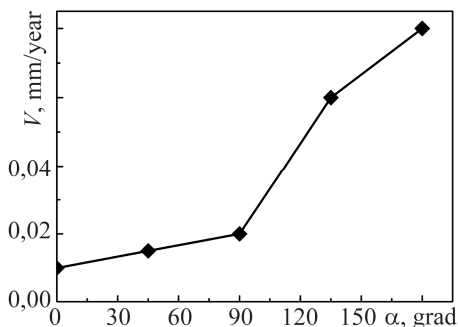


Рис. 4. Зміна швидкості корозії V металу в околі внутрішньої поверхні труби в різних зонах вздовж її периметра (через кожні 45° від стельової частини труби).

Fig. 4. Change of metal corrosion rate V of pipe inner surface in different zones along its perimeter (every 45° starting from the ceiling of the tube).

довищі ММВ. Виявили, що швидкість корозії експлуатованої сталі вища, ніж сталі труби запасу (рис. 5). Крім того, швидкість корозії неексплуатованої сталі за-

Електрохімічні характеристики сталі 17Г1С. Тривала експлуатація сталі на магістральному газогоні вплинула на її електрохімічні характеристики та опірність корозії (рис. 3). За результатами електрохімічних досліджень експлуатованого та неексплуатованого металу в модельній морській воді (ММВ) виявили, що компромісний потенціал експлуатованого металу (-603 mV) зсунувся на $\sim 23 \text{ mV}$ в напрямі від'ємніших потенціалів порівняно з неексплуатованим (-580 mV), а струм корозії експлуатованого матеріалу ($0,014 \text{ mA/cm}^2$) виявився вищим, ніж неексплуатованого в 1,6 рази. При цьому константи Тафеля b_c та b_a неексплуатованої сталі – вищі, ніж відповідні константи експлуатованої сталі.

Поляризаційний опір неексплуатованої сталі труби запасу становив $3,2 \text{ k}\Omega \cdot \text{cm}^2$, тоді як експлуатованої – $2,3 \text{ k}\Omega \cdot \text{cm}^2$. Граничний дифузійний струм експлуатованого металу $8 \cdot 10^{-2} \text{ mA/cm}^2$ вдвічі вищий, ніж неексплуатованого. Всі отримані результати свідчать про нижчу опірність корозії експлуатованого металу порівняно з неексплуатованим.

Оцінювання градієнта швидкості корозії вздовж периметра труби. Виявили, що корозійні процеси на внутрішній поверхні експлуатованої труби відбувалися нерівномірно (рис. 4). Наслідки корозії спостерігали переважно в донній частині труби, що спричинено конденсатом, який стікав по внутрішній поверхні труби і накопичувався в цій частині, агресивними домішками, розчиненими в цьому конденсаті, абразивними частинками продуктів корозії тощо. Середня швидкість корозії металу стельової частини труби становила $0,01 \text{ mm/year}$, а донної – $0,08 \text{ mm/year}$.

Оцінювання градієнта швидкості корозії за товщиною стінки труби. Щоб оцінити зміну корозійної тривкості сталі внаслідок експлуатації, здійснили масометричні дослідження у сере-

лишалась практично незмінною по всій товщині стінки труби (0,032 g/(m·h)), тоді як для експлуатованої сталі вона поступово знижувалася від внутрішньої до зовнішньої поверхні труби і від центра перерізу по товщині стінки труби досягла рівня, властивого неексплуатованій сталі. Отже, деградація сталі 17Г1С поступово поширювалася вглиб стінки труби від внутрішньої до зовнішньої її поверхні.

Результати металографічних досліджень. Відомо, що експлуатаційна деградація об'єктів тривалої експлуатації спричиняє зміни в металі [4–6]. Дослідивши структуру експлуатованої сталі 17Г1С, встановили, що незалежно від місця металографічного аналізу (в околі зовнішньої чи внутрішньої поверхні труби) їй властива ферит-перлітна структура (рис. 6). Не виявили також істотної різниці за розміром феритних зерен у цих зонах. Біля обох поверхонь труби вздовж меж великих майже рівноосних зерен фериту (розміри зерен фериту змінювалися від 20 до 50 μm) розташовувалися істотно дрібніші і витягнені вздовж їх меж зерна перліту (їхні ширина змінювалася від 2 до 10 μm , а довжина – від 10 до 25 μm). Лише кількість зерен перліту біля зовнішньої поверхні труби була дещо більшою (рис. 6b), ніж біля внутрішньої (рис. 6a), що за невисокої роздільної здатності створювало ілюзію більшої густини пошкоджень вздовж меж зерен фериту.

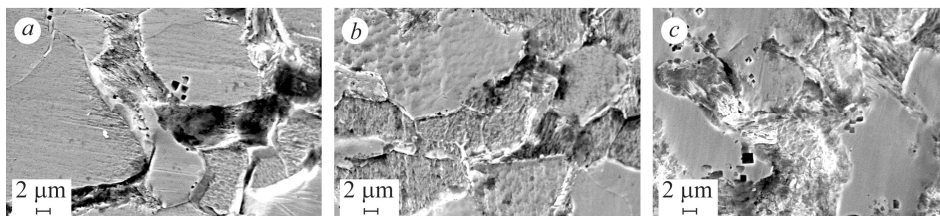


Рис. 6. Мікроструктура сталі 17Г1С в околі внутрішньої (a) і зовнішньої (b, c) поверхонь експлуатованої на головному газогоні впродовж 40 років (a, b) та неексплуатованої (c) труби.

Fig. 6. Microstructure of 17G1C steel of the main gas pipeline near inner (a) and outer (b, c) surfaces of a tube after 40 years of operation (a, b) and in virgin state (c).

Як структурну особливість відзначили інтенсивнішу травимість перлітних зерен, розташованих на стику трьох зерен фериту. В околі зовнішньої поверхні труби виявили ознаки поступового поширеного розчинення тіла перлітних зерен, спричиненого корозійною активністю міжфазних меж між пластинами цементиту і фериту в перлітних зернах (рис. 6b), тоді як в околі внутрішньої її поверхні активніше травився метал в околі меж розділу феритних і перлітних зерен (рис. 6a). Підвищена корозійна активність міжзеренних меж спричинила істотне вторинне розтріскування вздовж них в околі внутрішньої поверхні експлуатованої труби. Така схильність до вторинного розтріскування свідчить про можливість його реа-

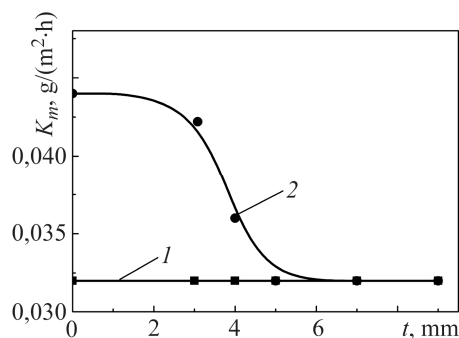


Рис. 5. Зміна швидкості корозії K_m неексплуатованої (1) та експлуатованої впродовж 40 років (2) сталі 17Г1С за товщиною t стінки труби (від внутрішньої її поверхні) у модельній морській воді.

Fig. 5. Change of 17G1C steel corrosion rate K_m of unexploited (1) and after 40 years of operation (2) pipes across the wall thickness t (starting from the inner surface of the tube) in model seawater.

лізації і під час експлуатації труб на газогоні під впливом корозійно-активних складників конденсату.

Порівняння експлуатованої та неексплуатованої сталі 17Г1С за структурою в околі внутрішньої поверхні труби виявило, що після 40 років експлуатації розміри зерен фериту стали більшими, а кількість зерен перліту зменшилася. Зокрема, в структурі металу неексплуатованої труби розміри зерен фериту змінювалися від 10 до 25 μm . Це майже вдвічі менші значення, ніж для металу експлуатованої труби. Крім того, в експлуатованій сталі виявили текстурованість зерен фериту (рис. 6с). Важливо також те, що в неексплуатованій сталі (як і в експлуатованій сталі в околі зовнішньої поверхні труби) корозійно-активнішими є міжфазні межі між цементитом і феритом всередині перлітних зерен, що спричинило поступове пошарове розчинення перліту (рис. 6с). Цим ще раз підтвердили, що в зоні сильнішої експлуатаційної деградації (біля внутрішньої поверхні труби) активнішими стали межі між феритними і перлітними зернами, що може сприяти вторинному розтріскуванню під час експлуатації сталі на газогоні під дією конденсату у трубах і, тим самим, знижувати їх роботоздатність (особливо за впливу напружень від тиску газу в трубі).

Фрактографічні ознаки деградації сталі 17Г1С. Фрактографічні дослідження давно використовують для виявлення інформативних ознак деградації конструкційних сталей за впливу експлуатаційних чинників [7–10]. Щоб встановити фрактографічні ознаки деградації сталі газогону, спричиненої її тривалою експлуатацією, проаналізували злами плоских зразків експлуатованої і неексплуатованої сталі, випробуваних розтягом у повітрі. В центральній нормально орієнтованій частині зламів зразків неексплуатованої сталі, де і відбувалося зародження руйнування, виявили типовий для в'язкого руйнування ямковий (димпловий) рельєф (рис. 7а). Спостерігали також значну кількість великих довгих ямок, орієнтованих по ширині зразків, які пов'язали із слідами від неметалевих включень. За вищої роздільної здатності з'ясували, що в межах феритних зерен руйнування відбувалося у результаті істотного витягування зі слідами виходу ліній ковзання на поверхні ямок, а в межах перлітних зерен – внаслідок відшарування дрібних частинок цементиту від фериту з формуванням дрібних ямок, перетинки між якими руйнувалися через витягування в межах феритної складової перліту (рис. 7б).

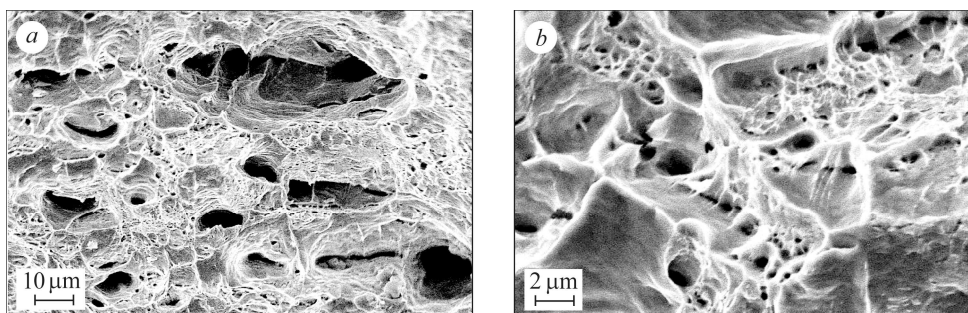


Рис. 7. Мікрофрактограми нормально орієнтованої центральної частини зламу зразка з неексплуатованої сталі 17Г1С за різної роздільної здатності.

Fig. 7. Microfractograms of the normal oriented central part fracture surface of the non-operated 17G1C steel specimen from at different separating ability.

Фрактографічні дослідження рельєфу поверхні зламу зразків з експлуатованої труби, вирізаних в околі зовнішньої поверхні труби, виявили в центрі перерізу зразка (як і для неексплуатованої сталі) стрічковість розташування неметалевих включень, яка на зламах проявилася великими витягненими вздовж ширини зразка (у тангенціальному напрямі стосовно осі труби) розшаруваннями (рис. 8а).

За високої роздільної здатності в ямках, утворених навколо неметалевих включень, самих включень здебільшого не виявили, що є ознакою втрати їх зв'язку з матрицею (рис. 8с), тоді як у неексплуатованій сталі їх фіксували майже в усіх ямках (рис. 7а). На твірних поверхнях ямок спостерігали практично паралельні сліди виходу ліній ковзання на них, що вказує на те, що декогезія вздовж меж розділу неметалевих включень з матрицею відбулася ще на етапі експлуатації сталі. У результаті цього утворилися великі (сумірні розмірам неметалевих включень) порожнини, які під час випроб зразка розтягом витягувалися вздовж напрямку навантаження. При цьому внаслідок пластичної деформації на твірні поверхні цих порожнин (як вільні поверхні) виходили дислокації, формуючи на них сходинки у вигляді хвилястих кільцеподібних слідів, що нагадують сліди від смуг ковзання на бічній поверхні гладких зразків, випробуваних розтягом. Відзначили також меншу пластичність сталі, яка на мікрорівні проявилася менш високими, ніж у неексплуатованій сталі гребенями витягування феритових перетинок між частинками цементиту (рис. 8с).

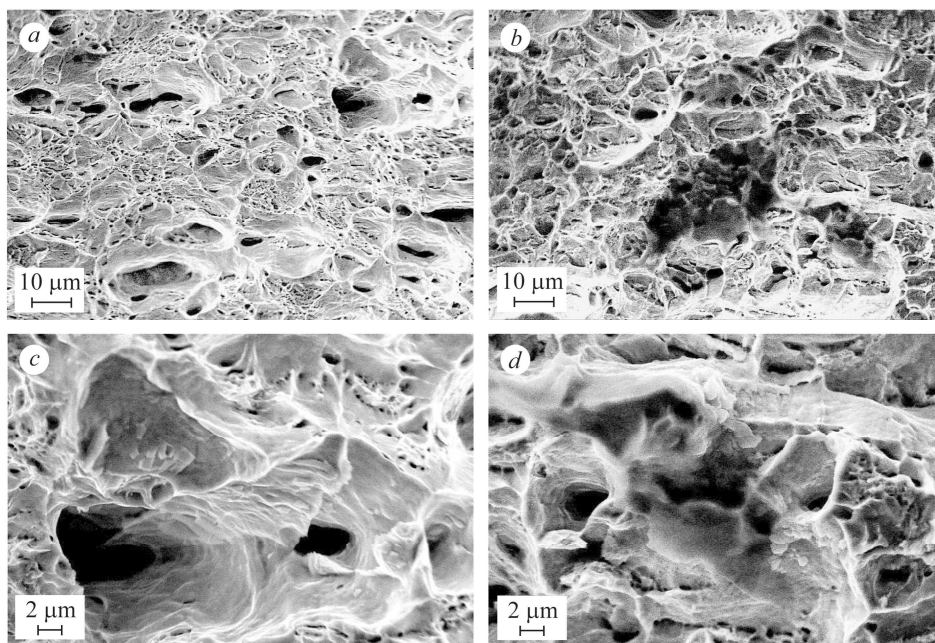


Рис. 8. Мікрофрактограми сталі 17Г1С після 40 років експлуатації на газогоні, отримані на нормально орієнтованій центральній частині зламів зразків, вирізаних біля зовнішньої (а, с) та внутрішньої (b, d) поверхонь труби.

Fig. 8. Microfractograms of the normal oriented central part fracture surface of the non-operated 17Г1С steel specimen after 40 years of operation cut out near the outer (a, c) and inner (b, d) surfaces of the tube.

Щодо зразка, вирізаного біля внутрішньої поверхні експлуатованої труби, то в центральній частині його перерізу (по товщині) виявили ділянки діаметром до 40 μm, поверхня яких була покрита щільною плівкою, через яку втрачалася чіткість елементів рельєфу (рис. 8b, d). Їх вважали за дефекти експлуатаційного походження, що потрапили до зони формування в'язкого зламу під час деформування зразка розтягом на повітрі. Зрозуміло, що ці ділянки сприяли локалізації деформації зразка, оскільки за їх наявності зменшувався його робочий переріз. Саме з цими дефектами пов'язали зниження характеристик пластичності експлуатованого металу в околі внутрішньої поверхні труби.

ВИСНОВКИ

Внаслідок експлуатації сталі 17Г1С на магістральному газогоні впродовж 40 років її механічні характеристики (σ_B , $\sigma_{0,2}$, δ , ψ) в околі зовнішньої поверхні труби майже не змінилися, а в околі її внутрішньої поверхні знизилися. Проте характеристики міцності та модуль пружності сталі виявилися малочутливими до її деградації. Значення ψ в околі внутрішньої поверхні труби становило 30% проти 60% для металу в околі зовнішньої її поверхні, а значення δ відповідно – 9% проти 21%. Найсильніша зміна ψ дає підстави рекомендувати цю характеристику для оцінювання деградації сталей магістральних газогонів.

За зміною швидкості корозії по товщині стінки труби встановили, що сталь 17Г1С магістральних газогонів деградує під час експлуатації вглиб металу від внутрішньої до зовнішньої поверхні труби. Встановлено також, що опірність корозії експлуатованої сталі нижча, ніж неексплуатованої.

Попри збереження в'язкого характеру руйнування сталі 17Г1С у вихідному стані та після 40 років експлуатації її деградація проявилася на зламах гладких зразків на розтяг відшаруванням неметалевих включень від матриці (можливо через наводнювання стінки труби під час експлуатації та локалізацію водню на міжфазних межах розділу між неметалевими включеннями та матрицею). Крім того, виявлені на зламах зразків експлуатованої труби поблизу її внутрішньої поверхні локальні ділянки з нечітким рельєфом, що зазвичай спричиняють поверхневі плівки, вважали за ознаку розпорошеної пошкодженості внаслідок формування корозійних ушкоджень всередині стінки труби.

РЕЗЮМЕ. Сравнили сталь 17Г1С в исходном состоянии и после 40 лет ее эксплуатации на магистральном газопроводе за механическими и коррозионными характеристиками. Подтверждено низкую чувствительность к эксплуатационной деградации характеристик прочности и модуля упругости стали и значительно более высокую – характеристик пластичности. Обнаружили более низкую сопротивляемость коррозии эксплуатируемой стали, градиент скорости коррозии K_m как по толщине стенки эксплуатируемой трубы (максимальное значение достигается у внутренней поверхности трубы), так и по ее периметру (максимальное значение – в металле донной части трубы). На изломах образцов их металла вблизи внутренней поверхности эксплуатируемой трубы обнаружили локальные участки с нечетким фрактографическим рельефом. Снижение четкости обычно обусловлено поверхностными пленками. Эти участки излома считали элементами рассеянной поврежденности, сформированной коррозионными процессами в глубине стенки трубы.

SUMMARY. The mechanical and corrosion properties of the 17Г1С steel in virgin state and after 40 years of its operation on main gas pipeline were compared. The low sensitivity of steel strength characteristics and modulus of elasticity to in-service degradation, and sufficiently higher ductility characteristics were approved. The lower corrosion resistance operated steel, the gradient of the corrosion rate K_m across the thickness of pipe wall (the maximum value is reached near the inner surface of the tube), and along its perimeter (the maximum value is attained in the metal from bottom of tube) were found. The local areas at the specimens fracture surfaces near the inner surface of the exploited pipe with illegible fractography relief usually caused by the surface films were revealed. These regions of fracture surfaces were considered as scattered damage elements, formed by corrosion damages in the bulk metal of the tube wall.

1. *Деградація металу насосно-компресорних труб у сірководневих середовищах / О. І. Радкевич, Г. В. Чумало, І. М. Домінюк, І. І. Василенко // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2002. – 38, № 6. – С. 96–98.*

(Radkevych O. I., Chumalo H. V., Dominyuk I. M., and Vasylenko I. I. Degradation of the tubing metal in hydrogen-sulfide environments // Materials Science. – 2002. – 38, № 6. – P. 884–888.)

2. *Радкевич О. І., Чумало Г. В. Пошкодження металу промислових трубопроводів у сірководневому середовищі // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2003. – 39, № 4. – С. 112–114.*

- (Radkevych O. I. and Chumalo H. V. Damage to the metal of industrial pipelines in a hydrogen sulfide environment // *Materials Science*. – 2003. – **39**, № 4. – P. 596–600.)
3. Вплив локальних пластичних деформацій на фізико-механічні властивості матеріалу і напружений стан трубопроводу / Є. В. Харченко, А. О. Кичма, Р. С. Савула, Г. В. Чумало // *Фіз.-хім. механіка матеріалів*. – 2013. – **49**, № 2. – С. 43–51.
(Kharchenko Ye. V., Kychma A. O., Savula R. S., and Chumalo H. V. Effect of local plastic strains on the physico-mechanical properties of the material and the stress state of a pipeline // *Materials Science*. – 2013 – **49**, № 2. – P. 180–188.)
 4. Крижанівський Є. І., Никифорчин Г. М. Особливості корозійно-водневої деградації сталей нафтогазопроводів і резервуарів зберігання нафти // *Фіз.-хім. механіка матеріалів*. – 2011. – **47**, № 2. – С. 11–20.
(Kryzhaniv's'kyi E. I. and Nykyforchyn H. M. Specific features of hydrogen-induced corrosion degradation of steels of gas and oil pipelines and oil storage reservoirs // *Materials Science*. – 2011. – **47**, № 2. – P. 127–136.)
 5. In-service degradation of gas trunk pipeline X52 steel / G. Gabetta, H. M. Nykyforchyn, E. Lunarska, P. P. Zonta, O. T. Tsyurulnyk, K. Nikiforov, M. I. Hredil, D. Yu. Petryna, and T. Vuherer // *Фіз.-хім. механіка матеріалів*. – 2008. – **44**, № 1. – С. 88–99.
(Gabetta G., Nykyforchyn H. M., Lunarska E., Zonta P. P., Tsyurulnyk O. T., Nikiforov K., Hredil M. I., Petryna D. Yu., and Vuherer T. In-service degradation of gas trunk pipeline X52 steel // *Materials Science*. – 2008. – **44**, № 1. – P. 104–119.)
 6. Структура і властивості тривало експлуатованих сталей гіперболоїдних сіткових веж Шухова / Г. М. Никифорчин, А. І. Кутний, О. З. Студент, Г. В. Кречковська, О. І. Звір'юк, І. М. Курнат // *Фіз.-хім. механіка матеріалів*. – 2013. – **49**, № 6. – С. 70–78.
(Nykyforchyn H. M., Kutnyi A. I., Student O. Z., Krechkov's'ka H. V., Zvirko O. I., Kurnat I. M. Structure and properties of the steels of hyperboloid gridshell Shukhov's towers after long-term operation // *Materials Science*. – 2014. – **49**, № 6. – P. 787–795.)
 7. Кречковська Г. В. Фрактографічні ознаки механізмів транспортування водню в конструкторських сталях // *Фіз.-хім. механіка матеріалів*. – 2015. – **51**, № 4. – С. 67–70.
(Krechkov's'ka H. V. Fractographic signs of the mechanisms of transportation of hydrogen in structural steels // *Materials Science*. – 2016. – **51**, № 4. – P. 509–513.)
 8. Student O. and Krechkov's'ka H. Visualization of damages of the main pipelines using cyclic hydrotesting // *Procedia structural integrity*. – 2016 – **2**. – P. 549–556.
 9. Аналіз ознак деградації тривало експлуатованих елементів вежі Шухова / Г. М. Никифорчин, Г. В. Кречковська, А. І. Кутний, О. З. Студент // *Проблеми міцності*. – 2015. – № 5. – С. 34–45.
(Nykyforchyn H. M., Krechkov's'ka H. V., Kutnyi A. I., and Student O. Z. Analysis of long-term in-service degradation of the Shukhov tower elements // *Strength of Materials*. – 2015. – **47**, № 5. – P. 679–688.)
 10. Фрактографічні ознаки експлуатаційної деградації зварних з'єднань магістральних нафтогонів / Г. В. Кречковська, С. Р. Яновський, О. З. Студент, Г. М. Никифорчин // *Фіз.-хім. механіка матеріалів*. – 2015. – **51**, № 2. – С. 21–27.
(Krechkov's'ka H. V., Yanov's'ky S. R., Student O. Z., and Nykyforchyn H. M. Fractographic signs of the in-service degradation of welded joints of oil mains // *Materials Science*. – 2015. – **51**, № 2. – P. 165–171.)

Одержано 09.09.2016