IX Krajowa Konferencja
POMIARY KOROZYJNE W OCHRONIE ELEKTROCHEMICZNEJ
9-th National Conference
CORROSION MEASUREMENTS IN ELECTROCHEMICAL PROTECTION
7-9. 06. 2006 Zakopane, Poland

OCHRONA KATODOWA, POWŁOKI ORAZ METODA BEZPOŚREDNIEJ OCENY KOROZJI ZEWNĘTRZNEJ (ECDA) wg NACE RP 0502-2002

CATHODIC PROTECTION, COATINGS, AND THE NACE EXTERNAL CORROSION DIRECT ASSESSMENT (ECDA) RP 0502-2002

Dr J M Leeds

DCVG Ltd, Corbett House, Swan Lane, Hindley Green, Wigan. WN2 4EY. UK,
dcvg@fsbdial.co.uk

Streszczenie

W artykule omówiono dobór ochrony katodowej (CP) oraz narzędzi badania uszkodzeń powłoki (CFS Tools), rodzaj gromadzonych informacji oraz analizę danych badawczych w kontekście Specyfikacji NACE ECDA RP 0502-2002 dla zarządzania ciągłością powłok rurociągów, w których nie można skontrolować przy pomocy narzędzi badania ubytków metalu (ML Tools). Uwypuklono niektóre słabe strony i ograniczenia Specyfikacji RP oraz fakt, że wykorzystywane dane muszą być specyficzne dla danego uszkodzenia i ściśle powiązane z odległością.

Summary

The selection of CP and Coating Fault Survey Tools, the type of information gathered and the analysis of survey data are discussed with respect to the NACE ECDA RP 0502-2002 Specification for the Integrity Management of pipelines that cannot be inspected by Metal Loss tools. Some weaknesses and limitations of the RP are highlighted together with the necessity for data to be fault specific and closely correlated with distance.

Wstęp

Specyfikacja NACE ECDA RP0502-2002 zebrała, w formie zapisanej, te praktyki, które funkcjonowały w szeregu rozproszonych form, podzielone grupami, pośród najbardziej proaktywnie nastawionych firm eksploatujących rurociągi na całym świecie. Specyfikacja ta gromadzi wiele z tych praktyk, ze specjalnym ukierunkowaniem na zdecydowaną większość rurociągów, które nie mogą być zbadane przy użyciu narzędzi inspekcji wewnętrznej (tłoków pomiarowych). Stąd, badanie rurociągów z powierzchni ziemi, analiza i interpretacja danych pomiarowych są wykorzystywane do prognozowania usytuowania ubytków metalu. W swej pierwszej opublikowanej formie, specyfikacja RP0502-2002 zawiera niektóre ograniczenia i nadmierne roszczenia wobec rozmaitych technik badawczych. Należy spodziewać się, że kolejne, zrewidowane wersje, zmodyfikują i zaktualizują ten początkowo stworzony, trudny dokument. Co prawda, łatwo jest krytykować, lecz miejmy nadzieję, że treść tego referatu, odnoszącego się do wybranych zagadnień metod wstępnego i pośredniego oceniania korozji, będzie postrzegana jako krytyka konstruktywna.

Specyfikacja RP RP0502-2002 początkowo przeznaczona była na rynek USA i kierowała się wymaganiami stawianymi przez Biuro Bezpieczeństwa Rurociągów (Office of Pipeline Safety - OPS), amerykańskiego Departament Transportu (US Department of Transport - DOT). Jednakże, okazało się, że niektórzy z operatorów rurociągów, poza terenem USA, z braku swoich własnych dokumentów w tej mierze, wdrażają koncepcję tej normy nie mając pełnego rozeznania, co do konsekwencji, ograniczeń i kosztów, związanych z procesem ECDA. Specyfikacja RP ma ogólnoświatowe implikacje.

Norma NACE kategoryzuje metodę ECDA jako proces czteroetapowy: oszacowanie wstępne (Pre Assessment) to gromadzenie danych i dobór narzędzi badawczych, ocena pośrednia (Indirect Assessment) to wykonanie badań, ocena bezpośrednia (Direct Assessment) to analiza danych pomiarowych i odkopanie rurociągu, oraz ocena końcowa (Post Assessment), czyli przyjrzenie się temu, co już zrobiono i ponowne oszacowanie, z uwzględnieniem analizy ryzyka. Koncepcja metody polega na lokalizowaniu, ocenie, prognozowaniu, a następnie wykopaniu rury, dokonaniu oględzin i naprawy uszkodzeń, w rejonach ECDA, tj. tam, gdzie najprawdopodobniej wystąpiły ubytki metalu spowodowane korozją.

Korozja, wedle definicji podawanej w tej normie, to “niszczenie materiału, zazwyczaj metalu, w wyniku reakcji z jego otoczeniem”. W branży zwalczania korozji, dobrze udokumentowaną metodą oceny korozyjności gruntu, jest pomiar rezystywności gruntu. Jest to pomiar szybki i łatwy do przeprowadzenia, a sposób interpretacji jest dobrze ustalony. Niewątpliwie, pomiary rezystywności gruntu, w miejscach uszkodzeń powłoki, pozwalają wskazać te uszkodzenia, gdzie najbardziej prawdopodobne jest wystąpienie ubytków metalu, a zatem pomiar rezystywności gruntu powinien być obowiązkowy dla wszystkich inspekcji w metodzie ECDA. Ogólnie, w ponad 99% wszystkich uszkodzeń powłok, nie występują ubytki metalu; ochrona katodowa spełnia swoje zadanie. Trudnością jest zidentyfikowanie tej niewielkiej procentowo liczby uszkodzeń powłoki gdzie obecne są ubytki metalu, a które najprawdopodobniej zlokalizowane są w rejonach o niskiej rezystywności gruntu lub gdzie występują zmiany w składzie gleby (a zatem w rezystywności), jak przy przechodzeniu z gruntu piaszczystego w gliniasty.

Rejony ECDA czyli obszary wysokiego ryzyka (HCA) wg DOT

Normalna praktyka postępowania, podczas badań z wykorzystaniem metod pomiaru potencjału CIPS lub gradientu DCVG czy techniki Pearsona, itp., jest praca od jednego stanowiska kontrolnego do drugiego. Wygląda na to, że o tym zapomniano. Systematyka RP 0502-2002 rozdziela rurociąg na rejony ECDA, zdefiniowane jako: “odcinek, lub odcinki,

rurociągu, które mogą mieć podobne charakterystyki i historię eksploatacji, wobec których stosuje się te same narzędzia inspekcji pośredniej". Z definicji odbiega to od tego co jest wymagane przez amerykański DOT. Wymagania DOT powodują, że należy zdefiniować obszary wysokiego ryzyka, HCA, będące odcinkami rurociągu, znajdującymi się w ustalonej odległości od budynków, gdzie gromadzą się ludzie. Nie jest to do końca przemyślane w aspektach praktycznych prowadzenia badań i powoduje, że operatorzy instalują, znacznym kosztem, wiele nowych punktów kontrolnych, po obu końcach obszarów HCA lub rejonów ECDA. Rejony ECDA zamierzono w celu pokrycia całego rurociągu, zaś obszary HCA tylko dla określonych stref. Wszyscy operatorzy rurociągów w USA muszą zidentyfikować swoje obszary HCA przedkładać plany przeprowadzenia procesu ECDA, w konkretnie uzgodnionym okresie czasu.

Problem, z dominującym w tej branży podejściem DOT, polega na tym, że operatorzy będą robić tylko to, co jest niezbędne dla zaspokojenia wymogów stawianych przez DOT-OPS. To może doprowadzić do pozostawienia dużych odcinków rurociągów bez rutynowych inspekcji, z racji na to, że wszelkie starania i budżet na najbliższych kilka lat, zostaną skierowana obszary HCA. Wyrażana jest obawa, że takie nie uporządkowane podejście doprowadzi do zmniejszenia starań o obszary nie zakwalifikowane jako obszary wysokiego ryzyka (HCA), które, jeżeli leżą na gruntach o wysokiej rezystywności, mogą być bardziej podatne na ubytki metalu powodujące przecieki. Wymagane jest przemyślenie podejścia ECDA i DOT, dla lepszego połączenia i objaśnienia wymagań badawczych, z bardziej praktycznego punktu widzenia, co do już zainstalowanych punktów kontrolnych, w kontekście korzyści dla całego rurociągu..

Kontrola korozji zewnętrznej rurociągów podziemnych.

Migrowanie korozji zewnętrznej rurociągów podziemnych uzyskiwane jest poprzez kombinacje powłok ochronnych, takich jak powłoki typu FBE lub trzywarstwowe powłoki FBE/PE z ochroną katodową, w celu powstrzymania korozji rur stalowych, narażonych na uszkodzenia, jako że wszystkie systemy powłokowe mają wady. W celu skutecznej kontroli korozji, konieczne jest uzyskanie równowagi pomiędzy ilością aplikowanej ochrony katodowej (CP) a rozprowadzeniem i pobieraniem prądów, związanych z poszczególnymi uszkodzeniami. Nadmierna ochrona katodowa jest równie zła jak jej niedobór, z racji na to, że reakcje katodowe generują związki alkaliczne, które mogą wzmagać uszkodzenia powłoki i stwarzać warunki dla korozyjnych pęknięć naprężeniowych. Oczywiste, że przede wszystkim należy ukierunkować się na krytyczne uszkodzenia powłoki, które najczęściej powodują narastanie problemu, dopóki nie zostaną naprawione.

Krytyczne uszkodzenia powłoki

Jak brzmi definicja krytycznego uszkodzenia powłoki? W jaki sposób identyfikujemy uszkodzenia krytyczne, które, poprzez wykopanie rurociągu, należy sprawdzić zgodnie z wymogami etapu oceny bezpośredniej wg ECDA? Zanim odpowiemy na te pytania musimy zrozumieć co działo się w ciągu ostatnich dwudziestu lat. Wiele firm zaczęło zwracać większa uwagę na swoje rurociągi podziemne a odnawianie powłok ochronnych stało się działalnością „nowoczesną". Siłą sprawczą stała się potrzeba powstrzymania strat metalu, poprzez usprawnienie technik kontroli migracji korozji, zasadniczo ochrony katodowej, na drodze łączenia naprawy lub wymiany powłoki z instalowaniem dodatkowych stanowisk ochrony katodowej (CP). Skutkiem tego, jeżeli analizujemy sposób myślenia, który się za tym kryje, można zauważyć, że parametrem krytycznym jest zidentyfikowanie tych uszkodzeń, które pobierają największą ilość prądu ochrony katodowej. Zatem, poprzez naprawę powłoki uwalniamy większą ilość prądu ochrony katodowej, dla tych uszkodzeń, które nie są

naprawione, jak również, poprawiamy „rozrzut" systemu ochrony katodowej wzdłuż rurociągu, pamiętając, że nigdy nie dość wystarczającej ilości pieniędzy na naprawy uszkodzeń powłoki. Takie podejście zmodyfikowano w metodyce ECDA, początkowo w celu skupienia się na prognozowaniu lokalizacji ubytków metalu w miejscach krytycznych uszkodzeń powłoki ochronnej, a po wtóre dla usprawnienia długookresowych technik kontroli korozyjnych prądów migracyjnych.

Krytyczne uszkodzenia powłoki, uporządkowane wedle priorytetów naprawy, można zatem zdefiniować następująco:

Priorytet 1. Uszkodzenia powłoki, gdzie znane są ubytki metalu, które potencjalnie narażają rurociąg na ryzyko awarii, w krótkim przedziale czasu, niezależnie od ich położenia w ramach odcinka obszaru HCA. Koncepcja procesu ECDA polega na zidentyfikowaniu tych uszkodzeń, ale, oczywiście, mogą być to defekty określone za pomocą narzędzi wewnętrznej inspekcji rurociągu (ILI Tool).

Jeżeli nie dysponujemy danymi z ILI, to wówczas priorytetowa musi być kolejna pozycja, zdefiniowana poprzez studium ECDA.

Priorytet 2. Identyfikacja krytycznych uszkodzeń powłoki, gdzie najczęściej występuje korozja. Wymaga to szczegółowej analizy wielu źródeł informacji. Największe prawdopodobieństwo ubytków metalu pojawia się w miejscach uszkodzeń usytuowanych w najbardziej korozyjnym gruncie, zwłaszcza tam gdzie występują zmiany rodzaju gleby. Takie uszkodzenia nie otrzymują wystarczającej ilości prądu ochrony katodowej (chociaż, w niektórych przypadkach prąd zakłóceniowy nadal może być wysoki), a skutkiem tego wykazują aktywność anodową (określaną za pomocą technik pomiarowych gradientu napięcia DCVG) dając niski potencjał rury względem gruntu i powodując, że uszkodzenie stanowi poważne zagrożenie. Wedle ECDA są to uszkodzenia gdzie priorytet jest przyznawany odcinkom obszarów wysokiego ryzyka HCA.

Priorytet 3. Identyfikacja uszkodzeń powłoki, które pobierają najwięcej prądu ochrony katodowej, niezależnie od tego czy są zlokalizowane w ramach odcinka obszaru HCA czy nie. Takie uszkodzenia zazwyczaj usytuowane są w pobliżu instalacji ochrony katodowej i powstają w wyniku złego rozwiązania technicznego systemów ochrony katodowej, w których anoda podziemna jest usytuowana zbyt blisko rurociągu z uszkodzeniami powłoki. Uszkodzenia o wysokim poborze prądu szybciej doprowadzają do awarii powłoki oraz tworzą środowisko złożone z węglanów/ wodorowęglanów, które jest niezbędne dla powstawania i korozyjnych pęknięć naprężeniowych, najbardziej zdradzieckich form uszkodzenia rurociągu.

Priorytet 4. Uszkodzenia powłoki o niskich potencjałach rury względem gruntu. Jest to wymóg niezbędny dla spełnienia przepisów ustawowych, niezależnie od faktu, że większość przepisów ignoruje rzeczywistość, gdzie ochrona może być uzyskana przy –600 mV \cu/$CuSO_4$, w niektórych glebach, chociaż dla innych gruntów może być potrzebny potencjał –1100 mV. Przy braku wiedzy o tym jakiego potencjału użyć, branża interpretuje kryteria NACE w sposób szczególny, przyjmując –850 mV jako potencjał WYŁĄCZENIA i/lub 100mV jako potencjał przesunięcia.

Przy ponad 99% wszystkich uszkodzeń powłok nie występują ubytki metalu, po co więc wykopywać rurociąg do naprawy? W rzeczywistości, naprawa dodatkowych uszkodzeń powłoki, gdzie nie ma ubytków metalu, jest konieczna w celu poprawy rozmieszczenia ochrony katodowej, dla objęcia nią długookresowych ataków korozji.

Tabela doboru narzędzi ECDA.

Dobór narzędzi ECDA

Specyfikacja ECDA wymaga zastosowania co najmniej dwóch technik badawczych, w celu gromadzenia danych. Dokument RP 0502-2002 bierze pod uwagę sześć metod badania ochrony katodowej/ powłok ochronnych (metodę przedziałów domkniętych, pomiary DCVG, ACVG, metodę Pearsona, pomiar elektromagnetyczny oraz pomiar tłumienia prądowego prądu przemiennego) i przedstawia bardzo zniekształcony obraz praktycznego stosowania tych metod). Przede wszystkim występuje tu pomieszanie metod pomiarowych prądem przemiennym (AC) i stałym (DC) z technikami oceny ochrony katodowej oraz metodami określania uszkodzeń powłoki.

W ramach metod pomiarowych z prądem przemiennym (AC) brakuje uświadomienia sobie, że wszystkie metody pomiarowe z prądem przemiennym AC wykorzystują, w różnych formach, technikę pomiarową Pearsona, w celu określenia lokalizacji uszkodzenia. Na przykład, pomiar gradientu napięcia, ACVG, posługuje się dwoma elektrodami kontaktowymi umieszczanymi w gruncie, montowanymi na ramie A, zamiast dwóch mierniczych, i wykorzystuje przyrząd pomiarowy, zamiast sygnału akustycznego. To technika pomiarowa Pearsona, tyle, że w innej formie. Wszystkie metody pomiarowe AC są relatywnie mało przydatne w pobliżu energetycznych linii napowietrznych, a w rzeczywistości wiele rurociągów przebiega równolegle do linii wysokiego napięcia, zwykłe w jej obrębie. Pomiary elektromagnetyczne nie mogą być wykorzystane tam, gdzie występują impulsy prądu stałego (DC), użyte do pomiarów CIPS lub DCVG. Podobne komentarze odnoszą się do elektromagnetycznych pomiarów rezystywności gruntu. Wszystkie techniki elektromagnetyczne tracą dyskryminację kiedy rezystywność gruntu jest np. większa od 100 000 Ωcm. Głównym problemem, związanym z pomiarami prądem przemiennym (AC) i pomiarami elektromagnetycznymi (EM), jest to, że ich dane pomiarowe nie mają bezpośredniego związku z technikami kontroli korozji zewnętrznej, mającymi zastosowanie do rurociągów podziemnych. Przez to, dane, uzyskiwane za pomocą tych pomiarów, nie mogą być specyficznie skorelowane z zapisami historycznymi, a następnie zestawione z bieżącą eksploatacją i kontrolą systemów ochrony katodowej rurociągów.

Najlepszym wyborem dwóch odrębnych, lecz kompatybilnych, technik pomiarowych, które mają bezpośrednie korelacje z danymi otrzymywanymi podczas eksploatacji instalacji ochrony katodowej rurociągu jest zastosowanie pomiaru potencjału CIPS, dla monitorowania profilu ochrony katodowej rurociągów, interferencji, itp., oraz pomiaru gradientu napięcia prądem stałym DCVG, dla zlokalizowania uszkodzeń, itp. Tabela 2, Specyfikacji RP, mówi, że pomiar DCVG nie ma zastosowania w niektórych obszarach, takich jak ulice miejskie, przejścia przez rzeki, itp. Jest to totalne zniekształcenie faktów naukowych. Kolejnym przekłamaniem jest pomieszanie metod pomiarowy: pomiaru poprzecznego CIPS, pomiaru trasowego CIPS i faktycznego pomiaru gradientu napięcia prądem stałym, metodą DCVG (Mulvany'ego). W Europie stosujemy metodę porzecznego pomiaru potencjału CIPS od ponad 25 lat. Nazywana jest metoda intensywną i przeważa na terenach będących pod wpływem techniki niemieckiej. Metoda ta, w ciągu ostatnich lat (2-3 lat), przez niektórych dostawców urządzeń, oszukańczo nazywana jest kombinowaną techniką CIPS /DCVG, gdzie poprzeczny pomiar potencjału CIPS uważany jest za pomiar gradientu napięcia DCVG. To nie jest to czym jest analogowa technika pomiarowa gradientu napięcia prądem stałym DCVG (Mulvany'ego). Co gorsze, zalecane poprzeczne półogniwo znajduje się w odległości dwóch metrów od rurociągu. Gradienty poprzeczne rozciągają się na wiele metrów, zależnie od rezystywności gruntu oraz od prądu ochrony katodowej, przepływającego do poszczególnych uszkodzeń. Te dwa metry reprezentują zaledwie ułamek całego gradientu napięcia do odległego uziemienia, a zatem wszelkie dane z pomiaru poprzecznego są całkowicie bezużyteczne dla celów analizy etapu oceny bezpośredniej, wg metodologii

ECDA. Jeszcze gorzej, że w Wielkiej Brytanii, użycie jednego półogniwa, trasowanego do drugiego w odległości kilku metrów, także nazywane jest kombinowanym pomiarem CIPS/DCVG. Analizę tych odmian metod pomiaru CIPS przeprowadzono w uprzednich publikacjach [1, 2]. Obie te odmiany stanowią bardzo zubożone przedstawienie prawidłowej metody, jaką jest konwencjonalna technika pomiaru CIPS stosowana w połączeniu z analogowym pomiarem gradientu napięcia prądem stałym DCVG (Mulvany'ego).

Jakie techniki badawcze i informacje wymagane są dla oceny bezpośredniej.

Efektywne kosztowo podejście do utrzymania i konserwacji rurociągów, dla zminimalizowania wpływu ECDA oraz HCA, polega na ograniczeniu ubytków metalu, poprzez naprawianie tylko tych uszkodzeń powłoki, które faktycznie wymagają naprawy, w celu przywrócenia równowagi zależności pomiędzy powagą zagrożenia ze strony uszkodzenia, ilością, rozmieszczeniem i skuteczności ochrony katodowej, dla poszczególnych uszkodzeń. Uzasadnienie dla takiego podejścia stanowi fakt, że po wykopaniu rurociągu, ogromna większość uszkodzeń powłoki rurociągów, które były poddane skutecznej ochronie katodowej, nie wykazuje ubytków metalu. Ochrona katodowa (CP) naprawdę działa ale problemem jest aby działała ona skutecznie na całej długości rurociągu. Powyższe podejście sugeruje, że pierwszym mechanizmem ochrony antykorozyjnej jest powłoka, zaś ochrona katodowa jest techniką pomocniczą i prawdopodobnie prawidłowo funkcjonuje na rurociągach przyzwoicie zaizolowanych. Tym niemniej, odwrócone stwierdzenie jest prawdziwe także dla rurociągów o bardzo kiepskiej powłoce. Zatem, badania zarówno jakości powłoki jak i jakości ochrony katodowej mają istotny wpływ na proces podejmowania decyzji o zidentyfikowaniu istniejących lub potencjalnych miejsc ubytku metalu. Jednym z głównych niedostatków wszystkich wariantów metody CIPS, jest to, że żadne dane z pomiaru CIPS nie są specyficzne dla epicentrum uszkodzenia powłoki, dopóki takie epicentra nie zostaną prawidłowo zlokalizowane, przy użyciu, na przykład, pomiaru gradientu napięcia prądem stałym, metodą DCVG (Mulvany'ego).

Najsłabiej zabezpieczonymi ochroną katodową lokalizacjami na rurociągu są epicentra uszkodzeń powłoki. Fakt ten bezpośrednio doprowadza do myśli, że wszystkie dane powinny być specyficzne dla danego uszkodzenia powłoki, ostatecznie, normalnie nikt nie wykopywałby rurociągu w obszarach o sprawnej powłoce. Dane specyficznie związane z uszkodzeniem powłoki pozwalają także na łatwe wykorzystanie komputerów do kompleksowej analizy, w której można prześledzić nawet do 3000 punktów danych na kilometr rurociągu.

Aby podjąć najlepszą decyzję o zastosowaniu metodologii ECDA, wobec odcinków obszarów HCA, należy zadać pytanie: właściwie jakiego rodzaju dane należy zebrać i jakiego rodzaju kryteria ich interpretacji zastosować, żeby naprawa była najefektywniejsza kosztowo? Zbierane dane uzależnione są od zastosowanej techniki pomiarowej, poziomu wyszkolenia mierniczych gromadzących te dane oraz od ich znajomości błędów i ograniczeń zastosowanej metody. Kryterium interpretacji danych również podlega fluktuacji. Na dodatek, musimy pamiętać o tym, że przy analizie danych nie wszystkie dane mają jednakowy poziom znaczenia dla procesu podejmowania decyzji, z racji na to, że różne parametry mają różniący się skutek dla szybkości rozwijania się korozji. Jednocześnie każdy z parametrów może zmieniać swoją wagę, jako że nie zawsze ma taki sam wpływ na szybkość korozji. Dobrym tego przykładem jest rezystywność gruntu. Chimeryczność tych danych, w najwyższym stopniu wpływa na dokładność prognozowania lokalizacji ubytków metalu.

Specyfikacja NACE dla bezpośredniej oceny korozji zewnętrznej (ECDA) RP2002; domagając się dwóch metod pomiarowych jest niekompletna. Aby zapewnić najlepsze

informacje, dla ich późniejszej analizy, jako wymóg minimalny, sugeruje się cztery, a nie dwa źródła informacji:

1. Analogowy pomiar gradientu napięcia prądem stałym DCVG, w celu dokładnego zlokalizowania i oceny uszkodzeń powłoki. Ta technika pomiarowa została wybrana ze względu na jej prostotę i bezdyskusyjną dokładność w lokalizowaniu i określaniu charakterystyk uszkodzeń powłoki. Analogowy pomiar DCVG nie ma powiązania z rurociągiem i nie może być pomylony z porzecznym czy trasowanym pomiarem CIPS, gdyż pomiar ten nie daje takich samych danych jak analogowy pomiar DCVG.
2. Metoda pomiaru przedziałów domkniętych potencjału rury względem gruntu CIPS, w celu oceny systemu ochrony katodowej oraz interferencji prądu stałego. W tym przypadku urządzenia pomiarowe CIPS dostosowano do pracy z sekwencjami ZAŁ/ WYŁ DCVG, w trybie 0,45 sekundowej sekwencji ZAŁĄCZENIA i 0,8 sekundowej sekwencji WYŁACZENIA. Zatem obie techniki pomiarowe: pomiaru gradientu napięcia DCVG oraz potencjału CIPS mogą być realizowane podczas jednego przebiegu pomiarowego.
3. Informacje dotyczące gruntu zawierające rezystywność gruntu, w celu oceny korozyjności gruntu w miejscach uszkodzeń powłoki.
4. Dokładność metody DGPS w klasie poniżej metra, dla zlokalizowania uszkodzenia powłoki i pomiaru odległości. W istocie, dokładny pomiar odległości jest parametrem najtrudniejszym do zarejestrowania.

Jakość zgromadzonych danych zależy także od rodzaju i jakości urządzeń pomiarowych. Nie wszystkie przyrządy pomiarowe są łatwe w ustawieniu i stosowaniu. Szereg urządzeń CIPS wykorzystuje dostosowane laptopy albo ogólnie posługuje się rejestratorami danych. Zazwyczaj mają one ograniczone zasoby pamięci i/ lub krótką żywotność baterii, oraz wymagają pewnej umiejętności w posługiwaniu się komputerem. Bardzo często ich zdolność synchronizacji za pośrednictwem przerywaczy satelitarnych jest ograniczona. Urządzenia idealne dla celów pomiarów terenowych powinny być łatwe w ustawianiu i użytkowaniu. Również w przypadku różnych przyrządów analogowych DCVG występują znaczące różnice. Niektórzy producenci wyposażyli swoje urządzenia w opcję automatycznego powrotu wskazówki do środkowej pozycji zerowej, po wciśnięciu przycisku. Tego typu rozwiązania obwodów pomiarowych, w przypadku skomplikowanej sieci rurociągów, ogranicza elastyczność zastosowania przyrządu pomiarowego oraz przeszkadza w określeniu stanu korozji. Także wśród mierników występuje wariantowość wersji. Na przykład, dla zakresu 10 mV, wszystkie mierniki z automatycznym przyciskiem centrowania (5,6) kalibrowane są na + 10 mV lub – 10 mV, wokół centralnego położenia spoczynkowego. W miernikach z ręczną regulacja uchybu (7), ich zakresy 10 mV kalibrowane są na + 5 mV lub – 5 mV wokół centralnego położenia spoczynkowego, sprawiając, że są one dwukrotnie czulsze, a to oznacza, że mogą one pracować przy niższych mocach sygnału DCVG rurociągu lub badać głębiej zakopane rurociągi. Potwierdza się to w próbach terenowych. Podjęte zostały próby wyprodukowania mierników DCVG z cyfrowymi wyświetlaczami odczytu, zamiast wskaźnika analogowego. Problem z miernikami cyfrowymi polega na tym, że wskaźnik odpowiedzi wyłapuje wszystkie odchylenia w szumach napięcia, pochodzących z prostownika, powodując, że dla osobie odczytującej pomiar jest bardzo trudno uzyskać pewność co do tego co pokazuje taki miernik, zwłaszcza w niskich zakresach napięcia.

W użyciu jest także szereg urządzeń GPS, z najlepszym z nich Trimble Pro XRS lub jego odpowiednikami. Takie przyrządy pomiarowe są drogie, zatem często używane są tanie, mniej dokładne, mierniki, które naprawdę są niewystarczające dla dokładnego porównywania danych. Starsze techniki są gorsze. Za przykład mogą posłużyć pomiary, ostatnio

przeprowadzone w Wielkiej Brytanii, w terenie pofałdowanym. Uprzedni pomiar GPS odległości był o 2441 km krótszy, na długości 31879 km, w porównaniu do pomiaru przeprowadzonego za pomocą rozwijanego drutu. Na tym odcinku rurociągu, odległości pomierzone metodą DGPS, prawie co do joty pokrywały się z odległościami określonymi za pomocą głowicy inspekcyjnej, wprowadzonej do wnętrza rurociągu podziemnego (ILI Tool), która przez niego przejechała.

Jedynym sposobem na efektywne kosztowo pomierzenie rezystywności gruntu, w obrębie trasy rurociągu, jest zastosowanie pomiarów elektromagnetycznych dla uzyskania ciągłości profilu, przy tempie pomiaru do 20 km na dzień. Jednakże, podobnie jak przy wszystkich pomiarach rezystywności gruntu, ochrona katodowa nie może pulsować, tak by pomiar elektromagnetyczny mógł być przeprowadzony jako pomiar autonomiczny, rejestrując charakterystyki uszkodzeń powłoki i właściwości w obrębie trasy rurociągu w rejestrze danych pomiaru EM, łącznie położeniami DGPS. Kolejnym problemem jest konieczność rozpoznania, czy wykreślona trasa biegnie obok rurociągu a nie po faktycznej trasie jego wykopu, gdyż w przeciwnym przypadku rezystywność stali rurociągu może znacząco zdominować odczytywane dane.

Podsumowanie rodzaju danych zbieranych dla stadium ECDA

Przy pomocy techniki pomiaru gradientu napięcia prądem stałym DCVG można zebrać następujące informacje:

1. Zlokalizowanie uszkodzenia w okręgu 15 cm (numer rekordu pomiaru epicentrum zapisany do rejestru danych dla celów referencyjnych).
2. Procentowo stopień zagrożenia ze strony uszkodzenia (patrz rys. 1), zobrazowanie to dotyczy fizycznego wymiaru uszkodzenia, aczkolwiek wpływ wartości pH gruntu może zmienić te zależności.
3. Stan korozyjny uszkodzenia (przepływ prądu wypadkowego do lub od uszkodzenia powłoki, co stanowi jedno z kryteriów ochrony wg NACE) – patrz rys. 2. Stan ten określa czy uszkodzenie posiada odpowiednią ochronę katodową.
4. Zapotrzebowanie prądowe ochrony katodowej (CP) pojedynczego uszkodzenia powłoki – patrz rys. 3.
5. Przybliżony kształt i orientacja uszkodzenia na rurociągu.
6. Osłabianie ochrony katodowej wynikające z szybkości zanikania sygnału DCVG – patrz rys. 4.
7. Skuteczny zakres oddziaływania prostownika.
8. Określenie procentowo (%) współczynnik a sprawności izolacji uszczelek, wyodrębnienie osłon oraz wszelkiego rodzaju obcych konstrukcji, w obrębie rurociąg.

Przy pomocy techniki pomiaru potencjału CIPS można zebrać następujące informacje:

9. Potencjał ZAŁĄCZENIA CIPS, nie skorygowany oraz skorygowany dla stopnia tłumienia (numer rekordu pomiaru epicentrum zapisany do rejestru danych dla celów referencyjnych różnorodnych pomiarów).
10. Potencjał WYŁACZENIOWY CIPS, nie skorygowany oraz skorygowany dla stopnia tłumienia – patrz rys. 5A i 5B.
11. Wskazanie rozległego uszkodzenia powłoki poprzez pomiar potencjału CIPS.
12. Zakres skuteczności ochrony katodowej CP określony poprzez zanik potencjału (nie tak czuły jak zanik sygnału DCVG)
13. Obszary słabej ochrony katodowej, gdy ZAŁĄCZENIE i WYŁĄCZENIE następują równocześnie.
14. Skutki interferencji pochodzących ze źródeł prądu przemiennego (AC) oraz innych źródeł prądu stałego (DC) i od konstrukcji.

15. Fluktuacja napięcia wynikające ze struktury gruntu, ze względu na skład chemiczny gleby.

Metody monitorowania gruntu mogą zebrać następujące informacje:

16. Pomiary rezystywności gruntu – patrz Rysunek 6 (numer rekordu pomiaru epicentrum zapisany do rejestru danych dla celów referencyjnych różnorodnych pomiarów).
17. Zmiana rodzaju gruntu (piasek, glina, itp.).
18. Struktura gruntu i zawartość wilgoci.
19. Wartość pH gruntu jak najbliżej miejsc usytuowania uszkodzeń.
20. Występowanie skał i kamieni w glebie (główne źródło uszkodzeń wszystkich powłok).
21. Usytuowanie roślinności w miejscach uszkodzeń powłoki główne źródło awarii w przypadku niektórych powłok).

Pomiary potencjału DGPS, z dokładnością poniżej 1 metra, mogą zebrać następujące informacje:

22. Zlokalizowanie wszystkich epicentrów uszkodzeń oraz numer zarejestrowanego rekordu danych plus właściwości rurociągu, oraz wszelkie elementy zawarte w otoczeniu rurociągu plus punkty referencyjne z pomiaru głowicą inspekcyjna, wprowadzana do rurociągu (ILI Tools).
23. Wysokość terenu i jej odchylenia.
24. Pomierzona odległość dla wszystkich technik pomiarowych, włącznie z wynikami z głowicy inspekcyjnej, wprowadzanej do rurociągu (ILI Tools).
25. Pora dnia wykonania pomiaru (godzina).
26. Data wykonania pomiaru.
27. Informacje referencyjne dla różnych rodzajów danych pomiarowych.

Z danych zapisów historycznych można uzyskać następujące informację:

28. Zarejestrowane dane z poprzednich pomiarów to typowo dane pomiaru potencjału CIPS, dane z metody pomiarowej Pearsona, zapisy eksploatacyjne ochrony katodowej (CP), zapisy pomiarów z inspekcji od wewnątrz rurociągu, zarejestrowane interferencje (zakłócenia od prądów przemiennych i stałych). Większość tych danych nie będzie specyficzna dla danego uszkodzenia powłoki i będzie miała niewiele punktów referencyjnych.
29. Dane historyczne eksploatacji rurociągu, zarejestrowane odkopania i wycieki oraz raporty zakłóceń ze źródeł stron trzecich.

Analiza danych pomiarowych dla zidentyfikowania lokalizacji uszkodzenia powłoki, w celu wykopania rurociągu

Ilość zgromadzonych danych, nawet gdyby były one specyficzne dla danego uszkodzenia powłoki, może być bardzo duża i niemożliwa do przeanalizowania „ręcznego”. W skutek tego, opracowano programy analizy danych ECDA (3). We wszystkich tych programach wszystkie analizowane dane muszą być specyficzne dla miejsca danego uszkodzenia lub ubytku metalu i wszystkie dane muszą być skorelowane z przy pomocy odległości (4). Dla dobrej korelacji danych, w każdym zestawie danych pomiarowych, muszą zostać jednoznacznie określone punkty początkowe i końcowe pomiarów, oraz wszelkie inne właściwości danych. Jeżeli te dane muszą zostać później zestawione z wynikami pomiarów inspekcyjnych od wewnątrz rurociągu, to muszą również występować punkty korelacji, które rejestrowane są zarówno przez techniki pomiarów podziemnych jak i pomiarów z powierzchni gruntu. Występuje jeszcze jeden atrybut, w postaci skomputeryzowanej bazy danych, w której aktywnie utrzymywane są wszystkie dane pomiarowe. Nawet jeżeli wobec danego uszkodzenia nie podjęto żadnych działań, to jego charakterystyki mogą być przydatne

dla bieżącego monitorowania i poprawy interpretacji danych, uzyskiwanych z późniejszych pomiarów.

Wyniki analizy są zazwyczaj przedstawiane w formie tabelarycznej i wynikają z przebadania danych w celu zidentyfikowania uszkodzeń powłoki, za pomocą zwykłego lub różnorodnego zestawu parametrów, które nie wykazują zgodności z wybranymi kryteriami oceny. Na przykład, rozległe, poważne, uszkodzenia, usytuowane w gliniastej glebie o niskiej rezystywności, przy nieodpowiedniej ochronie katodowej i niskiej wartości pH. W każdym procesie selekcji, często się zdarza, że wszystkie parametry traktowane są jako mające równoważne znaczenie. Takie podejście jest niewłaściwe, dane należy oceniać zgodnie z wagą udziału poszczególnych parametrów w procesie korozji. Ta analiza uzupełniana jest dodatkowymi informacjami, takimi jak odległość rozdzielenia uszkodzeń powłoki oraz usytuowanie uszkodzeń względem obszarów wysokiego ryzyka (HCA). Odległość rozdzielenia uszkodzeń, jeżeli jest dopasowana do rozmieszczenia połączeń wykonanych w terenie, umożliwia zidentyfikowanie przyczyny uszkodzenia powłoki, przed rozpoczęciem wykopywania rurociągu. Odległość rozdzielenia uszkodzeń pomaga również w zaliczeniu do naprawy dodatkowych uszkodzeń powłoki, jeżeli znajdują się one wystarczająco blisko tych uszkodzeń, które już zostały przeznaczone do naprawy, ujmując je w ramach tego samego wykopu. W przypadku źle zaizolowanych rur, analiza odległości rozdzielenia uszkodzeń pomaga również w podjęciu decyzji: czy wykonać naprawę długiego rurociągu, czy poprawić ochronę katodową , poprzez zastosowanie ciągłej anody polimerowej.

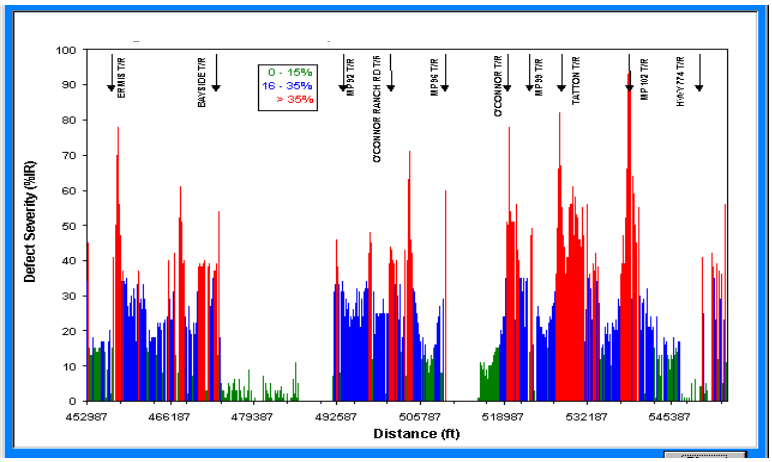
Ocena i poprawa ochrony katodowej.

Chęć poprawy skuteczności dostępnej ochrony katodowej (CP), w celu kontrolowania długookresowych ubytków metalu, stanowi główna przyczynę odnawiania powłoki. Często zakres naprawy powłoki dalece przekracza to co jest konieczne dla kontrolowania ubytków metal. Programy analizy dany pozwalają na wybranie do naprawy tych uszkodzeń powłoki, które proporcjonalnie pobierają więcej prądu ochrony katodowej. Dzięki temu ochrona katodowa może być skierowana na pozostałe uszkodzenia powłoki, które nie zostały wytypowane do naprawy. Dodatkowo, porównanie profilu potencjału ochrony katodowej z poziomem zagrożenia ze strony uszkodzeń pomaga w zrozumieniu, co może być przyczyną niskich potencjałów rury względem gruntu, zaś dalsze odniesienia do rezystywności gruntu umożliwiają ocenę usytuowania anody podziemnej stosownie do zlokalizowanych uszkodzeń powłoki.

Literatura

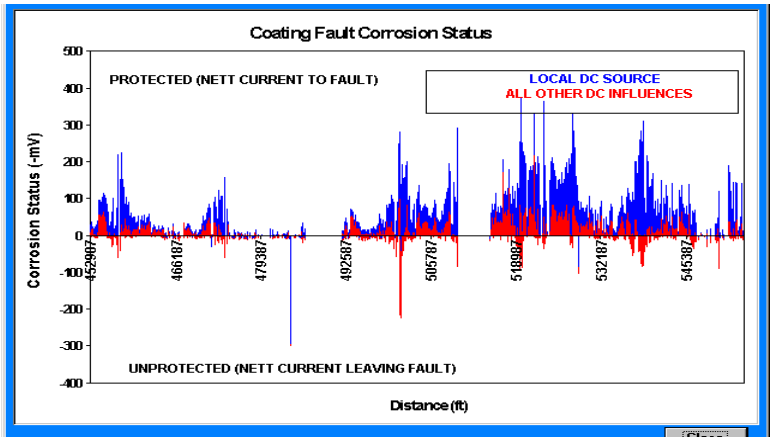
[1] Understanding Voltage Surveys in Reliable Coating Data
Dr.J.M.Leeds & S.S.Leeds. Pipeline & Gas Industry, March 2001.
[2] Pipeline Operators Misled by Sham Methods
Dr.J.M.Leeds & S.S.Leeds. Pipeline & Gas Journal, June/July 2004.
[3] ECDA Data Analysis Program from DC Voltage Gradient Technology & Supply Ltd, Corbett House Swan Lane Hindley Green, Wigan, WN2 4EY UK.
[4] Correlating Coating and Metal Loss Data can Save O & M Money
Dr.J.M.Leeds & Dr.M.Waterton. Pipeline & Gas Industry, March 1999.
[5] www.solcor.com.au
[6] www.corrosion-rust.com.
[7] www.dcvg.com.

Figure 1. Coating Fault %IR Severity of a Tape Coated Buried Pipeline



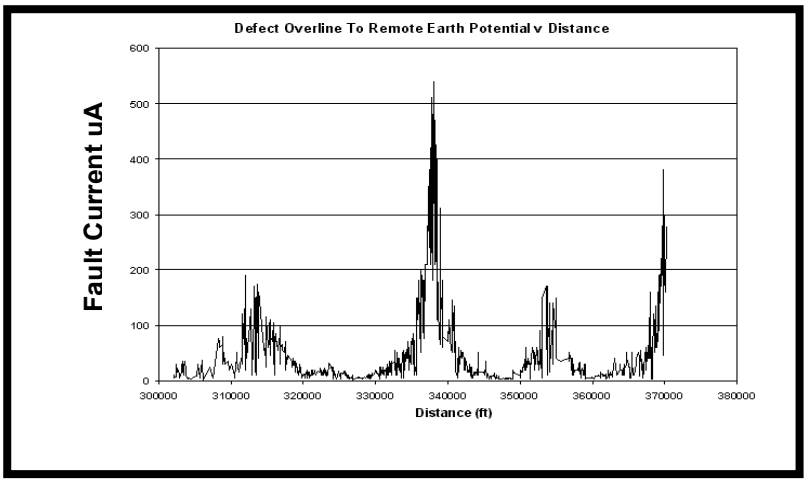
Rys. 1. Rozkład wag defektów % IR powłoki rurociągu podziemnego izolowanego taśmą

Figure 2. Coating Fault DCVG Corrosion Status (Net Current Flow to or From Fault)



Rys. 2. Stan korozyjny defektów powłoki, pomiar DCVG
(przepływ prądu wypadkowego do lub od defektu powłoki)

Figure 3. Coating Fault Current Demand Along a Tape Coated Buried Pipeline



Rys. 3. Zapotrzebowanie prądowe uszkodzenia powłoki wzdłuż podziemnego rurociągu izolowanego taśmą.

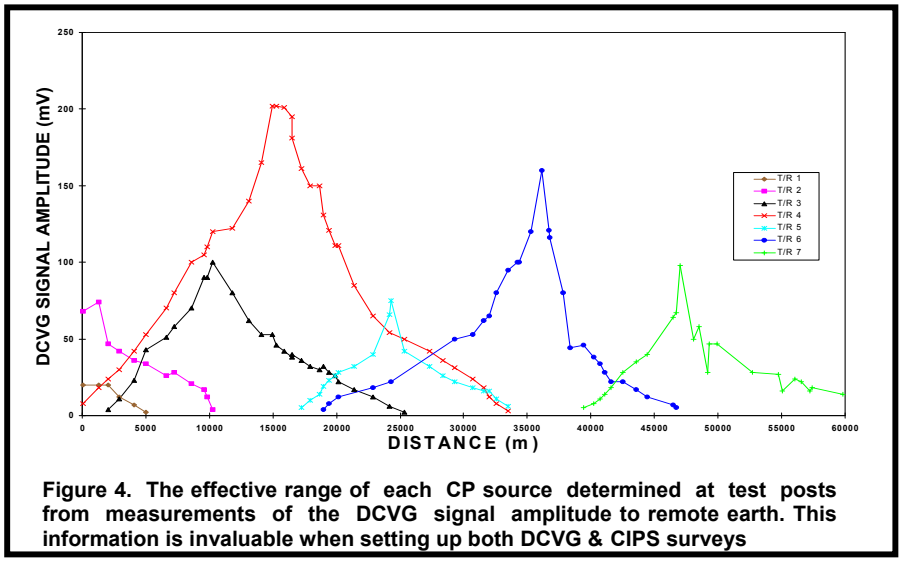


Figure 4. The effective range of each CP source determined at test posts from measurements of the DCVG signal amplitude to remote earth. This information is invaluable when setting up both DCVG & CIPS surveys

Rys. 4. Skuteczny zakres każdego źródła ochrony katodowej określony na stanowiskach pomiarowych z pomiaru amplitudy sygnału DCVG do odległego uziemienia. Taka informacja jest uzyskiwane gdy ustawia się zarówno pomiar DCVG jak i CIPS.

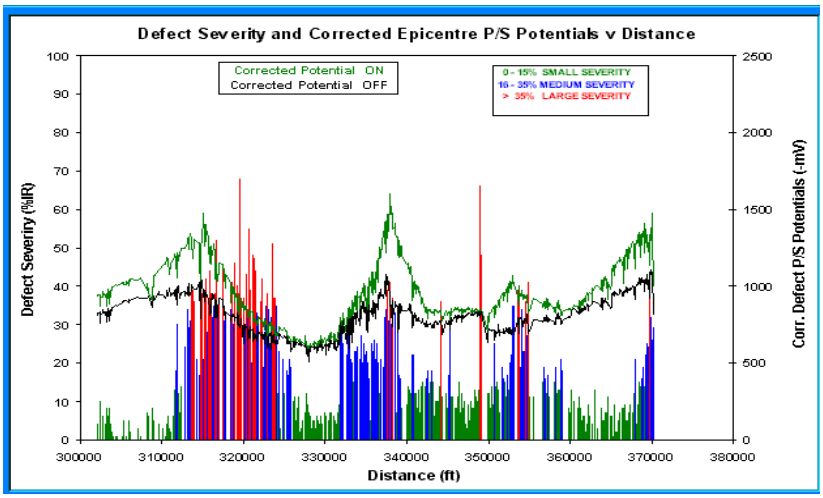


Figure 5A. Uncorrected CIPS Pipe to Soil Potential and Coating Fault Severity.

Rys. 5A. Nieskorygowany potencjał CIPS rury względem gruntu oraz wykres wag defektów powłoki

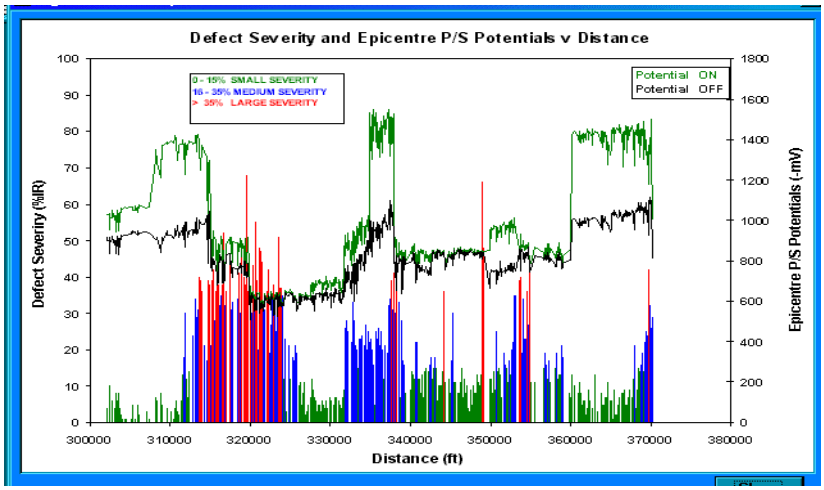


Figure 5B. Corrected CIPS Pipe to Soil Potential from Figure 5A Corrected for Attenuation Step and Coating Fault Severity. Tape Coated Pipeline.

Rys. 5A. Skorygowany potencjał CIPS rury względem gruntu z Rysunku 5A, korygowany względem stopnia tłumienia i wagi defektu. Rurociąg podziemny izolowany taśmą.

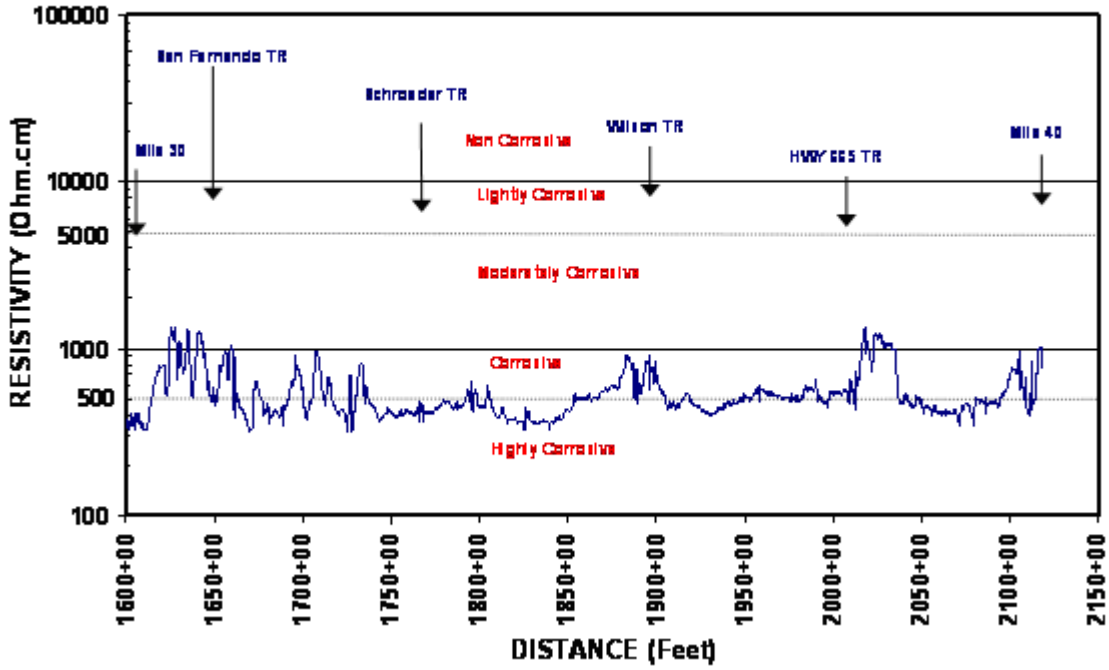


Figure 6. EM Soil Resistivity of Coastal Salt Contaminated Gumbo Clay

Rysunek 6 Rezystywność gruntu, pomiar elektromagnetyczny, glina gumbo zanieczyszczona solą morską