

Mieczysław BARTOSZEWSKI  
Stefan F. FILIPOWICZ

## WYBRANE ASPEKTY POMIAROWE DEFEKTÓW EKSPLOATACYJNYCH RUROCIĄGÓW PODZIEMNYCH

**STRESZCZENIE** *W pracy przedstawiono podstawowe problemy związane z korozją rurociągów podziemnych oraz wybrane aspekty pomiarowe defektów eksploatacyjnych takich rurociągów. Podziemny rurociąg stalowy, pokryty powłoką dielektryczną, może mieć kontakt elektryczny wyłącznie w miejscach uszkodzeń powłoki izolacyjnej, tj. w miejscach, gdzie woda z gruntu kontaktuje się z powierzchnią metalową rurociągu. Prąd elektryczny przepływający pomiędzy rurociągami a ziemią poprzez defekty izolacji wywołuje wokół nich charakterystyczne spadki napięcia. Dokonując pomiarów tych spadków wzdłuż gazociągu i analizując ich zmiany, można dokładnie ustalić położenie ogniska uszkodzenia właściwości dielektrycznych powłoki. Niniejsza praca przybliży metody pomiarowe lokalizacji defektów powłok na rurociągach podziemnych i zaistniałych uszkodzeń korozyjnych wykorzystując do detekcji zarówno prąd stały i zmienny.*

**Słowa kluczowe:** *korozja rurociągów podziemnych, lokalizacja defektów powłok izolacyjnych, inspekcje rurociągów, ochrona katodowa rurociągów*

---

**mgr inż. Mieczysław BARTOSZEWSKI**

e-mail: mieczyslaw.bartoszewski@gaz-system.pl

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA

**dr hab. inż. Stefan F. FILIPOWICZ**

e-mail: 2xf@nov.iem.pw.edu.pl

Instytut Elektrotechniki Teoretycznej  
i Systemów Informacyjno Pomiarowych  
Politechnika Warszawska

## 1. WSTĘP

---

We wszystkich rozwiniętych technicznie krajach świata obowiązują przepisy i normy nakazujące stosowanie ochrony katodowej do zakopanych i podwodnych konstrukcji metalowych, które w wyniku procesów korozyjnych mogą zagrozić życiu ludzkiemu lub naturalnemu środowisku człowieka. Do obiektów tych zaliczane są w pierwszej kolejności gazociągi, naftociągi oraz wszelkiego rodzaju zbiorniki podziemne i naziemne na gaz, ropę i produkty ropopochodne. Również w Polsce wprowadzony został taki nakaz już w latach sześćdziesiątych i w nieomal niezmienionej formie obowiązuje do dnia dzisiejszego zgodnie z wymaganiami Prawa Budowlanego w odniesieniu do magistralnych gazociągów i naftociągów. Obligatoryjne jest także stosowanie Polskich Norm z zakresu ochrony katodowej. Stosowanie na nowych rurociągach stalowych bardzo dobrej jakości powłok ochronnych pociąga za sobą oprócz korzyści także szereg niedogodności związanych z eksploatacją instalacji ochrony katodowej. O skuteczności ochrony przeciwkorozyjnej całego rurociągu mogą zdecydować warunki, jakie tworzą się w pojedynczym defekcie izolacji. W takich warunkach klasyczne podejście do ochrony katodowej jest zawodne. Stosowanie w ostatnim okresie nowej generacji powłok przeciwkorozyjnych na rurociągach w postaci grubych warstw polietylenowych, ze względu na ich bardzo dobre właściwości izolacyjne, spowodował występowanie szeregu niedogodności, między innymi związanych z eksploatacją ochrony katodowej. Jedną z nich jest potrzeba lokalizacji nieciągłości powłoki oraz oceny skuteczności ochrony katodowej w pojedynczych defektach izolacji. Do tego celu opracowane zostały specjalne techniki pomiarowe, m.in. tzw. pomiary intensywne.

## 2. DEFEKTY POWŁOKI A OCHRONA KATODOWA

---

Współcześnie do budowy rurociągów stalowych wykorzystuje się wyłącznie rury fabrycznie wyposażone w odpowiedniej jakości powłokę ochronną. Na placu budowy zabezpiecza się jedynie miejsca połączeń spawanych poszczególnych odcinków. Obecnie powszechnie stosowana jest w tej roli izolacja polietylenowa trójwarstwowa (3LPE). Składa się z warstwy podkładowej z duroplastycznego epoksydu wtapianego w podłoże w podwyższonej temperaturze (Fusion Bonded Epoksyd – FBE), który spełnia zasadniczą rolę ochronnej po-

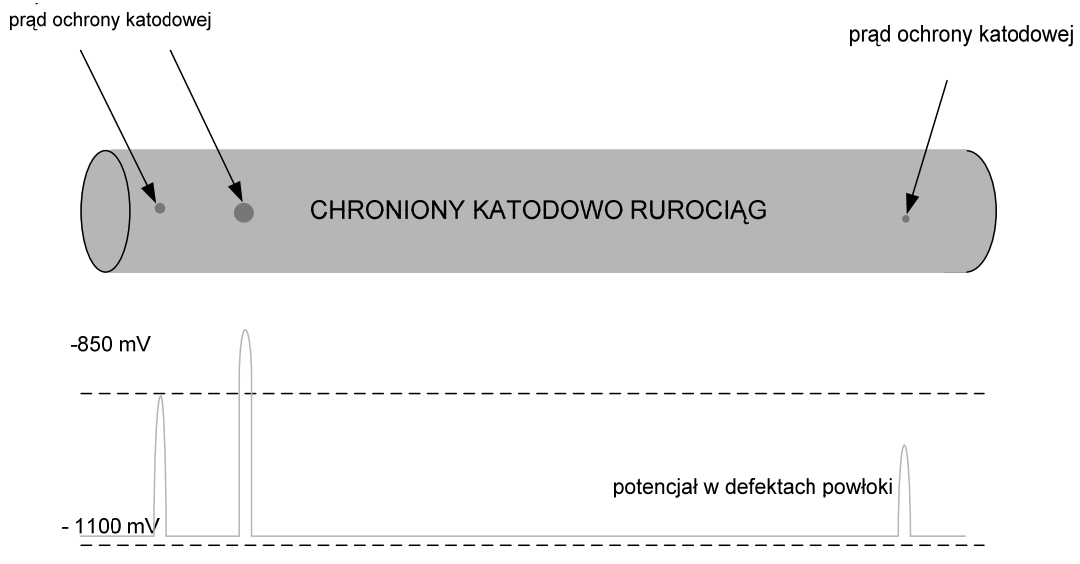
włoki przeciwkorozyjnej, ekstrudowanego wokół rury polietylenowego kopolimeru (kleju) oraz grubej (2÷4 mm) zewnętrznej, ochronnej warstwy twardego polietylenu. Pomimo wyjątkowo dobrych właściwości ochronnych również w powłokach omawianego typu występują różnego rodzaju uszkodzenia, które powstają w czasie produkcji, składowania, transportu, łączenia rur w rurociąg, układania w wykopie, zasypywania oraz podczas eksploatacji rurociągu (korzenie drzew, uszkodzenia mechaniczne, starzenie powłoki). Pomimo starannej kontroli jakości w całym procesie budowy rurociągu, po jego ułożeniu w ziemi powierzchnia stalowa kontaktuje się z otaczającym środowiskiem elektrolitycznym poprzez defekty w izolacji przeciwkorozyjnej. Ilość i wielkość tych defektów musi być kontrolowana, ponieważ ma decydujący wpływ na parametry ochrony katodowej. Do tego stopnia, że jeśli mają zbyt dużą powierzchnię, konieczne jest odkopanie rurociągu i wykonanie naprawy powłoki [4].

Gęstość prądu ochrony katodowej w odniesieniu do całego rurociągu zależy od szeregu czynników, jednak w typowych warunkach zasadniczą rolę odgrywają średnia rezystancja izolacji (przejścia) rurociągu. Analizując zatem, wartość gęstości prądu ochrony katodowej, a także jej zmiany w czasie, można wyciągać wnioski o ogólnym stanie technicznym przeciwkorozyjnej powłoki izolacyjnej. Znikomą rolę w tworzeniu rezystancji przejścia prądu ochrony katodowej odgrywa wartość rezystancji jednostkowej samej izolacji w porównaniu z liczbą i wielkością występujących w niej defektów. Z tego wynika, że przy stosowaniu nowoczesnych materiałów na powłoki (o odpowiednio wysokich właściwościach elektrycznych i mechanicznych) ich walory przeciwkorozyjne, a tym samym także niezbędne parametry instalacji ochrony katodowej, zależą przede wszystkim od sumarycznej powierzchni defektów w izolacji, tj. w efekcie głównie od jakości i kultury technicznej prowadzonych prac podczas montażu rur i odbioru izolacji poszczególnych fragmentów oraz całego rurociągu. Wyroby poszczególnych producentów i dostawców wyrobów powłokowych różnią się czasami jedynie sposobem przygotowania powierzchni stalowej i aplikacji tworzyw, które jednak mogą decydować o łatwym lub trudnym osiąganiu w warunkach polowych wymaganych właściwości końcowych powłoki, a tym samym i o jakości ostatecznego zabezpieczenia przeciwkorozyjnego całego obiektu.

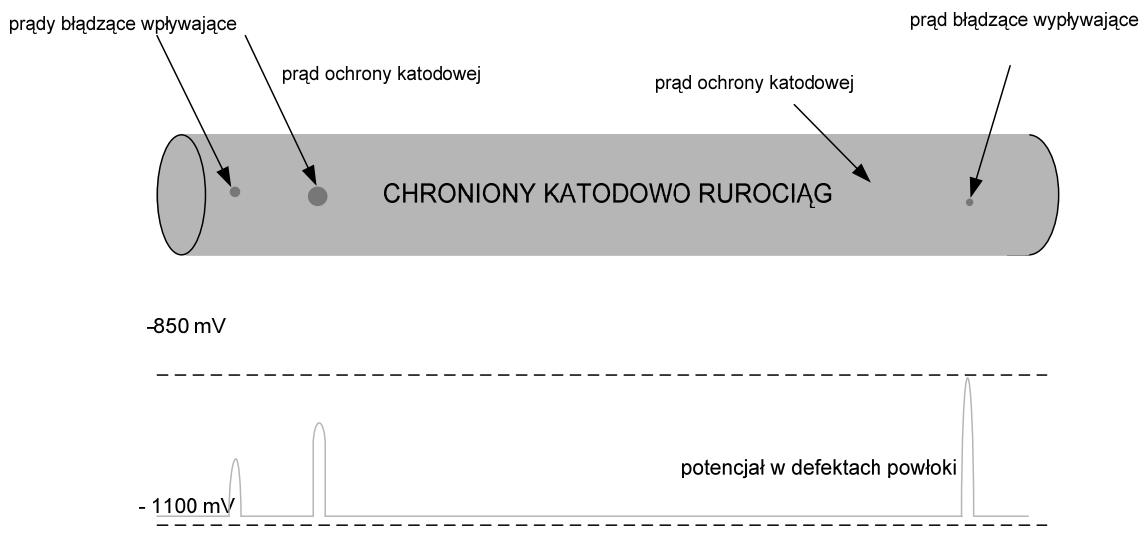
W przypadku rurociągu posiadającego bardzo dobrą izolację przeciwkorozyjną, której przewodnictwo prądu może być całkowicie zaniedbane, obwód ochrony katodowej zamyka się wyłącznie poprzez powierzchnię metalu w uszkodzeniach (defektach) powłoki. Natężenie prądu polaryzacji katodowej stali w określonym miejscu uszkodzenia powłoki na rurociągu – w dniu defektu izolacji – będzie zależała od jego kształtu, odległości od układu anodowego oraz właściwości elektrycznych środowiska elektrolitycznego zarówno we wnętrzu defektu, jak również w jego otoczeniu. Towarzysząca przepływowi prądu w defekcie zmiana potencjału zależy ponadto jeszcze od parametrów kinetycznych

reakcji korozyjnych; na te zaś mają wpływ właściwości fizyko-chemiczne środowiska elektrolitycznego oraz stan powierzchni na granicy faz metal – środowisko.

a)



b)



**Rys.1. Schemat przepływu prądu ochrony katodowej przez defekty w izolacji przeciwkorozyjnej i odpowiadając im rozkłady potencjału wzdłuż rurociągu: a) ochrony katodowej, b) prądów błędnych**

Niestety określanie jej postaci dla poszczególnych defektów w powłoce nie jest w praktyce możliwe. W terenie, można oszacować na podstawie dość złożonych pomiarów potencjał w dnie defektu powłoki, i/lub odpowiadającą mu gęstość prądu polaryzującego [2, 4]. Dane te mogą posłużyć do oceny skuteczności ochrony katodowej rurociągu. Gęstość prądu ochrony katodowej uzależniona jest od jednostkowej rezystancji powłoki ochronnej na rurociągu  $R_i$  (rezystywność powierzchniowa izolacji). Wartość tę określa się po zakopaniu rurociągu i może ona posłużyć do oceny jakości wykonanych prac oraz prognozowania funkcjonowania ochrony katodowej. Dla rurociągu pozbawionego powłoki ochronnej wartość  $R_i$  jest rzędu  $10 \Omega \text{m}^2$ , zaś gęstość niezbędnego prądu ochrony katodowej  $25 \div 50 \text{ mA} \cdot \text{m}^{-2}$  [7, 14]. W miarę wzrostu zakrytej powierzchni metalu przez powłokę maleje wymagana gęstość prądu ochronnego. Gdy wielkość defektów jest rzędu milimetrów kwadratowych przypadających na metr kwadratowy powierzchni rurociągu, natężenie prądu ochrony katodowej jest rzędu mikroampera. Prezentuje to rys. 1 na którym schematycznie przedstawiono skutek polaryzacji katodowej w defektach izolacji o różnej wielkości oraz możliwy wpływ na rozkład potencjału prądów błądzących. Wynika z niego wyraźny brak zależności wielkości polaryzacji od lokalizacji defektów wzdłuż rurociągu. Polaryzacji wywołana natomiast przez prądy błądzące będzie zależała od lokalizacji defektów względem źródła tych prądów i zazwyczaj jest większa niż wywoływana przez instalację ochrony katodowej (rys. 1). Każdorazowo wielkość polaryzacji zależy wyraźnie od powierzchni defektów. W defektach oraz w otaczającym środowisku elektrolitycznym wskutek przepływu prądów błądzących mogą ponadto wystąpić spadki napięć porównywalne lub nawet większe od wywoływanych ochroną katodową. Istotnym czynnikiem jest tu także fakt, że prądy błądzące mogą przepływać, i zazwyczaj przepływają, w obu kierunkach, podczas gdy ochrona katodowa wywołuje wyłącznie polaryzację katodową. Bardzo dobre właściwości izolacyjne powłoki przeciwkorozyjnej na rurociągu powodują, że rozprzestrzenianie się prądów błądzących może następować na znaczne odległości, utrudniając eksploatację ochrony katodowej oraz ocenę jej skuteczności.

### 3. METODY POMIAROWE LOKALIZACJI DEFEKTÓW POWŁOKI

---

Jakość powłoki na określonym odcinku rurociągu określa się poprzez wyznaczenie upływności prądu elektrycznego na tym odcinku do ziemi, a więc rezystancji przejścia w tym miejscu rurociąg – ziemia. Do tego celu niezbędne jest wyznaczenie prądu płynącego wzdłuż rurociągu oraz spadków napięcia na

obu końcach tego odcinka. W tym celu można do pomiaru wykorzystać prąd stały z instalacji stacji ochrony katodowej. Rurociąg, jeśli jest dłuższy niż badany – powinien być wyposażony w specjalne punkty pomiarowe, umożliwiające pomiar natężenia prądu w rurociągu metodą techniczną.

Mierząc na obu końcach odcinka ( $A$ ,  $B$ ) wartości potencjału  $E$  przy włączonej (ON) i wyłączonej stacji ochrony katodowej oraz płynący prąd  $I_{A-B}$  można wyliczyć:

$$R_{A-B} = \frac{(E_{ONB} - E_{OFFB}) + (E_{ONA} - E_{OFFA})}{2I_{A-B}}$$

gdzie:  $E_{ON}$  – potencjał przy włączonej stacji ochrony katodowej,

$E_{OFF}$  – potencjał bezpośrednio po wyłączeniu stacji katodowej,

$I_{A-B}$  – natężenie prądu ochrony katodowej wpływające do odcinka rurociągu.

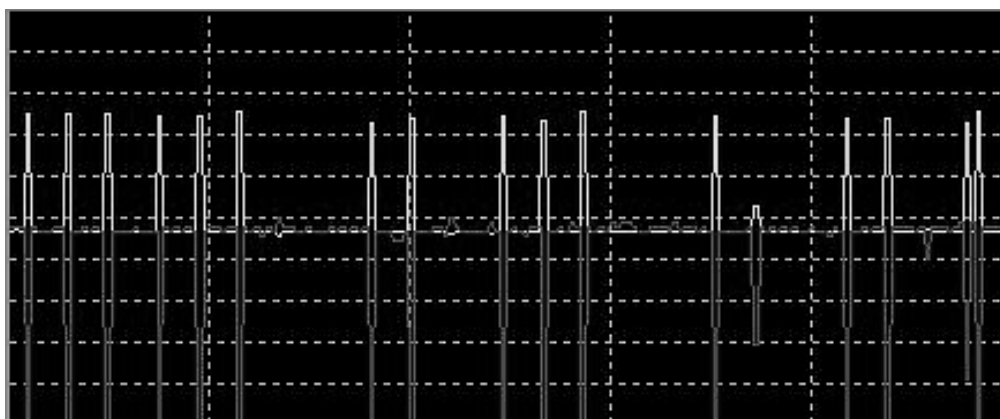
Istnieją jednak metody niewymagające kontaktu galwanicznego kontaktu z rurociągiem, które umożliwiają pomiar natężenia prądu płynącego wzdłuż rurociągu. Wykorzystuje się wówczas sprzężenie magnetyczne przyrządu i rurociągu zarówno przy przepływie prądu przemiennego jak i stałego (przerywany prąd ze stacji ochrony katodowej).

### 3.1. Metoda Pearsona

W metodzie Pearsona wykorzystuje się prąd zmienny, który wytwarzając pole magnetyczne wokół rurociągu wykorzystywany jest jednocześnie do lokalizacji trasy rurociągu. Metoda jest realizowana przez dwie osoby, wyposażone w specjalne elektrody umocowane na butach, nadaje się do badań na terenach niezabudowanych, gdzie zapewnione są dogodne do uzyskania łatwego kontaktu elektrycznego pomiędzy elektrodami a ziemią, jak również przy normalnie funkcjonującym systemie ochrony katodowej. Pomiar prowadzi się za pomocą dwóch jednakowych pomiarowych elektrod odniesienia przemieszczanych wzdłuż trasy rurociągu i umieszczanych w wierzchniej warstwie ziemi w ustalonej odległości między sobą. Spadki napięcia na powierzchni ziemi są wtedy mierzalne pomiędzy tymi elektrodami i jeśli te są prostopadłe do trasy rurociągu wówczas defektowi odpowiada maksimum tego spadku. Metoda ta ze względu na niewielki zasięg nie nadaje się do lokalizacji defektów bardzo małych [9].

### 3.2. Metoda IFO

Metoda lokalizacji defektów wykorzystująca prąd stały z systemu ochrony katodowej, opracowana została jako metoda do badań nowych rurociągów w polietylenowych powłokach, ma na celu wykrycie możliwie małych defektów powłok. Na czas badań natężenie prądu stacji ochrony katodowej zwiększa się w stosunku do natężenia eksploatacyjnego i przerywa obwód ochrony na cyklicznie na kilka sekund. W metodzie IFO stosowane elektrody (siarczano-miedziowe jako elektrody odniesienia) są przemieszczane wzdłuż osi rurociągu we wzajemnej odległości około 10 m, następnie są analizowane zmierzone różnice potencjałów przy włączonym i wyłączonym prądzie ochrony katodowej.



Rys. 2. Przykładowa analiza defektów rurociągu

Wyniki naniesione na trasę rurociągu wyznaczają lokalizacje defektów (zerowa wartość pomiędzy przeciwnie skierowanymi pikami (rys. 2)). Metoda nie może być wykorzystana przy występujących prądach błędnych.

### 3.3. Metoda DCVG

W metodzie DCVG – badania gradientów prądu stałego na powierzchni ziemi (Direct Current Voltage Gradient) – wykorzystuje się obwód ochrony katodowej, który jest cyklicznie przełączany – w rozwiązaniu klasycznym włączany na 0,3 s z częstotliwością 1,1 Hz za pomocą specjalnego przerywacza.



**Rys. 3. Defekt zlokalizowany metodą DCVG**

Elektrody siarczano-miedziane (elektrody odniesienia) przemieszcza się wzdłuż trasy nad osią rurociągu i za pomocą miliwoltomierza mierzy się różnicę potencjału pomiędzy elektrodami oraz określa ich zwrot.

Obserwując wskazania w czasie załączania stacji ochrony można określić kierunek do najbliższego defektu w powłoce izolacyjnej (rys. 3) Wartość wskazań wzrasta w miarę zbliżania się i zanika w momencie, gdy elektrody znajdują się nad samym defektem. Przy tej metodzie możliwe jest określenie też wielkości samego defektu (wskaźnikiem jest waga defektu tzw. %IR, czyli udział spadku napięcia w danym miejscu w stosunku do takiego spadku w miejscu podłączenia stacji ochrony katodowej).

### 3.4. Inne metody

PCM (Pipeline Current Mapper) – przyrząd umożliwiający pomiar rozptywu prądu przy bardzo niskiej częstotliwości (4 Hz) co powoduje, że ograniczenia metody wynikające z pojemności i indukcyjności w obwodzie pomiarowym eliminowane są praktycznie do zera.

C-SCAN – przy jego pomocy można dokonywać skanowania powierzchni konstrukcji metalowej z wykorzystaniem różnych częstotliwości, umożliwia precyzyjne magnetoelektryczne określenie prądów wpływających do ziemi a tym samym lokalizację wad powłoki izolacyjnej.

NoPig – Pipeline Inspection System, technika umożliwiająca poza wykryciem wad powłoki także stopień korozji badanego rurociągu



Delta Field Survey – technologia analizy zmiany przebiegu mierzonej wielkości potencjału, zmiennego wskutek pulsacji wyjściowego napięcia SOK, która odzwierciedla anomalie rozprętu prądu na powierzchni powłoki izolacyjnej.

## 4. POMIARY USZKODZEŃ KOROZYJNYCH

W przewodach rurociągów występuje kilka rodzajów korozji: chemiczna, kawitacyjna, naprężeniowa, elektrochemiczna; jednak najbardziej niebezpieczna jest korozja wżerowa, która jest spowodowana działaniem prądów błądzących. Pokryty powłokami izolacyjnymi, stalowy rurociąg, ma własności przewodzenia elektrycznego, w którym indukują się prądy oddziaływania trakcji kolejowej, wyładowań elektrycznych, napowietrznych linii wysokiego napięcia a także promieniowania elektromagnetycznego słońca. W miejscach, w których wpływa prąd elektryczny do rurociągu wspomaga on niejako ochronny prąd katodowy. W miejscach wypływu natomiast powoduje jonizację metalu (tzw. roztwarzanie), czego efektem jest pojawienie się wżerów, a nawet perforacji ścianki rurociągu.

Największe zagrożenie dla rurociągów stanowią stany awaryjne (zwarcia) linii wysokiego napięcia. Dochodzi wówczas do powstania dużej różnicy napięć między przewodem a gruntem, a w konsekwencji do punktowych przebić izolacji rury i niekorzystnych efektów związanych z wypływem prądu z przewodu rury. Metody mające na celu ochronę przed skutkami korozji możemy podzielić na dwie grupy: proaktywne i reaktywne. Do grupy proaktywnych należą omówione metody lokalizacji uszkodzeń powłok izolacyjnych natomiast grupę reaktywną stanowią przede wszystkim inspekcje wewnętrzne przewodów rurociągów za pomocą tłoków inteligentnych i analiza zapisu przebytej trasy [3, 4, 8].

Badania tłokami obejmują:

- badania ścianki rurociągu, tj. grubości ścianki i kształtu
- badania lokalizacji, kształtu oraz głębokości wżerów korozyjnych,
- badania geometrii przekroju poprzecznego i podłużnego przewodu,
- badania systemów czynnego i biernego zabezpieczenia przed korozją,
- dokumentacji fotograficznej wnętrza rurociągu

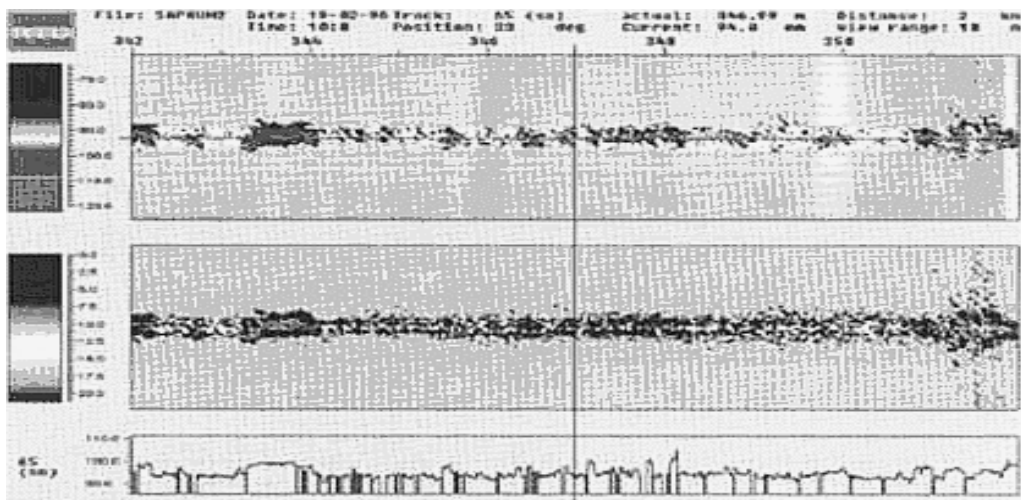
Tłoki inteligentne badają zmiany kształtu geometrycznego przekroju poprzecznego i profilu podłużnego przy użyciu czujników ultradźwiękowych, także tłoki-detektory mierzą grubość ścianki rury oraz kształt i głębokość wżerów korozyjnych. Natomiast wyposażone w czujniki magnetyczne pozwalają na okreś-

lenie wad spoin kolejnych odcinków rurociągu. Przykładowy tłok inteligentny ultradźwiękowy przedstawiono na rys. 4.



Rys. 4. Tłok inteligentny ultradźwiękowy

Tłoki ultradźwiękowe wykrywają, lokalizują i wymiariają defekty o charakterze korozyjnym (w tym również pęknięcia wywołane korozją naprężeniową), zarówno wewnętrzne, jak i zewnętrzne, a także defekty położone wewnątrz materiału rury, niewidoczne na powierzchni, jak rozwarstwienia (laminacje) czy wtrącenia pochodzenia hutniczego. Oczywiście nieobrobione dane zebrane przez ultradźwiękowy tłok inteligentny byłyby w swej pierwotnej postaci całkowicie bezużyteczne dla zamawiającego inspekcję. Odpowiednie oprogramowanie umożliwia wizualizację danych w formie graficznej w sposób znacznie ułatwiający ich interpretację przez odpowiednio przeszkolonego użytkownika. Program wizualizacyjny klasyfikuje defekty według ich typów, położenia, rozmiarów, znaczenia, itp. Użytkownik oprogramowania decyduje, jaki histogram anomalii chce przeglądać. Przykładowy histogram inspekcji tłka przedstawia rys. 5.



Rys. 5. Histogram inspekcji tłka ultradźwiękowego

Na całościową ocenę zagrożenia korozyjnego rurociągu składają się wyniki badań metodami aktywnymi oraz proaktywnymi, a także analiza porównawcza z wcześniejszymi wynikami badań. Metodą oceny stanu bieżącego a tym samym przydatności do dalszej eksploatacji jest określenie tego stanu na podstawie obliczeń, gdzie możemy określić: maksymalną dopuszczalną wartość analizowanego defektu, wskaźnik redukcji ciśnienia przesyłanego medium, oraz wartości maksymalnego i zalecanego ciśnienia na danym odcinku rurociągu [9]. Punktem wyjścia do analizy jest zależność określająca średnie naprężenie obwodowe  $\sigma$  w rurze o średnicy  $D$ , grubości ścianki  $\tau$ , oraz poddanej ciśnieniu wewnętrznemu  $p$ :

$$\sigma = 0,5 p D \tau^{-1} \quad (4.1)$$

Wielkości  $p$ ,  $D$ ,  $\tau$  są niezależnymi zmiennymi losowymi  $X_i$ , których funkcje rozkładów gęstości  $f(x_i)$  można uzyskać na podstawie statystyk wyników pomiarów. Funkcje gęstości rozkładu naprężenia obwodowego  $f_\sigma$  wyznacza się z równania:

$$f_\sigma = \prod f(X_i) \quad (4.2)$$

zaś prawdopodobieństwo  $p_A$  wystąpienia awarii rury wskutek przekroczenia wytrzymałości  $R$  stali o dystrybucie rozkładu  $F_R$ :

$$p_A = \int f_\sigma F_R dz \quad (4.3)$$

Do obliczeń przyjmuje się, że rozkłady gęstości  $f_0$  oraz  $f_R$  są rozkładami normalnymi. W przypadku równomiernego ubytku grubości wyznaczenie parametrów ciśnienia w przewodzie dla wymaganego poziomu niezawodności  $R$ :

$$R = 1 - p_A \quad (4.4)$$

Inna postać przyjmują obliczenia dla występującej korozji wżerowej. Należy wówczas przeprowadzić analizę wyteżenia skorodowanej ścianki przewodu w obrębie dna wżeru metodami mechaniki pęknięcia, którymi można wyznaczyć tzw., grubość graniczną  $\tau_{ps}$  ścianki przewodu dla określonej wartości ciśnienia w rurociągu rozumianej jako ciśnienie maksymalne  $p_{max}$  na rozpatrywanym odcinku rurociągu. Proces uszkodzeń korozyjnych jest procesem ciągłym, dlatego wyznaczenie  $p_{max}$  jest niewystarczającym parametrem, aby podjąć działania

zmierzające do uniknięcia sytuacji, gdzie grubość ścianki w wyniku korozji osiągnie wartość graniczną. Dla tego typu uszkodzeń stosuje się probabilistyczny opis wyznaczania czasu  $T$  eksploatacji rurociągu. Jeżeli przyjmiemy, że ubytek grubości ścianki rury na dzień wżeru jest proporcjonalny do różnicy między parametrem  $g$  oraz głębokością  $a$  wżeru, to:

$$T = k(g - a) = k[(\tau - \tau_{ps}) - a] \quad (4.5)$$

gdzie parametr  $g$  jest różnicą nominalnej grubości  $\tau$  ścianki rury i grubości granicznej  $\tau_{ps}$ , natomiast  $k$  jest współczynnikiem proporcjonalności. Zakłada się również, że głębokość  $a$  wżeru jest zmienną losową o rozkładzie wykładniczym mieszczącym się w przedziale  $0, g$ , wówczas dystrybuanta  $F(x)$  ma postać:

$$F(x) = [1 - \exp(-\Lambda x)][1 - \exp(-\Lambda g)]^{-1} \quad \text{dla } x \in (0, g) \quad (4.6)$$

gdzie  $\Lambda$  jest funkcją intensywności uszkodzeń, zaś dystrybuanta zmiennej losowej  $T$ , czyli czasu w którym grubość ścianki rury pod wżerem osiągnie grubość graniczną, wynosi:

$$\begin{aligned} \Phi(t) &= P_r(T < t) = P_r(a > g - tk^{-1}) = 1 - P_r(a \leq g - tk^{-1}) = \\ &= 1 - \{1 - \exp[-\Lambda(g - tk^{-1})]\} - 1[1 - \exp(-\Lambda g)] = \\ &= 1 - [\exp(\Lambda tk^{-1}) - 1][\exp(\Lambda g) - 1] \\ &\quad \text{dla } t \in (0, kg) \end{aligned} \quad (4.7)$$

w przypadku gdy na rurociągu znajduje się  $n$  wżerów o takiej samej głębokości  $a$ , to czas  $T$  ma rozkład najmniejszej statystyki pozycyjnej

$$\begin{aligned} \Phi_{(1:n)}(t) &= P_r\{\min(T_i; 1 \leq i \leq n) < t\} = 1 - [1 - \Phi(t)]^n = \\ &= 1 - [\exp(\Lambda g) - \exp(\Lambda tk^{-1})][\exp(\Lambda g) - 1]^{-1} \end{aligned} \quad (4.8)$$

Dystrybuantę  $\Phi_{(1:n)}$  można zastąpić dystrybuantą rozkładu aproksymującego:

$$\Psi(t) = 1 - \exp\{-n \exp(\Lambda tk^{-1}) - 1\}[\exp(\Lambda g) - 1]^{-1} \quad (4.10)$$

Wprowadzając do ustalonego  $n$  oznaczenia:

$$\beta = n[\exp(\Lambda g) - 1]^{-1} \quad (4.11)$$

oraz

$$\alpha = \Lambda k^{-1} \quad (4.12)$$

wzór (10) opisujący dystrybuantę  $\Psi(t)$  ma postać:

$$\Psi(t) = 1 - \exp[-\beta \exp(\alpha t - 1)] \quad (4.13)$$

postać dystrybuanty zmiennej losowej o wykładzie podwójnie wykładniczym dla którego funkcja niezawodności  $R(t)$  ma postać:

$$R = R(t) = 1 - \Psi(t) = \exp[-\beta \exp(\alpha t - 1)] \quad (4.14)$$

Powyższy wzór ma istotne znaczenie praktyczne, pozwala na wyznaczenie na żądanym poziomie niezawodności  $R$  czas, jakim dysponuje operator dla podjęcia działań naprawczych. Przykład badania tłokiem oraz obliczenia  $\tau_{ps}\{8, 9, 10\}$  wykazały, że na analizowanym odcinku rurociągu wykryto wżer o głębokości  $g = 0,004$  m, zaś omawiane powyżej parametry przyjmują wartości:  $\Lambda = 0,05 \text{ m}^{-1}$ ,  $k = 5 \times 10^5 \text{ lat/m}$ . Wyznaczmy czas  $t$  po jakim niezawodność  $R$  rurociągu spadnie do przyjętej jako graniczna wartości  $R = 0,99865$ , tj. czas jakim dysponuje operator do podjęcia działań naprawczych lub zredukowania ciśnienia do na badanym odcinku.

$$\Lambda g = 0,05 \times 0,004 = 0,0002$$

$$\beta = 1; \alpha = 0,05; 5 \times 10^5 = 1\text{E-}7$$

Wtedy wyznaczony czas  $t = 2,7$  roku.

## 5. PODSUMOWANIE

---

Współczesne powłoki izolacyjne na podziemnych rurociągach stalowych wraz z systemem ochrony katodowej, które kontrolują jej szczelność pozwalają na prognozowanie eksploatacji rurociągów w bardzo długi czasie, przekracza-

jącym okres pięćdziesięciu lat. Obecnie stosowane powłoki mają bardzo dobre właściwości dielektryczne, co sprawia, że upływ prądu z rur jest niewielki. Rurociągiem, tak jak dobrze zaizolowanym przewodnikiem, mogą być przenoszone napięcia (pojawiające się w rurociągach wskutek przepięć w urządzeniach elektrycznych lub wyładowań atmosferycznych) na znaczne odległości. Mogą one powodować zagrożenie życia ludzkiego oraz zniszczenie obwodów zasilających instalacje ochrony katodowej. Powoduje to konieczność uwzględniania tych zjawisk na etapie projektowania i użycia metod zabezpieczających dających pełny obraz pomiarowy eksploatowanej sieci rurociągowej. Monitorowanie stanu rurociągu zarówno za pomocą tłoków inteligentnych jak też przedstawionych metod pomiarowych pozwala na wykrycie defektów we wczesnej fazie, analizę i zastosowania odpowiednich działań naprawczych.

## LITERATURA

1. Abramowski T.: *Zbiorniki podziemne gazu*, Gaz, Woda i Technika Sanitarna, nr 1/99, Warszawa, 1999.
2. Borysiewicz M., Furtek A., Potemski S., *Poradnik metod ocen ryzyka związanego z niebezpiecznymi instalacjami procesowymi*, Instytut Energii Atomowej Otwock-Świerk 2000.
3. Borysiewicz M., Potemski S.: *Metodyka ocen ryzyka dla rurociągów*. Instytut Energii Atomowej, Warszawa, 2001.
4. Budnik K., Czarnywojtek P., Kozłowski J., Machczyński W.: *Komputerowa rejestracja i analiza sygnałów w technice korelacyjnej badania prądów błędzących*, VII Krajowa Konferencja Pomiary korozyjne w ochronie elektrochemicznej, Jurata, 18-20.09. 2002.
5. Dąbrowski J., Mrówka M., Suwart C.: *Specjalna stacja ochrony katodowej kompensująca oddziaływania prądów błędzących*, IX Krajowa konferencja Polskiego Komitetu elektrochemicznej ochrony przed korozją, 7-9 06.2006.
6. Machczyński W.: *Oddziaływanie elektromagnetyczne na obwody ziemnopowrotne-rurociągi podziemne*, Wydawnictwa Politechniki Poznańskiej, Poznań 1998.
7. Machczyński W.: *Wyznaczanie parametrów jednostkowych R, L, G, podziemnych rurociągów*, IX Krajowa konferencja Polskiego Komitetu elektrochemicznej ochrony przed korozją, 7-9 06.2006.
8. Markiewicz M.: *Próby jakościowej oceny ryzyka eksploatacji gazociągów z uwzględnieniem wyników diagnostyki korozyjnej*. IGNiG, V Krajowa Konferencja Techniczna – Zarządzanie ryzykiem w eksploatacji rurociągów, Płock, 23-24.05.2002.
9. Michałowski St. W.: *Rurociągi dalekiego zasięgu*, Odysseum, Warszawa, 2005.
10. Paker M. E., Peattie E.G.: *Pipeline corrosion cathodic protection*, Elsevier Science 1999
11. Reinissch R.: *Euromagazyny*, Rurociągi, nr 4, Warszawa, 2001.
12. Von Baeckmann W, Bohnes H., Schoneich H. G., Schwenk W.: *Handbook Of Cathodic Corrosion Protection* (Third Edition) Elsevier Science 2000
13. Wilk S.: *Bierna ochrona antykorozyjna rurociągów gazowych*, AGH, Kraków, 2000.

14. Wilk St.: *Ochrona gazociągów stalowych przed korozją elektrochemiczną*, Górnictwo: kwartalnik Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie, 2001
15. Wilk St.: *Ochrona gazociągów i innych konstrukcji stalowych posadowionych w gruncie przed szkodliwym oddziaływaniem prądów błędzących*, Górnictwo, kwartalnik Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie, 2001

Rękopis dostarczono, dnia 20.02.2007r.

**Opiniował: dr inż. Stefan Wójtowicz**

## SELECT MEASURING ASPECTS OF DEFECTS OPERATE OF UNDERGROUND PIPELINES

Mieczysław BARTOSZEWSKI  
Stefan F. FILIPOWICZ

**ABSTRACT** *The underground steel, roofed coat dielectric maybe possess electric contact exclusively defect places coat iso, places, somewhere container water in soil contacts from surface metal the pipeline directly. It making the measurements of falls of voltage on surface of the ground along gaspipe and analysing their change, it was it been possible was exactly to establish the position of local damage of dielectric coat. Present work objective has presentation on underground pipelines the measuring methods of fault location how the also corrosive using to detection of electric field damages both di-rect current, as well as alternating.*