

УДК 624.074:620.17

## ФРАКТОГРАФІЧНІ ОЗНАКИ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ ДЕГРАДАЦІЇ ЗВАРНИХ З'ЄДНАНЬ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОГОНІВ

Г. В. КРЕЧКОВСЬКА<sup>1</sup>, С. Р. ЯНОВСЬКИЙ<sup>2</sup>, О. З. СТУДЕНТ<sup>1</sup>,  
Г. М. НИКИФОРЧИН<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України, Львів;

<sup>2</sup> Філія магістрального нафтопроводу "Дружба" ПАТ Укртранснафта, Львів

За результатами обстеження пошкоджених елементів нафтогону з осьовими зварними з'єднаннями проаналізовано найімовірніші осередки зародження руйнування та механізми поширення тріщин під час тривалої експлуатації. З використанням гідропресування труби візуалізовані фрактографічні ознаки експлуатаційної деградації металу у вигляді розсіяної пошкоженості вздовж меж зерен та зниження опору крихкому руйнуванню самих зерен. Розсіяну пошкоженість у стінці труби пов'язали з наводнюванням металу від внутрішньої її поверхні під час експлуатації.

**Ключові слова:** нафтогін, сталь, фрактографічний аналіз, механізм руйнування, розпорошена пошкоженість.

Більшість магістральних нафтогонів вже вичерпали свій плановий ресурс, тому ризик виникнення аварійних ситуацій постійно зростає. Щоб не допустити їх, важливо діагностувати технічний стан металу тривало експлуатованих труб. Основний чинник його деградації – корозійно-наводнювальний вплив ґрунтового середовища з боку зовнішньої поверхні труби та транспортованого маркетингового продукту від її внутрішньої поверхні [1, 2]. Внаслідок деградації знижуються фізико-механічні характеристики металу, зокрема енергоємність його руйнування, та зростає схильність до тріщиноутворення.

Аналіз причин експлуатаційних руйнувань нафтогонів свідчить, що небезпечні для цілісності конструкції тріщини зароджуються у зварних з'єднаннях. Тому їх експертиза особливо актуальна. З іншого боку, фрактографічний аналіз реальних пошкоджень дає можливість встановити осередки зародження тріщин, механізм та енергоємність їх поширення, причини виникнення та якісно оцінити кінетику руйнування [3, 4].

**Об'єкт досліджень.** Вивчали особливості руйнування труби зі сталі 10Г2С1 діаметром 529 та товщиною стінки 7 mm з осьовим зварним швом, експлуатованої понад 45 років на магістральному нафтогоні. Характеристики її міцності і пластичності, а також металу шва такі:  $\sigma_B = 540; 570$  МПа,  $\sigma_{0,2} = 420; 428$  МПа,  $\delta = 29,1; 26\%$ ,  $\psi = 63,2; 65,6\%$ . Ударна в'язкість сталі (на зразках типу Менаже 10×5 mm у перерізі) 901 kJ/m<sup>2</sup>, а металу шва 570 kJ/m<sup>2</sup>. Зазначимо, що механічні характеристики експлуатованої сталі і металу шва задовольняли вимоги регламентувального документа ВТУ 06-ОС-58.

Для виявлення експлуатаційних пошкоджень трубу циклічно опресовували водою під тиском 6,4 МПа аж до досягнення наскрізного руйнування після 2300 циклів. Для цього її герметизовану ділянку навантажували впродовж 3 min, підвищуючи в ній тиск води до 0,64 МПа, після чого знижували тиск і розвантажували її. Фрактографічні особливості поширення руйнування під час експлуатації та

подальшого гідропресування досліджували на сканівному електронному мікроскопі EVO-40XVP.

**Аналіз результатів.** Макрофрактографія виявила, що після гідропресування труба зруйнувалася вздовж осевого зварного шва в її донній частині. Тріщина зародилася від внутрішньої поверхні труби в центральній максимально розкритій частині наскрізного дефекту (рис. 1а). На етапі докритичного руйнування під час експлуатації на нафтогоні макрозлам зорієнтований практично нормально до поверхонь труби (рис. 1б). Завершилося руйнування (права і ліва частини макрозламу) неконтрольованим поширенням тріщини з формуванням косоного зламу. При цьому тріщина відхилилася від осевого зварного з'єднання вглиб основного металу.

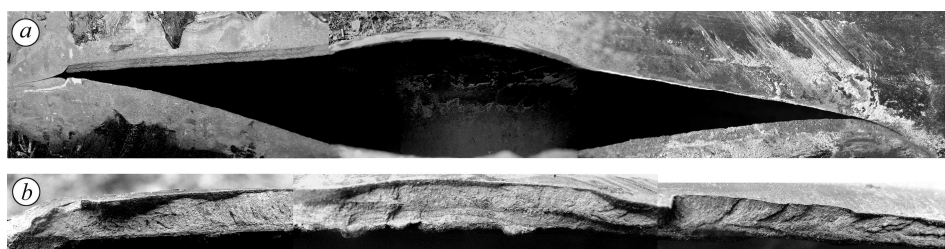


Рис. 1. Макрогеометрія розкритої тріщини вздовж осевого зварного шва (а) та макрофрактограма зламу (б).

Fig. 1. Macrogeometry of the opened crack along the axial weld (a) and macrofractography of the fracture surface (b)

Проаналізувавши внутрішню поверхню зруйнованої труби по її периметру, виявили, що найбільша кількість корозійних уражень зосереджена в околі осевого зварного з'єднання, тоді як на діаметрально протилежній до шва ділянці труби вони практично відсутні. Оскільки під час експлуатації шов розташований у донній частині труби, то різну інтенсивність корозійних уражень по її периметру пов'язали з впливом особливо агресивної підтоварної води [5, 6], що накопичується тут. Крім того, загальновідомо, що зварні з'єднання особливо вразливі до корозійного впливу водних середовищ. Тому розташування аналізованого осевого шва в донній частині труби підсилило локальну корозійну пошкодженість металу та спричинило зародження корозійно-механічних тріщин у зоні зварного з'єднання.

Оцінюючи пошкодження на внутрішній поверхні труби в околі зламу за вищої роздільної здатності виявили, що чим далі від зламу, то менша інтенсивність корозійних уражень, корозійні виразки стають неглибокими і слабо окресленими (рис. 2а). Разом з тим в околі лінії сплавлення спостерігали великі (діаметром до 100  $\mu\text{m}$ ) і глибокі (300...700  $\mu\text{m}$ ) виразки (рис. 2б). Подекуди вдавалось зафіксувати початкову стадію їх формування (рис. 2с), коли внаслідок корозійного розтріскування металу в глибину стінки труби тріщини обмежували округлі ділянки, чітко їх окреслюючи. Під дією потоку нафтопродуктів ослаблені тріщинами ділянки відокремлювалися від поверхні труби, утворюючи виразки (рис. 2б). На їх дні чітко вирізняли дрібні елементи міжзеренного руйнування (рис. 2д), а на міжзеренних фасетках ідентифікували також дрібні корозійні ямки.

Зафіксовані ранні етапи формування пошкоджень на внутрішній поверхні труби в околі осевого зварного з'єднання за міжзеренним механізмом є доказом відповідальності механізму корозійного розтріскування у підтоварній воді за зародження тріщин у трубах нафтогонів.

**Корозійне розтріскування по товщині стінки труби в центральній зоні макрозламу.** Тріщини корозійного розтріскування зароджувалися від внутріш-

ньої поверхні труби в декількох місцях по довжині осевого зварного з'єднання від корозійних дефектів уздовж лінії сплавлення труби з підкладкою в корені шва (рис. 3a). Подальше руйнування від цих тріщин поширювалося в кілька етапів з характерними зонами їх підростання від внутрішньої до зовнішньої поверхні труби аж до наскрізного пошкодження (рис. 3b). На першій стадії руйнування тріщина росла вздовж шва між підкладкою і внутрішньої поверхнею труби. Сформована при цьому поверхня руйнування (зона I на схемі 3b) орієнтована перпендикулярно до радіуса труби.

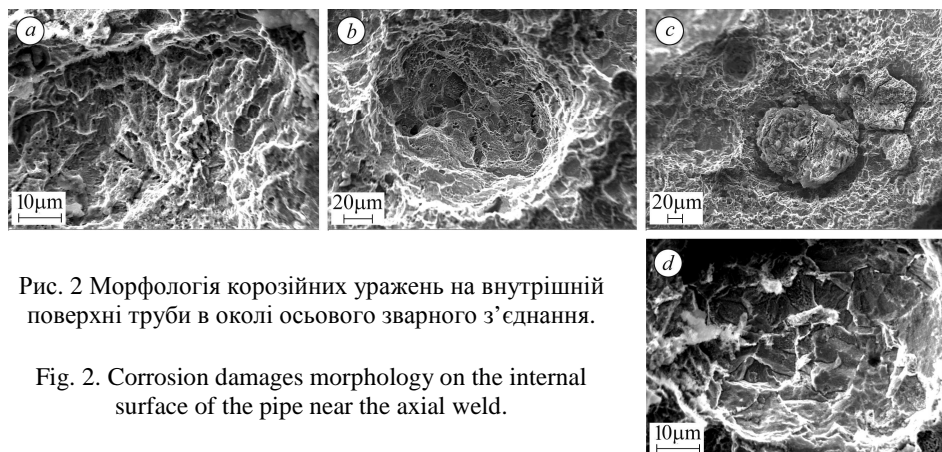


Рис. 2 Морфологія корозійних уражень на внутрішній поверхні труби в околі осевого зварного з'єднання.

Fig. 2. Corrosion damages morphology on the internal surface of the pipe near the axial weld.

Далі руйнування поширилося за механізмом корозійного розтріскування в зону термічного впливу осевого зварного з'єднання, що підтвердило усталену думку, що опір корозійно-механічному руйнуванню металу цієї зони зазвичай нижчий, ніж інших. При цьому локальні тріщини переорієнтовувалися на  $\sim 90^\circ$ , а їх сегментоподібні фронти під дією експлуатаційних напружень, перпендикулярних до поверхні руйнування, починали просуватися в глибину стінки труби та вздовж її осі (зона II).

Внаслідок подальшого росту таких відокремлених тріщин їх фронти об'єднуються і формують єдиний фронт магістральної тріщини (рис. 3a). Через тривалі зупинки росту тріщин (можливо, внаслідок періодичного припинення доступу конденсованої вологи до її вершини під час експлуатації) на зламі формувалися чіткі лінії розділу (сліди від зупинки фронту тріщини). Такий слід розмежовує зони II і III, що відповідають певним етапам докритичного росту тріщини крізь стінку труби впродовж її експлуатації на нафтогоні (рис. 3a, b).

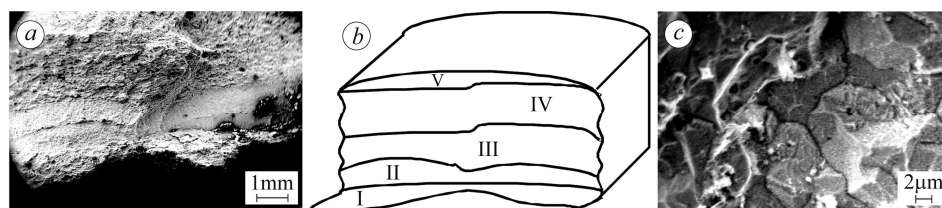


Рис. 3. Макрозлам (a), схема розташування зон під час формування наскрізної тріщини від внутрішньої до зовнішньої поверхонь труби (b) та типовий мікрорельєф поверхні корозійного розтріскування на етапі докритичного росту тріщини під час експлуатації труби (c).

Fig. 3. Macrofracture surface (a), the scheme of the areas location during formation of the penetrating crack from the internal to external surfaces of the pipe (b) and typical surface microrelief of the stress corrosion crack at the stage of subcritical crack growth during pipe service (c).

На початковому етапі росту тріщини в зоні термічного впливу (зона II на рис. 3b) корозійне розтріскування відбувається за характерним міжзеренним механізмом (рис. 3c). Виявлені на зламі міжзеренні фасетки дрібні (~10 μm), тому вважали, що в зоні руйнування метал мав дрібнозернисту структуру. Зі заглибленням тріщини розмір фасеток суттєво зростає, що може бути наслідком нерівномірності розподілу зерен за розмірами по товщині стінки труби. З іншого боку, вже конгломерати дрібних зерен могли бути охоплені міжзеренним руйнуванням, оскільки напружений стан в околі вершини тріщин зростає.

Ріст тріщини в межах зони III нормально орієнтованої поверхні зламу продовжувався в зоні термічного впливу. На зламі виявили спочатку великі неправильної форми витягнуті у напрямі від внутрішньої до зовнішньої поверхонь труби майже неструктуровані ділянки, рельєф яких практично знищений загальною корозією внаслідок тривалого контактування поверхні зламу з корозивним середовищем (рис. 4a). Їх фіксували не по всьому фронту макротріщини, а у вигляді локальних ділянок вrostання тріщини в тіло труби. Попереду цих ділянок на поверхні зламу почали з'являтися округлі ділянки (подібні до виявлених на внутрішній поверхні труби поблизу осевого зварного шва). На їх дні незмінно спостерігали властиві корозійному розтріскуванню дрібні фасетки міжзеренного відколу (рис. 4b). З поглибленням тріщини їх кількість зменшувалася, а перетинки між ними руйнувалися через значне деформування (рис. 4c).

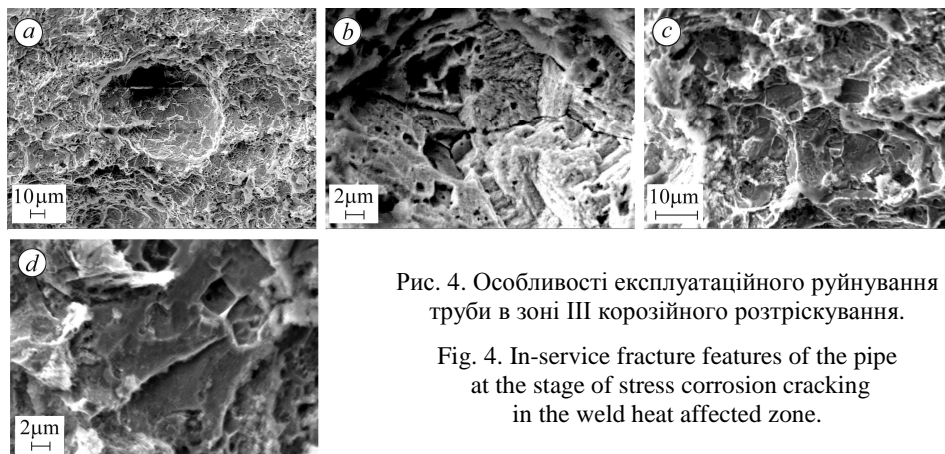


Рис. 4. Особливості експлуатаційного руйнування труби в зоні III корозійного розтріскування.

Fig. 4. In-service fracture features of the pipe at the stage of stress corrosion cracking in the weld heat affected zone.

У проміжках між сусідніми округлими елементами зламу на цьому етапі руйнування вже траплялися поодинокі дрібні фрагменти крізьзеренного відколу (рис. 4d), перетинки між якими теж руйнувалися внаслідок витягування, властивого малоциклової утомі. Так виглядає, що корозійне розтріскування наприкінці зони III відбувається вже не суцільним фронтом, а шляхом формування розгалуженої системи мікропошкоджень попереду нього (округлі елементи з міжзеренним корозійним розтріскуванням на їх дні).

Вказані мікрофрактографічні особливості (локальні ділянки міжзеренного руйнування) є, очевидно, результатом не лише росту тріщини під дією водного середовища (корозійного розтріскування), але і водневого розтріскування металу в об'ємі стінки труби. Наводнюванню сприяє електрохімічна взаємодія високоагресивної підтоварної води з металом від внутрішньої поверхні труби [7, 8]. За тривалої сумісної дії експлуатаційних навантажень та наводнювання в металі могли виникнути умови для розвитку розпорошеної мікропошкоженості в стінці труби за механізмом міжзеренного розтріскування. Звичайно, що це полегшило розвиток магістральної тріщини від внутрішньої до зовнішньої поверхонь труби. Вважали, що перетинки між округлими ділянками міжзеренного розтріскування

руйнувалися під час гідропресування труби через значне ослаблення її перерізу цими розпорощеними пошкодженнями. Наприкінці зони III нормально орієнтованої частини поверхні макрозламу спостерігали спочатку поодинокі і дрібні, а з поширенням руйнування – значно більші фасетки кризьзеренного відколу (рис. 4d). Але навіть попри появу кризьзеренних відколів спонтанне руйнування труби все ще не відбулося.

У подальшому тріщина поширювалася під час гідропресування труби внаслідок нетипової для такого класу матеріалів малоциклової втоми (зона IV), що пов'язано, очевидно, з експлуатаційною деградацією металу в об'ємі її стінки у вигляді зниження його опору крихкому руйнуванню. Однак, незважаючи на те, що зламу властиві ознаки макров'язкого руйнування, за вищої роздільної здатності на дні великих ямок вирізняли елементи крихкого кризьзеренного відколу (рис. 5a). Перетинки між ними руйнувалися за в'язким механізмом малоциклової втоми під час гідропресування труби. Зауважили, що кризьзеренні елементи просторово розташовувалися на різних рівнях. Можливо, кризьзеренний відкол реалізувався в найслабших щодо опору крихкому руйнуванню зернах, а вони не обов'язково розташовувалися в площині магістрального росту тріщини. Найімовірніше, відкол відбувався у зернах, максимально ослаблених тривалим сумісним впливом експлуатаційних навантажень та наводнювання металу під час експлуатації, і гідропресування візуалізувало їх розташування. Відомо, що під час транспортування водню до зони передруйнування не дифузійним шляхом уздовж меж зерен, а рухомими дислокаціями по тілу зерна низьколегована реакторна сталь руйнувалася за механізмом кризьзеренного відколу [9]. Тому не можна виключити, що і в нашому випадку міг відбутися подібний процес перенесення водню дислокаціями за малоциклової втоми під час гідропресування труби.

Рис. 5. Фрактографічні особливості, спричинені гідропресуванням труби, на етапі до- (a) і закритичного (b) руйнування.

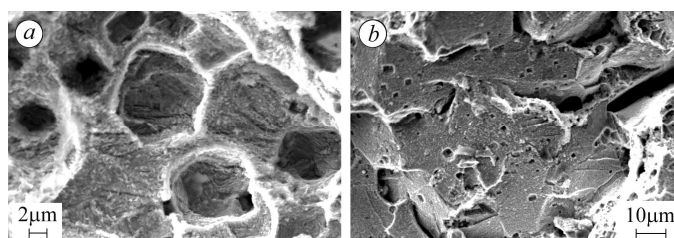


Fig. 5. Fractographic peculiarities caused by pipe hydrotesting at the stage of subcritical (a) and over critical (b) fracture.

Фінальне неконтрольоване наскрізне руйнування залишкового перерізу труби відбувалося за суто крихким кризьзеренним механізмом (рис. 5b), коли підростання тріщини з урахуванням малоциклової втоми перевищило 2/3 товщини її стінки. І хоч тріщина поширилася в обидва боки від місця її прориву за макромеханізмом зсуву з утворенням косоного зламу, крихкий характер спонтанного руйнування на макрорівні теж вказує на експлуатаційну деградацію металу зовнішніх шарів, найвіддаленіших від джерела наводнювання.

Отже, гідропресуванням вдалося візуалізувати фрактографічні ознаки деградації металу зони термічного впливу попереду фронту магістральної тріщини, зокрема: 1) розпорощену мікропошкодженість у вигляді округлих фрагментів з міжзеренним руйнуванням на їх дні; 2) місця розташування ослаблених експлуатацією зерен, в яких водень, абсорбований металом упродовж тривалої експлуатації, полегшує руйнування відколом. Перетинки між кризь- і міжзеренними елементами руйнувалися за відчутної пластичної деформації, спричиненої малоцикловою втомою. За наявності цих ознак деградації схильність металу до корозійного розтріскування зростає, а руйнування під час гідропресування полегшується. Оскільки під час експлуатації нафтогону не можна уникнути високоам-

плітудного навантаження, то виявлені ознаки деградації металу, безумовно, пришвидшуватимуть ріст експлуатаційної тріщини.

Виявили також, що навіть після тривалої експлуатації стандартні механічні характеристики сталі і металу шва задовольняють вимоги регламентувального документа. Не дивлячись на виявлену макро- (тріщини вздовж осьового зварного шва) і мікропошкодженість (міжзеренні пошкодження попереду макрофронт тріщини) металу внаслідок деградації, її характеристики не знижуються до закритично низького рівня. Це ще раз підтверджує їх недостатню чутливість до зміни стану металу після тривалої експлуатації, про яку неодноразово повідомлялося, зокрема, за результатами оцінювання високотемпературної деградації теплоотривких сталей парогонів ТЕС [10, 11].

### **ВИСНОВКИ**

Експлуатаційне руйнування в донній частині труби з осьовим зварним швом, де внутрішня її поверхня контактує з підтоварною водою, розпочалося під підкладкою в корені шва за міжзеренним механізмом корозійного розтріскування сталі. Подальший докритичний ріст тріщини відбувався в зоні термічного впливу вже осьового зварного з'єднання теж за міжзеренним механізмом з переорієнтацією напрямку її поширення на  $\sim 90^\circ$ . Встановлено, що тривала експлуатація труби у корозивно-наводнювальному середовищі формує попереду макрофронт тріщини мережу розпоршених в об'ємі стінки труби мікропошкод міжзеренного руйнування та зерен з ослабленим опором крихкому руйнуванню, які руйнуються за кризьзеренним механізмом. Під час гідроопресовування труби перетинки між кризь- та міжзеренними фрагментами зламу руйнувалися за відчутної пластичної деформації, спричиненої малоцикловою втомою. Стандартні механічні характеристики сталі і металу шва задовольняють вимоги регламенту і не засвідчують наявності в металі розпоршених пошкод, тоді як мікрофрактографічний аналіз продемонстрував їх негативну роль у зниженні роботоздатності труби за високоамплітудного навантаження.

*РЕЗЮМЕ.* По результатам обследования поврежденных элементов нефтепровода с осевым сварным соединением установили наиболее вероятные места зарождения разрушений и механизмы распространения трещины во время эксплуатации. С использованием гидроопрессовки трубы визуализированы фрактографические признаки эксплуатационной деградации металла в виде рассеянной поврежденности границ зерен и снижения сопротивления хрупкому разрушению самих зерен. Рассеянную поврежденность в стенке трубы связали с наводороживанием металла во время эксплуатации от внутренней ее поверхности.

*SUMMARY.* Based on a survey of damaged components of a pipeline with an axial welded joint the most probable places of fracture origin and the mechanisms of crack propagation during operation were analyzed. Using hydrotesting of the pipe the fractographic features of the operational degradation of metal in the form of scattered damages of the grain boundaries and reduced resistance to brittle fracture of the grains themselves were visualized. Scattered damages in the pipe wall were associated with metal hydrogenation in operation from its inner surface.

1. Крижанівський Є. І., Никифорчин Г. М. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: Наук.-техн. пос. у 3-х т. Т. 2: Деградація нафтопроводів і резервуарів її запобігання. – Івано-Франківськ: Івано-Франк. нац. техн. ун-т нафти і газу, 2001. – 448 с.
2. 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.)

3. *Деградація зварних з'єднань парогонів теплоелектростанцій у наводнювальному середовищі* / Г. М. Никифорчин, О. З. Студент, І. Р. Дзіоба, С. М. Степанюк та ін. // Там же. – 2004. – **40**, № 6. – С. 105–110.  
(*Nykyforchyn H. M., Student O. Z., Dzioba I. R., Stepanyuk S. M., Markov A. D., and Onyshchak Ya. D.* Degradation of welded joints of steam pipelines of thermal electric power plants in hydrogenating media // *Materials Science*. – 2004. – **40**, № 6. – P. 836–843.)
4. *Hull D.* Fractography: observing, measuring and interpreting fracture surface topography. – Cambridge: Press syndicate of the university of Cambridge, 1999. – 340 p.
5. *Слободян З. В., Никифорчин Г. М., Петрущак О. І.* Корозійна тривкість трубної сталі у нафто-водних середовищах // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2002. – **38**, № 3. – С. 93–96.  
(*Slobodyan Z. V., Nykyforchyn H. M., and Petrushchak O. I.* Corrosion resistance of pipe steel in oil-water media // *Materials Science*. – 2002. – **38**, № 3. – P. 424–429.)
6. *Експлуатаційне окрихчення сталі магістрального нафтопроводу* / О. Т. Цирульник, Г. М. Никифорчин, О. І. Звірко, Д. Ю. Петрина // Там же. – 2004. – **40**, № 2. – С. 125–126.  
(*Tsyurulnyk O. T., Nykyforchyn H. M., Zvirko O. I., and Petryna D. Yu.* Embrittlement of the steel of an oil-trunk pipeline // *Materials Science*. – 2004. – **40**, № 2. – P. 302–304.)
7. *Цирульник О. Т.* Використання методів електрохімії в діагностуванні технічного стану конструкційних матеріалів // Там же. – 2013. – **49**, № 4. – С. 103–110.  
(*Tsyurulnyk O. T.* Application of the electrochemical methods in the diagnostics of the engineering state of structural materials // *Materials Science*. – 2014. – **49**, № 4. – P. 449–460.)
8. *Експлуатаційне окрихчення сталі магістрального нафтопроводу* / О. Т. Цирульник, Г. М. Никифорчин, О. І. Звірко, Д. Ю. Петрина // Там же. – 2004. – **40**, № 2. – С. 125–126.  
(*Tsyurulnyk O. T., Nykyforchyn H. M., Zvirko O. I., Petryna D. Yu.* Embrittlement of the steel of an oil-trunk pipeline // *Materials Science*. – 2004. – **40**, № 2. – P. 302–304.)
9. *Corrosion and stress-corrosion cracking of exploited storage tank steel* / A. Zagorski, H. Matysiak, O. Tsyurulnyk et al. // Там же. – 2004. – **40**, № 3. – С. 113–117.  
(*Zagorski A., Matysiak H., Tsyurulnyk O. et al.* Corrosion and stress-corrosion cracking of exploited storage tank steel // *Materials Science*. – 2004. – **40**, № 3. – P. 421–427.)
10. *Effect of hydrogenation on fracture mode of a reactor pressure vessel steel* / N. Taylor, H. M. Nykyforchyn, O. T. Tsyurulnyk, O. Z. Student // Там же. – 2009. – **45**, № 5. – С. 5–16.  
(*Taylor N., Nykyforchyn H. M., Tsyurulnyk O. T., and Student O. Z.* Effect of hydrogenation on the fracture mode of a reactor pressure-vessel steel // *Materials Science*. – 2009. – **45**, № 5. – P. 613–625.)
11. *Студент О. З., Свірська Л. М., Дзіоба І. Р.* Вплив тривалої експлуатації сталі 12Х1МФ з різних зон гину парогону ТЕС на її механічні характеристики // Там же. – 2012. – **48**, № 2. – С. 111–118.  
(*Student O. Z., Svirs'ka L. M., and Dzioba I. R.* Influence of the long-term operation of 12Kh1M1F steel from different zones of a bend of steam pipeline of a thermal power plant on its mechanical characteristics // *Materials Science*. – 2012. – **48**, № 2. – P. 239–246.)
12. *Студент О. З., Кречковська Г. В.* Анізотропія механічних властивостей деградованої сталі 15Х1М1Ф після її експлуатації на парогоні ТЕС // Там же. – 2011. – **47**, № 5. – С. 19–26.  
(*Student O. Z., Krechkovs'ka H. V.* Anisotropy of the mechanical properties of degraded 15KH1M1F steel after its operation in steam pipelines of thermal power plants // *Materials Science*. – 2012. – **47**, № 5. – P. 590–597.)

Одержано 15.12.2014