

УДК 620.191.33: 620.193

О.М. Мандрюк, Л.Є. Шкіца, Р.С. Грабовський, О.Т. Касій

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

ЕКСПРЕС-ОЦІНКА УМОВ ГІЛЬЙОТИННОГО РУЙНУВАННЯ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

Запропоновано методологічний підхід до експрес-оцінки потенційної можливості гільйотинного руйнування тривало експлуатованих магістральних газопроводів, який базується на визначенні критичних розмірів наскрізної тріщини. Експериментальні та розрахункові оцінки розмірів наскрізних тріщин засвідчують практичну можливість його застосування. Показано, що тривала експлуатація магістрального газопроводу в умовах підвищених тисків призводить до більш суттєвої деградації металу труби.

Ключові слова: магістральний газопровід, гільйотинне руйнування, критичний коефіцієнт інтенсивності напружень, критичний розмір наскрізної тріщини.

Актуальність проблеми. Україна має розгалужену мережу магістральних трубопроводів для транспортування природного газу. Загальна довжина магістральних газопроводів і газопроводів відгалуження, які знаходяться у сфері керування НАК “Нафтогаз України”, становить 38,55 тис. км [4, 18, 22]. Стабільно працюючи, газотранспортна мережа України є важливою ланкою не тільки економіки держави, але і стратегічним чинником її національної безпеки [18, 22].

Однак в процесі тривалої експлуатації (понад 20 років) захисне ізоляційне покриття тривало експлуатованих трубопроводів поступово втрачає свої експлуатаційні властивості [3, 5, 322, 29, 35], що спричиняє корозійні процеси, які призводять до виникнення і розвитку поверхневих корозійних (пітингів, язв, каверн) та тріщиноподібних дефектів, до яких відносяться гострі дефекти основного металу (риски, подряпини тощо) та дефекти зварного шва (підрізи, непровари, пори, шлакові включення) [1111, 19].

Крім того, метал магістральних трубопроводів зазнає деформаційного старіння, тобто спостерігається зниження його фізико-механічних характеристик, які визначають роботоздатність газопровідних труб [18, 20, 22, 25, 26, 28, 31, 33, 3433]. Оскільки в процесі транспортування газу, в результаті як стаціонарних, так і нестаціонарних процесів, метал таких труб зазнає постійного впливу асиметричних втомних навантажень, температурних впливів, зсувних процесів у зоні їх прокладання [13, 16, 17]. Такі процеси сприяють субкритичному розвитку як корозійних, так і тріщиноподібних дефектів, які, досягнувши критичних розмірів, можуть призвести до аварійної ситуації, і, як наслідок, до суттєвих економічних та екологічних втрат, а також до людських жертв, спричинених розлітанням фрагментів і осколків трубопроводу, повітряною ударною хвилею в результаті перетворення енергії стисненого газу, термічним впливом в результаті горіння [1, 2, 19, 27, 36].

Збитки, спричинені такими аваріями, складаються з витрат, пов'язаних з втратою газу, вартості ремонтно-відновних робіт, а також унаслідок збитку від неподання газу споживачам. Останні втрати можуть виявитися найбільш суттєвими через те, що магістральні газопроводи проходять, як правило, в районах, віддалених від населених пунктів, а це збільшує терміни ремонту пошкоджених ділянок [4, 13, 15, 36]. Так, за розрахунками, у результаті аварії на лінійній частині газопроводу, залежно від місця розриву і часу закриття найближчих кранів, а також довжини лінійних ділянок між кранами при розрахунковому тиску 5,4 МПа втрати можуть складати близько 620 тонн газу [10]. Крім того реальну небезпеку для навколишнього середовища представляють випадки руйнування газопроводу із загоранням газу, оскільки температура полум'я сягає 1500 – 1800° С, а висота факела 60 – 200 м. Частота аварійних ситуацій із загоранням становить 50 – 60% від загальної кількості аварій. Вони є джерелом викидів NO_x і CO та теплового впливу на навколишнє середовище [1]. Наприклад, під час аварії на газопроводі “Новопсков – Аксай – Моздок” у 1996 р. струмінь палаючого газу сягав 200 м і був спрямований уздовж траси газопроводу паралельно межі житлової забудови [12], а під час вибуху газопроводу “Мінськ – Торжок” у 1997 році за 4 години вигорів ліс в радіусі 10 – 15 км [14]. В останній час у Черкаській області (Україна) зареєстровано три випадки стрес-корозійного розтріскування на магістральному газопроводі “Уренгой – Помари – Ужгород”. Аварії відбувалися на ділянках газопроводу поблизу

компресорних станцій (до 25 км) і супроводжувалися вибухом та загоранням газу. В результаті аварій утворювалися котловани довжиною до 50 м, шириною до 30 м і глибиною до 10 м із зоною термічної поразки в радіусі до 750 м, розліт осколків при цьому сягав 500 м [30].

Зауважимо, що вперше таке руйнування було зареєстроване у 1965 році на Трансканадській системі газопроводів [30, 32]. В Росії корозійне розтріскування під напругою або стрес-корозійне руйнування спостерігали ще в 70-х роках на магістральних газопроводах "Бухара – Урал" і "Середня Азія – Центр" [19]. Тоді на південній ділянці цих газопроводів зареєстровано 103 випадки стрес-корозійного руйнування, а на підприємствах "Севергазпрому" сталося 7 подібного типу руйнувань, до того ж руйнувалися труби з поздовжнім та спіральним швом.

Крім того, в ряді випадків [13, 19], при пневматичних випробуваннях газопроводів, мало місце їх гільйотинне (лавинне) руйнування. Так, при випробуваннях другої черги газопроводу "Пунга – Вуктил" діаметром 1420 мм повітрям під тиском 8,25 МПа мав місце факт крихкого поширення тріщини довжиною 330 м. Другим прикладом є лавинне руйнування обв'язочного газопроводу компресорної станції. В цьому випадку при температурі повітря -35°C і внутрішньому тиску повітря 7,4 МПа тріщина із швидкістю більш ніж 450 м/с поширилась на 875 м.

Встановлено, що крихке (лавинне) руйнування [13] виникає в інтервалі температур, які значно нижчі за температуру пластично-крихкого переходу. Переважно тріщина поширюється перпендикулярно до поверхні труби в осьовому напрямку трубопроводу зі швидкістю, яка перевищує швидкість декомпресії газу. Під час гільйотинного (лавинного) руйнування газопроводу довжина початкової тріщини критичних розмірів залежить від багатьох факторів (низька температура транспортованого газу, наявність залишкових напружень, термічне та деформаційне старіння, характер зовнішнього середовища тощо). Довжина руйнування газопроводу інколи сягає декількох кілометрів [13, 15].

В цілому у Росії за останні 30 років приблизно у 60 % випадках основною причиною аварійних ситуацій гільйотинного типу на магістральних газопроводах було корозійне розтріскування під напруженням або стрес-корозія [36].

Оскільки $\sim 50\%$ магістральних газопроводів експлуатуються понад 30 років, тобто вичерпали свій амортизаційний ресурс, то виникають серйозні застереження до їх безпечної експлуатації. Тому для підвищення безпеки та забезпечення ефективності транспортування природного газу вітчизняною трубопровідною системою актуальною проблемою є оцінка її технічного стану та прогнозування аварійних ситуацій [18, 19, 22, 27].

Об'єкт та методична процедура досліджень та розрахунків. Об'єктом розгляду є газопровідна труба з зовнішнім діаметром D та товщиною стінки t , яка містить паралельну її осі наскрізну тріщину довжиною L (рис. 1).

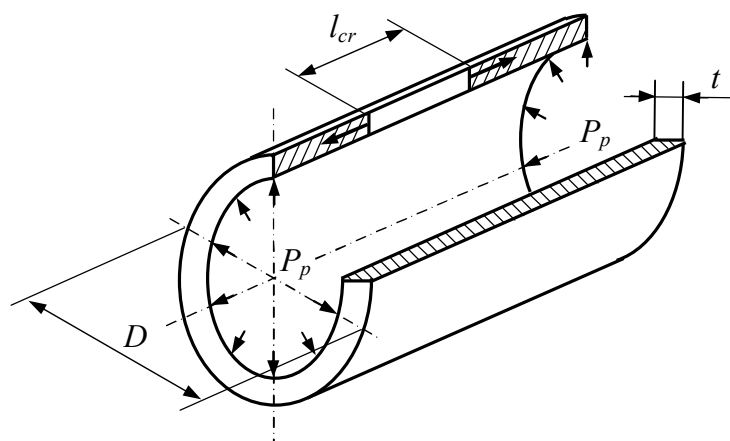


Рис. 1. Схематичне представлення наскрізної тріщини в стінці газопровідної труби

Процес лавинного розвитку стрес-корозійної макротріщини в трубопровідних сталях під впливом діючих в трубі робочих навантажень (тисків) P_p вивчали, використовуючи відому методику [6, 9, 21, 923], в основу якої покладено призматичні зразки (рис. 2) та дослідну установку

[7] (рис. 3, а) для дослідження закономірностей розвитку краєвих тріщини при їх статичному навантаженні, яка включає випробувальну машину (рис. 4, а) на чистий згин (рис. 4, б) із жорстким способом навантаження.



Рис. 2. Загальний вигляд призматичного зразка для дослідження закономірностей розвитку краєвих тріщин

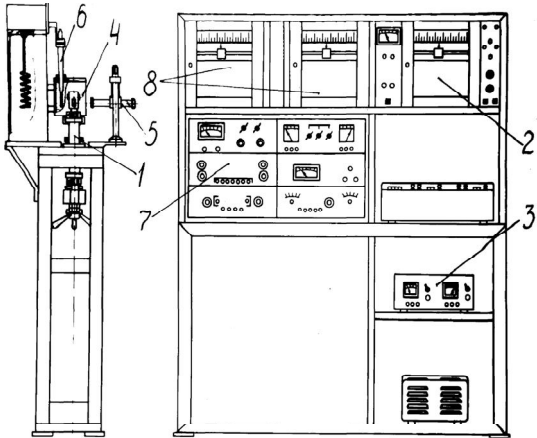
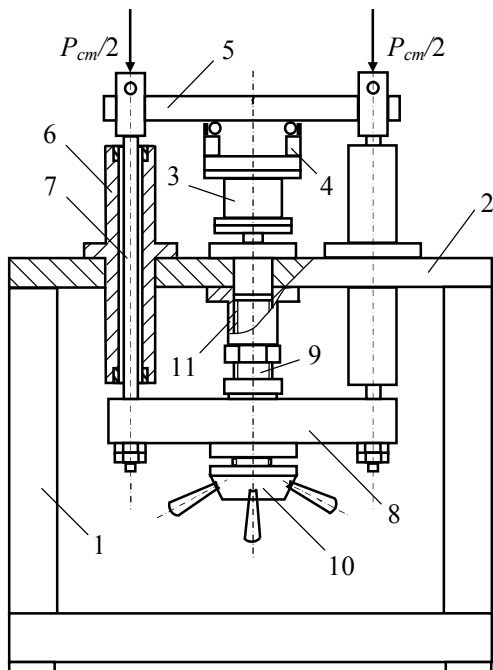
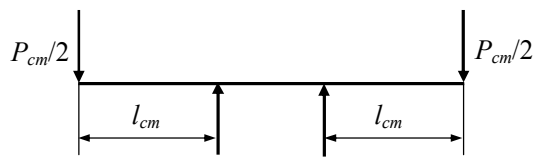


Рис. 3. Випробувальна установка для дослідження статичної корозійної тріщиностійкості конструкційних матеріалів:

1 – випробувальна машина; 2 – прилад реєстрації і контролю навантаження; 3 – джерело живлення мостової схеми; 4 – робоча камера; 5 – оптичний прилад для виміру довжини тріщини; 6 – система для підтримки заданої температури середовища в робочій камері; 7 – потенціостат; 8 – прилади для реєстрації електрохімічних параметрів (pH і φ)



а)



б)

Рис. 4. Схема випробувальної машини (а) на чистий згин (б) із жорстким способом навантаження:

1 – рама; 2 – підстава; 3 – динамометр; 4 – нижня опора; 5 – вірець; 6 – напрямні; 7 – тяги; 8 – траверса; 9 – гвинт, що навантажує; 10 – маховик; 11 – опорна гайка.

Значення коефіцієнта інтенсивності напружень K_I у вершині краєвої тріщини в призматичному зразку визначали за наступною формулою [9]:

$$K_I = \left[\frac{6M}{b\sqrt{(t)^3}} \right] \cdot \sqrt{\lambda \cdot f(\lambda)}, \quad (1)$$

де M – згинаючий момент, прикладений до зразка;

b – ширина зразка;

t – висота зразка;

$$\lambda = \frac{l}{t};$$

l – довжина тріщини.

Функція $f(\lambda)$ відносної довжини тріщини змінювалась у межах $0 \leq \lambda \leq 0,8$ і обчислювалась залежністю:

$$f(\lambda) = \begin{cases} 1,99 - 2,47\lambda + 12,97\lambda^2 - 23,17\lambda^3 + 24,80\lambda^4 + 60,50\lambda^6 & \text{при } 0 \leq \lambda \leq 0,6 \\ \frac{0,6651}{\sqrt{\lambda(1-\lambda)^3}} & \text{при } 0,6 \leq \lambda \leq 0,8 \end{cases}, \quad (2)$$

Критерій до визначення початку крихкого (лавинного) поширення тріщини в деформованому твердому тілі (критерій Ірвіна [23]) для тріщин нормального розриву полягає у тому, що коефіцієнт інтенсивності напружень K_I у вершині розглядуваної стрес-корозійної тріщини в момент її локального розвитку вважається рівним деякій константі матеріалу K_{Ic} . Тобто, критерій граничної рівноваги тіла з тріщиною можна записати так:

$$K_I(P_{cr}, l_{cr}) = K_{Ic}. \quad (3)$$

Тут P_{cr} – граничне значення зовнішнього навантаження P , при досягненні якого (і його перевищенні) настає лавинний (неконтрольований) розвиток тріщини; l_{cr} – розмір тріщини. Величина K_{Ic} характеризує опір матеріалу поширенню в ньому тріщини при квазістатичному збільшенні навантаження (статична тріщиностійкість). Її значення є константою матеріалу в заданих умовах випробування і характеризує його тріщиностійкість при короткочасному статичному навантаженні.

Оцінку можливої реалізації крихкого руйнування труби в процесі утворення в ній наскрізної тріщин (рис. 1) здійснили, використавши формулу [24] для визначення коефіцієнта інтенсивності напружень K_I у вершині наскрізної поздовжньої тріщини для циліндричної оболонки під дією внутрішнього тиску:

$$K_I = F \frac{P_p \cdot D}{2t} \sqrt{\frac{\pi \cdot l_{K_I}}{2}}, \quad (4)$$

де:

$$F = 1 + 0,072449\lambda + 0,64856\lambda^2 - 0,2327\lambda^3 + 0,038154\lambda^4 - 0,0023478\lambda^5;$$

$$\lambda = \frac{l_{K_I}}{2 \sqrt{\frac{D \cdot t}{2}}},$$

F – відома функція для циліндричної оболонки з наскрізною осьовою тріщиною під дією внутрішнього тиску P_p [24],

l_{K_I} – довжина наскрізної тріщини.

За формулою 4 визначали критичні розміри наскрізної тріщини за умови $K_I = K_{Ic}$, тоді довжина тріщини буде рівна критичному значенню $l_{K_I} = l_{K_{Ic}}$, тобто:

$$l_{K_{Ic}} = \frac{8}{\pi} \cdot \left(\frac{t}{D} \right)^2 \cdot \left(\frac{K_{Ic}}{F \cdot P_p} \right)^2 \quad (5)$$

Значення довжини наскрізної тріщини $l_{K_{Ic}}$, при якому починається процес спонтанного поширення тріщини вздовж осі труби вважали критичним l_{cr} .

Результати досліджень та їх обговорення. Оскільки критичний коефіцієнт інтенсивності напружень K_{Ic} є основним параметром, який з одного боку характеризує опір матеріалу поширенню в ньому тріщини, а з іншого – є критерієм конструкційної міцності, то визначення критичних розмірів l_{cr} наскрізної тріщини проводили згідно рівняння 5, використовуючи як власні експериментальні дані [8], так і відомі з літератури [13, 18, 25, 26, 33] результати визначення критичної тріщиностійкості газопровідних сталей (див. таблицю 1). Причому подані в роботі характеристики критичної тріщиностійкості (критичне значення J -інтеграла за 0,2 мм приросту тріщини) представили критичним коефіцієнтом інтенсивності напружень K_{Ic} за допомогою рівняння:

$$K_{Ic} = \sqrt{\frac{J_{Ic} \cdot E}{(1 - \mu^2)}} \quad (6)$$

де, J_{Ic} – критична тріщиностійкість (значення J -інтеграла за 0,2 мм приросту тріщини);

E – модуль Юнга ($E = 10^{11}$ Па);

μ – коефіцієнт Пуассона (для низьколегованих сталей $\mu = 0,3$).

Таблиця 1

Вихідні дані та результати розрахунку за формулою 5 критичного розміру l_{cr} наскрізної тріщини в стінці магістральних газопроводів різних типорозмірів

Марка сталі	$D \times t$, мм	P_p , МПа	$T_{експ.}$, роки	J_{Ic} , кН/м	K_{Ic} , (МПа $\sqrt{м}$)	l_{cr} , мм	Джере ло
МВ54 (аналог 10Г2ФБ)	1420×17,5	7,4	25	–	151,0	115,4	[13]
08Г2БН	1020×10,0	5,4	25	–	172,2	124,0	
Х-52 (аналог 17Г1С)	1220×12,0	5,4	0	412	300,9	230,0	[25, 33]
		5,4	30	127	167,1	131,0	
17Г1С	1220×12,0	5,4	0	322	266,0	207,0	
		5,4	31	208,5	214,1	169,0	
10Г2ФБ	1420×18,7	7,4	0	–	300,0	266,0	[8]
		7,4	30	–	141,8	117,0	

Слід зауважити, що в роботі [13] на основі експериментальних досліджень було визначено критичні значення величини наскрізної тріщини l_{cr} . Різниця одержаних розрахунковим та експериментальним шляхом (див. таблицю 2) величини l_{cr} не перевищує 5%, що свідчить про можливість використання формули 5 для визначення критичного значення величини наскрізної тріщини.

Таблиця 2

Експериментальні та розрахункові дані критичного розміру l_{cr} наскрізної тріщини у стінках магістральних газопроводів різних типорозмірів

Марка сталі	$D \times t$, мм	P_p , МПа	l_{cr}^e , мм	l_{cr}^p , мм	$\Delta = \frac{l_{cr}^e}{l_{cr}^p} 100\%$, %
			експериментальні дані [13]	розрахунок за формулою 5	
МВ54 (аналог 10Г2ФБ)	1420×17,5	7,4	118,0	115,4	2,3
08Г2БН	1020×10,0	5,4	118,0	124,0	4,8

Крім того, аналіз розглянутих вище випадків (див. таблицю 3) показує, що експлуатація магістрального газопроводу високого тиску ($P_p = 7,4$ МПа) призводить до більшого ступеня деградації металу труби, ніж металу тривало експлуатованих газопровідних систем за меншого на третину ($P_p = 5,4$ МПа) робочого тиску. Так, у першому випадку критичне значення величини наскрізної тріщини l_{cr} в тривало експлуатованій трубі складає 44 % від її критичних розмірів для труби запасу, тоді як у менш навантажених трубах ця величина змінюється в межах 60-80 %.

Таблиця 3

Критичні розміри l_{cr} наскрізної тріщини у стінках не експлуатованих та тривало експлуатованих магістральних газопроводів різних типорозмірів

Марка сталі	$D \times t$, мм	P_p , МПа	l_{cr}^H , мм	$l_{cr}^{m.e.}$, мм	$\Delta = \frac{l_{cr}^{m.e.}}{l_{cr}^H} 100\%$, %
			неексплуатований метал	тривало експлуатований метал	
X-52 (аналог 17Г1С)	1220×12,0	5,4	230,0	131,0	56,9
17Г1С	1220×12,0	5,4	207,0	169,0	81,6
10Г2ФБ	1420×18,7	7,4	266,0	117,0	44,0

Зауважимо, що визначення критичного коефіцієнта інтенсивності напружень K_{Ic} проводили згідно методики [6] при температурі повітря $T = 20^\circ \text{C}$, використовуючи вищеописане експериментальне устаткування. Оскільки величина коефіцієнта інтенсивності напружень K_{Ic} суттєво залежить від температури випробування, то очевидно і розмір наскрізної критичної тріщини l_{cr} у трубі магістрального газопроводу також буде залежати від температури навколишнього середовища. Крім того, температурні залежності K_{Ic} використовують для виявлення областей крихкого-в'язкого переходу.

Висновки. На основі наведеної вище розрахункової процедури та експериментальних даних про статичну тріщиностійкість металу газопровідних труб здійснено експрес-оцінку умов виникнення гільйотинного руйнування.

Одержані результати вказують на те, що різниця одержаних розрахунковим та експериментальним шляхом розмірів наскрізної тріщини l_{cr} не перевищує 5%, що доводить можливість застосування запропонованої експрес-оцінки.

Аналіз результатів свідчить, що тривала експлуатація магістрального газопроводу в умовах підвищених тисків призводить до більш суттєвої деградації металу труби.

1. Бабаджанова О. Ф. Фактори, що обумовлюють пожежну небезпеку лінійної частини магістрального газопроводу / О. Ф. Бабаджанова, Ю. Е. Павлюк, Ю. Г. Сукач // Пожежна безпека. – 2011. – № 18. – С. 27–34.
2. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Функционирование и развитие сложных народно-хозяйственных, технических энергетических, транспортных систем, систем связи и коммуникаций. Раздел второй. – М.: МГФ “Знание”, 1998. – 416 с.
3. Борисенко В. А. Коррозионное разрушение газопроводов / В. А. Борисенко, Ю. П. Нихаенко, В. И. Крикун // Проблемы коррозии та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2006): у 2-х томах [спецвипуск журналу “Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: VIII міжн. конф.-вист., 6-8 черв. 2006 р.: збірник праць. – 2006. – Спец. вип. №5. – С. 296-299.
4. Бут В. С. Стратегія розвитку технологій ремонту діючих магістральних трубопроводів / В. С. Бут, О. І. Олійник // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин: збірник наук. статей за результатами виконання цільової комплексної програми наукових досліджень НАН України у 2004-2006 рр.: зб. статей; під заг. ред. Б. Є. Патона. – К.: Національна академія наук України. Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2006. – С. 491-496.
5. Галеев В. Б. Ремонт магистральных трубопроводов и оборудования нефтеперекачивающих станций / В. Б. Галеев, Е. М. Сощенко, Д. А. Черняев – М.: Недра, 1968. – 224 с.
6. ГОСТ 25.506-85. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 62 с.
7. Грабовский Р. С. Установка для испытаний конструкционных материалов на статическую коррозионную трещиностойкость / Р. С. Грабовский, И. Н. Дмытрах, М. И. Лев [и др.] // Деп. ВИНТИ № 67 65 – В 89 от 10.11.1989 г. – С. 7.
8. Грабовський Р. С. Оцінка характеристик опору поширення тріщин експлуатованого металу магістральних нафтогазопроводів у корозійних середовищах / Р. С. Грабовський, В. С. Лужецький // Машинознавство. – 2008. – №11 (137). – С. 34-37.
9. Дмитрах І. М. Вплив корозійних середовищ на локальне руйнування металів біля концентраторів напружень / І. М. Дмитрах, В. В. Панасюк – Львів: Національна академія наук України. Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка. – 1999. – 341 с.
10. Довідник працівника газотранспортного підприємства / під заг. ред. А. А. Рудніка. – К.: Росток, 2001. – 1091 с.
11. ДСТУ–Н Б В.2.3.-21:2008 Настанова визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами – К.: Мінрегіонбуд України, 2008. – 68 с.
12. Енергоэкологична безпека нафтогазових об'єктів / [Говдяк Р. М., Семчук Я. М., Чабанович Л. Б. та ін.] – Івано-Франківськ: Лілея НВ, 2007. – 556 с.
13. Иванцов О. М. Надежность магистральных трубопроводов / О. М. Иванцов, В. И. Харитонов. – М.: Недра, 1978. – 167 с.
14. Исаева Л. К. Основы экологической безопасности при техногенных катастрофах / Л. К. Исаева. – М.: Академия ГПС МЧС России, 2003. – 156 с.
15. Каранович Е. В. Анализ причин аварий на магистральных газопроводах / Е. В. Каранович // Нефть и газ Западной Сибири: у 4-х томах / под общ. ред. О. Ф. Данилова: междунар. науч.-техн. конф., 19-20 окт. 2011 г.: материалы конференции. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2011. – Т2 – С. 41-43.
16. Крижанівський Є. І. Вплив нерівномірності газоспоживання на напружений стан трубопроводу / Є. І. Крижанівський, О. С. Тараєвський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 3 (12). – С. 31-34.
17. Крижанівський Є. І. Вплив середовища та нерівномірності споживання газу на безаварійну експлуатацію газопроводу / Є. І. Крижанівський, О. С. Тараєвський, С. Й. Тараєвський // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2008): у 2-х томах [спецвипуск журналу “Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: IX міжн. конф.-вист., 10-12 черв. 2008 р.: збірник праць. – 2008. – Спец. вип. №7. – С. 791-796.

18. Крижанівський С. І. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: [наук.-техн. посіб. у 3-х т.] / С.І. Крижанівський, Г.М. Никифорчин; під заг. ред. В.В. Панасюка. – Івано-Франківськ – Львів: вид-во Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, 2011. – Т. 1: Основи оцінювання деградації трубопроводів. – 2011. – 457 с.
19. Мазур И. И. Безопасность трубопроводных систем / И. И. Мазур, О. М. Иванцов – М.: Елима, 2004. – 1104 с.
20. Матросов Ю. И. Сталь для магистральных газопроводов / Ю. И. Матросов, Д. А. Литвиненко, С. А. Голованенко. – М.: Металлургия, 1989. – 288 с.
21. Механика разрушения и прочность материалов: [справ. пособ. в 4-х т. под общ. ред. В. В. Панасюка]. – К.: Наук. думка, 1988–1990.
22. Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посібник за заг. ред. В. В. Панасюка – Том 11: Міцність і довговічність нафтогазових трубопроводів і резервуарів / [Г. М. Никифорчин, С. Г. Поляков, В. А. Черватюк, І. В. Ориняк [та ін.]; за ред. Г. М. Никифорчина]; – Львів: Сполом, 2009. – 504 с.
23. Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посібник за заг. ред. В. В. Панасюка. – Том 7: Надійність та довговічність елементів конструкцій теплоенергетичного устаткування / [І. М. Дмитрах, А. Б. Вайнман, М. Г. Сташук, Л. Тот; за ред. І. М. Дмитраха]. – К.: ВД “Академперіодика”, 2005. – 378 с.
24. Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посібник за заг. ред. В. В. Панасюка. – Том 13: Працездатність матеріалів і елементів конструкцій з гострокінцевими концентраторами напружень / [І. М. Дмитрах, Л. Тот, О. Л. Білий, А. М. Сиротюк; за ред. В. В. Панасюка]. – Львів: Сполом, 2012. – 316 с.
25. Никифорчин Г. М. Деградація властивостей сталей магистральных газопроводів упродовж їх сорокарічної експлуатації / Г. М. Никифорчин, О. Т. Цирульник, Д. Ю. Петрина [та ін.] // Проблеми міцності. – 2009. – № 5. – С. 66-72.
26. Никифорчин Г. М. Чутливість механічних, корозійно-механічних та електрохімічних властивостей до експлуатаційної деградації сталей магистральных трубопроводів / Г. М. Никифорчин, О. Т. Цирульник, М. І. Греділь // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин: збірник наук. статей за результатами виконання цільової комплексної програми наукових досліджень НАН України у 2007-2009 рр.; зб. статей під заг. ред. Б. Є. Патона. – К.: Національна академія наук України. Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2009. – С. 29-32.
27. Ориняк І. В. Наукові і організаційні засади впровадження ризик-аналізу в практику управління цілістю магистральных трубопроводів / І. В. Ориняк, М. В. Бородій, А. С. Батура // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин (“РЕСУРС”): звітна сесія цільової комплексної програми, 6-8 січня 2006 р.: наук.-техн. збірник під заг. ред. Б. Є. Патона. – К.: Національна академія наук України, Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2006. – С. 11-15.
28. Петрина Д. Ю. Вплив тривалої експлуатації нафтогазопроводів на умови корозійно-втомного руйнування матеріалу труб / Д. Ю. Петрина // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 1 (34). – С. 20-25.
29. Поляков С. Г. Коррозия внутренней поверхности магистральных газопроводов / С. Г. Поляков, Л. І. Ниркова, А. В. Клименко [та ін.] // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Коррозія-2006): у 2-х томах [спецвипуск журналу “Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: VIII міжн. конф.-вист., 6-8 черв. 2006 р.: збірник праць. – 2006. – Спец. вип. №5. – С. 300-304.
30. Поляков С. Г. Основные закономерности стресс-коррозийного разрушения магистральных газопроводов / С. Г. Поляков, А. О. Рибаків // Проблеми міцності – 2009. – № 5. – С. 7-17.
31. Похмурський В. І. Зміна механічних та електрохімічних характеристик сталі газопроводів після тривалої експлуатації / В. І. Похмурський, С. І. Крижанівський // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2009. – № 3 (21). – С. 5-10.
32. Синугаев М. Ф. Стресс-коррозия на магистральных газопроводах и человеческий фактор / М. Ф. Синугаев, П. В. Климов, А. К. Гумеров [и др.] // Территория “Нефтегаз”. – 2008. – № 8. – С. 32-36.

33. Цирульник О. Т. Воднева деградація тривало експлуатованих сталей магістральних газопроводів / О. Т. Цирульник, Г. М. Никифорчин, Д. Ю. Петрина [та ін.] // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2007. – Т. 43, № 5. – С.97-104.
34. Цирульник О. Т. Оцінювання роботоздатності сталі 17Г1С після тривалої експлуатації на газогоні / О. Т. Цирульник, М. І. Греділь, О. З. Студент [та ін.] // Вісник Тернопільського державного технічного університету. – 2008. – Т. 13, № 4. – С. 49-55.
35. Щербаков С. Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа / С. Г. Щербаков. – М.: Наука, 1982. – 207 с.
36. Яковлев А. Я. Стресс-коррозия на магистральных газонефтепроводах. – Киров: ОАО “Кировоградская областная типография”, 2009. – 320 с.