

УДК 621.643.002

ВПЛИВ ЛОКАЛЬНИХ ПЛАСТИЧНИХ ДЕФОРМАЦІЙ НА ФІЗИКО-МЕХАНІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ МАТЕРІАЛУ І НАПРУЖЕНИЙ СТАН ТРУБОПРОВОДУ

С. В. ХАРЧЕНКО¹, А. О. КИЧМА², Р. С. САВУЛА³, Г. В. ЧУМАЛО⁴

¹ Вармінсько-Мазурський університет в Ольштині, Польща;

² Національний університет "Львівська політехніка";

³ Філія УМГ "Львівтрансгаз" ДК "Укртрансгаз" НАК "Нафтогаз України";

⁴ Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України, Львів

Наведено результати досліджень фізико-механічних властивостей пластично деформованої трубної сталі 17Г1С після тривалої експлуатації. Вивчено схильність до воднем ініційованого розтріскування, швидкість корозії, вплив сірководневого середовища на механічні характеристики, розподіл мікротвердості по товщині труби. З'ясовано, що за 1% деформації мікротвердість сталі зростає на 0,39...0,56 GPa. За 3% деформації спостерігають менше збільшення мікротвердості. Сірководневе середовище НАСЕ незначно вплинуло на характеристики міцності ($\sigma_{0,2}$ та σ_B), але суттєво знизило характеристики пластичності (δ , ψ). Під впливом сірководневого середовища значно скорочується час до руйнування зразків, виготовлених як з деформованої, так і з недеформованої трубної сталі. Показано, що локальні пластичні деформації труби істотно впливають на її напружено-деформований стан, а пластично деформовані зони призводять до концентрації напружень, яка найбільша на контурі вм'ятини.

Ключові слова: пластично деформована трубна сталь, мікротвердість, воднем ініційоване розтріскування, корозія, сірководневе середовище, напружено-деформований стан, концентрація напружень.

Щоб зменшити енергетичну залежність України, необхідно забезпечувати високу надійність машин і споруд підприємств нафтогазового комплексу та розробляти розвідані газові та нафтові родовища. Особливо актуальні питання надійності й довговічності газопромислового обладнання тоді, коли технологічні продукти родовищ містять такі корозивні компоненти, як сірководень, меркаптани сполуки, вуглекислий газ. Третина розвіданих газових родовищ України містять сірководень, надзвичайно агресивний компонент, який прискорює загальну корозію, викликає сірководневе корозійне розтріскування під напруженням (СКРН), воднем ініційоване розтріскування (ВІР) та поверхневе пухиріння сталей і сплавів. В першу чергу це стосується обладнання газових родовищ та найбільш матеріаломісткої частини комплексу – трубопроводів різного призначення, які виготовляють переважно з вуглецевих та низьколегованих сталей [1–5]. В результаті довготривалої експлуатації газових родовищ, що містять сірководень, виникає можливість попадання сірководню в магістральні трубопроводи. Це може трапитись внаслідок неефективного функціонування очисних споруд, виникнення аварійних ситуацій або біогенного чинника (мікробіологічних процесів). Найбільшу шкоду приносять сульфатвідновлювальні (СВВ) та тіонові бактерії. СВВ під час своєї життєдіяльності перетворюють сульфати і сульфіти в сірководень,

окислюючи молекулярний водень, присутній в природних водах або той, що виділяється під час корозії сталюого обладнання.

Поверхнєве пухиріння характерне для пластичних трубних сталей, які мають низьку твердість. За стандартом NACE MR0175-96 [6] до роботи у сірководневих середовищах допускають сталі з $HRC \leq 22$. Це значення встановлене на основі практичного досвіду. Поява пухирів найімовірніша в зонах, де виникає нагромадження коагульованих вакансій, за шлакових включень, мікро- та макropустот. Пухиріння міцніших сталей, зокрема марок Д і Л, супроводжується утворенням внутрішніх тріщин та кратерів глибиною до 2...3 mm.

Очевидно, що в сталях цього класу через вищу твердість (допускається HRC 21...26 [6]) розвиваються приповерхнєві ступінчасті тріщини. Через велику небезпеку цього виду корозійно-водневого руйнування сталей неприпустимо використовувати для газодобувного обладнання конструкційні матеріали, які не є відпирними до наводнювання у сірководневих середовищах.

Мета роботи – вивчити впливи сірководню на корозійні та корозійно-механічні властивості трубної сталі 17Г1С та локальних пластичних деформацій на напружено-деформований стан труби.

Матеріали та методи досліджень. Досліджували трубну сталь 17Г1С різної товщини (12,0 та 15,2 mm) магістрального газопроводу Івацевичі–Долина після 35 років експлуатації. Під час використання труби піддавались різним навантаженням. Розглядали труби, які не зазнали пластичної деформації (ПД), та ті, відносна деформація яких 1 та 3%.

Сталі для виготовлення труб досліджують згідно зі стандартом NACE TM-02-84 [7] на схильність до ВІР, оскільки такий тест обов'язковий для вибору матеріалів трубопроводів, призначених для транспортування продуктів з домішками сірководню. Досліджували як деформовану (1 та 3%), так і недеформовану трубну сталь 17Г1С. Використовували прямокутні зразки завдовжки 100 mm (вздовж вальцювання), завширшки 20 mm (впоперек вальцювання) і завтовшки $t - 1$ mm, де t – товщина стінки труби або виробу.

Зразки витримували, згідно зі стандартом, впродовж 96 h (за необхідності витримку збільшували і, навіть, підкислювали середовище до $pH \sim 2$) в сірководневому розчині NACE (5% NaCl + 0,5% CH_3COOH , безперервне насичення H_2S зі швидкістю 10 ml/min, pH 3,0...4,0). Мінімальний об'єм розчину 4,5 ml/cm² поверхні зразків; температура випробувань $20 \pm 2^\circ C$. Сталь вважається несхильною до ВІР, якщо після металографічного аналізу на зразках не виявлено тріщин та пухирів.

Швидкість корозії металу визначали масометричним методом. Прямокутні зразки для досліджень вирізали як з деформованих, так і з недеформованих труб різної товщини (12,0 та 15,2 mm), виготовлених зі сталі 17Г1С. Досліджували у розчині NACE впродовж 192 h за температури $22 \pm 3^\circ C$ [8, 9]. Поверхню зразків шліфували. Шорсткість поверхні після шліфування становила $R_a = 0,6...0,8 \mu m$. Зразки знежирювали в ацетоні та висушували. Використовували три зразки на один дослід.

Досліджували вплив ПД на схильність трубної сталі до корозійного розтріскування (КР) у сірководневому середовищі. Для цього попередньо витримували зразки у розчині NACE впродовж 200 h, а потім у цьому ж розчині активно деформували із швидкістю $10^{-5} s^{-1}$ на установці УВП-6. Критеріями схильності до КР вважали час до руйнування металу, а також зниження характеристик пластичності (δ , ψ) та міцності (σ_B , $\sigma_{0,2}$) матеріалу в корозивному середовищі порівняно з випробами на повітрі.

Розподіл мікротвердості по перерізу зразків визначали вимірюванням мікротвердості з поверхні перерізу зразка металу на приладі ПМТ-3М, згідно з

ГОСТ 9450-76 [10], за навантаження 0,49 N (50 g). Виконували не менше ніж три виміри твердості на кожній відстані від поверхні зразка.

Досліджували вплив локальних пластичних деформацій на напружено-деформований стан труби зі зовнішнім діаметром 1220 mm і товщиною стінки 15,2 mm на розрахунковій моделі.

Результати досліджень. Встановлено, що сталь 17Г1С не зазнала ВІР за витримування до 1440 h і навіть за підкислення сірководневого середовища NACE до pH~2, що вказує на високу якість цієї сталі. Деформовані сталі кородують швидше, ніж недеформовані (рис. 1), що узгоджується з відомими у літературі результатами щодо впливу ПД сталей на їх опір корозії. Однак найшвидше кородує сталь, що зазнала відносної деформації 1%, причому більш товстостінна (15,2 mm) трубна сталь має вищу опірність корозії, аніж трубна сталь з товщиною стінки 12 mm. Зазначимо, що швидкість корозії не експлуатованої трубної сталі 17Г1СУ випуску 2002 року у розчині NACE є дещо вищою і становить ~0,6534 g/(m²·h) [11]. Можливо, це пов'язано з якістю трубних сталей, виготовлених у різні роки.

Рис. 1. Корозійна тривкість зразків зі сталі 17Г1С, вирізаних з труби, деформованої під час експлуатації: 1 – товщина стінки труби 15,2 mm; 2 – 12 mm; випробувальне середовище – розчин NACE.

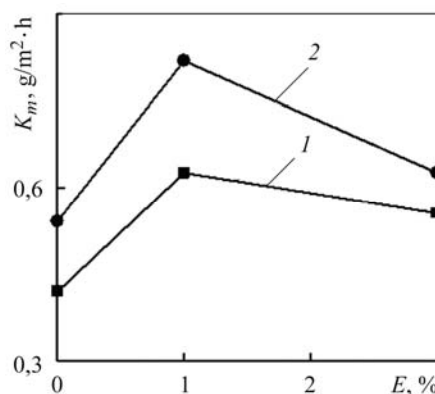


Fig. 1. Corrosion resistance of specimens cut out of 17G1C steel pipe deformed under operation: 1 – pipe wall thickness 15.2 mm; 2 – 12 mm; test environment – NACE solution.

За повільного активного розтягу час до руйнування всіх досліджуваних сталей, витриманих у сірководневому середовищі, скоротився у 2,75–3,5 рази порівняно з випробами на повітрі (див. таблицю).

Вплив сірководневого середовища на механічні характеристики (δ , ψ) та час до руйнування (τ) трубної сталі 17Г1С різної товщини за різних значень відносної деформації (ϵ)

Середовище	ϵ , %	Товщина стінки труби, mm	δ	ψ	τ , min
			%		
Повітря	0	15,2	2,6	65,5	121
NACE	0	15,2	4,0	8,5	38
Повітря	1	15,2	12,6	64,9	76
NACE	1	15,2	4,6	19,3	23
Повітря	0	12,0	19,7	71,9	110
NACE	0	12,0	7,9	20,8	40
Повітря	3	12,0	14,3	56,9	94
NACE	3	12,0	3,7	9,8	27

Вплив ПД на час до руйнування у розчині NACE суттєво менший, однак помітний.

Водночас зразки зі сталі, деформованої до 1%, руйнуються швидше від більш деформованої, що корелює із результатами досліджень впливу ПД на опір корозії сталі. Цей ефект може бути пов'язаний з аномально низьким значенням δ сталі труби, деформованої до 1%. Загалом, ПД труби, мало змінюючи відносне звуження ψ сталі, майже на 40% знижує відносне видовження δ за випроб на повітрі. Сірководневе середовище різко погіршує обидві характеристики пластичності, особливо ψ . Також ПД сильніше впливає на ψ (зменшується на 50%), ніж на δ (~30%).

Зазначимо, що відносне звуження змінюється суттєвіше, ніж відносне видовження, що узгоджується з результатами праці [11]. Отже, відносне звуження інформативніша характеристика, ніж відносне видовження, оскільки дає оцінку опірності деформуванню металу в найослабленішому локальному перерізі, тоді як визначення δ враховує деформівну поведінку робочої частини на всій її довжині. Тому для оцінювання деградації властивостей сталі у сірководневих середовищах рекомендується визначати зміну пластичності саме за відносного звуження.

Досліджено розподіл мікротвердості у внутрішніх та зовнішніх приповерхневих шарах труби та її серцевині (рис. 2), оскільки передбачається, що вплив середовища на неї найменший.

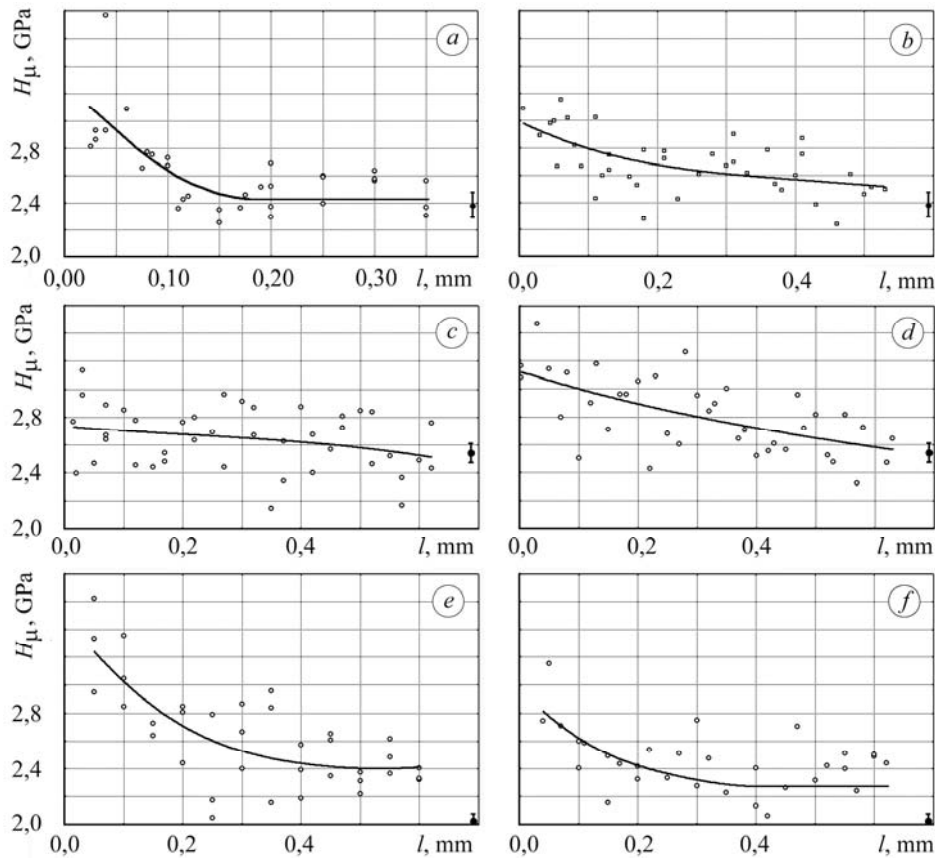


Рис. 2. Зміна мікротвердості (H_{μ}) у внутрішніх (a, c, e) і зовнішніх (b, d, f) приповерхневих шарах труби газогону за деформації 3% (a, b), 1% (c, d) та без деформації (e, f). Мікротвердість серцевини зображено у правій частині графіків.

Fig. 2. Microhardness (H_{μ}) change in internal (a, c, e) and outside (b, d, f) surface pipe layers of a pipeline under deformation 3% (a, b), 1% (c, d) and without deformation (e, f). Core microhardness is represented in the right side of the graphs.

Найвищу мікротвердість спостерігають у приповерхневих (до 50 μm) шарах металу (практично однакову для недеформованої і деформованої труби), після чого вона плавно знижується, досягаючи певного стабільного значення у серцевині стінки труби. Слід підкреслити, що у деформованих трубах цей стабільний рівень мікротвердості досягається уже на віддалі 0,2...0,7 mm від поверхні і він на 0,39...0,56 GPa вищий, ніж H_u серцевини недеформованого зразка. Знову ж, як і за відносного видовження δ , H_u серцевини стінки труби, деформованої до 1%, вищий, ніж труби, деформованої до 3%. Очевидно, це пов'язано з різними умовами деформування елементів труби під час експлуатації.

Беручи до уваги значні труднощі застосування аналітичних методів для визначення напружень і деформацій у нелінійних механічних системах, аналіз пружно-пластичного деформування труби магістрального трубопроводу виконаємо методом скінченних елементів за допомогою обчислювальної системи Solid Works Simulation [12, 13].

Досліджували вплив локальних пластичних деформацій на напружено-деформований стан труби зі зовнішнім діаметром 1220 mm і товщиною стінки 15,2 mm на розрахунковій моделі (рис. 3), яка складалася з відрізка циліндричної оболонки (труби) і абсолютно твердого сферичного тіла (індентора), що імітує кам'янисту породу. На торцях оболонкового елемента задавали крайові умови у вигляді обмеження переміщень торців у вертикальному напрямі та у вигляді прикладених до торців згинальних моментів від дії відкинутих частин довгомірної ділянки трубопроводу. Взаємодія оболонкового елемента з індентором забезпечується шляхом прикладання до індентора направлено по радіусу оболонки такого притискного навантаження, яке б зрівнювало сили ваги довгомірної ділянки трубопроводу і притискних вантажів. У напрямках, перпендикулярних до дії навантаження, накладали обмеження на переміщення індентора.



Рис. 3. Розрахункова модель труби газопроводу з розбиттям на скінченні елементи (а: 1 – згинальні моменти на торцях моделі; 2 – обмеження переміщень торців у вертикальному напрямі; 3 – труба; 4 – півкуля, що імітує кам'янисту породу; 5 – сила, прикладена до півкулі у поперечному напрямі; 6 – обмеження переміщень півкулі у горизонтальному напрямі) та поперечний переріз труби площиною, у якій розташована вертикальна вісь індентора (b: 1 – центральна точка зони контакту; 2 – точки контуру вм'ятини).

Fig. 3. Calculation model of a pipeline pipe divided into finite elements (a: 1 – bending moments at the ends of the model; 2 – limited movement of the ends in the vertical direction; 3 – pipe; 4 – hemisphere, simulating stony rock; 5 – force applied to the hemisphere in the transverse direction; 6 – limiting movement of a hemisphere in horizontal direction) and the cross section of the pipe by a plane with a vertical axis of indenter (b: 1 – central point of the contact zone; 2 – contour point of a dent).

Розглядали два варіанти взаємодії труби з індентором. Згідно з першим варіантом, систему навантажували у два етапи. На першому етапі до торців оболонкового елемента прикладали згинальні моменти, а до індентора – радіальну притискову силу, тобто, створювали умови, які реально виникають під час монтажу трубопроводу. Ці навантаження плавно і синхронно збільшували впродовж перших 5 s від нуля до деяких кінцевих значень M_1 та Q_1 відповідно, що забезпечувало квазістатичний стан системи. Після витримки системи впродовж 2 s розпочинали другий етап навантаження, на якому в інтервалі часу 7...12 s оболонковий елемент навантажували внутрішнім тиском, який плавно збільшували від нуля до кінцевого значення p_1 . Одержаний характер розподілу еквівалентних напружень у матеріалі труби після прикладання навантажень засвідчив наявність концентрації напружень на контурі вм'ятини (рис. 3b). Контуром вм'ятини вважаємо геометричне місце точок серединної поверхні труби, яке розмежовує частину поверхні, що має випуклість всередину (вм'ятину), і основну частину серединної поверхні випуклістю назовні.

Щоб обґрунтувати вибір довжини відрізка труби розрахункової моделі, досліджували вплив цієї довжини на точність результатів визначення максимального еквівалентного напруження у трубі. Одержані результати показали, що для забезпечення достатньої для практики точності розрахунків можна приймати довжину відрізка труби розрахункової моделі приблизно рівною десяти діаметрам труби.

Щоб вивчити напружено-деформований стан оболонкової конструкції під сумісною дією власної ваги, кам'янистої перешкоди і внутрішнього тиску, здійснено серію розрахунків з урахуванням часових залежностей навантажень, відповідно до першого варіанту взаємодії труби з індентором. При цьому визначали еквівалентні напруження у центральній точці зони контакту труби з індентором і на контурі вм'ятини у поперечному перерізі труби площиною, в якій розташована вертикальна вісь індентора. Результати обчислень часових залежностей напружень у характерних точках труби за різних комбінацій навантажень подані на рис. 4a, b.

Одержані результати показують, що в центральній точці контакту індентора з трубою еквівалентне напруження у матеріалі, яке на першому етапі деформування труби досягає границі текучості, внаслідок дії внутрішнього тиску зменшується приблизно на 14...20%. Водночас напруження на контурі вм'ятини, яке під час вдавлювання індентора може границі текучості не досягати, внаслідок дії внутрішнього тиску в трубі значно зростає і досягає границі текучості матеріалу. Якщо взаємодія труби з індентором після її пластичного деформування зберігається, то внутрішній тиск суттєвіше впливає на напруження в контурі вм'ятини, ніж на напруження у центральній точці зони контакту труби з індентором.

Згідно з другим варіантом взаємодії труби з індентором, систему навантажували у три етапи. Перший етап (вдавлювання індентора в трубу впродовж перших 5 s) здійснювали аналогічно першому варіанту. На другому етапі в інтервалі часу 7...12 s прикладені до торців оболонкового елемента згинальні моменти і прикладену до індентора притискову силу плавно і синхронно зменшували до нуля і завершували етап витримкою системи протягом 2 s. На третьому етапі впродовж 14...19 s плавно збільшували внутрішній тиск до кінцевого значення p_1 . При цьому еквівалентні напруження у центральній точці контакту індентора з трубою і в точці поперечного перерізу на контурі вм'ятини змінюються (рис. 4c, d). Поступове зниження притискової сили і згинального моменту на другому етапі зменшують еквівалентні напруження в обох точках. Немонотонність часових залежностей еквівалентних напружень можна пояснити нелінійним характером сумісного впливу пластичного деформування матеріалу труби і навантажень з боку індентора на напружений стан труби. Подальше зростання внутрішнього тиску

збільшує напруження у центральній точці деформованої зони до 315 МПа, а на контурі вм'ятини труби – до 170 МПа.

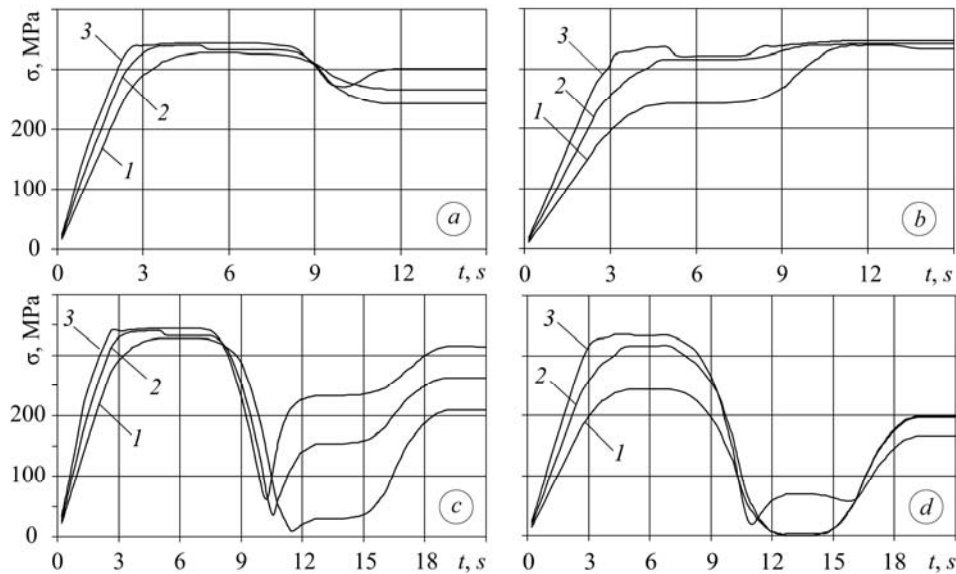


Рис. 4. Графіки залежності еквівалентного напруження у трубі в центральній точці зони контакту з індентором (а, с) і на контурі вм'ятини (b, d) від часу (перший варіант взаємодії труби з індентором (а, b), другий варіант (с, d)): $I - Q_1 = 312,1 \text{ kN}$, $M_1 = 1,875 \text{ MN}\cdot\text{m}$, $p_1 = 5,0 \text{ MPa}$; $2 - Q_1 = 362,1 \text{ kN}$, $M_1 = 2,875 \text{ MN}\cdot\text{m}$, $p_1 = 5 \text{ MPa}$; $3 - Q_1 = 412,1 \text{ kN}$, $M_1 = 3,875 \text{ MN}\cdot\text{m}$, $p_1 = 5 \text{ MPa}$.

Fig. 4. Dependence of equivalent stress in the pipe at the central point of the contact zone with indenter (a, c) and on the dent contour (b, d) on time (the first variant of pipe interaction with indenter (a, b), the second variant (c, d)): $I - Q_1 = 312.1 \text{ kN}$, $M_1 = 1.875 \text{ MN}\cdot\text{m}$, $p_1 = 5.0 \text{ MPa}$; $2 - Q_1 = 362.1 \text{ kN}$, $M_1 = 2.875 \text{ MN}\cdot\text{m}$, $p_1 = 5 \text{ MPa}$; $3 - Q_1 = 412.1 \text{ kN}$, $M_1 = 3.875 \text{ MN}\cdot\text{m}$, $p_1 = 5 \text{ MPa}$.

Вм'ятини під дією внутрішнього тиску в трубі, обертій на кам'янисту породу, частково випрямляється (рис. 5а). Після припинення взаємодії локально деформованої труби з кам'янистою породою, за зростання внутрішнього тиску спостерігають немонотонність часових залежностей еквівалентних напружень, яка пояснюється зміною напрямку випучування пластично деформованої зони труби (рис. 5b).

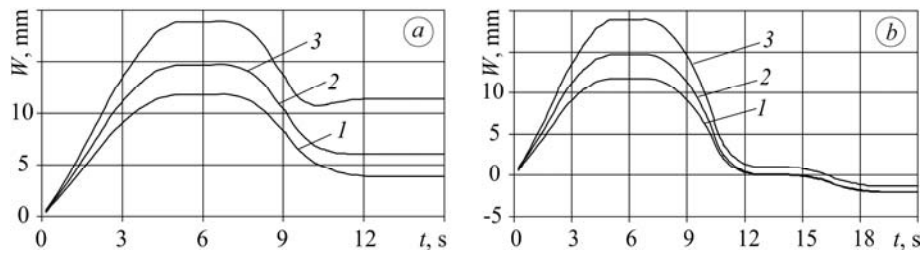


Рис. 5. Часові залежності глибини вдавлювання (W) кулі у трубу, згідно з першим (а) та другим (b) варіантами взаємодії труби з індентором в умовах дії силових чинників: $I - Q_1 = 312,1 \text{ kN}$, $M_1 = 1,875 \text{ MN}\cdot\text{m}$, $p_1 = 5,0 \text{ MPa}$; $2 - Q_1 = 362,1 \text{ kN}$, $M_1 = 2,875 \text{ MN}\cdot\text{m}$, $p_1 = 5 \text{ MPa}$; $3 - Q_1 = 412,1 \text{ kN}$, $M_1 = 3,875 \text{ MN}\cdot\text{m}$, $p_1 = 5 \text{ MPa}$.

Fig. 5. Time dependence of the indentation depth (W) of a sphere in the pipe, according to the first (a) and second (b) variants of the pipe interaction with indenter under influence of power factors: $I - Q_1 = 312.1 \text{ kN}$, $M_1 = 1.875 \text{ MN}\cdot\text{m}$, $p_1 = 5.0 \text{ MPa}$; $2 - Q_1 = 362.1 \text{ kN}$, $M_1 = 2.875 \text{ MN}\cdot\text{m}$, $p_1 = 5 \text{ MPa}$; $3 - Q_1 = 412.1 \text{ kN}$, $M_1 = 3.875 \text{ MN}\cdot\text{m}$, $p_1 = 5 \text{ MPa}$.

Зауважимо, що одержані під час розрахунків епюри нормальних і дотичних напружень у поперечних перерізах оболонкового елемента, свідчать про узгодженість результатів аналізу напружено-деформованого стану ділянки труби із загальною теорією згину та про наявність концентрації напружень в околі зони вдавлювання індентора в трубу. Це підтверджує коректність параметрів розрахункової моделі ділянки труби та заданих крайових умов під час досліджень.

ВИСНОВКИ

Встановлено, що сталь 17Г1С як деформована, так і недеформована не зазнала ВІР за витримок до 1440 h навіть за підкислення сірководневого середовища NACE до pH ~ 2, що вказує на високу якість цієї сталі. Сірководневе середовище NACE практично не впливає на характеристики міцності ($\sigma_{0,2}$ та σ_B) сталі, але суттєво знижує характеристики пластичності (δ , ψ). Під впливом сірководневого середовища суттєво скорочується час до руйнування зразків, виготовлених як з деформованої, так і з недеформованої трубної сталі.

Встановлено, що деформована сталь кородує швидше, ніж недеформована. Також ПД сильніше впливає на відносне звуження (зменшується на 50%), ніж на відносне видовження (~30%). Показано, що мікротвердість серцевини стінки деформованих труб вища порівняно з мікротвердістю недеформованих.

Шляхом моделювання локального пружно-пластичного деформування труби як циліндричної оболонки, що взаємодіє з індентором у вигляді кулі, з'ясовано, що в центральній точці контакту індентора з трубою еквівалентне напруження у матеріалі, яке на першому етапі деформування труби досягає границі текучості, внаслідок дії внутрішнього тиску дещо зменшується. Водночас напруження на контурі вм'ятини, яке під час вдавлювання індентора може границі текучості не досягати, внаслідок дії внутрішнього тиску в трубі значно зростає і може досягти згаданої границі, що пояснюється концентрацією напружень на контурі вм'ятини труби. За відсутності взаємодії труби з індентором після її пластичного деформування умови роботи центральної частини вм'ятини труби, що перебуває під дією внутрішнього тиску, можуть погіршуватися у зв'язку зі зміною напрямку випучування пластично деформованої зони. Ефект концентрації напружень на контурі вм'ятини при цьому послаблюється.

РЕЗЮМЕ. Приведены результаты исследований физико-механических свойств пластически деформированной трубной стали 17Г1С после длительной эксплуатации. Изучено склонность к водородом инициированному растрескиванию, скорость коррозии, влияние сероводородной среды на механические характеристики, распределение микротвердости по толщине трубы. Выяснено, что при 1% деформации микротвердость стали растет на 0,39...0,56 GPa. При 3% деформации наблюдают меньшее увеличение микротвердости. Сероводородная среда NACE незначительно повлияла на характеристики прочности ($\sigma_{0,2}$ и σ_B), но существенно снизила характеристики пластичности (δ , ψ). Под воздействием сероводородной среды значительно сокращается время до разрушения образцов, изготовленных как из деформированной, так и недеформированной трубной стали. Показано, что локальные пластические деформации трубы существенно влияют на ее напряженно-деформированное состояние, а пластически деформированные зоны приводят к концентрации напряжений, которая наибольшая по контуру вмятины.

SUMMARY. The results of investigations of physicomachanical properties of plastically deformed 17Г1С pipe steel after long-term operation are shown. The tendency to the hydrogen induced cracking, corrosion rate, the effect of hydrogen sulfide on the mechanical characteristics of pipe steel, the distribution of microhardness over the pipe thickness is studied. It is established that at strain 1% the microhardness of steel increases in 0.39...0.56 GPa times. At 3% strain, there is a smaller increase in microhardness. Hydrogen sulfide environment NACE slightly affects the strength properties $\sigma_{0,2}$ and σ_B , but ductility characteristics δ , ψ are significantly reduced. Under the influence of hydrogen sulphide environment the time to specimens fracture decreases significantly in the deformed and undeformed pipe steel specimens. It is shown that

the local plastic deformation of a pipe significantly affects its stress-strain state, and plastically deformed areas cause the stress concentration, which is the most pronounced on the dent contour.

1. *Василенко И. И., Мелехов Р. К.* Коррозионное растрескивание сталей. – К.: Наук. думка, 1977. – 265 с.
2. *Коваль В. П.* Коррозионное растрескивание низколегированных сталей в сероводородных средах: Автореф. дис. ... к.т.н. – М.: ВНИИГАЗ, 1973. – 24 с.
3. *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.)
4. *Радкевич О. І., Чумало Г. В., Василенко І. І.* Деградація металу насосно-компресорних труб під час експлуатації у сірководневих середовищах // Там же. – 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 // Ibid. – 2002. – **38**, № 6. – P. 884–888.)
5. *Основні закономірності наводнювання та поверхневого пухиріння трубної сталі в сірководневих середовищах / О. Радкевич, Г. Чумало, І. Домінюк, Р. Юркевич* // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2004. – Спец. вип. № 4. – С. 446–449.
6. *NACE Standard MR-0175-96.* Standard Material Requirements Sulfide Stress Cracking Resistance Metallic Materials for Oilfield Equipment. – Houston, Tx.: National Association of Corrosion Engineers (NACE), 1996. – 30 p.
7. *NACE Standard TM-02-84.* Standard Test Method Evaluation of Pipeline Steels for Resistance to Stepwise Cracking. – Houston, Tx.: National Association of Corrosion Engineers (NACE), 1984. – 20 p.
8. *Коррозия:* Справ. изд. / Под. ред. Л. Л. Шрайера: Пер. с англ. – М.: Металлургия, 1981. – 632 с.
9. *Фокин М. Н., Жиглова К. А.* Методы коррозионных испытаний металлов / Под ред. Я. М. Колотыркина. – М.: Металлургия, 1986. – 80 с.
10. *ГОСТ 9450-76.* Измерение микротвердости вдавливанием алмазных наконечников. – М.: Изд-во стандартов, 1993. – 34 с.
11. *Чумало Г. В.* Вплив сірководневої корозії на корозійно-механічні властивості зварних з'єднань трубної сталі // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2012. – **48**, № 2. – С. 51–54. (*Chumalo H. V.* Influence of hydrogen sulfide on the corrosion-mechanical properties of welded joints of pipe steel // Materials Science. – 2012. – **48**, № 2. – P. 176–179.)
12. *Rusiński E., Czmochoński J., Smolnicki T.* Zaawansowana metoda elementów skończonych w konstrukcjach nośnych. – Wrocław: Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, 2000. – 443 s.
13. *Алямовский А. А.* SolidWorks/COSMOSWorks. Инженерный анализ методом конечных элементов. – М.: ДМК Пресс, 2004. – 432 с.

Одержано 11.12.2012