

– на виході останньої ванни охолодження, там де труба вже є одноманітно теплою, та одразу після екструдера, там, де труба є одноманітно гарячою. Саме ці місця й слід обирати для встановлення блоку сканування.

Під час вимірювання діаметра значну роль відіграють температурні коливання охолоджуючої рідини, оскільки вона також є і контактним середовищем для вводу ультразвукових коливань у матеріал труби. Коливання температури носять як добовий, так і сезонний характер. Крім того, вони залежать від продуктивності самої установки для виготовлення труб і продуктивності системи подачі та відведення води.

Урахувати всі фактори, які беруть участь у процесі теплообміну між трубою, рідиною, що її охолоджує, та навколишнім середовищем, дуже важко. Тому набагато простіше й ефективніше проводити додаткове уточнення швидкості УЗК у воді безпосередньо під час контролю, передбачивши для цього окремий акустичний канал, що й було реалізовано в установці ПОЛІМЕР-4К.

З огляду на зазначені вище проблеми слід зауважити, що контроль труб з пластмас у процесі їх виготовлення, при всій простоті на перший погляд, насправді є задачею далеко не тривіальною. Можливо, саме цим і обумовлена відсутність на ринку України установок для такого роду діагностики. Те рішення, яке в цьому плані пропонує НВФ „ЗОНД” у вигляді установки ПОЛІМЕР-4К, на наш погляд є досить вдалим і таким, що дозволяє здійснювати контроль основних параметрів пластмасових труб з достатньою точністю.

1. ДСТУ Б В.2.7-73-98 Будівельні матеріали. Труби поліетиленові для подачі горючих газів. Технічні умови. 2. ДСТУ Б В.2.7-93-2000 Будівельні матеріали. Труби для мереж холодного та гарячого водопостачання із поліпропілену. Технічні умови. 3. ДСТУ Б В.2.5-17-2001 Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Труби зі структурованого поліетилену для мереж холодного, гарячого водопостачання та опалення.

УДК 621.643:620.191.4

ВИКОРИСТАННЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЇ СКЛАДОВОЇ НАПРУЖЕНОСТІ МАГНІТНОГО ПОЛЯ ПРИ ВИЗНАЧЕННІ ПАРАМЕТРІВ ПОШКОДЖЕНОЇ ІЗОЛЯЦІЇ ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

© Кісіль І.С., Яворський А.В., Костів Б.В., 2005

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Розглянуто використання горизонтальної складової магнітного поля над гальванічно з'єднаними трубопроводами при контролі стану ізоляції, встановлено функціональну залежність між опором дефектних ділянок та напруженістю магнітного поля, визначено максимальний крок дискретизації функції горизонтальної складової магнітного поля.

Підземні металічні трубопроводи є найбільш металомісткими конструкціями, що морально не старіють упродовж тривалого часу. Ритмічна робота багатьох галузей промисловості безпосередньо пов'язана з надійністю підземних нафтогазопроводів. Однією із основних причин відмов підземних трубопроводних систем є корозія трубопроводів, яка виникає при порушенні ізоляції.

Пошкодження захисного ізоляційного покриття трубопроводу робить можливим контакт його стінки з ґрунтовим електролітом, що сприяє корозії металу труби. Тому в процесі експлуатації підземних магістральних нафтогазопроводів є важливою своєчасна

оцінка стану їх ізоляційного покриття. Крім того важливим є визначення місця, в якому має місце корозія, та величини і характеру пошкодження.

На даний час існує ряд методів і розроблених на їх основі методик контролю стану ізоляції підземних нафтогазопроводів, основні з яких поділяються на контактні та безконтактні.

Контактні методики не дають змоги проводити контроль при значному питомому опорі ґрунту, у важкодоступних місцях та у зоні дії блукаючих струмів, а безконтактні методики контролю хоча виграють у простоті, дальності і універсальності, але програють у точності знаходження місця пошкодження ізоляції.

Загальним недоліком як контактних, так і без-контактних методик є неможливість проведення контролю паралельних електрично з'єднаних трубопроводів, які знаходяться на відстані один від одного, що є меншою за подвійну глибину залягання. Існуючі методики контролю для своєї реалізації вимагають точної прив'язки до осі одного з паралельних трубопроводів, причому відстань між цими трубопроводами повинна бути не меншою за подвоєну глибину їх залягання.

Як уже зазначалося [1], основним інформативним параметром, за допомогою якого можна судити про наявність дефектів, є напруженість магнітного поля трубопроводу. Аналіз просторових характеристик магнітного поля низькочастотного струму проводять згідно закону Біо-Савара-Лапласа, який визначає залежність складових магнітного поля від конкретного значення струму в однорідному безмежному просторі. Зокрема, магнітне поле безкінечно довгого прямолінійного провідника із струмом, яким представляється прямолінійна ділянка нафтогазопроводу, має концентричний характер і напруженість якого зменшується по гіперболічному закону з віддаленням від осі нафтогазопроводу. У випадку паралельного розміщення підземних нафтогазопроводів магнітне поле представляє собою суперпозицію полів окремих нафтогазопроводів.

Величину горизонтальної складової напруженості магнітного поля H_y , утвореного двома трубопроводами в площині, перпендикулярній до напрямку пролягання нафтогазопроводів, можна визначити за такою формулою [2]:

$$H'_y = \frac{1}{2\pi} \left[\frac{I_1 \cdot z_1}{z_1^2 + y^2} + \frac{I_2 \cdot z_2}{z_2^2 + (y - b)^2} \right], \quad (1)$$

де I_1 і I_2 – струми в стінках нафтогазопроводів; Z_1, Z_2 – висота точки спостереження відносно нафтогазопроводів; b – відстань між трубопроводами; y – абсциса перпендикулярного трасі профілю, що віраховується від осі крайнього нафтогазопроводу.

Залежність (1) отримана для ідеалізованих умов, а саме:

1) площина, в якій розглядається функція горизонтальної складової магнітного поля $H_y(y)$, є перпендикулярною до напрямку пролягання нафтогазопроводів;

2) точка початку координат знаходиться на осі одного із нафтогазопроводів.

Більш реалістично – це відмовитись від цих умов і розглядати функцію $H_y(y)$ в шуканій площині з довільним розміщенням точки початку координат та наявністю певного кута між віссю сканування та лінією, перпендикулярною до контрольованих трубопроводів.

Розрахункова схема для отримання такої зале-

жності наведена на рис. 1. Позначка «'» відноситься до величини, що знаходиться в площині, яка перетинає трубопроводи під кутом α .

Вважаємо, що величини I_1, I_2, z_1, z_2 не змінюються на деякій невеликій ділянці нафтогазопроводу Δl . Тоді, враховуючи, що $\varphi = \frac{\pi}{2} - \alpha$, горизонтальна складова напруженості магнітного поля в площині $O'Y'$ буде такою:

$$H'_y = \frac{1}{2\pi} \left[\frac{I_1 z_1}{z_1^2 + (y' - d')^2 \cos^2 \varphi} + \frac{I_2 z_2}{z_2^2 + (y' - b' - d')^2 \cos^2 \varphi} \right], \quad (2)$$

де b' – відстань між трубопроводами під кутом φ ; y' – координата, нахилена під кутом φ до осі абсцис; d' – відстань від початку координат до осі першого трубопроводу під кутом φ .

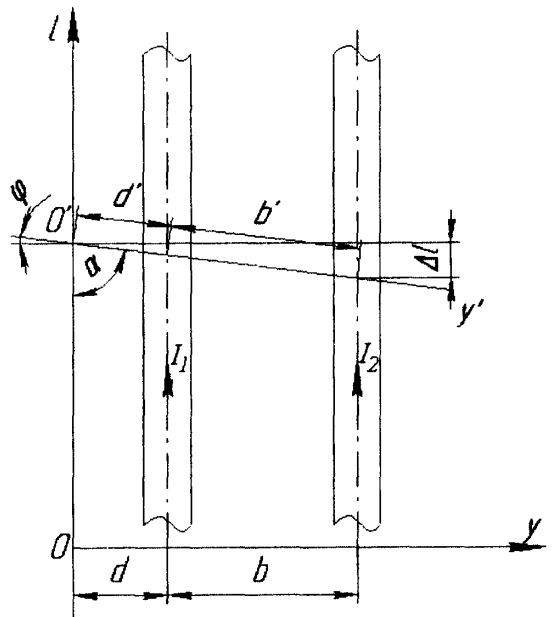


Рис. 1. Розрахункова схема для одержання залежності H_y в довільній площині перерізу над підземними нафтогазопроводами

Вираз (2) з урахуванням вищевказаного принципу суперпозиції може бути поширений і на декілька паралельних електрично з'єднаних нафтогазопроводів. У цьому випадку

$$H'_y = \frac{1}{2\pi} \sum_{j=1}^n \frac{I_j z_j}{z_j^2 + (y'_j - b'_{j-1} - d')^2 \cos^2 \varphi}, \quad (3)$$

де n – кількість нафтогазопроводів, b'_{j-1} – віддаль j -го нафтогазопроводу від першого.

Для визначення величини пошкодження ізоляції необхідно визначити площу дефектної ділянки.

За наявності дефектів формули для електричних параметрів записуємо, використовуючи відповідні літературні джерела [3, 4]. При цьому провідність дефектної ділянки буде такою:

$$G_{\partial} = \frac{G_k \cdot G_p}{G_k + G_p}, \quad (4)$$

де $G_k = \sum_{k=1}^n \frac{S_{\partial} \sigma_{\Gamma}}{\delta_i}$ - провідність ґрунту в каналах дефек-

тів; $G_p = \sum_{k=1}^n 2\sqrt{\pi \cdot S_{\partial}} \cdot \sigma_{\Gamma}$ - провідність, обумовлена

розтіканням струму в місці дефекту; S_{∂} - площа одиничного дефекту; n - кількість дефектів на метрі довжини трубопроводу; σ_{Γ} - питома електропровідність ґрунту; δ_{Γ} - товщина ізоляційного покриття.

Підставивши вираз для G_k та G_p у (4) і провівши відповідні перетворення, отримаємо залежність для питомого опору пошкодженого шару ізоляції:

$$R_{\partial} = \frac{\sum_{k=1}^n \frac{S_{\partial} \sigma_{\Gamma}}{\delta_i} + \sum_{k=1}^n 2\sqrt{\pi \cdot S_{\partial}} \cdot \sigma_{\Gamma}}{\sum_{k=1}^n \frac{S_{\partial} \sigma_{\Gamma}}{\delta_i} \cdot \sum_{k=1}^n 2\sqrt{\pi \cdot S_{\partial}} \cdot \sigma_{\Gamma}}. \quad (5)$$

Провівши спрощення (5) і замінивши суму площ на середню площу дефекту, отримаємо:

$$R_{\partial} = \frac{n_d \cdot \sqrt{S} + 2\sqrt{\pi} \cdot \delta_i}{2\sqrt{\pi} \cdot n_d^2 S \cdot \sigma_{\Gamma}}, \quad (6)$$

де S - середня площа дефекту ізоляції, n_d - питома кількість дефектів.

Визначення залежності між напруженістю магнітного поля і величиною дефекту проведено для одного трубопроводу. Для більшої кількості виведення формул буде проводитися аналогічно.

Згідно [5] можна записати, що

$$I_1 = \frac{\frac{1}{R_n'} + j\omega C_n'}{j\omega C_n' R_3 + \frac{R_3}{R_n'} + 1} \times \frac{R_n'}{Z_i + R_{m\partial} + R_3 + R_n'} \cdot U_{ax}, \quad (7)$$

де R_n' і C_n' - опір та ємність ізоляції, приведені до одиниці довжини трубопроводу; $R_{m\partial}$ - активний опір трубопроводу; R_3 - опір розтіканню струмів в дефекті трубопроводу; U_{ax} - вхідна напруга; Z_i - вхідний опір.

Підставивши значення сили струму із (7) в (3) отримаємо, що

$$H_y' = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{U_{ax} \cdot z_1}{z_1^2 + y^2} \cdot \frac{\frac{1}{R_n'} + j\omega C_n'}{j\omega C_n' R_3 + \frac{R_3}{R_n'} + 1} \times \frac{R_n'}{Z_i + R_{m\partial} + R_3 + R_n'}. \quad (8)$$

Під час проведення досліджень стану трубопроводу також необхідно визначити силу струму, який протікає у стінках трубопроводу. Значення цього струму можна одержати із рівняння (3), розв'язавши багатопараметричне рівняння. Для цього необхідно зняти профіль напруженості магнітного поля в перпендикулярному до осі трубопроводу напрямку. Оскільки зняття даних відбувається не безперервно, а з певним кроком, то необхідно визначити найбільше допустиме значення цього кроку. Згідно [6] функція $H_y(y)$ є неперервною, отже можна провести рівномірну дискретизацію. Вибір кроку можна виконати згідно теореми Котельникова - Шенона:

$$\Delta y = \frac{1}{2F_{max}}, \quad (9)$$

де F_{max} - максимальна частота сигналу.

При дискретизації горизонтальної складової напруженості магнітного доцільно замінити частоту F_{max} на період T_{min} :

$$\Delta y = \frac{1}{2} T_{min}. \quad (10)$$

Період T_{min} в даному випадку буде відповідати найменшій відстані між осями трубопроводів.

Розглянемо три трубопроводи, по стінках яких протікають, наприклад, струми 0,3А; 0,4А; 0,3А, а глибини їх залягання становлять відповідно 0,7м, 1,2м, 1м. Відстань між першим і другим трубопроводами 1,8м, а другим і третім - 2,2м. Відстань від початку координат (точка O) до осі першого трубопроводу - 2м. На рис. 2 зображений профіль магнітного поля над такою системою трубопроводів, який розраховується згідно (3).

За допомогою залежності (10) можна визначити максимальний крок дискретизації, який буде становити 0,9м.

Аналізуючи все вищенаведене, можна відзначити, що нами встановлена залежність між струмом, який має місце у стінках трубопроводу, та напруженістю магнітного поля на поверхні землі над ним, залежність між ступенем пошкодження ізоляції та напруженістю поля.

Для зняття профілю напруженості визначено найбільший крок дискретизації, який рівний половині найменшої відстані між трубопроводами. Але слід зауважити, що при досить малій відстані між

осями трубопроводів можливе зміщення максимумів відносно осей труб, тому для більш точного обчислення всіх параметрів дискретизацію слід здійснювати з меншим кроком

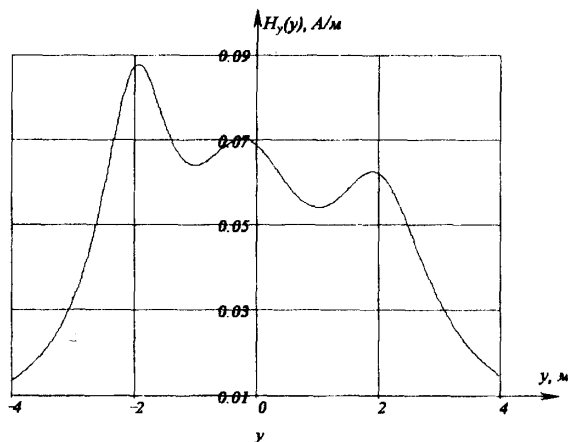


Рис. 2. Графік зміни напруженості магнітного поля над трьома трубопроводами

1. Никольский В.В. Теория электромагнитного поля.-М.: Высшая школа.-1981.- 368с. 2. Джала Р. М., Мізюк Л. Я., Максименко О. П., Сенюк О. І. Дослідження магнітного поля паралельних трубопроводів збуджених струмами низької частоти // Методи і прилади контролю якості. - 1999. - №4. - С.3-6. 3. ДСТУ 4219-2003. Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії. – Київ: Держспоживстандарт України, 2003.- 68 с. 4. Коррозия и защита металлов / М. А. Шлугер, Ф. Ф. Ажогин, Е. А. Ефимов и др. – М.: Металлургия, 1981. 216 с. 5. Яворський А.В. Методика проведення контролю стану ізоляційного покриття Підземних нафтогазопроводів за допомогою системи безконтактного контролю стану ізоляційного покриття // Методи і прилади контролю якості.- 2001. - №7 – С. 25-28. 6. Овчинников П.Ф., Лисицын Б.М., Михайленко В.М. Высшая математика.-К.: Вища шк., 1989.-679с

УДК 620.179:622.323/324

НОРМАТИВНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ

© Даниляк Я.Б., Кійко Л.М., Дякун У.В., 2005
Науково-виробнича фірма "Зонд", м. Івано-Франківськ

Розглянуто стан нормативного забезпечення неруйнівного контролю у нафтогазовій галузі. Запропоновано типові структури стандартів з неруйнівного контролю та з контролю технічного стану об'єктів нафтогазового комплексу, у т.ч. таких, які відпрцювали нормативний термін експлуатації.

З набуттям Україною статусу самостійної держави суттєво загострилась проблема нормативного забезпечення різних напрямків діяльності. Значною перешкодою на шляху її вирішення є, перш за все, відсутність єдиної україномовної термінологічної бази. Крім того, далось взнаки загальноприйняте використання російської мови для висвітлення технічних питань. Але якщо мовні бар'єри поволи долаються, то інша причина загострення проблеми – складність розроблення якісних нормативних документів – продовжує залишатись актуальною. Це обумовлено рядом причин [1]:

- законодавство у сфері технічного регулювання стрімко розвивається, зазнаючи кардинальних змін майже кожних три роки;

- нормативна база системи стандартизації держави поки що формується. Її динамічний розвиток та рух в напрямку Євросоюзу та СОТ часто призводить до неузгодженості, а інколи – й суперечливості багатьох понять, вимог та нормативних документів;

- галузева розмежованість суб'єктів стандартизації спричиняє відсутність координації в їх діях, невинуваті розбіжності у вимогах до споріднених об'єктів;

- науково-технічний прогрес, концептуальні зміни в державній політиці та економіці вимагають нових підходів до регламентації вимог щодо все більшої кількості об'єктів стандартизації.

Отже, акценти зміщуються від грамотної регламентації вимог до кваліфікованого вирішення тех-