



BADANIA KOROZYJNE I DIAGNOSTYKA GAZOCIĄGÓW W JMP

CORROSION RESEARCH AND DIAGNOSTIC OF GAS PIPELINES IN JMP

Ladislav Hrbáček

Jihomoravská plynárenská, a.s. Brno

Słowa kluczowe: korozja, badania korozyjne, diagnostyka gazociągu, ochrona korozyjna
Keywords: corrosion, corrosion research, diagnostic of pipelines, corrosion prevention

Streszczenie

Badania korozyjne i diagnostyka gazociągów mają duże znaczenie dla efektywnej eksploatacji i obniżenia ilości awarii sieci gazociągowych. W tym referacie są wymienione metody diagnostyki gazociągów i badań korozyjnych, podstawowe mierzenia oraz ocena ich wyników, będąca podstawą decyzji o rehabilitacji czy rekonstrukcji gazociągu. Zawiera on także opis najciekawszej wady, wykrytej w tym roku – uszkodzenia gazociągu w mieście Jihlava przez korozję bakteryjną pod izolacją asfaltową, co stanowi pierwszy wypadek tego rodzaju na obszarze JMP. W ostatniej części referatu wzmiankowane są kryteria decyzji o rehabilitacji czy rekonstrukcji gazociągu.

Summary

Corrosion research and diagnostic of pipelines are very important activities for an effective exploitation and reducing of network defects. Methods of pipeline diagnostic and corrosion research, basic measurements and rating of their results as a matter for decision between reinstatement and reconstruction of pipeline are mentioned in this report. Besides it includes information about the most interesting defect found in this year – corrosional damage of pipeline in Jihlava town raised by bacterial corrosion under an asphalt isolation, the first case of this type in the region of JMP. Criteria of decision between reinstatement and reconstruction of gas pipeline are mentioned in the last part of this report.

1. Wstęp

JMP, a.s. - spółką akcyjną zajmującą się gazownictwem na terenie południowych Moraw - posiada aktualnie ponad 3000 km stalowych gazociągów przesyłowych; w ramach sieci rozdzielczych zaś ponad 6500 km gazociągów i 3000 km przyłącz stalowych, ponadto prawie 2500 km gazociągów i 1500 km przyłącz z LPE. Jako jedni z pierwszych w Europie zbudowaliśmy odcinek gazociągu wysokiego ciśnienia z laminatu szklanego długości 2,5 km. Na początku lat dziewięćdziesiątych, kiedy rozpoczęliśmy masowe zastępowanie gazociągów stalowych w sieciach rozdzielczych przez LPE, wydawało się, że można przeprowadzić tę wymianę w ciągu dziesięciolecia. Ten pogląd jednak się nie sprawdził, a nawet nie byłoby to korzystne, gdyż aktualnie 50 % stalowych gazociągów w sieciach rozdzielczych nie jest starszych niż 15 lat.

W JMP więc od 1994 r. rozpoczęto dokładne badania korozyjne eksploatowanych gazociągów, zwłaszcza tych, które znajdują się w pobliżu torów tramwajowych lub kolei ze stałoprądowym napędem. Na podstawie oceny wyników tych badań zapadła w 2000 r. decyzja o konieczności przeprowadzania diagnostyki korozyjnej w razie odkrycia gazociągu, np. z powodu dołączania nowego odcinka lub przyłącza, naprawy armatury, gazociągu albo obcego urządzenia sąsiadującego z gazociągiem. W miejscach zdiagnozowanych oraz wyznaczonych przez badania korozyjne lub powierzchniowe badania wad izolacji (metodą Pearsona, intensywną metodą CIPS, metodą DCVG) jako ryzykowe pod względem korozji następnie przeprowadzamy diagnostyczne sondy wykopowe.

2. Badania korozyjne

Podstawą do oceny sytuacji korozyjnej są wyniki badań, które także ułatwiają wybór odpowiedniej metody ochrony korozyjnej gazociągu ułożonego w ziemi lub w wodzie. Choć te badania są bardzo czasochłonne i wymagają doświadczonych pracowników, bez nich nie można przeprowadzić ochrony korozyjnej w sposób efektywny, zwłaszcza w zabudowanych strefach. Czeska norma ČSN 03 8375 określa badania korozyjne podstawowe, wykonywane w ramach pracy nad dokumentacją projektową przed rozpoczęciem budowy gazociągu, oraz badania dodatkowe, przeprowadzane na gazociągach przypadkowo w czasie ich eksploatacji. Badania podstawowe zawierają zwyczajnie następujące czynności:

- a) Pomiar elektrycznego oporu gruntu, z którego wynika jego agresywność korozyjna.
 - b) Wykrywanie stałych prądów elektrycznych w gruncie („błądzących prądów“).
 - c) Badanie struktury geologicznej gruntu, w którym gazociąg będzie ułożony.
 - d) Pomiar elektrycznego oporu wodnych strumieni naziemnych i podziemnych, przez które będzie gazociąg przechodzić.
 - e) Analiza chemiczna ziem i wód, wilgotność gleby, reakcyjność ziem i wód, wartość pH.
- Badania dodatkowe obejmują czynności:
- a) Pomiar elektrycznego oporu gruntu – jeżeli nie zrobiono go w ramach projektu gazociągu.
 - b) Pomiar potencjału rury wobec ziemi. W strefach prądów błądzących przeprowadza się zawsze przez dłuższy czas z rejestracją wyników mierzenia.

- c) Pomiar natężenia prądu elektrycznego, wpływającego z (lub wpływającego do) rury. Również ten pomiar należy przeprowadzić przez dłuższy czas z rejestracją wyników.
 - d) Pomiar interferencji – również przez dłuższy czas z rejestracją wyników
 - e) Wykrywanie źródeł prądów błędnych.
 - f) Kontrola stanu złącz izolacyjnych oraz ochraniaczy.
 - g) Kontrola stanu izolacji ewent. całego systemu izolacyjnego.
- Jeśli gazociąg posiada ochronę czynną (katodową), przeprowadza się ponadto:
- h) Kontrola stanu i działania urządzeń ochrony czynnej.
 - i) Kontrola zasięgu ochrony czynnej.

Przeprowadzenie wymienionych czynności wymaga obszernej znajomości techniki i metod stosowanych przy tych pomiarach. Głównym celem dodatkowych badań korozyjnych jest wykrycie stref anodowych i katodowych wzdłuż gazociągu. W strefach anodowych przystępujemy do kontroli izolacji wybierając metodę, która w danym miejscu jest najbardziej efektywna i niezawodna. Wykrywanie wad metodą DCVG zamawiamy u kolegów z Słowacji (zakład gazowniczy Košice – ośrodek ochrony korozyjnej), gdyż dotychczas nie posiadamy techniki pomiarowej do tej metody.

3. Diagnostyka gazociągów

W JMP istnieje przepis wewnętrzny, dotyczący diagnostykowania gazociągów i przyłącz stalowych, wydany przez dyrektora eksploatacji na podstawie zasad i wskazań, wyznaczonych przez specjalistów tego działu. Wymienię główne zasady tego przepisu:

3.1. Organizacja diagnostyki gazociągów

Do uzyskania informacji o technicznym stanie gazociągu trzeba maksymalnie wykorzystać sytuacje, kiedy gazociąg jest odkryty: awarie, nowo budowane przyłącza, wykopy robione przez inne organizacje. W razie potrzeby (podejrzenie o bardzo zły stan gazociągu) należy samodzielnie przeprowadzić wykop – sondę diagnostyczną. Kiedykolwiek w miejscu odkrycia stwierdzimy uszkodzenie, należy oprócz diagnostyki punktowej także przeprowadzić diagnostykę środowiska. Diagnostykę punktową robią pracownicy ośrodka eksploatacji, zaś pomiary należące do diagnostyki środowiska pracownicy korozyjnej ochrony. Wyniki pomiarów i kontroli wzrokowej w miejscu odkrycia zapisuje się do formularza, który następnie staje się podstawą do decyzji o naprawie, rehabilitacji lub rekonstrukcji gazociągu.

3.2. Czynności diagnostyczne

W ramach diagnostyki punktowej ocenia się:

- a) stan izolacji – typ i grubość, wrażenie wzrokowe, przyczepność, stopień i powód uszkodzenia mechanicznego
- b) stan rury – wrażenie wzrokowe, grubość ściany, powód uszkodzenia (mechaniczne, obcym zawinięciem albo korozyjne), rodzaj uszkodzenia korozyjnego (korozja obszarowa, spowodowana agresywnością środowiska, lub jamkowa – przez prądy błędzące)
- c) ułożenie rury – określenie ziemi wykopanej i obsypu rury

- d) zagrożenie środowiska przez gazociąg – ciśnienie (niskie do 5 kPa, średnie 5 – 400 kPa, wysokie 400 – 4000 kPa), odległość od budynków i sieci inżynierskich, rodzaj nawierzchni nad gazociągiem i w bliskiej okolicy (twarda czy naturalna)

Diagnostyka środowiska obejmuje pomiary:

- e) potencjał rury wobec ziemi – pomiar przez całą dobę lub w pobliżu kolei elektrycznej przynajmniej podczas przejazdu 2 pociągów w obu kierunkach w czasie największego ruchu
- f) natężenie prądu elektrycznego do elektrody Fe 100 cm²
- g) pole elektryczne w miejscu odkrycia gazociągu
- h) opór właściwy gruntu – podstawa do ustalenia agresywności gruntu
- i) rodzaj i wymiar uszkodzenia korozyjnego

Oprócz tego mierzymy jeszcze odległości odkrytego miejsca gazociągu od 2 punktów stałych w celu udoskonalenia komputerowej graficznej ewidencji gazociągów, obejmującej również dane z zakresu ochrony korozyjnej.

3.3. Podsumowanie wyników pomiarów diagnostycznych

Formularz podzielony jest na trzy części:

A – protokół o kontroli wzrokowej wykopu i gazociągu

B – protokół o kontroli technicznej gazociągu

C – ocena wyników pomiarów diagnostycznych, propozycja rekonstrukcji (rehabilitacji)

Stan gazociągu ocenia się końcowo jednym z pięciu stopni: bardzo dobry – dobry – wystarczalny – niewystarczalny – awaryjny. Na podstawie tej oceny powstaje propozycja rozwiązania: naprawą, rehabilitacją lub rekonstrukcją, oraz czasowego terminu realizacji. Wyniki pomiarów i oceny gazociągów ewidujemy na komputerze w formie MS Excell.

3.4. Wykorzystanie wyników diagnostyki gazociągów

Warunkiem szybkiego i łatwego wykorzystania danych uzyskanych przez diagnostykę jest ich przeniesienie do map gazociągów. Końcowa ocena stanu gazociągu jest przenoszona do graficznego systemu informacyjnego (GIS) w rozróżnieniu kolorowym: zielony = bardzo dobry; żółty = dobry; różowy = wystarczalny; pomarańczowy = niewystarczalny; czerwony = awaryjny. W strefach wybranych ocenia się w ciągu pewnego czasu większą ilość miejsc i oceny w formie graficznej są zaraz do dyspozycji wszystkim pracownikom mającym dostęp do systemu GIS. To bardzo ułatwia rozeznanie najbardziej ryzykownych odcinków sieci, wymagających szybkiej rehabilitacji czy rekonstrukcji.

4. Odkrycia w trakcie badań korozyjnych i diagnostyki gazociągów

W ciągu 8 lat przeprowadzania dokładnych badań korozyjnych i 2 lat diagnostyki gazociągów wykryto setki miejsc z głęboką korozją, przeważnie jamkową od błędzących prądów, często nawet miejsca, gdzie stalowa rura była zupełnie przedziurawiona, chociaż kontrola szczelności nie wskazywała na taką możliwość. Ze względu na ograniczony czas nie mogę opisać całej skali wykrytych uszkodzeń, skupię więc uwagę na najciekawszym spośród nich, znalezionym w tym roku i wyróżniającym się z tego powodu, że jest to pierwszy udowodniony przypadek korozji wskutek bakterii biosulfatowych pod izolacją asfaltową.

Kontrola diagnostyczna i pomiary w ramach korozyjnych badań dodatkowych, przeprowadzonych przez pracownika ochrony korozyjnej w mieście Jihlava, wykryły potężne uszkodzenie, kombinację korozji spowodowanej przez makroogniwa korozyjne oraz korozji mikrobicznej, na gazociągu niskiego ciśnienia DN 150 / DN 100. Ten gazociąg pozostaje z dwóch odcinków – pierwszy liczy 797 m i 44 przyłączy stalowych o łącznej długości 403 m, zaś drugi 252 m i 14 przyłączy o łącznej długości 112 m. Zbudowany został w 1966 roku i posiada izolację asfaltową, która już nie potrafi chronić rury ze względu na swój wiek, uszkodzenia spowodowane przez nieobsypanie piaskiem, niewystarczające izolacje miejsc spawanych i wielką agresywność ziemi w tym miejscu. Na wielu miejscach powstawały makroogniwa wskutek agresywności i różnorodności gruntu, miejscami jeszcze pogarszała stan korozja mikrobiczna.

Analiza mikrobiologiczna próbek wody, odebranych ze szczelin między izolacją i rurą potwierdziła korozję mikrobiczną. Na załączonych zdjęciach (rys. 1) jest widoczne, że doszło do potężnego uszkodzenia rury, która jest wielokrotnie przedziurawiona, średnica dziur jest przeważnie 1 – 2 cm. Zaznaczmy, że dwa miesiące wcześniej przeprowadzono właśnie w tej strefie miasta kontrolę szczelności gazociągów, podczas której nie stwierdzono żadnych uchodzeń. Po wykryciu korozji przeprowadzono kolejne sondy diagnostyczne, których wynikiem było odnalezienie makroogniw korozyjnych i korozji mikrobicznej w odległości około 20 metrów w obu kierunkach. Wskutek tego przeprowadzono wzdłuż gazociągu kontrolę wad izolacji metodą Pearsona, która wykazała na 1049 m gazociągu 32 wadne odcinki o łącznej długości 179 m.

Na podstawie naszego sprawozdania i ekonomicznej oceny możliwych wariantów rozwiązania tej sytuacji zarząd JMP aktualnie rozważa między zastąpieniem stalowej rury przez LPE, co kosztowałoby około 4,5 miliona koron, i zbudowaniem ochrony katodowej przy pomocy anod galwanicznych, co zmuszałoby do izolowania wszystkich 58 przyłączy stalowych i kosztowałoby około 1,4 miliona koron.



5. Podsumowanie

Oceniając sytuacje korozyjne, które rozwiązywałem w ciągu ostatnich 15 lat jako kierownik ochrony korozyjnej JMP, stwierdzam, że stu procentowe zapewnienie ochrony korozyjnej przedłuża trwałość gazociągów stalowych 2 – 3-krotnie w porównaniu do tych, których nie objęto tą ochroną. Mówiąc o ochronie korozyjnej w całości, rozumiem ochronę bierną i czynną. Dla ochrony biernej, tzn. izolacji, ochrony mechanicznej lub budowlanej (kanały, ochraniacze, kolektory), jest bardzo ważne, ażeby wszystkie jej części były bezbłędne, prawidłowo instalowane i działające, włączając w to również urządzenia do ograniczenia dopływu prądu elektrycznego (złącza izolacyjne, elementy z materiałów izolacyjnych). Pełna sprawność ochrony biernej jest podstawowym warunkiem skuteczności ochrony czynnej (stacje ochrony katodowej, polaryzowane drenáže elektryczne, wzmocnione drenáže elektryczne – saturaze) i właściwa kombinacja tych typów ochrony przedłuża czas zużycia gazociągu, szczególnie w strefach zabudowanych.

Chociaż w świecie gazociągi z tworzyw sztucznych działają z powodzeniem już prawie 30 lat, w naszym kraju były w pełni zastosowane dopiero w ostatnim dziesięcioleciu. Do tej pory budowano w miastach i wsiach gazociągi przeważnie z rur stalowych. Technik korozyjny spotyka się więc często z problemem zasadniczym – czy zapewniać korozyjną ochronę niniejszych rur stalowych czy też zalecić ich zastąpienie rurami z LPE lub laminatu szkiełnego. Na to pytanie nie ma jednoznacznej odpowiedzi, szczególnie kiedy nie jest dokładnie znany wymiar uszkodzenia korozyjnego. Ogólnie można jednak stwierdzić, że dla izolowanych rur stalowych w strefach zabudowanych, działających 10 – 15 lat (a więc mniej niż połowę planowanej trwałości, która wynosi 30 lat), posiadających tylko bierną ochronę korozyjną, korzystniejsze jest zbudowanie czynnej ochrony, o ile warunki miejscowe na to pozwalają. Zawsze jednak trzeba zważać koszty ochrony czynnej, która powinna w pełni i na długi czas zapewnić ochronę katodową gazociągu. Nie istnieje żaden uniwersalny sposób na wykonanie tej ochrony, gdyż każda miejscowość ma osobite warunki i wymagania. Często okazuje się, że w strefach zabudowanych wymagających ochrony czynnej trzeba kombinować kilka systemów, np. polaryzowane drenáže elektryczne (w pobliżu źródeł mocnych i bardzo mocnych prądów błądzących – kolei z napędem stałoprądowym lub tramwaju) i sterowane stacje ochrony katodowej w odległych strefach, gdzie prądy błądzące są już słabsze.

Innym rozwiązaniem może być zastosowanie anod galwanicznych, jeśli one wystarczą do eliminacji wpływów słabych i średnich prądów błądzących, szczególnie kiedy nie znamy źródła tych prądów. Rozważając wprowadzenie czynnej ochrony korozyjnej trzeba zawsze pamiętać, że jej skuteczność wyraźnie się obniża, jeśli rura jest na kilku miejscach uziemiona. Ten fakt często zadecyduje o tym, że w strefie zabudowanej czynna ochrona jest nieopłacalna, bo w większości miejsc odbioru (mniej więcej co 10 metrów) jest rura w pełni uziemiona i jej izolowanie byłoby zbyt kosztowne.

Wskutek szybkiego rozwoju przemysłu i stąd wynikającego rozwoju infrastruktury sytuacja korozyjna w wielu miejscach się pogarsza, szczególnie gdy przeciwkorozyjne zabiegi nie nadążają za tym rozwojem. Modernizacja transportu kolejowego przynosi napęd stałoprądowy i z nim prądy błądzące, przeciw którym trzeba rury zabezpieczać. Dobre zabezpieczenie przeciwkorozyjne potrafi kilkakrotnie przedłużyć czas zużycia gazociągu.

Dla wszystkich pracowników związanych z ochroną korozyjną, poczynając od projektu przez budowę do utrzymywania i kontroli, niezbędna jest znaczna wiedza w tej dziedzinie i jej ciągle wzbogacanie o nowości techniczne. To jest warunkiem podejmowania prawidłowych decyzji, mogących zapobiec wielomilionowym szkodom, spowodowanym przez korozję, szczególnie w miejskich sieciach gazociągowych.

Bibliografia

- [1] Ing. Lubomír Boubela, Milan Radomil: Koroze materiálů, Praha 1975
- [2] Ladislav Hrbáček: Závěrečná práce specializačního studia - Koroze podzemních zařízení
- [3] Technická instrukce JMP, a.s. – Provádění diagnostiky plynovodních sítí
- [4] ČSN 03 8350 – Požadavky na protikorozní ochranu úložných zařízení
- [5] ČSN 03 8361 – Zásady měření při protikorozní ochraně kovových zařízení uložených v zemi. Fyzikálně-chemický rozbor zemin a vod.
- [6] ČSN 03 8369 – Omezení korozního účinku interferenčních proudů na liniová zařízení
- [7] ČSN 03 8370 – Snížení korozního účinku bludných proudů na úložná zařízení
- [8] ČSN 03 8373 – Zásady provozu, údržby a revize ochrany proti korozi kovových potrubí a kabelů s kovovým pláštěm uložených v zemi
- [9] ČSN 03 8374 – Zásady protikorozní ochrany podzemních kovových zařízení
- [10] ČSN 03 8375 – Ochrana kovových potrubí uložených v půdě nebo ve vodě proti korozi
- [11] ČSN 03 8376 – Zásady pro stavbu ocelových potrubí uložených v zemi. Kontrolní měření z hlediska ochrany před korozi
- [12] TPG 905 01 – Základní požadavky na bezpečnost provozu plynárenských zařízení Část IX – Ochrana proti korozi
- [13] TPG 920 21 – Protikorozní ochrana v zemi uložených ocelových zařízení. Volba izolačních systémů
- [14] TPG 920 22 – Protikorozní ochrana v zemi uložených ocelových plynových zařízení. Provoz a údržba.