

МЕТОДИ І ЗАСОБИ НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ

УДК 622.692.4

ОЦІНКА НАПРУЖЕНОГО СТАНУ ОДНОПРОГОНОВИХ БАЛКОВИХ ПЕРЕХОДІВ НАФТОПРОВОДІВ ЗА ВИМІРЯНИМИ ПРОГИНАМИ

© Білобран Б.С., Мельник Н.Б., Павлик В.Б., 2005
 Національний університет "Львівська політехніка"

На основі теорії поздовжньо-поперечного згину стержнів розроблено методу оцінки напруженого стану однопрогонних безкомпенсаторних надземних переходів магістральних трубопроводів за результатами вимірювань фактичних прогинів у окремих перерізах

Однопрогонні балкові переходи застосовуються переважно для перетину нешироких перешкод і виконуються у вигляді балкової схеми без криволінійних вставок.

Періодичний контроль технічного стану магістральних нафтопроводів, що експлуатуються у складних умовах, відноситься до важливих планово-профілактичних заходів, спрямованих на забезпечення надійності цих нафтопроводів. Одним із основних факторів, що визначає рівень експлуатаційної надійності потенційно небезпечної ділянки трубопроводу, є величина напружень у металі труб.

Достовірна інформація про напружено-деформований стан нафтопроводів на таких ділянках є визначальною для прийняття науково обгрунтованих рішень стосовно потреби виконання відновлювальних ремонтних робіт та їх технології.

Під час укладання магістральних трубопроводів у горах у матеріалі труб виникають додаткові монтажні напруження, пов'язані з попереднім їх згином у вертикальній площині. У надземних однопрогонних переходах величина цих напружень у першу чергу залежить від зміни кута поздовжнього нахилу дна траншеї на суміжних підземних ділянках. У наявних літературних джерелах з розрахунку магістральних трубопроводів на міцність [1-3] це питання досліджено недостатньо. Чинні норми на магістральні трубопроводи [4] регламентують урахування напружень від попереднього згину лише на підземних ділянках.

На практиці, навіть в гірських умовах, поздовжній нахил надземних переходів переважно буває невеликим ($l \gg H$, рис. 1а). У цьому разі для спрощення розрахунків з достатньою для інженерної практики точністю можна вважати, що вагове навантаження діє перпендикулярно до лінії, що з'єднує крайні точки надземної ділянки.

Для визначення внутрішніх силових факторів,

що виникають у поперечних перерізах надземного переходу діючого магістрального нафтопроводу, прогону його ділянку представимо у вигляді шарнірно обертої на краях балки (рис. 1б).

Така ділянка знаходиться під дією рівномірно розподіленого навантаження q , поздовжньої стискальної сили S та прикладених на краях опорних зусиль Q_0, Q_L і моментів M_0, M_L , що виражають її взаємодію з суміжними підземними трубопроводами.

З метою спрощення математичної моделі впливом деформативності трубопроводу на величину поздовжньої сили знехтуємо. Це призводить до деякого завищених значень згинальних моментів, збільшуючи таким чином в результаті розрахунків запас міцності. В цьому разі навантажувальна поздовжня стискальна сила залишається сталою вздовж прогону і обчислюється за такою формулою [4]:

$$S = (E\alpha\Delta t + 0,2\sigma_{кч})F, \quad (1)$$

де F - площа поперечного перерізу стінки труби; $\sigma_{кч}$ - кільцеве напруження від внутрішнього тиску; α, E - відповідно коефіцієнт лінійного розширення і модуль пружності матеріалу труб.

Значення цієї сили та інтенсивності рівномірно розподіленого вагового навантаження вважаємо відомими. Оскільки для вирізаної ділянки можна скласти лише два незалежні рівняння статички, то задача є два рази статично невизначеною і для її розв'язання слід скласти два рівняння переміщень. Для цього можна скористатися фактичними значеннями прогинів надземного трубопроводу у двох достатньо віддалених від країв та між собою точок, виміряних під час натурних обстежень.

Для знаходження прогинів розглядуваної ділянки трубопроводу застосуємо рівняння зігнутої осі

поздовжньо-поперечного згину стержня, записане за методом початкових параметрів [1] таким чином:

$$w(x) = w_0 + \frac{\Theta_0}{k} \sin kx + \frac{M_0}{EIk^2} (1 - \cos kx) + \frac{Q_0}{EIk^3} (kx - \sin kx) - \frac{q}{EIk^4} \left(\frac{k^2 x^2}{2} - 1 + \cos kx \right), \quad (2)$$

де $k = \sqrt{S/EI}$ - параметр поздовжнього згину; w_0, Θ_0, Q_0, M_0 - прогин, кут повороту, поперечна сила і згинальний момент на початку координат; EI - жорсткість трубопроводу при згині.

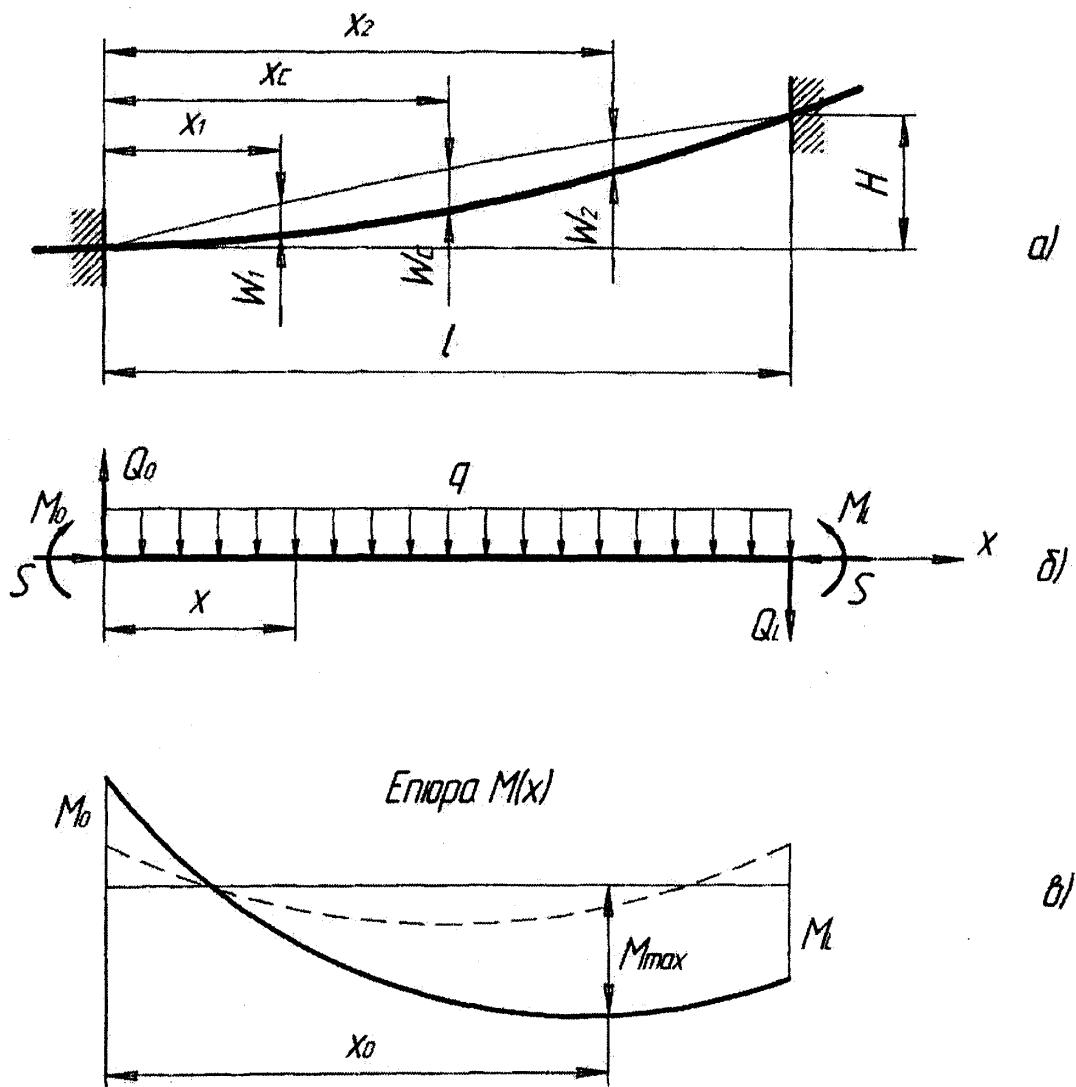


Рис.1. Розрахункова схема та еюра згинальних моментів

Для вибраної розрахункової схеми на кінцях розглядуваної ділянки трубопроводу прогини дорівнюють нулю, тобто $w_0 = 0; w(l) = 0$.

З другої умови знаходимо кут повороту на початку координат:

$$\Theta_0 = \frac{M_0(1 - \cos kl)}{EIk \sin kl} + \frac{Q_0(kl - \sin kl)}{EIk^2 \sin kl} - \frac{q}{EIk^3 \sin kl} \left(\frac{k^2 l^2}{2} - 1 + \cos kl \right). \quad (3)$$

Тоді рівняння (2) для визначення прогинів набуває такого вигляду:

$$w(x) = \frac{M_0}{EI k^2} \left[\frac{\sin kx}{\sin kl} (1 - \cos kl) - 1 + \cos kx \right] + \frac{Q_0}{EI k^3} \left[\frac{\sin kx}{\sin kl} (kl - \sin kl) - kx + \sin kx \right] - \frac{q}{EI k^4} \left[\frac{\sin kx}{\sin kl} \left(\frac{k^2 l^2}{2} - 1 + \cos kl \right) - \frac{k^2 x^2}{2} + 1 - \cos kx \right] \quad (4)$$

Основні невідомі Q_0 і M_0 знайдемо з умов для проміжних точок на прогоні, для яких відомі фактичні значення прогинів: при $x = x_1$ $w(x_1) = w_1^e$; при $x = x_2$ $w(x_2) = w_2^e$.

На підставі цих умов і виразу (4) отримаємо таку систему двох рівнянь для визначення шуканих невідомих:

$$\left\{ \begin{aligned} & \frac{M_0}{EI k^2} \left[\frac{\sin kx_1}{\sin kl} (1 - \cos kl) - 1 + \cos kx_1 \right] + \frac{Q_0}{EI k^3} \left[\frac{\sin kx_1}{\sin kl} (kl - \sin kl) - kx_1 + \sin kx_1 \right] - \frac{q}{EI k^4} \left[\frac{\sin kx_1}{\sin kl} \left(\frac{k^2 l^2}{2} - 1 + \cos kl \right) - \frac{k^2 x_1^2}{2} + 1 - \cos kx_1 \right] = w_1^e; \\ & \frac{M_0}{EI k^2} \left[\frac{\sin kx_2}{\sin kl} (1 - \cos kl) - 1 + \cos kx_2 \right] + \frac{Q_0}{EI k^3} \left[\frac{\sin kx_2}{\sin kl} (kl - \sin kl) - kx_2 + \sin kx_2 \right] - \frac{q}{EI k^4} \left[\frac{\sin kx_2}{\sin kl} \left(\frac{k^2 l^2}{2} - 1 + \cos kl \right) - \frac{k^2 x_2^2}{2} + 1 - \cos kx_2 \right] = w_2^e. \end{aligned} \right. \quad (5)$$

Після знаходження початкових параметрів Q_0 , M_0 і Θ_0 згинальний момент у довільному перерізу надземного трубопроводу визначається за формулою

$$M(x) = EI w''(x) = \Theta_0 k EI \sin kx + M_0 \cos kx + \frac{Q_0}{k} \sin kx - \frac{q}{k^2} (1 - \cos kx). \quad (6)$$

Знаючи згинальні моменти, можна обчислити

найбільше нормальне напруження розтягу і стиску в небезпечному перерізі

$$\max \sigma_{II} = 0.3 \sigma_{кш} - E \alpha \Delta t \pm \frac{M_{\max}}{W}, \quad (7)$$

де W - момент опору поперечного перерізу трубопроводу.

Залежно від конструктивних параметрів переходу та величин навантажувальних факторів (довжина прогону, тип ґрунту, попередній згин під час укладання, внутрішній тиск, температурний перепад тощо) найбільший згинальний момент може виникати як на прогоні, так і недалеко від країв на суміжних підземних ділянках.

В останньому випадку віддаль від краю ґрунту до небезпечного перерізу та величину згинального моменту, що в ньому виникає, можна визначити за такими формулами [2]:

$$x_0 = \frac{1}{\beta} \operatorname{arctg} \frac{1}{1 + 2\beta \frac{M_0}{Q_0}}; \quad (8)$$

$$\max M_0 = e^{-\beta x_0} \left[\left(\frac{Q_0}{\beta} + M_0 \right) \sin \beta x_0 + M_0 \cos \beta x_0 \right]; \quad (9)$$

$$\beta = \sqrt[4]{\frac{c_{y0} (D + 2\delta_{iz})}{4EI}}, \quad (10)$$

де c_{y0} - коефіцієнт постелі ґрунту при стиску (коефіцієнт нормального опору ґрунту); D - зовнішній діаметр трубопроводу; δ_{iz} - товщина ізоляційного покриття.

Слід зазначити, що наведені вище рівняння придатні для оцінки напружено-деформованого стану надземного трубопроводу за умови, що поздовжня навантажувальна сила є стискальною, тобто $S > 0$ або $\Delta t > -0,2 \sigma_{кш} / (E \alpha)$.

Викладену вище математичну модель застосовано для оцінки з застосуванням ПЕОМ напружено-деформованого стану низки однопрогонових надземних переходів нафтопроводів "Дружба" діаметром 529мм і 720мм у районі Карпат.

Основні конструктивні параметри надземних трубопроводів встановлювали за результатами натурних обстежень. Фактичні значення прогинів поздовжньої осі трубопроводу приймали рівними відхиленням верхньої твірної труб від прямої лінії, проведеної через її точки в місці входу та виходу трубопроводу з ґрунту. Відхилення вимірювали з точністю до 1мм у трьох характерних точках: на відстані 1/4 (1/3), 1/2 і 3/4 (2/3) довжини прогону від краю.

Експериментальне значення прогину посередині прогону використовували для контрольного порівняння з розрахунковим з метою оцінки точності результатів досліджень.

Температуру стінки труби вимірювали контактним електротермометром, товщину стінки вимірювали ультразвуковим приладом у трьох точках: верхній, середній та нижній, на підставі чого визначали середні їх значення. Величину робочого тиску на контрольованій ділянці розраховували за результатами вимірювання тиску на сусідніх насосних станціях з урахуванням перепаду висот та гідравлічних втрат по довжині.

За температурний перепад приймали різницю між виміряною температурою труби і її температурою під час монтажу, яку наближено приймали рівною середньомісячній температурі повітря на час укладання та засипки трубопроводу відповідно до норм [6].

Для прикладу у табл. 1 наведено результати дослідження напруженого стану та оцінки запасу міцності відповідно до п. 8.35 норм [4] надземного переходу через яр нафтопроводу "Дружба-1" на дію навантажень і впливів. Епюру згинальних моментів, що виникають в поперечних перерізах даного надземного переходу, наведено на рис. 1а.

З метою порівняння виконано розрахунок такого самого надземного переходу у відповідності з роботою [2] для випадку спорудження на рівнинній місцевості з аналогічним щільним ґрунтом (суглинок зі щебенем, узагальнений коефіцієнт нормального опору ґрунту $c_{y0} = 12 \text{ МН/м}^3$). Для цього випадку епюра згинальних моментів показана на рис. 1б штриховою лінією. У цьому разі найбільший згинальний момент у надземному трубопроводі дорівнює 140,0 кНм, а стріла прогину - 74,4 мм, що істотно менше, ніж для досліджуваного переходу.

Таблиця 1 – Результати дослідження напруженого стану та оцінки міцності надземного переходу нафтопроводу "Дружба-1"

Категорія	III	
ПК початку переходу	2034+52	
Вид ґрунту	суглинок з включеннями щебеню	
Час укладання і засипки	09.1961 р.	
Висотна відмітка, м	746,0	
Довжина прогону, м	26,8	
Матеріал труби	Ст. 14ХГС	
Діаметр труби, мм	529	
Товщина стінки, мм	8,7	
Температура труби, °С	17,5	
Температурний перепад, °С	2,5	
Внутрішній тиск, МПа	2,69	
Погонне навантаження, кН/м	3,03	
Кільцеве напруження, МПа	87,0	
Зовнішня поздовжня стискальна сила, кН	458,9	
Осьове напруження, МПа	11,2	
Найбільше сумарне поздовжнє напруження, МПа	279,2	
Нормативний опір, МПа	350,0	
Коефіцієнт запасу	1,25	
Прогини контрольованих точок, мм		
координата, м	фактичний	розрахунковий
0,0	0,0	0,0
6,70	178,0	178,0
13,40	311,0	313,5
20,10	268,0	268,0
26,80	0,0	0,0
Поперечні сили на краях, кН	-67,25	13,04
Згинальні моменти на краях, кН·м	-358,1	368,4
Екстремальний момент на прогоні, кН·м	487,8	
Відстань до небезпечного перерізу x_0 , м	22,45	

Як бачимо, складові напружень і прогинів, які спричинені попереднім згином трубопроводу під час

укладання, значно перевищують їх складові від основних навантажень і впливів.

Аналогічні результати отримано для більшості обстежених переходів. На окремих з них інтенсивність напружень у небезпечних перерізах перевищувала мінімальну границю текучості матеріалу труб, що свідчить про можливе утворення в місцях перенапружень пластично деформованих областей. Проте, незважаючи на тривалу експлуатацію нафтопроводів (більше 30-40 років), за відсутності значних дефектів це не могло вплинути на порушення цілісності труб на вказаних переходах.

1. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промышленных трубопроводов на прочность и устойчивость: Справ. пособие. - М.: Недра, 1991. - 287 с. 2. Білобран Б.С., Лучко Й.Й. Розрахунок однопрогонового балкового трубопроводу з застосуванням чисе-

льних методів // 36. наук. праць. ФМІ ім. Г.В. Карпенка "Діагностика, довговічність та реконструкція мостів і будівельних конструкцій". Львів: Каміляр, - 2002. - Вип.4. - С. 12 - 20. 3. Гайдаш Н.Л., Кучера В.Р. Расчет однопролетного балочного перехода с учетом опирания на грунт // Нефтяная и газовая промышленность. - 1989. - №2. - С. 48 - 50. 4. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы // Минстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 1997. - 60 с. 5. Писаренко Г.С., Квітка О.Л., Уманський Е.С. Опір матеріалів. Київ: Вища шк., 1993. - 655 с. 6. СНиП 2.01.01.-82. Строительная климатология и геофизика // Госстрой СССР. - М.: Стойиздат, 1983. - 136 с.

УДК 539.4

ЧУТЛИВІСТЬ ЕЛЕКТРОХІМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ДО ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ ДЕГРАДАЦІЇ ЗВАРНИХ З'ЄДНАНЬ ТРУБОПРОВОДІВ

© Петрина Д.Ю., Онищук О.О., 2005

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Проведено дослідження чутливості електрохімічних показників до експлуатаційної деградації зварних з'єднань нафтогазопроводів. Показано, що тривала експлуатація металу шва привела до росту швидкості його корозії та схильності до водневого окрихчення. Результати вказують на перспективність використання електрохімічних досліджень для неруйнівного контролю стану металу трубопроводу в процесі його експлуатації

Останнім часом на державному рівні піднімається питання про стан техногенної безпеки в Україні. Основна увага звернена на забезпечення експлуатаційної надійності конструкцій довготривалої експлуатації, до яких відносяться нафтогазопроводи [1,2]. Більшість магистральних трубопроводів в Україні експлуатуються уже тривалий час і немало з них відпрацювали амортизаційний термін. У зв'язку з цим актуально всебічно обстежити їх та окреслити можливості подальшого використання. Основною причиною аварій та відмов на трубопроводному транспорті є механічні пошкодження та корозія [3]. Тому в останні роки значна увага дослідників спрямована на визначення фактичних фізико-механічних характеристик матеріалу металоконструкцій [3,4]. Це дає змогу оцінити фактичний технічний їх стан та обґрунтувати підстави до продовження терміну їх служби. Перевага надається методам неруйнівного контролю, як найбільш економічним і технічно доцільним у даному випадку.

Слід відзначити, що найбільш потенційними причинами утворення тріщин у магистральних трубопроводах є переважно технологічні дефекти зварювання, з якими пов'язано до 70-80% усіх відмов [5].

Для контролю якості зварного шва після зварювання та його стану в процесі експлуатації використовують ультразвукову та кольорову дефектоскопію, які, даючи характеристику дефектності шва, не дають змоги визначити електрохімічну гетерогенність поверхні та, відповідно, схильність конструкції до корозійного руйнування. Тому метою даної роботи є дослідження чутливості електрохімічних показників до експлуатаційної деградації зварних з'єднань трубопроводів.

Зразки зварного з'єднання виготовляли з листової сталі 20ЮЧ з V-подібною підготовкою кромки. Хімічний склад сталі (0,18%С; 0,28% Si; 0,80% Mn; 0,060%Al; 0,06%Ce; 0,025%S; 0,025%P; 0,05%Mo) відповідав ГОСТ 1050-74, ТУ14-1-3332-