

Tomasz Minor

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Możliwości i sposoby kontrolowania stanu technicznego stalowych gazociągów na podstawie oceny technicznej powłok antykorozyjnych oraz skuteczności ochrony katodowej

Od chwili ułożenia stalowego gazociągu w ziemi jest on narażony na szkodliwe oddziaływanie na jego powierzchnię agresywnego środowiska ziemnego. Aby temu zapobiec, gazociągi pokrywa się różnorodnymi powłokami izolacyjnymi, które mają stanowić barierę dla agresywnych elektrolitów glebowych. Powłoki te ulegają jednak defektom, co stanowi kolejne zagrożenie dla eksponowanych powierzchni stali w miejscach tych defektów. Dlatego jako uzupełnienie ochrony biernej (powłokami) wykorzystywana jest ochrona czynna, poprzez zastosowanie ochrony katodowej współpracującej z powłoką izolacyjną stalowego gazociągu. Problemem przy takiej współpracy staje się diagnostyka powłok i skuteczności ochrony katodowej. Niektóre gazociągi ułożone w glebach o wysokiej rezystywności, mające powłoki izolacyjne w bardzo dobrym stanie są zagrożone korozją w wyniku oddziaływania prądów błędzących. Gazociągi o powłokach w złym stanie, o niewystarczającym poziomie skuteczności ochrony katodowej mogą być zagrożone korozją o szybkości większej niż 0,01 mm na rok. Problemem dla operatora takich gazociągów może być dobór właściwej techniki diagnostycznej oraz odpowiedniego sposobu badania skuteczności ochrony katodowej.

Słowa kluczowe: metody diagnostyczne, powłoki ochronne, ochrona katodowa, potencjał, prądy błędzące, skuteczność ochrony katodowej.

Ways and means of checking the technical state of steel pipelines based on technical evaluation of the anti-corrosion coatings and effectiveness of the cathodic protection

From the moment the steel pipeline is put into the ground its surface is exposed to the harmful effects of the earth's natural aggressive environment. To prevent these side effects pipelines are being covered with a variety of protecting insulations, which are designed to work as a barrier against aggressive soil electrolytes. These protective coatings are however, prone to mechanical defects, which poses another threat to the exposed steel surface. In addition to protective insulations (passive protection) we can also use cathodic protection in conjunction with the insulating coating of the steel pipeline (active protection). In the case of such cooperation diagnostic effectiveness seems very complex and requires sophisticated diagnostic measures. Nevertheless only passive protection combined with active measures seems to work efficiently. Even properly insulated pipelines laid in high-resistance soils are susceptible to corrosion greater than 0.01 mm per year as a result of stray currents impact. Conversely, poor condition of a pipeline insulation can be compensated by properly conducted cathodic protection. The main problem for the line operator still remains appropriate selection of techniques for both diagnostic and cathodic protection.

Key words: diagnostic methods, protective coatings, cathodic protection, the potential stray currents, the effectiveness of cathodic protection.

Wstęp

Na początku należy zaznaczyć, że każdy badany obiekt jest inny i należy do niego podejść w sposób indywidualny.

Przed przystąpieniem do pomiarów wymagane jest dokładne zapoznanie się z obiektem – można wykonać badania

próbne, tak aby wybrać odpowiednią metodę diagnostyczną i technikę pomiarową. Analizując różne spotykane przypadki, obiekty oraz ich lokalizacje, można spróbować

przyporządkować poszczególne techniki pomiarowe i metody diagnostyczne w zależności od stanu technicznego powłoki izolacyjnej rurociągu.

Analiza zagrożeń korozyjnych oddziałujących na stalowy podziemny gazociąg

Istnieje wiele zagrożeń korozyjnych, na jakie narażone są podziemne stalowe gazociągi. Wśród nich można wyróżnić te zależne od człowieka, jak i zależące od warunków natu-

ralnych, od miejsc, w jakich są ułożone rury. W pierwszej kolejności skoncentrowano się na zagrożeniach naturalnych, a w kolejnej części na tych zależnych od człowieka.

Mikro- i makroogniwa korozyjne

W przyrodzie istnieją dwa rodzaje korozji, różniące się mechanizmami procesu: korozja chemiczna i korozja elektrochemiczna.

Korozja chemiczna to korozja w suchych gazach, najczęściej w podwyższonej temperaturze, oraz korozja w środowiskach nieelektrolitycznych.

Korozja elektrochemiczna jest podstawowym rodzajem

korozji, jakiej ulegają metale w zetknięciu ze środowiskiem elektrolitycznym, gdzie zachodzi zjawisko przenoszenia masy pomiędzy metalem i elektrolitem oraz następuje przenoszenie ładunków elektrycznych na granicy faz elektrolitu i metalu.

Występowanie tych zjawisk wymaga pewnych wartości potencjału metalu względem elektrolitu [1].

Zagrożenie korozyjne wywołane korozją mikrobiologiczną

Zagrożenie ze strony korozji mikrobiologicznej pojawia się w przypadku uszkodzenia powłoki odsłaniającego powierzchnię stali, która atakowana jest przez mikroorganizmy.

W wyniku badań stwierdza się, że duży udział w procesie korozji stali ma biokorozja. Bakterie (żelaziste i tionowe), grzyby, algi lub inne organizmy występujące w glebie, powietrzu, obecne w środowisku glebowym, dzięki zdolnościom do metabolizmu mogą powodować uszkodzenia stali oraz powłoki ochronnej, co stwarza dogodne warunki dla dalszych

procesów korozji. Rozwój mikroorganizmów występuje na granicy faz: woda (elektrolit glebowy) – stal; woda (elektrolit glebowy) – powłoka ochronna organiczna.

Zjawisko biokorozji wywołanej bakteriami siarczanowymi jest groźne, ponieważ prowadzi do korozji w obszarze katodowym gazociągu, teoretycznie chronionym.

Działanie biokorozji można rozpoznać po wyglądzie skorodowanej powierzchni rury stalowej, która wykazuje niewielką korozję punktową, ale pokryta jest czarnym produktem korozji o zapachu siarkowodoru.

Zagrożenia korozyjne wywołane prądami błędzącymi

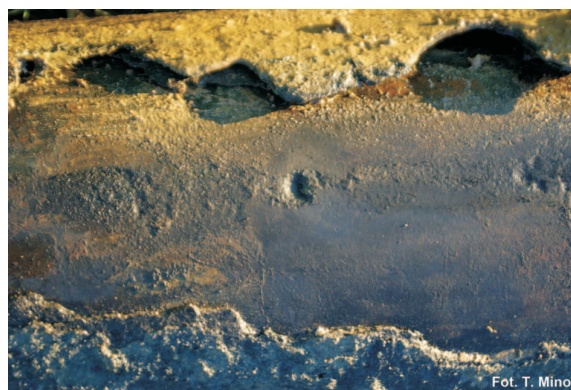
Prądy błędzące są to wszelkie prądy swobodnie płynące w ziemi. Korozję pochodzącą od tych prądów można zaobserwować szczególnie na terenach rozwiniętych, uprzemysłowionych.

Możemy rozróżnić m.in. dwa rodzaje prądów błędzących: naturalne, takie jak telluryczne, oraz prądy wynikające z ingerencji człowieka, np. stałe – pochodzące od trakcji elektrycznych oraz przemienne – pochodzące od linii energetycznych wysokiego napięcia.

Do podziemnych konstrukcji najczęściej narażonych na oddziaływanie prądów błędzących należą [7]:

- stalowe rurociągi,
- kable w osłonach metalowych,
- podziemne lub zakopcowane stalowe zbiorniki oraz dna zbiorników o osi pionowej,

- systemy uziemień,
- konstrukcje żelbetowe.



Fot. 1. Ubytki spowodowane oddziaływaniem prądów błędzących

Prądy błędne telluryczne

Prądy telluryczne są to naturalne prądy płynące w ziemi powstałe na skutek wybuchów na Słońcu. Podczas wysokiej aktywności słonecznej, tzw. burz słonecznych, tworzy się energia mająca duży wpływ na pole magnetyczne Ziemi. Zmiany tego pola powodują zmiany potencjału ziemi, a co za tym idzie – wyindukowanie się w ziemi prądów, tzw. prądów tellurycznych. Prądy te mogą płynąć także w podziemnych konstrukcjach stalowych, m.in. rurociągach. Tak

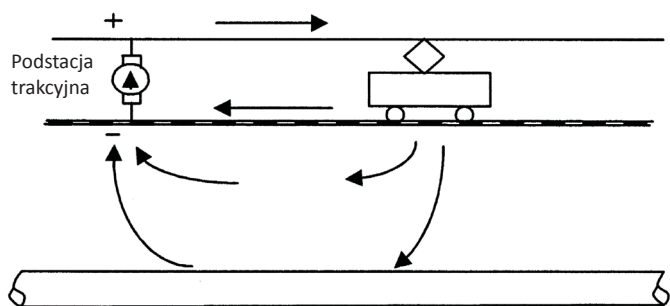
jak inne prądy błędne mogą mieć negatywny wpływ na stan techniczny rurociągów, ich powłokę ochronną oraz stal, jak również na poprawne działanie systemów ochrony katodowej. Dużym problemem są też zakłócenia podczas pomiarów związanych z ochroną katodową wykonywanych na rurociągach, ponieważ nie można przewidzieć, kiedy aktywność Słońca będzie duża i jak duże będą te oddziaływania [4].

Prądy błędne stałe

Prądy błędne stałe można podzielić na pochodzące z:

- trakcji elektrycznych kolejowych, trolejbusowych czy też metra,
- systemu ochrony katodowej,
- systemów przesyłowych prądu stałego,
- instalacji przemysłowych prądu stałego,
- systemów łączności prądu stałego.

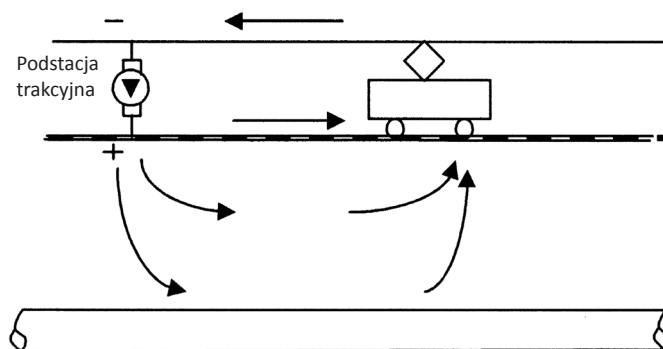
Spośród prądów błędnych pochodzących z trakcji elektrycznych około 10% płynie ziemią. Powodem wypływu prądów z sieci do ziemi może być zła izolacja torów od podłoża. Można wyróżnić dwa układy sieci trakcyjnych. Pierwszy z nich, najczęściej stosowany, to układ, gdzie „+” jest podany na sieć trakcyjną, a „-” na szyny (rysunek 1).



Rys. 1. Schemat przepływu prądu trakcyjnego przez ziemię i rurociąg [8]

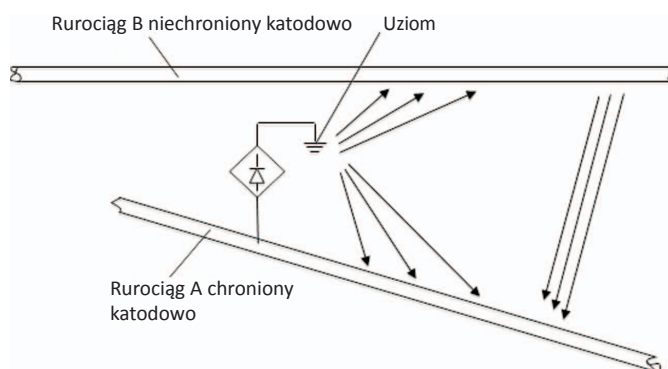
W tym przypadku szyny stanowią sieć powrotną dla prądów trakcyjnych. Rurociągi znajdujące się w bliskości tej sieci narażone są na prądy błędne. W pobliżu poruszającej się lokomotywy prądy mogą wpływać do rurociągu, tworząc strefę katodową, a wypływać z niego w pobliżu podstacji trakcyjnej, gdzie może powstawać strefa anodowa. Drugi układ jest mniej korzystny z punktu widzenia ochrony katodowej, mianowicie kiedy „+” jest podany na szyny, a „-” na sieć trakcyjną (rysunek 2).

W takiej sytuacji strefa anodowa przemieszcza się wraz z poruszającym się elektrowozem, a strefa katodowa znajduje się w pobliżu podstacji trakcyjnej. W pierwszym opisanym



Rys. 2. Schemat przepływu prądu trakcyjnego przez ziemię i rurociąg [8]

przypadku niekorzystną strefę anodową można wyeliminować, stosując m.in. w pobliżu podstacji trakcyjnych drenaże polaryzowane, gdzie poprzez galwaniczne połączenie szyn z rurociągiem prąd błędny zostaje odprowadzony do układu trakcyjnego. W drugim przypadku w celu odprowadzenia prądów błędnych z rurociągu do sieci trakcyjnej konieczne byłoby zamontowanie drenaży w wielu miejscach na długości rurociągu. Prądy ochrony katodowej w niektórych sytuacjach można również potraktować jako prądy błędne. Dzieje się tak w przypadku, kiedy mamy do czynienia np. z dwoma rurociągami ułożonymi blisko siebie lub krzyżującymi się. Jeżeli jeden z nich (rurociąg B) ułożony jest w pobliżu uziomu anodowego drugiego, chronionego katodowo (rurociąg A), to



Rys. 3. Prąd ochrony katodowej jako prąd błędny [7]

może zdarzyć się sytuacja, w której prąd wpłynie do obcego rurociągu w pobliżu uziomu, a wypłynie z niego w pobliżu

rurociągu będącego we wspólnym obwodzie katodowym z uziomem (rysunek 3) [7].

Prądy błędzące przemienne pochodzące od linii energetycznych wysokiego napięcia

Korozja wywołana przez prądy błędzące przemienne stanowi tylko niewielki procent w stosunku do wywołanej prądem stałym, jednak stalowe podziemne rurociągi często są narażone na szkodliwe oddziaływanie pola magnetycznego lub elektrycznego linii energetycznych wysokiego napięcia. Powodem tych oddziaływań jest bliskość ułożonych ruro-

ciągów i sieci energetycznych. Bardzo często, ze względów ekonomicznych i środowiskowych, rurociągi budowane są we wspólnych korytarzach z liniami energetycznymi, siecią telekomunikacyjną czy też innymi mediami. Oddziaływania te mogą być tak silne, że w rurociągach mogą indukować się napięcia rzędu kilku do kilkudziesięciu woltów [5].

Powłoki ochronne stosowane przy budowie gazociągów stalowych

Na przestrzeni lat jakość powłok ochronnych stosowanych na gazociągach bardzo się zmieniła. Zmiany nastąpiły zarówno w metodzie i technice nakładania, jak i w jakości tych powłok.

Najczęściej wykorzystywane powłoki to:

- powłoki bitumiczne,
- taśmy nawojowe,
- powłoki polietylenowe 1- i 2-warstwowe,
- powłoki polietylenowe 3-warstwowe,
- powłoki termozgrzewalne,
- powłoki polipropylenowe,
- powłoki poliuretanowe,

- powłoki z materiałów termokurczliwych,
- materiały naprawcze.

Obecnie do najczęściej stosowanych należą powłoki 3-warstwowe polietylenowe 3LPE lub polipropylenowe 3LPP, posiadające wysoką rezystancję przejścia oraz dużą odporność na uszkodzenia mechaniczne. Rzadziej spotykane są powłoki poliuretanowe, które najczęściej znajdują zastosowanie na armaturze. Powłok bitumicznych już się nie wykorzystuje, jednak wciąż można je spotkać na gazociągach budowanych kilkadziesiąt lat temu. Również taśmy nawojowe stosowane są rzadko, częściej jako systemy naprawcze.

Techniki diagnostyczne i pomiarowe w ochronie katodowej

Współcześnie budowane gazociągi w większości przypadków posiadają fabrycznie nałożoną izolację na rurach, jednak w poprzednich latach, zwłaszcza kilkanaście lub kilkadziesiąt lat temu, powłoki były wykonywane na miejscu budowy gazociągu. Powłoki nakładane na miejscu budowy, głównie bitumiczne lub taśmowe, są często niskiej jakości, mają wiele defektów i cechuje je niska rezystancja przejścia ziemia–gazociąg. W celu zapewnienia prawidłowej skuteczności ochrony katodowej wymagają dostarczenia dużego prądu, aby w każdym lub w większej liczbie miejsc defektów zapewnić ochronę przed korozją. Często zdarza się, że nie zawsze istnieje możliwość dostarczenia wystarczającej ilości prądu, dlatego w celu poprawy stanu izolacji należy zlokalizować miejsca z największymi defektami w powłoce i naprawić ubytki izolacji. W gazociągach o bardzo dobrej jakości izolacji problem stanowią nawet pojedyncze małe defekty, ponieważ w tych miejscach ścianka rurociągu jest narażona na negatywne oddziaływanie wszelkiego rodzaju prądów błędzących. Prądy błędzące skupiają się w tych niewielkich defektach, a ich gęstość może przekraczać dopuszczalne przyjęte normy. Należy również zwrócić uwagę na fakt, że

spoiny nadal izolowane są na placu budowy i miejsca te mogą należeć do najsłabszych elementów powłoki izolacyjnej.

Do technik diagnostycznych powłok antykorozyjnych zaliczane są m.in.:

› Metoda gradientów poprzecznych prądu stałego (DCVG)

Metoda poprzecznego gradientu potencjału prądu stałego Mulvany'ego, inaczej zwana DCVG (z ang. *direct current voltage gradient*), jest bardzo precyzyjną metodą służącą do lokalizacji defektów w powłoce izolacyjnej. Dzięki DCVG można również określić wielkość defektu, poprzez określenie jego wagi. Metodę tę można stosować nawet do lokalizacji bardzo małych defektów. Pomiary DCVG polegają na pomiarze gradientu potencjału prądu stałego przy pomocy miliwoltomierza, dwóch elektrod Cu/nas. CuSO_4 oraz przerywacza prądu włączonego w obwód ochrony katodowej. Pomiar różnicy potencjału pomiędzy dwiema elektrodami i ich zwrot można zaobserwować na miliwoltomierzu (rysunek 4).

Po zlokalizowaniu defektu należy wyznaczyć jego wagę oraz zaklasyfikować go do naprawy. W przypadku gdy de-

fekt znajduje się w miejscu, gdzie rezystywność gruntu jest niższa niż 100 Ωm, należy wyznaczyć jego względną wagę. Wagę defektu określa się jako:

$$IR\% = \frac{\sum dU}{\Delta Ud} \cdot 100 \quad (1)$$

gdzie:

$\sum dU$ – całkowity gradient napięcia w ziemi na odcinku od osi rurociągu do ziemi odległej [mV],

ΔUd – całkowita składowa IR potencjału rurociągu względem ziemi odległej w miejscu defektu [Mv].

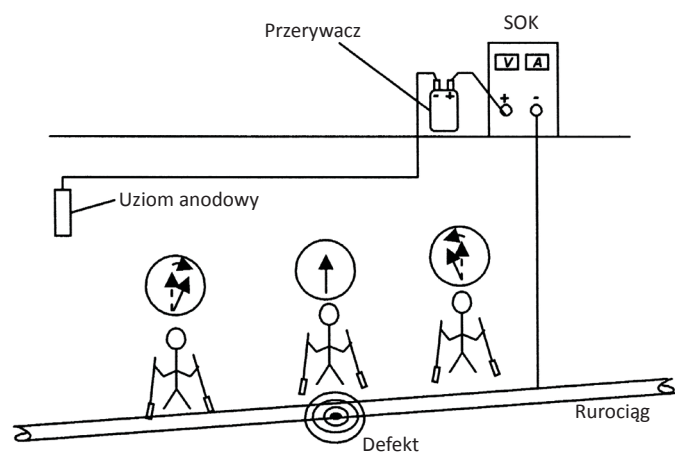
Względna waga defektu to:

$$\text{względna waga defektu} = \frac{\%IR \cdot 100}{\rho}$$

gdzie:

$\%IR$ – waga defektu,

ρ – rezystywność gruntu.



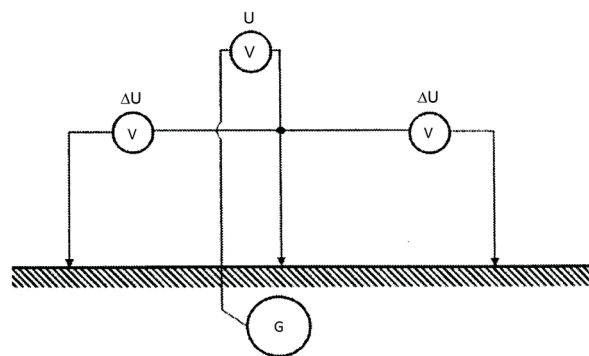
Rys. 4. Metoda lokalizacji defektów DCVG

Typowa klasyfikacja defektów według ich wagi (względnej wagi) przedstawia się następująco:

- waga 0÷15%, defekty małe – nie do naprawy,
- waga 16÷34%, defekty średnie – rozważyć naprawę,
- waga 35÷70%, defekty średnio duże – szybka naprawa,
- waga 71÷100%, defekty duże – naprawa natychmiast.

➤ Metoda CIPS (metoda pomiarów intensywnych)

W Europie stosuje się metodę poprzecznego pomiaru potencjału CIPS nazywaną metodą intensywną, którą można określić jako metodę pomiarowo-obliczeniową trzelektrodową. Podczas pomiaru potencjału w danym defekcie w powłoce izolacyjnej dokonuje się również w tym defekcie pomiaru poprzecznych gradientów napięcia – załączeniowego i wyłączeniowego (rysunek 5). Dzięki tym pomiarom poprzez obliczenia można określić potencjał defektu E_{IRfree} wolny od składowych omowych.



Rys. 5. Metoda intensywna trzelektrodowa [6]

Wartość potencjału E_{IRfree} obliczana jest z zależności:

$$E_{IRfree} = E_{off} - \frac{\Delta U_{off}}{\Delta U_{on} - \Delta U_{off}} (E_{on} - E_{off}) \quad (2)$$

gdzie:

E_{on} – potencjał załączeniowy defektu,

E_{off} – potencjał wyłączeniowy defektu,

ΔU_{on} – poprzeczny gradient załączeniowy napięcia,

ΔU_{off} – poprzeczny gradient wyłączeniowy napięcia.

Uwaga: gradienty ΔU_{on} i ΔU_{off} są to średnie arytmetyczne z wartości gradientów zmierzonych w dwóch prostopadłych kierunkach. Przepływy prądów wyrównawczych i błądzących po obu stronach gazociągu mogą się kształtować różnie, stąd potrzeba uśrednienia gradientów napięcia.

➤ Metoda Pearsona

Metoda Pearsona polega na lokalizacji defektów przy użyciu źródła prądu przemiennego. Generator prądu przemiennego zostaje włączony w obwód pomiędzy gazociąg a prowizoryczny uziom anodowy o rezystancji kilkudziesięciu omów w punkcie kontrolno-pomiarowym. Obwód prądu zamyka się poprzez nieszczelności w powłoce izolacyjnej oraz przez powłokę, która dla prądu przemiennego jest kondensatorem płaskim. Tłumienie przebiegu wzdłuż gazociągu zwiększa się wraz ze zmniejszaniem się wartości rezystancji przejścia. Sygnał z generatora jest odbierany przy pomocy dwóch stalowych sond umieszczonych na ziemi w odległości około 6÷8 m. W ten sposób zostaje zmierzony gradient w ziemi, proporcjonalny do wielkości defektu. Sondy pomiarowe przemieszcza się w kierunku prostopadłym do gazociągu lub wzdłuż jego osi. Lokalizacja polega na poszukiwaniu maksimum lub minimum gradientu napięcia.

➤ Metoda gradientów poprzecznych prądu przemiennego (ACVG)

ACVG jest metodą, w której źródłem prądu jest prąd przemienny. Jak większość metod wykorzystujących źródło

prądu przemiennego wywodzi się z metody Pearsona. W tej metodzie pomiar gradientu napięcia wykonuje się dwiema elektrodami kontaktowymi umieszczonymi w gruncie, zamontowanymi na ramie, zaś rolę sygnału akustycznego stanowi przyrząd pomiarowy. Wszystkie metody pomiarowe wykorzystujące prąd przemienny AC są nieprzydatne w sąsiedztwie napowietrznych linii energetycznych. Problemem związanym z pomiarami prądem przemiennym AC jest brak bezpośredniego związku uzyskanych danych pomiarowych z technikami kontroli korozji zewnętrznej [2].

► Określenie jednostkowej rezystancji przejścia powłoki izolacyjnej

Określenie jednostkowej rezystancji przejścia powłoki izolacyjnej jest jedną z metod oceny jakości tej powłoki. Metoda ta jest możliwa, jeżeli gazociąg wyposażony jest w tzw. prądowe punkty pomiarowe. Pomiar spadku napięcia w gazociągu wykonuje się mikrowoltomierzem o minimalnym zakresie 1÷10 μV współpracującym z rejestratorem danych o próbkowaniu min. 2 Hz. Czas prowadzonych rejestracji zależy od osoby wykonującej pomiar, jednak nie powinien on być krótszy niż 30 min. W trakcie badań stacja ochrony katodowej pracuje w trybie załącz/wyłącz.

Rezystancję przejścia wyznaczamy ze wzoru:

$$r_p = \frac{U_{IR}}{I} \cdot S \quad [\Omega\text{m}^2] \quad (3)$$

gdzie:

$U_{IR} = (U_{ON} - U_{OFF})$ – średnia składowa IR potencjału na odcinku gazociągu [V],

I – prąd wpływający do gazociągu na badanym odcinku [A],

S – zewnętrzna powierzchnia odcinka gazociągu [m^2].

Wartość prądu płynącego w gazociągu wyznacza wzór:

$$i = \frac{\Delta U \cdot 10^{-3}}{r} \quad [\text{mA}] \quad (4)$$

gdzie:

ΔU – spadek napięcia w gazociągu na badanym odcinku pomiarowym [μV],

r – rezystancja odcinka pomiarowego [Ω].

► Technika diagnostyczna z zastosowaniem tłoków inteligentnych

Badania diagnostyczne z użyciem tłoków inteligentnych możliwe są w przypadku, gdy gazociąg jest do tego przystosowany, posiada odpowiednią armaturę i infrastrukturę. W zależności od zastosowanej głowicy pomiarowej, wykorzystując zjawisko detekcji fal akustycznych sprężystych, można zlokalizować defekty w powłoce izolacyjnej. Przy użyciu

głowic wykorzystujących zjawisko rozproszenia strumienia magnetycznego można zlokalizować ubytki (wżery), wady spawalnicze, hutnicze oraz wgniecenia w ściankach gazociągu. Badania te należą do najdroższych i wymagają specjalistycznej wiedzy oraz oprogramowania, są jednak bardzo szybkie, ponieważ tłok porusza się z prędkością gazu w gazociągu.

Do najczęściej stosowanych technik pomiarowych służących do określenia skuteczności ochrony katodowej możemy zaliczyć:

- **metodę potencjałowo-prądową**

Metoda potencjałowa polega na pomiarze potencjału polaryzacji (ochrony) E_p dla danego metalu. Potencjał E_p nie jest potencjałem stałym dla każdych warunków, a jego zróżnicowanie określono w normie PN-EN 12954:2004 [9]. Ponieważ w praktyce nie ma fizycznej możliwości pomiaru potencjału E_p , dlatego w celu jego wyznaczenia wykonuje się pomiar potencjału wyłączeniowego E_{off} chronionej konstrukcji. Porównanie potencjału E_{off} do kryterium ochrony jest możliwe, jeżeli jedynym prądem wywołującym spadek napięcia pomiędzy elektrodą odniesienia a rurociągiem jest prąd ochrony katodowej.

W rzeczywistości rurociąg często przebiega w gruntach o różnych rezystywnościach, różnie napowietrzonych, w sąsiedztwie innych katod (ocynkowanych taśm uziemiających, żelbetu), co powoduje przepływ różnego rodzaju prądów w przestrzeni pomiędzy elektrodą odniesienia Cu/CuSO_4 a rurociągiem. Prądy te powodują spadki napięcia w ziemi, zatem mierzony potencjał E_{off} nie jest wolny od spadków napięcia IR . Źródłem spadków mogą być również prądy błądzące. W takich przypadkach w celu poprawnego określenia potencjału E_{IRfree} wolnego od składowych IR należy stosować:

- metodę pomiarowo-obliczeniową trzelektrodową według PN-EN 13509 [10] lub
- pomiary potencjałów z wykorzystaniem elektrod symulujących defekty w powłoce izolacyjnej.

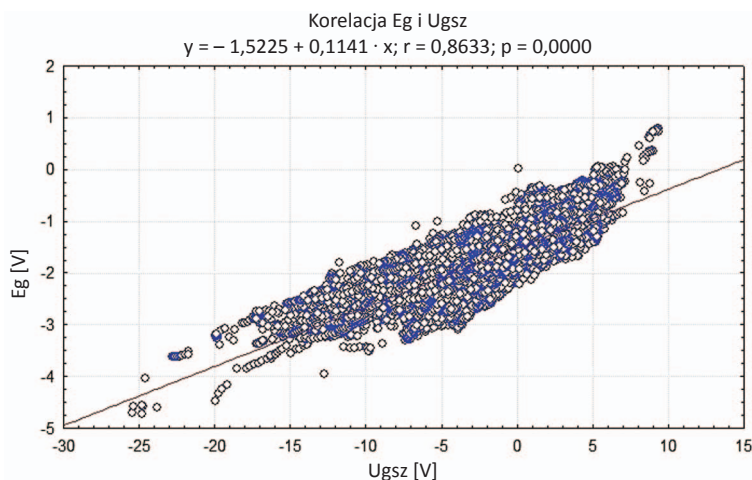
W celu wykonania pomiarów z użyciem elektrod symulujących, w ziemi, przy powierzchni rurociągu, umieszcza się elektrody symulujące defekt w powłoce izolacyjnej. Elektrody te łączy się w punkcie pomiarowym z rurociągiem w celu ich polaryzacji. Na czas wykonania pomiaru potencjału elektroda symulująca zostaje odłączona od rurociągu synchronicznie, wraz z wyłączeniem źródła prądu ochrony katodowej. Potencjał elektrody symulującej mierzony jest względem elektrody odniesienia Cu/CuSO_4 umieszczonej przy elektrodzie symulującej lub na powierzchni gruntu, lub ułożonej przy rurociągu. Zmierzony potencjał porównuje się z kryterium ochrony i jeżeli je spełnia, to uważa się, że wszystkie defekty w powłoce izolacyjnej mniejsze lub równe powierzchni elektrody symulującej są chronione.

Dodatkową zaletą stosowania elektrod symulujących jest możliwość pomiaru prądu błędzącego wpływającego do gazociągu lub z niego wypływającego, np. w miejscu skrzyżowania gazociągu z trakcją elektryczną. W przypadku gdy prąd mierzony w połączeniu elektrody symulującej z gazociągiem jest mniejszy od prądu ochrony katodowej wpływającego do gazociągu lub zmienia biegunowość i wypływa z elektrody do ziemi, na gazociągu pojawia się strefa anodowa. Jeżeli natomiast prąd wpływający do gazociągu jest większy od prądu ochrony katodowej, to na gazociągu pojawia się strefa katodowa [6].

• **metodę korelacyjną**

Metoda korelacyjna jest dość stara i bardzo popularna. Dzięki niej można rozwiązywać problemy oddziaływań prądów błędzących na konstrukcje chronione katodowo. Metoda ta bada stosunek pomiędzy dwiema wielkościami. Najczęściej są nimi potencjał chronionej konstrukcji oraz druga, wybrana przez nas wielkość, która może mieć wpływ na badany potencjał. W miejscach skrzyżowań rurociągu z trakcją elektryczną jest to z reguły zależność pomiędzy potencjałem rurociągu względem ziemi oraz napięciem pomiędzy rurociągiem a szynami trakcji elektrycznej [3].

Na rysunku 6 można zauważyć wyraźną zależność pomiędzy potencjałem rurociągu a napięciem rurociąg–szyna. W czasie, gdy napięcie gazociąg–szyna rośnie powyżej wartości 0 i ma wartości dodatnie, potencjał rurociągu przyjmuje wartości mniej ujemne lub nawet dodatnie, co jest niekorzystnym zjawiskiem. Może to powodować wypływ prądu ochrony katodowej z rurociągu i doprowadzić do zwiększenia szybkości korozji w tym miejscu. Wykresy korelacyjne można wykorzystywać do pomiarów na całej długości liniowej części rurociągów, a także badać zależności pomiędzy poszczególnymi wielkościami w różnych punktach pomiarowych



Rys. 6. Wykres korelacyjny potencjału rurociągu E_g w stosunku do napięcia rurociąg–szyna trakcji elektrycznej U_{gsz} w miejscu skrzyżowania rurociągu z trakcją elektryczną

oddalonych względem siebie nawet kilkadziesiąt kilometrów.

• **korozymetrię rezystancyjną**

Jedną z coraz bardziej docenianych technik pomiarowych mających na celu ocenę skuteczności ochrony katodowej jest technika korozymetrii rezystancyjnej. W celu określenia ubytków korozyjnych wykorzystuje się w niej obliczanie przyrostów rezystancji elektrycznej. W wyniku postępowania procesu korozji następuje stopniowe zmniejszanie przekroju próbki, natomiast jej długość nie ulega zmianie. Powoduje to wzrost rezystancji próbki w miarę upływu czasu ekspozycji w środowisku korozyjnym. Pomiaru te można prowadzić dowolną ilość razy, co zapewnia możliwość monitorowania korozji w sposób ciągły [8].

Metoda pomiaru szybkości korozji rezystancyjnymi czujnikami korozymetrycznymi pozwala na bezpośredni i rzeczywisty pomiar szybkości korozji.

Przykładowe zastosowania technik diagnostycznych i metod pomiarowych w zależności od wykorzystywanych powłok ochronnych i od zagrożeń korozyjnych

Jak widać, na przestrzeni lat powłoki izolacyjne, jakimi pokrywane są rurociągi, stawały się coraz lepsze, bardziej szczelne. Jednak wiele wciąż pracujących rurociągów ma nawet kilkadziesiąt lat, a ich powłoka izolacyjna często uległa już degradacji. Dodatkowo w miejscach spoin jakość izolacji była często gorsza od pozostałej izolacji rury.

Pierwszym przykładem jest gazociąg o średnicy DN350 posiadający bitumiczną powłokę izolacyjną. Na gazociągu zastosowano metodę lokalizacji defektów DCVG. Na odcinku około 40 km zlokalizowano blisko 1700 defektów, co jest bardzo dużą liczbą. Defekty znajdowały się bardzo

blisko siebie. Na podstawie wyznaczonych dla nich wag wytypowano defekty przeznaczone do naprawy – było ich w sumie około 25, z czego 8 do natychmiastowej naprawy, o wadze względnej pomiędzy 107% a 271%. Przy tak dużej liczbie defektów metoda pomiarów intensywnych pomiarowo-obliczeniowa trzelektrodowa byłaby bardzo pracochłonna. Dodatkowo na gazociągu wykonano pomiary skuteczności ochrony w punktach pomiarowych metodą potencjałów wyłączeniowych E_{off-Z} zaobserwowanych rejestracji wynikało, że gazociąg nie znajdował się w strefie oddziaływania prądów błędzących stałych.

Kolejny przykład stanowi kilkunastoletni gazociąg z izolacją 3LPE. Zastosowano na nim metodę lokalizacji defektów DCVG. Liczba defektów była zróżnicowana w różnych częściach gazociągu – w jednej wynosiła kilkadziesiąt, a w drugiej mniej niż 10. Były to stosunkowo małe defekty, jednak przy tak dobrej powłoce izolacyjnej nawet tak małe defekty są groźne dla ścianki rury. Gazociąg ten posiadał strefy zbliżenia i skrzyżowania z trakcją elektryczną. Kolejnym etapem było zatem wykonanie pomiarów potencjałów E_g w punktach pomiarowych i prądów elektrod symulujących E_s względem gazociągu oraz potencjałów E_g i napięcia gazociąg–szyna U_{gsz} w miejscu skrzyżowań z torami zelektryfikowanymi. Zarejestrowane wyniki zestawiono na wykresach korelacyjnych, co pozwoliło określić oddziaływanie prądów błędnych stałych pochodzących od trakcji elektrycznej. Uzyskane rezultaty wykazały, że zwiększona liczba defektów pokrywa się z miejscami oddziaływania prądów błędnych na gazociąg. Dodatkowo wykonano 24-godzinne pomiary oddziaływania prądów błędnych przemiennych pochodzących od linii energetycznych wysokiego napięcia. Wynikiem tych pomiarów było zamontowanie w wytypowanych punktach pomiarowych ograniczników prądu stałego, w celu odprowadzenia składowej zmiennej prądu z gazociągu do ziemi. Określenie skuteczności ochrony katodowej w miejscach defektów w obecności oddziaływań prądów błędnych jest trudne, dlatego do pomiaru tej skuteczności wykorzystano metodę potencjału odłączeniowego E_{IRfree} z wykorzystaniem elektrod symulujących, a w wyznaczonych punktach pomiarowych dodatkowo zastosowano czujniki korozymetryczne.

Wnioski

W przedstawionych przykładach widać, że w żadnym przypadku do lokalizacji defektów w powłoce izolacyjnej nie zastosowano metody Pearsona i ACVG. Obie te metody są zbliżone do siebie i charakteryzują się dużą wrażliwością na oddziaływanie prądów przemiennych. W obecnych czasach, ze względów ekonomicznych i ochrony środowiska, gazociągi często układane są w tzw. korytarzach w sąsiedztwie linii energetycznych wysokiego napięcia. Dodatkowo metoda Pearsona jest metodą mało dokładną, a metoda ACVG jest tylko jej zmodyfikowaną odmianą.

Badania pokazują, że najodpowiedniejsza do lokalizacji defektów jest metoda DCVG Mulvany'ego w połączeniu z metodą pomiarów intensywnych CIPS w celu określenia skuteczności ochrony w miejscu zlokalizowanego defektu.

W miejscach, gdzie trudno określić skuteczność ochrony lub zapewnić odpowiedni poziom ochrony przed korozją, pomocne jest zamontowanie czujników korozymetrycznych,

Trzecim przykładem jest gazociąg o średnicy DN250 posiadający powłokę izolacyjną 3LPE. W celu lokalizacji defektów w powłoce izolacyjnej zastosowano metodę DCVG. Na odcinku około 25 km wykryto 5 defektów w powłoce izolacyjnej, co stanowi niewielką liczbę. Waga tych defektów nie przekraczała 1,2%, co świadczy o tym, że powłoka jest prawie bezdefektowa. Potencjał E_{on} stacji ochrony katodowej bardzo się wahał – może to oznaczać, że znajduje się w strefie oddziaływania prądów błędnych, a w takich warunkach określenie skuteczności ochrony jest utrudnione. W tak trudnych przypadkach zdarza się, że w celu poprawnego określenia skuteczności ochrony katodowej trzeba wykorzystać kilka technik pomiarowych. Należy zastosować metodę korelacyjną oraz potencjałów E_{IRfree} z użyciem elektrod symulujących.

Ostatnim przykładem może być gazociąg średnicy DN200 z powłoką izolacyjną 3LPE. Na gazociągu nie wykonywano lokalizacji defektów, jednak posiada on tzw. punkty prądowe, służące do określenia jednostkowej rezystancji przejścia powłoki izolacyjnej. Wykorzystując tę technikę pomiarową, można określić jednostkową rezystancję przejścia powłoki izolacyjnej danego odcinka i porównać ją z rezystancją zmierzoną w chwili budowy gazociągu. Jeżeli rezystancja przejścia się zmniejszy, może to oznaczać, że w powłoce pojawiły się defekty lub rurociąg został przypadkowo doziemiony. W celu określenia skuteczności ochrony katodowej można wykonać pomiary bezpośrednio w punkcie pomiarowym, pomiędzy gazociągiem a elektrodą odniesienia Cu/CuSO₄, bez wykorzystania elektrod symulujących. Technika tę można wykorzystać, ponieważ gazociąg nie jest narażony na oddziaływanie prądów błędnych.

pokazujących szybkość korozji w miejscu ich zainstalowania.

W przypadku gazociągów o bardzo dobrej powłoce izolacyjnej okresowe badanie rezystancji przejścia izolacji rurociągu daje wstępny obraz, czy stan izolacji się pogorszył, czy pozostaje na stałym, niezmiennym poziomie w danym czasie użytkowania rurociągu. Jeśli w danych okresach zapotrzebowanie na prąd ochrony katodowej wzrasta, a rezystancja przejścia izolacji się pogarsza, oznacza to, że najprawdopodobniej doszło do uszkodzenia powłoki lub niekontrolowanego doziemienia rurociągu. Wtedy ocenę skuteczności systemu zabezpieczenia przed korozją należy uzupełnić o inne badania, np. CIPS bądź też badanie tłokiem inteligentnym.

Wyborem metody pomiarowej powinien zajmować się wykwalifikowany personel, który ma odpowiednią wiedzę i doświadczenie w pomiarach skuteczności systemów ochrony przed korozją. Wybór właściwej metody lub metod pomia-

rowych zagwarantuje minimalizację poniesionych kosztów i zebranie maksymalnie dużo informacji w celu wykonania

poprawy lub naprawy wadliwie działającego systemu ochrony przed korozją.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2015, nr 7, s. 472–480

Artykuł nadesłano do Redakcji 20.11.2014 r. Zatwierdzono do druku 31.03.2015 r.

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt. *Możliwości i sposoby kontrolowania stanu technicznego stalowych gazociągów na podstawie oceny technicznej powłok antykorozyjnych oraz skuteczności ochrony katodowej* – praca INiG – PIB na zlecenie MNiSW; nr zlecenia: 0007/GP, nr archiwalny: DK-4100-0007/14.

Literatura

- [1] Laciak M. (red.): *Instalacje i sieci gazowe dla praktyków. Fachowy poradnik dla przemysłu gazowego oraz specjalistów branży sanitarnej*. Wydawnictwo Verlag Dashofer Sp. z o.o. 2007, p. 5.6.1.
- [2] Leeds J. M.: *Ochrona katodowa, powłoki oraz metoda bezpośredniej oceny korozji zewnętrznej (ECDA) wg NACE RP 0520-2002*. IX Krajowa Konferencja „Pomiary Korozyjne w Ochronie Elektrochemicznej”, Jurata 2006.
- [3] Micko F.: *Metoda korelacyjna jako integralna część pomiarów intensywnych*. XII Krajowa Konferencja „Pomiary Korozyjne w Ochronie Elektrochemicznej”, Jurata 2012.
- [4] Minor T.: *Wpływ prądów tellurycznych na potencjał względem ziemi stalowego podziemnego rurociągu*. Praca statutowa INiG – PIB, zlecenie wew. INiG 07/GP/2013.
- [5] Sokolski W., Machczynski W., Rozwadowski J.: *Oddziaływanie indukcyjne linii elektroenergetycznych wysokiego napięcia na gazociągi – Część II*. IX Krajowa Konferencja „Pomiary Korozyjne w Ochronie Elektrochemicznej”, Zakopane 2006.
- [6] Stochaj P.: *Ocena skuteczności ochrony katodowej gazociągów*. Praca statutowa INiG – PIB, zlecenie wew. 54/GP/2008.
- [7] Stochaj P.: *Prądy błędne jako źródło zagrożenia korozyjnego gazociągów stalowych*. Nafta-Gaz 2013, nr 9, s. 683–689.
- [8] Stochaj P.: *Zastosowanie korozymetrii rezystancyjnej w odniesieniu do kryteriów ochrony katodowej gazociągów*. Nafta-Gaz 2012, nr 5, s. 298–305.

Akty prawne i normatywne

- [9] PN-EN 12954:2004 *Ochrona katodowa konstrukcji metalowych w gruntach lub w wodach. Zasady ogólne i zastosowania dotyczące rurociągów*.
- [10] PN-EN 13509:2005 *Metody pomiarowe w ochronie katodowej*.



Mgr inż. Tomasz MINOR
Specjalista inżynierijno-techniczny w Zakładzie Przesyłania i Dystrybucji Gazu.
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25A
31-503 Kraków
E-mail: minor@inig.pl

OFERTA

ZAKŁAD PRZESYŁANIA I DYSTRYBUCJI GAZU

Zakres działania:

- badania laboratoryjne rur, kształtek, armatury z tworzyw sztucznych oraz armatury metalowej i powłok antykorozyjnych, prowadzone dla potrzeb certyfikacji i aprobat technicznych;
- ocena stopnia zagrożenia korozyjnego gazociągów stalowych oraz ocena stanu technicznego izolacji gazociągów stalowych metodami bezwykopowymi;
- ocena efektywności metod rekonstrukcji sieci dystrybucyjnych gazu;
- opracowanie projektów przepisów związanych z budową i użytkowaniem sieci gazowych;
- opracowanie lub opiniowanie projektów norm dotyczących sieci i instalacji gazowych;
- badania z zakresu współpracy ośrodka gruntowego z siecią gazową na terenach górniczych;
- prowadzenie specjalistycznego szkolenia kadr, głównie w zakresie budowy sieci gazowych z polietylenu;
- wspomaganie przemysłu we wdrażaniu nowych rozwiązań technicznych oraz opracowywanie ekspertyz i analiz;
- badania laboratoryjne metalowej armatury odcinającej do systemów i instalacji wodociągowych, baterii mechanicznych, natrysków i przewodów natryskowych oraz systemów rur wielowarstwowych do instalacji wody ciepłej i zimnej.



Kierownik: mgr inż. Piotr Szewczyk
Adres: ul. Bagrowa 1, 30-733 Kraków
Telefon: 12 617-74-42
Faks: 12 653-16-65
E-mail: piotr.szewczyk@inig.pl

