

УДК 620.191.33: 620.193

П.П.Янів, Р.С.Грабовський, В.Т.Болонний, А.Я.Ждек

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

ПРОГНОЗУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ НАДІЙНОСТІ І ДОВГОВІЧНОСТІ РОБОТИ НЕІЗОТЕРМІЧНИХ НАФТОПРОВІДІВ НА ОСНОВІ ФАКТИЧНИХ РЕЖИМІВ ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ

Запропоновано методику визначення параметрів надійності і довговічності неізотермічних нафтопроводів. Виконано розрахункові дослідження залежності руйнівного тиску від терміну експлуатації неізотермічних нафтопроводів, які містять експлуатаційні корозійно-механічні дефекти.

Ключові слова: *неізотермічний нафтопровід, корозійно-механічний тріщиноподібний дефект, руйнівний тиск.*

Вступ

Україна має досить розвинену мережу магістральних нафтопроводів і нафтопродуктопроводів середній термін експлуатації яких складає 31 років, а перші збудовані нафтопроводи працюють більше 48 років [1, 2]. Значна частина магістральних нафтопроводів прокладена у складних гірських умовах, в районах можливих зсувів та на підроблюваних шахтами територіях, крім того вони зазнають впливів стрес-корозійних та корозійно-втомних факторів [1-7]. Все це призводить до відмов нафтопроводів і як наслідок до значних економічних та екологічних втрат [8]. Так, наприклад, 2 грудня 2009 року в Становлянському районі Липецької області (Росія) стався розрив труби (рис. 1) на нафтопроводі "Дружба-1" у результаті якого розлилося близько 200 тонн нафти [9].



Рис. 1. Поздовжній розрив нафтопроводу "Дружба-1" діаметром 530 мм [9].

При цьому зрозумілим постає питання – прогнозування довговічності та надійності роботи трубопровідної неізотермічної мережі, актуальність якого для даного типу трубопровідних комунікацій постійно зростає внаслідок підвищення навантаження на нафтопроводи, їх старіння та впливу особливостей технології перекачування аномальної нафти. Результати внутрішньої трубної діагностики магістральних неізотермічних нафтопроводів вказують на велику кількість дефектів різного походження в металі труб нафтопроводів, що експлуатуються [1, 2].

У процесі експлуатації таких нафтопроводів часто виникає необхідність підвищення робочого тиску, що пов'язана із реологічними властивостями транспортованих сортів нафти (ця нафта при температурах ґрунту на глибині укладання трубопроводу характеризується великою в'язкістю). В таких нафтопроводах розвиваються дефекти у вигляді усадочних раковин, флокенів, пухирців, осьових пор, поверхневих тріщин, надрізів, що при накладанні підвищених робочих тисків може призвести до досягнення граничного стану, тобто до руйнування лінійної частини магістрального нафтопроводу [1, 2, 10, 11].

В Україні технологія транспортування аномальних нафт використовується на складній гідравлічній системі нафтопроводів Дрогобицького нафтопровідного управління (надалі ДНУ), до складу якої входять наступні нафтопроводи: Долина – Дрогобич, Орів – Дрогобич, Борислав – Дрогобич. Оскільки нафтопроводи ДНУ не є новими, а експлуатуються вже багато років (див. таблицю 1), то визначення параметрів надійності і довговічності їх роботи має важливе науково-практичне значення.

Таблиця 1

Вихідні дані для розрахунку параметрів надійності і довговічності роботи нафтопроводів ДНУ

Нафтопровід	T, термін експлуатації, роки	P _р , Робочий тиск, МПа	c, глибина дефекту, мм	L, довжина дефектів, мм	Матеріал труби, (σ _в , границя міцності, МПа)	D×t, зовнішній діаметр і товщина стінки, мм
Долина – Дрогобич	47	3,5	3,6	110	Сталь 20 (458,8)	273×9
			2,8	160		
Орів – Дрогобич	37	2,4	3,3	100	Сталь 10 (359,3)	219×7
			3,0	165		
Борислав – Дрогобич	35	1,6	3,1	115	Сталь 10 (355,7)	168×7
			2,2	155		

Надійну роботу нафтопроводів визначає ряд експлуатаційних чинників, які характеризують по-перше – вплив технологічних факторів пов'язаних з виготовленням труб та прокладанням трубопроводів [1, 10, 11], по-друге – вплив корозійних середовищ, зокрема ґрунтових і пластових вод та товарної нафти [3, 4], по-третє – зміна напруженого стану стінки труби, обумовленого коливаннями робочого тиску нафти в процесі її транспортування [5-7, 12, 13].

Представлені результати досліджень сформовані на основі детального вивчення статистичних даних режимів роботи неізотермічних нафтопроводів ДНУ, а також періодичних діагностичних оглядів в процесі тривалої експлуатації труб лінійної частини даних нафтопроводів.

Досліджувані нафтопроводи містили як одиничні, так і множинні корозійно-механічні дефекти, що утворилися внаслідок пошкодження захисного покриття, високої корозійної активності ґрунтів та інших факторів. Причому множинні дефекти, являють собою декілька одиничних дефектів, що знаходяться у взаємодії між собою. Виявлені дефекти схематизувались (пунктирна лінія на рис. 2) до зручної для подальших обчислень форми [14-16].

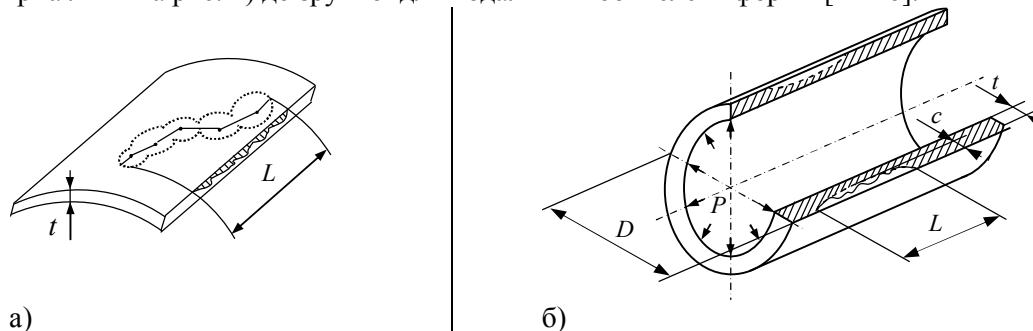


Рис. 2. Експлуатаційний дефект на зовнішній стороні труби (а) та схематичне представлення корозійного дефекту в стінці труби (б)

Методика та результати розрахунку

Розглянемо трубу із зовнішнім діаметром D та товщиною стінки t , яка містить на зовнішній поверхні множинний корозійний тріщиноподібний дефект довжиною L та глибиною c і заповнена нафтою під робочим тиском P_p .

Оскільки основним параметром, який характеризує процес пластично-в'язкого руйнування трубопроводу являється руйнівний тиск, то для такого випадку спосіб визначення руйнівного тиску регламентують норвезькі норми DNV-RP-F101 [17]. Згідно DNV-RP-F101 руйнівний тиск P_f визначається на підставі наступної залежності

$$P_f = \frac{2\sigma_B \cdot t}{D - 2t} \left[\frac{1 - \frac{c}{t}}{1 - \frac{c}{q \cdot t}} \right], \quad (1)$$

де σ_B – границя міцності матеріалу труби; q – розрахунковий коефіцієнт, що враховує довжину дефекту L .

$$q = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{L}{\sqrt{D \cdot t}} \right)^2}. \quad (2)$$

Для нового нафтопроводу на початку його експлуатації ($c=0$) буде справедлива залежність

$$P_f = \frac{2\sigma_B \cdot t}{D - 2t}. \quad (3)$$

Прийmemo, що корозійно-втомний дефект у трубі розвивається в часі (впродовж деякого часу T^* – проміжок часу між діагностичними оглядами нафтопроводу) вглиб з деякою постійною характерною швидкістю

$$V = \frac{\Delta c}{T^*} = const, \quad (4)$$

де Δc – приріст тріщини вглиб труби за період часу T^* .

Якщо за період часу взяти весь термін експлуатації нафтопроводу, то отримаємо

$$V = \frac{c - 0}{T^*} = \frac{c}{T^*}, \quad (5)$$

де c – розмір тріщини вглиб труби, що утворилася за період часу T^* від початку експлуатації нафтопроводу до діагностичного огляду, коли вона була виявлена.

Використовуючи формулу (5), можна визначити глибину корозійно-втомного дефекту у будь-який заданий час T ($T > T^*$) подальшої експлуатації дефектного нафтопроводу.

Враховавши у формулі (1) залежність (5), одержимо базовий вираз для визначення руйнівного тиску P_f для труби з корозійно-втомними дефектами

$$P_f = \frac{2\sigma_B \cdot t}{D - 2t} \left[\frac{1 - \frac{V \cdot T}{t}}{1 - \frac{V \cdot T}{q \cdot t}} \right], \quad (6)$$

Формула (6) є базовою для визначення руйнівного тиску нафтопроводу, залежно від терміну його подальшої експлуатації. Маючи значення робочого тиску P_p нафтопроводу, можна визначити допустимий розмір тріщиноподібних дефектів $[c]$ з врахуванням коефіцієнта запасу міцності (коефіцієнта безпеки) [18], який визначається за формулою

$$S_r = \frac{P_p}{P_f}. \quad (7)$$

Використовуючи формулу (1) з врахуванням коефіцієнта безпеки, згідно формули (7), допустима глибина $[c]$ тріщиноподібних дефектів при робочому тиску P_p становитиме

$$[c] = q \cdot t \cdot \left[\frac{1 - A}{q - A} \right] \quad (8)$$

$$\text{де } A = \frac{P_p \cdot (D - 2t)}{2\sigma_B \cdot S_r \cdot t}.$$

Маючи значення допустимого розміру тріщиноподібних дефектів і знаючи швидкість розвитку корозійно-механічного дефекту можна визначити залишкову довговічність нафтопроводу

$$T = \frac{[c]}{V} - T^* \quad (9)$$

Руйнівний тиск для досліджуваних нафтопроводів визначимо використовуючи формулу (6) та дані отримані при останньому діагностичному огляді нафтопроводів ДНУ (таблиця 1).

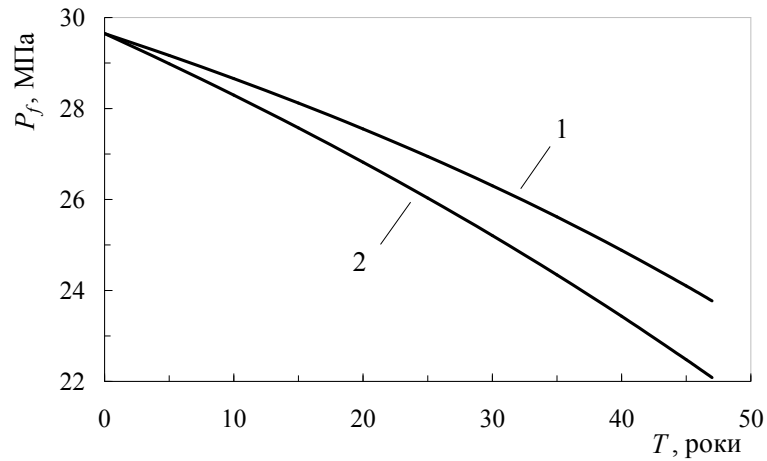
Зміна значень руйнівного тиску за період експлуатації нафтопроводу Долина – Дрогобич наведена в таблиці 2 та зображена на рис. 3.

Таблиця 2

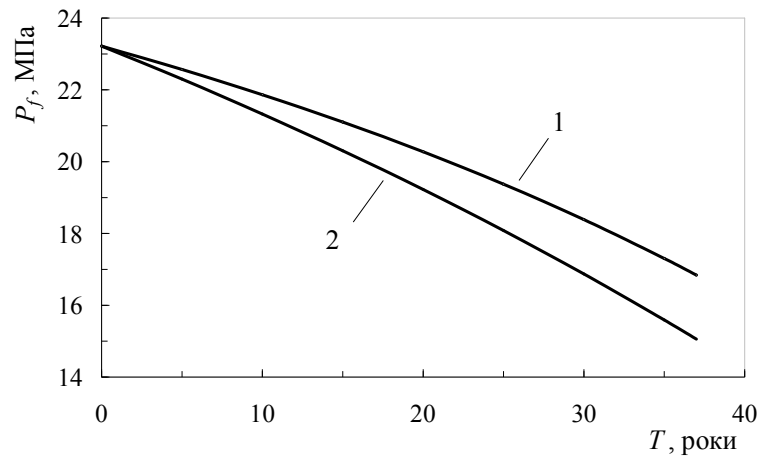
Зміна руйнівного тиску для нафтопроводів Дрогобицького нафтопровідного управління

Нафтопровід Долина – Дрогобич (розміри дефектів: $c_1=3,6$ мм, $L_1=110$ мм; $c_2=2,8$ мм, $L_2=160$ мм)											
T^* , роки	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	47
P_{f1} , МПа	29,65	29,17	28,66	28,12	27,55	26,95	26,30	25,62	24,88	24,10	23,77
P_{f2} , МПа	29,65	28,99	28,29	27,57	26,82	26,03	25,21	24,34	23,43	22,48	22,08
Нафтопровід Орів – Дрогобич (розміри дефектів $c_1=3,3$ мм, $L_1=100$ мм і $c_2=3,0$ мм, $L_2=165$ мм)											
T^* , роки	0	5	10	15	20	25	30	35	37		
P_{f1} , МПа	23,22	22,57	21,86	21,10	20,27	19,37	18,39	17,30	16,84		
P_{f2} , МПа	23,22	22,30	21,33	20,30	19,22	18,08	16,87	15,59	15,06		
Нафтопровід Борислав – Дрогобич (розміри дефектів $c_1=3,1$ мм, $L_1=115$ мм і $c_2=2,2$ мм, $L_2=155$ мм)											
T^* , роки	0	5	10	15	20	25	30	35			
P_{f1} , МПа	30,91	29,85	28,71	27,51	26,22	24,84	23,36	21,77			
P_{f2} , МПа	30,91	29,65	28,32	26,93	25,47	23,93	22,30	20,59			

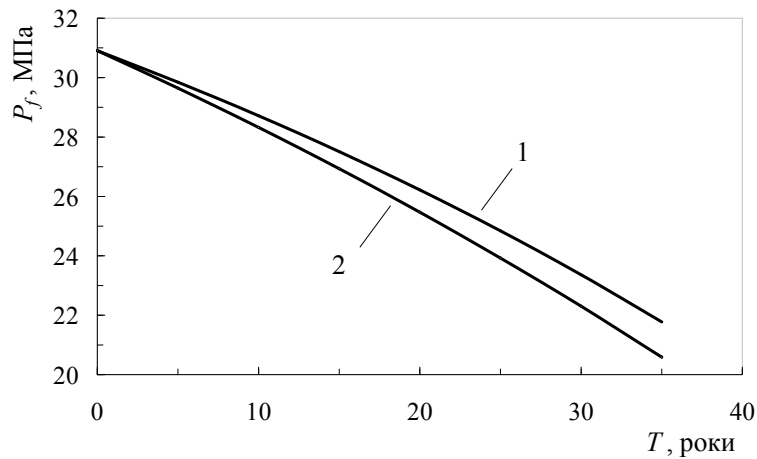
За результатами таблиці 2 побудовані графічні залежності зміни руйнівного тиску нафтопроводів в залежності від розмірів виявлених дефектів (рисунок 3).



а)



б)



в)

Рис. 3. Графіки зміни руйнівного тиску P_f для нафтопроводів Дрогобицького нафтопровідного управління, які містять корозійно-механічні дефекти, за період їх експлуатації T :

а) – Долина – Дрогобич (крива 1 – $c_1=3,6$ мм, $L_1=110$ мм; крива 2 – $c_2=2,8$ мм, $L_2=160$ мм);

б) – Орів – Дрогобич (крива 1 – $c_1=3,3$ мм, $L_1=100$ мм; крива 2 – $c_2=3,0$ мм, $L_2=165$ мм);

в) – Борислав – Дрогобич (крива 1 – $c_1=3,1$ мм, $L_1=115$ мм; крива 2 – $c_2=2,2$ мм, $L_2=155$ мм).

Прогнозування параметрів надійності і довговічності роботи нафтопроводів ДНУ з наявними експлуатаційними тріщиноподібними дефектами виконаємо, використовуючи формули (8) та

(9) за допомогою розробленої програми, яка дозволяє виконати багатоваріантні розрахунки, враховуючи вихідні параметри та дані діагностичного огляду нафтопровідних систем (див. таблиці 3-5).

Таблиця 3

Вхідні дані для розрахунку параметрів надійності і довговічності нафтопроводу Долина – Дрогобич і результати розрахунку

Параметр	Позначення		Одиниці вимірювання	Значення
	в алгоритмі	у програмі		
Вхідні дані для розрахунку				
Зовнішній діаметр нафтопроводу	D_3	dz	мм	273
Товщина стінки труби	t	del	мм	9
Границя міцності матеріалу труби	σ_b	sv	МПа	458,8
Робочий тиск в нафтопроводі	P_p	pr	МПа	3,5
Термін експлуатації нафтопроводу	T^*	te	роки	47
Значення глибини тріщиноподібних дефектів	c_i	ci	мм	3,6; 2,8
Значення довжини дефектів	L_i	li	мм	110; 160
Коефіцієнт безпеки	S_r	sr	–	0,5
Розрахункові параметри				
Руйнівний тиск для нафтопроводу на початку його експлуатації	P_f	pf	МПа	29,65
Швидкість розвитку дефекту	V	v	мм/рік	0,0766
Ряд значень коефіцієнтів	q	q	–	1,590; 2,057
Ряд значень руйнівного тиску при виявлених дефектах	P_{fi}	pfi	МПа	23,77; 24,06
Ряд значень допустимих розмірів тріщиноподібних дефектів	$[c_i]$	cdi	мм	8,07; 7,76
Довговічність роботи нафтопроводу	T	t	роки	54

Таблиця 4

Вхідні дані для розрахунку параметрів надійності і довговічності нафтопроводу Орів – Дрогобич і результати розрахунку

Параметр	Позначення		Одиниці вимірювання	Значення
	в алгоритмі	у програмі		
Вхідні дані для розрахунку				
Зовнішній діаметр нафтопроводу	D_3	dz	мм	219
Товщина стінки труби	t	del	мм	7
Границя міцності матеріалу труби	σ_b	sv	МПа	340
Робочий тиск в нафтопроводі	P_p	pr	МПа	2,4
Термін експлуатації нафтопроводу	T^*	te	роки	37
Значення глибини тріщиноподібних дефектів	c_i	ci	мм	3,3; 3,0
Значення довжини дефектів	L_i	li	мм	100; 165
Коефіцієнт безпеки	S_r	sr	–	0,5
Розрахункові параметри				
Руйнівний тиск для нафтопроводу на початку його експлуатації	P_f	pf	МПа	23,22
Швидкість розвитку дефекту	V	v	мм/рік	0,0892
Ряд значень коефіцієнтів	q	q	–	1,738; 2,551
Ряд значень руйнівного тиску при виявлених дефектах	P_{fi}	pfi	МПа	16,84; 15,95
Ряд значень допустимих розмірів тріщиноподібних дефектів	$[c_i]$	cdi	мм	6,30; 6,04

Довговічність роботи нафтопроводу	T	t	роки	31
-----------------------------------	---	---	------	----

Таблиця 5

Вхідні дані для розрахунку параметрів надійності і довговічності нафтопроводу Борислав – Дрогобич і результати розрахунку

Параметр	Позначення		Одиниці вимірювання	Значення
	в алгоритмі	у програмі		
Вхідні дані для розрахунку				
Зовнішній діаметр нафтопроводу	D_z	dz	мм	168
Товщина стінки труби	t	del	мм	7
Границя міцності матеріалу труби	σ_b	sv	МПа	340
Робочий тиск в нафтопроводі	P_p	pr	МПа	1,6
Термін експлуатації нафтопроводу	T^*	te	роки	35
Значення глибини тріщиноподібних дефектів	c_i	ci	мм	3,1; 2,2
Значення довжини дефектів	L_i	li	мм	115; 155
Коефіцієнт безпеки	S_r	sr	–	0,5
Розрахункові параметри				
Руйнівний тиск для нафтопроводу на початку його експлуатації	P_f	pf	МПа	30,91
Швидкість розвитку дефекту	V	v	мм/рік	0,0886
Ряд значень коефіцієнтів	q	q	–	2,118; 2,708
Ряд значень руйнівного тиску при виявлених дефектах	P_{fi}	pfi	МПа	21,77; 23,98
Ряд значень допустимих розмірів тріщиноподібних дефектів	$[c_i]$	cdi	мм	6,60; 6,52
Довговічність роботи нафтопроводу	T	t	роки	38

Узагальнюючі результати розрахункових досліджень представлені у таблиці 6.

Таблиця 6

Розрахункові параметри надійності і довговічності нафтопроводів ДНУ при сталому робочому тиску (див. таблицю 1)

Нафтопровід	Розміри дефекту		[c], допустим а глибина дефекту при $S_r=0,5$, мм	T, тривалість безпечної експлуатації, роки	[c]*, [14], допустима глибина дефекту мм	[T], тривалість безпечної експлуатації згідно [14], роки
	c, глибина, мм	L, довжина, мм				
Долина Дрогобич	3,6	110	8,07	54	7,2	47
	2,8	160	7,76			
Орив Дрогобич	3,3	100	6,30	31	5,6	28
	3,0	165	6,04			
Борислав Дрогобич	3,1	115	6,60	38	5,6	26
	2,2	155	6,52			

Аналіз одержаних розрахунків свідчить, про те що регламентований норвезькими нормами DNV-RP-F101 [17] процес руйнування за в'язким механізмом з повільним пластичним розкриттям тріщини у дефектах після їх виникнення у вищезазначених нафтопроводах ДНУ не реалізується при досягненні тріщиноподібним дефектом відносної глибини $c/t=0,8$. Згідно [14] труби з поверхневими осьовими або кільцевими дефектами, відносна глибина яких більше 0,8 від товщини стінки не допускаються до експлуатації.

Провівши уточнюючі розрахунки з врахуванням того, що $[c]^*=0,8 \cdot t$, одержимо час [Т] протягом якого можлива безпечна експлуатація нафтопроводів [Т] ДНУ із наявними експлуатаційними дефектами (див. таблицю 6).

Висновки

Одержані результати вказують на те, що розміри (довжина і глибина) корозійно-механічних дефектів та швидкість їх поширення суттєво впливають на можливість подальшої експлуатації неізотермічних нафтопроводів ДНУ. Аналіз результатів свідчить, що зі збільшенням довжини зовнішні тріщиноподібні дефекти стають більш небезпечними, оскільки призводять до суттєвого пониження значень руйнівного тиску нафтопроводу і пов'язаної з ним допустимої глибини дефектів.

1. Василюк В.М. Підвищення надійності роботи магістральних нафтопроводів ВАТ „Укртранснафта” // Вісник національної газової спілки України. – 2004. – № 4. – С.11-14.
2. Бут В.С., Олійник О.І. Стратегія розвитку технологій ремонту діючих магістральних трубопроводів // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / Під заг. ред. Б.Є. Патона – Київ: Інститут електрозварки ім. Є.О. Патона НАН України. – 2006. – С. 491-496.
3. Поляков С., Клименко А., Ниркова Л., Малькова О. Електрохімічний моніторинг магістральних трубопроводів на корозійно-небезпечних ділянках // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2008. – Спец. вип. – №7. – Т.2. – С. 761-766.
4. Цирульник О., Никифорчин Г., Слободян З., Греділь М., Звірко О., Завербний Д. Електрохімічні показники експлуатаційної деградації сталей нафто- та газогонів // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2006. – Спец. вип. – № 5. – Т.1. – С. 284-290.
5. Андрейків О.Є., Кушнір Р.М., Цирульник О.Т. Визначення залишкового ресурсу труби нафтопроводу з урахуванням наявних дефектів у її стінці і реальних умов експлуатації // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / Під заг. ред. Б.Є. Патона – Київ: Інститут електрозварки ім. Є.О. Патона НАН України. – 2006. – С. 328-331.
6. Ориняк І.В. Методологія оцінки залишкової міцності магістральних трубопроводів з тріщинами / Ориняк І. В., Тороп В. М. // Нафтова і газова промисловість. – Київ, – 1998. – №1. – С. 31-36.
7. Грабовський Р.С. Вплив виявлених експлуатаційних дефектів на довговічність нафтопроводу / Грабовський Р.С., Лужицький В.С, Касій О.Т. // Машинознавство. – 2007. – №3 (117). – С. 28-32.
8. Ориняк І.В. Наукові і організаційні засади впровадження ризик-аналізу в практику управління цілістю магістральних трубопроводів // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / І.В. Ориняк, М.В. Бородій, А.С.Батура; під заг. ред. Б.Є.Патона. – Київ: Інститут електрозварки ім. Б.Є. Патона НАН України. – 2006. – С. 11-15.
9. Аварійний нафтопровід „Дружба-1” відновить роботу 4 грудня: <http://ukranews.com/uk/news/ukraine/2009/12/03/7337>.
10. Щербаков С.Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа. – М.: Наука, 1982. – 207 с.
11. Курочкин В.В. Эксплуатационная долговечность нефтепроводов: [учебное пособие] / Курочкин В.В., Малюшин Н.А, Степанов О.А, Мороз А.А. – М.: „Недра-Бизнесцентр”, 2001. – 231 с.
12. Середюк М.Д. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов: [підручник для студ. вищ. навч. закл.] / Середюк М.Д., Якимів Й.В., Лісафін В.П. – Івано-Франківськ: Кременчук, 2001. – 517 с.
13. Розрахунок на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами. ВБН В.2.3.-00018201.04-2000. – К.: – 2000. – 57 с.
14. Pluvine G. Pipe defect assessment based on limit analysis, failure assessment diagram and subcritical crack growth // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2006. – №1. – С. 119-127.
15. Грабовський Р.С. Встановлення ресурсних можливостей тривало експлуатованих нафтогазопроводів // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2009. – № 2. – С.145-152.
16. DNV-RP-F1001: corroded pipelines. - Det Norske Veritas, 1999.
17. SINTAP: Structural Integrity Assessment Procedures for European Industry. Final Procedure, 1999. Brite-Euram Project No BE95-1426. – Rotherham: British Steel, 1999.

