

Однак їх застосування ускладнює технологічний процес отримання полімеркомпозитів та нанесення покриття, що зумовлено високою температурою полімеризації. Тому для більшості матеріалів доцільно використовувати епоксидну матрицю холодного тверднення з твердником поліетиленполіаміном.

Висновки. Таким чином, у даній роботі проведено дослідження фізико-механічних та адгезійно-механічних властивостей розробленої полімерної матриці. Встановлено, що для більшості захисних покриттів перспективним є використання полімерної матриці на основі суміші епоксидних смол ЕД-20 і ЕД-16, модифікованих аліфатичною смолою ДЕГ-1 і полімеризованою поліетиленполіаміном, що забезпечує покриттям високі фізико-механічні і адгезійно-механічні властивості, технологічність нанесення при малих затратах енергоресурсів.

Встановлено, що ступінчастий режим полімеризації (I етап – $T=293K$; $\tau=2$ год; II етап – $T=353K$; $\tau=2,5$ год; III етап – $T=423K$; $\tau=3$ год;) дозволяє створити сприятливі умови для конформаційного перетворення на початковій стадії формування просторової сітки і прискорити процес структуроутворення на проміжному і заключному етапах полімеризації.

У майбутньому автором планується проведення експериментальних досліджень формування полімерної матриці на основі інших епоксидних смол та епоксикомпаундів.

Література

1. Чернин И.З., Смахов Ф.Н., Жердев Ю.В. Эпоксидные полимеры и композиции. – М.: Химия, 1982.- 232 с.
2. Князев В.К. Эпоксидные конструкционные материалы в машиностроении. – М.: Машиностроение, 1977.-183 с.
3. Фокин Н.М., Емельянов Ю.В. Защитные покрытия в химической промышленности. - М.: Химия, 1981.-304 с.
4. Кислый П.С., Кальба Е.Н., Дзядыкевич Ю.В., Алексеенко А.А. Полимеркомпозиционные покрытия для защиты деталей нефтяного оборудования // Нефтяное хозяйство.-1983.-№8.-С.50-52.
5. Кардашев Д.А. Эпоксидные клеи.-М.: Химия, 1973.-192 с.
6. Зубов П.И., Сухарева Л.А. Структура и свойства полимерных покрытий. – М.: Химия, 1982. – 156 с.

Одержано 22.02.2007 р.

УДК 620.191.33: 620.193

**Р.Грабовський¹, канд.техн.наук; В.Болонний², канд.техн.наук;
І.Фартушок¹, канд.техн.наук; В.Лужецький¹**

¹ Дрогобицький державний педагогічний університет імені Івана Франка

² Івано-Франківський національний технічний університет нафти та газу

ОЦІНКА ГЛИБИНИ ПОТЕНЦІЙНО НЕБЕЗПЕЧНИХ ДЕФЕКТІВ У СТІНКАХ НАФТОПРОВОДІВ

Проведено порівняльну оцінку глибини потенційно небезпечних тріщиноподібних дефектів в залежності від їх початкової форми та місцезнаходження на трасі нафтопроводу. Встановлено, що в порівнянні з дефектами у формі корозійної виразки тріщиноподібні дефекти у формі тріщин є для нафтопроводу більш небезпечними. Показано, що тріщиноподібні дефекти, виявлені на початкових ділянках між перекачувальними станціями, є найбільш потенційно небезпечні.

R.Hrabovskyy, V.Bolonnyy, I.Fartushok, V.Luzhetskyy

ASSESSMENT OF HAZARDOUS DEFECTS DEPTH IN WALL OF OIL-PIPILINES

The comparative assessment of hazardous crack-like defects depth with dependence of their initial shape and location on the trunk of oil-pipeline was done. It has been shown that corrosion furrow defects are more dangerous than corrosion ulcer defects. The crack-like defects detected in section of pipeline at a transfer pumping station can be considered as the most hazardous.

Умовні позначення

K_I	- коефіцієнт інтенсивності напружень;
K_{th}	- пороговий коефіцієнт інтенсивності напружень;
K_{fc}	- критичний коефіцієнт інтенсивності напружень в умовах циклічного навантаження;
d	- внутрішній діаметр труби;
t	- товщина стінки труби;
p_{max}	- максимальний експлуатаційний тиск у нафтопроводі;
Δp	- пульсаційний тиск у нафтопроводі;
c	- глибина тріщиноподібного дефекту;
c_{th}	- глибина потенційно небезпечного тріщиноподібного дефекту;
$(c/a)_0$	- початкове співвідношення півосей тріщиноподібного дефекту.

Аварійні ситуації під час експлуатації магістральних нафтопроводів носять стійкий характер і, як наслідок, призводять до порушення режиму його роботи, до виникнення витоків нафти, а також створюють велику небезпеку для людей та об'єктів, які розміщені поблизу траси. Величина аварійних втрат нафти і нафтопродуктів залежить від місця і розміру аварії та від швидкості її виявлення [1-3].

Розриви трубопроводів, як правило, відбуваються під одночасним впливом декількох причин. Основні з них:

1. Відхилення від вимог технології і державних стандартів у процесі заводського виробництва труб. З цієї причини відбувається зниження якості і можливі такі дефекти, як розшарування тріщини, зниження ударної в'язкості і погіршення пружних властивостей металу. В процесі калібрування і правки труб можлива витяжка, що перевищує гранично допустимі норми, в результаті також знижуються властивості металу, що може привести до небезпеки появи тріщин і крихкого руйнування труб в процесі їх експлуатації.

2. Недотримання правил проектування і будівництва трубопроводів. Неякісне виконання робіт щодо транспорту і укладанню трубопроводу веде до пошкоджень і різних дефектів. Після неякісної зварки можливі тріщини, непровар швів, шлакові вclusions. Під час транспортування і монтажу трубопроводу з'являються дефекти стінок труб у вигляді вм'ятин і подряпин (рисок).

3. Порушення правил експлуатації трубопроводів і насосних станцій. Недотримання експлуатаційного режиму трубопроводу під час підкачки може привести до значного підвищення тиску (більше допустимого). Неправильне перекриття засувки або закупорка трубопроводу викликають гідравлічний удар або значне підвищення тиску.

4. Природні явища. Сейсмічне коливання ґрунтів, вібрації, обвали ґрунту призводять до руйнування трубопроводу.

Пошкодження залежно від характеру і місця появи можуть бути різними: наскрізні отвори (свищі), тріщини або щілини, частковий чи повний розрив стінок по основному металу або по поздовжніх і кільцевих зварних швах, а також в таких вузлах трубопроводу, як хрестовини, трійники, перехідники і відводи.

Аналіз руйнувань показує, що зародження тріщин найчастіше відбувається по поздовжніх і кільцевих зварних швах, а також у вм'ятинах, що виникли в місці опор труб при їх транспортуванні [1, 3, 4].

Під час випробувань і в процесі експлуатації трубопроводів більшість аварій відбувається в результаті розвитку мікротріщин і втомних напружень металу. Процес поширення втомних тріщин під впливом змінних навантажень [5], які представляють у вигляді діаграм циклічної тріщиностійкості, що є залежностями швидкості росту тріщини v від розмаху коефіцієнта інтенсивності напружень ΔK_I і побудовані в подвійній системі координат. Такі діаграми розміщені між двома його граничними значеннями: нижнім пороговим значенням ΔK_{th} , яке відповідає значенню ΔK_I , при якому не відбувається ріст втомної тріщини протягом заданого числа циклів навантаження, і верхнім ΔK_{fc} , яке відповідає значенню ΔK_I , при якому настає спонтанний (катастрофічний) ріст тріщини. Величина ΔK_I є локальною характеристикою [6] напружено-деформованого стану в околі вершини тріщини, що залежить від прикладеного до тіла циклічного навантаження Δp , його геометричних розмірів H_i та глибини (довжини) тріщини c .

Діаграма циклічної тріщиностійкості металу трубопроводу аналітично описується за допомогою степеневі залежності Паріса [6]

$$dc/dN = da/dN = C(\Delta K_I)^n, \quad (1)$$

де C та n – константи системи „матеріал-середовище”;

ΔK_I – розмах коефіцієнта інтенсивності напружень, $\Delta K_I = K_{I_{max}} - K_{I_{min}}$.

У роботі, ґрунтуючись на діаграмах циклічної тріщиностійкості металу труб, одержаних експериментальним шляхом згідно з методикою [4], та запропонованій методиці чисельної оцінки кінетики і зміни форми тріщиноподібних дефектів при їх розвитку в стінці трубопроводу [7], дано порівняльну оцінку впливу потенційно небезпечних розмірів пошкоджень (тріщин) та технологічних параметрів (експлуатаційного тиску в трубопроводі) перекачки нафти.

Метою даної роботи є оцінка потенційно небезпечних розмірів тріщиноподібних дефектів по довжині трубопроводу на проміжках між перекачувальними станціями.

Об'єктом розгляду є труба з внутрішнім діаметром d та товщиною стінки t із тріщиноподібним дефектом, розташованим паралельно до її осі, який моделювали напівеліптичною тріщиною із розмірами півосей c та a (рис. 1).

Досліджували особливості впливу початкової форми утвореного дефекту, що визначається співвідношенням c/a та її місцезнаходженням на трасі трубопроводу, а також експлуатаційного тиску на потенційно небезпечні розміри тріщини в стінці труби заданих розмірів. Під потенційно небезпечним розміром тріщини вважали напівеліптичну тріщину глибиною $c = c_{th}$, у вершині якої значення коефіцієнта інтенсивності напружень дорівнює пороговому, тобто $K_I = K_{th}$.

Для підрахунку значень коефіцієнта інтенсивності напружень ΔK_I використовували залежність [8]:

$$\Delta K_I = \Delta \sigma \cdot \sqrt{\pi c} \cdot \left\{ \frac{1}{\sqrt{\pi}} \cdot \frac{1,12 - 0,48\beta + 0,13 \left(\frac{2\theta}{\pi} \right)^2 \cdot \beta(3\beta - 2 - \alpha)}{1 - \alpha(1 - 0,75\beta)} + \right. \\ \left. + 1,13k_f \left[\beta \left(\frac{2\theta}{\pi} \right)^2 \cdot (\alpha - 0,4 + 0,6\beta) + \beta(1 - 1,4\alpha) + 0,62\lambda(1 - \beta) \cdot \psi(\alpha) \right] \right\}, \quad (2)$$

$$\lambda = \begin{cases} 1; & \alpha \geq 1/20, \\ 1,15 - 60(\alpha)^2; & 0 \leq \alpha \leq 1/20, \end{cases} \quad \psi(\alpha) = (\alpha)^{-1/2} \cdot \sqrt{(1-\alpha)^{-3} - (1-\alpha)^3},$$

де $\Delta\sigma$ – розмах розтягувальних напружень за цикл навантаження, $\Delta\sigma = (\Delta p \cdot d) / 2t$; Δp – зміна тиску робочого середовища в трубопроводі за цикл навантаження; d – внутрішній діаметр труби; t – товщина стінки труби; c – глибина тріщини; $\alpha = c/t$; $\beta = c/a$; ($0 \leq \beta \leq 1$; $0 \leq \alpha \leq 0,4$); a – півдовжина тріщини; θ – кут від малої осі напівеліптичної тріщини (рис. 1); k_f – коефіцієнт, що враховує відхилення поперечного перерізу труби від колового.

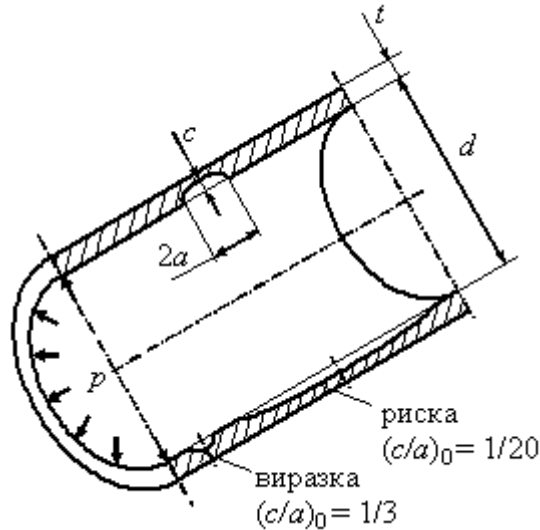


Рисунок 1 - Схематичне представлення дефектів у стінці труби.

Таблиця 1 - Значення констант у степеневій залежності (1)

Система "матеріал - середовище"	C (МПа \times м $^{1/2}$) $^{-n}$ \times м/цикл	n	ΔK_{th} , МПа \times м $^{1/2}$
Новий метал - повітря	$1,00 \cdot 10^{-14}$	4,93	10,8

Оцінку потенційно небезпечних розмірів тріщиноподібних корозійно-механічних дефектів у трубах здійснили на прикладі однієї з ділянок магістрального нафтопроводу „Дружба” ($d = 510$ мм, $t = 10$ мм) при максимальному експлуатаційному тиску $p_{max} \approx 4,1$ МПа та коефіцієнті асиметрії циклу навантаження $R \approx 0,9$, що призводить до пульсацій тиску $\Delta p \approx 0,41$ МПа. Труби виготовлені із сталі 13ГС ($\sigma_{0,2} = 380$ МПа). Діаграми циклічної тріщиностійкості сталі 13ГС на повітрі одержано експериментально при випробуваннях балкових зразків, виготовлених з фрагменту труби перерізом 10×10 мм 2 , в умовах чистого згину на спеціальному експериментальному обладнанні [9]. Частота циклічного навантаження синусоїдальної форми становила 1 Гц. У таблиці 1 наведено значення констант степеневі залежності (1), яка аналітично описує відповідну діаграму циклічної тріщиностійкості металу трубопроводу при випробуваннях на повітрі.

Величину $c = c_{th}$ визначали з формули (1) при величині $\Delta K_I = K_{th}$ в напрямку осі c при $\theta = 0^\circ$. Величину K_{th} визначали з діаграми циклічної тріщиностійкості сталі 13ГС при швидкості $v = 3 \cdot 10^{-8}$ м/цикл, що відповідає проектному терміну експлуатації трубопроводу (40 років).

Об'єктом оцінок була одна з ділянок магістрального нафтопроводу „Дружба” (Жулин - Козьова) довжиною 47 км, для якої зміна робочого тиску нафти по довжині трубопроводу представлена на рис. 2.

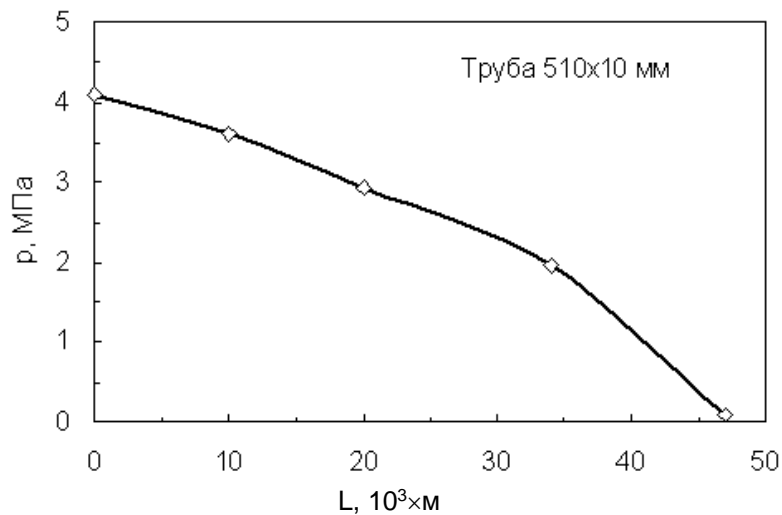


Рисунок 2 - Зміна робочого тиску p по довжині трубопроводу L .

За результатами обчислень визначали потенційно небезпечну глибину c_{th} тріщиноподібного дефекту в залежності від його початкової форми $(c/a)_0$ і місцезнаходження на трасі нафтопроводу.

Результати досліджень та їх обговорення

Досліджували глибину потенційно небезпечних дефектів в залежності від місця їх виявлення на проміжку між станціями.

Розглядали два граничних випадки (рис. 1) характерної форми початкових тріщин, які виявляються методами неруйнівного контролю при діагностичному огляді даних трубопроводів та підтверджені теоретичними розрахунками [10]. Перша, при $(c/a)_0 = 1/3$, що відтворює тріщиноподібний дефект у вигляді корозійної виразки. Друга, при $(c/a)_0 = 1/20$, що відтворює тріщиноподібний дефект у вигляді риски.

На основі запропонованої методики оцінки кінетики росту втомних з напівеліптичною формою тріщин [8] визначали закономірності зміни глибини потенційно небезпечних дефектів c_{th} у стінці трубопроводу в залежності від її початкової форми $(c/a)_0$ і місцезнаходження L на проміжку між перекачувальними станціями.

Результати оцінок (рис. 3) представлені у вигляді залежностей зміни порогової глибини дефекту c_{th} від місця його знаходження L . Оскільки робочий тиск в трубопроводі зменшується у міру зростання відстані від перекачувальної станції „Жулин”, то очевидним є те, що глибина потенційно небезпечного дефекту буде зростати з його падінням (пониженням). Однак проведені розрахунки дозволили встановити значення потенційно небезпечних глибин виявлених дефектів в залежності від їх форми. Так, для дефекту типу корозійної риски (рис. 3, крива 1) порогові значення c_{th} є меншими, ніж для дефекту типу корозійної виразки (рис. 3, крива 2). Тобто виявлені дефекти видовженої форми містять більшу потенційну можливість подальшого розвитку в глибину матеріалу по товщині стінки труби. Заштрихована область між кривими 1 та 2 містить значення параметра c_{th} для дефектів, форма яких змінюється в діапазоні $0,05 \leq c/a \leq 0,33$.

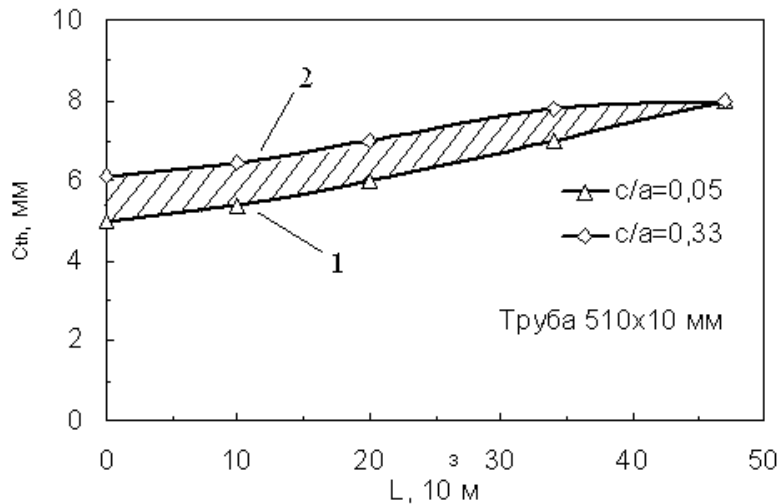


Рисунок 3 - Зміна глибини потенційно небезпечної тріщини c_{th} по довжині трубопроводу L в залежності від її початкової форми (c/a).

Таким чином, всі наявні в трубопроводі дефекти, які розташовані нижче кривої 1 (рис. 3), є допустимими з точки зору подальшої експлуатації трубопроводу. Дефекти, які розташовані вище кривої 2 (рис. 3), перевищують порогову глибину c_{th} і містять в собі потенційну небезпеку подальшого розвитку за втомним чи корозійно-втомним механізмом [6, 11].

Висновки

Проведено оцінку розмірів тріщиноподібних дефектів для ділянки „Жулин-Козьова” магістрального нафтопроводу „Дружба” за потенційною можливістю їх подальшого розвитку в процесі експлуатації.

Встановлено значення допустимих розмірів дефектів в залежності від їх розташування по довжині трубопроводу.

Одержані результати можуть служити підставою для трактування даних про дефектність трубопроводу, одержаних методами неруйнівного контролю.

Література

1. Щербаков С.Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа.- М.: Наука, 1982.- 207 с.
2. Зайцев Л.Ф. Регулирование режимов работы магистральных нефтепроводов.- М.: Недра, 1982.- 240 с.
3. Агапкин В.М., Кривошеин Б.Л. Методы защиты трубопроводов от разрывов при неустановившихся режимах.- М.: ВНИИОЭНГ, 1976.- 40 с.
4. Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій / Під заг. ред. В.В. Панасюка.- Львів: Фізико-механічний інститут ім.Г.В.Карпенка НАН України.- 2004.- 912 с.
5. Панасюк В.В. Механика квазихрупкого разрушения материалов.- К.: Наук. думка, 1991.- 416 с.
6. Механика разрушения и прочность материалов: Справочное пособие в 4-х т. / Под общ. ред. В.В.Панасюка.- К.: Наук. думка, 1988-1990.
7. Грабовський Р.С., Лужецький В.С., Горб'як Т.М. До оцінки кінетики росту втомних тріщин в стінках трубопроводів // Машинознавство.- 2005.- №4.- С. 7-10
8. Дмитрах І.М., Панасюк В.В. Вплив корозійних середовищ на локальне руйнування металів біля концентраторів напружень.- Львів: Національна академія наук України. Фізико-механічний інститут ім.Г.В.Карпенка, 1999.- 341 с.
9. Методы и средства оценки трещиностойкости конструкционных материалов.- Сб. научн. тр., Киев: Наук. думка.- 1981.- 304 с.
10. Фартушок І.М., Касій О.Т., Матієчко О.В. До оцінки потенційно небезпечних розмірів тріщиноподібних корозійно-механічних дефектів в трубопроводах // Фізико-хімічна механіка матеріалів.- 2006.- Спеціальний випуск.- № 5.- С. 321-324.
11. Механіка руйнування і міцність матеріалів: Довідн. посібник / Під заг. ред. В.В.Панасюка. Том 7: Надійність та довговічність елементів конструкцій теплоенергетичного устаткування / І.М.Дмитрах, А.Б.Вайнман, М.Г.Стащук, Л.Тот. Під ред. І.М.Дмитраха.- Київ: ВД "Академпериодика", 2005.- 378 с.

Одержано 27.02.2007 р.