

**IX Krajowa Konferencja
POMIARY KOROZYJNE W OCHRONIE ELEKTROCHEMICZNEJ**

**9-th National Conference
CORROSION MEASUREMENTS IN ELECTROCHEMICAL PROTECTION**

7-9. 06. 2006 Zakopane, Poland



**KOROZYJNA DIAGNOSTYKA GAZOCIĄGÓW
POMIARY I OCENA ICH WYNIKÓW**

**CORROSIONAL DIAGNOSTICS OF GAS PIPELINES
MEASUREMENTS AND ESTIMATION OF THEIR RESULTS**

Ladislav Hrbáček, Karel Henc

Jihomoravská plynárenská, a.s., Brno

Słowa kluczowe: korozja, gazociąg, izolacja, wada, pomiar, stan techniczny, okres bezpieczeństwa

Keywords: corrosion, gas pipeline, insulation, defect, measurement, technical condition, safety time

Streszczenie

Postęp techniczny umożliwia przeprowadzenie dokładniejszych pomiarów stanu gazociągu oraz jego otoczenia pod względem zagrożenia korozyjnego, jak też obliczanie prognoz bezpiecznego okresu eksploatacji w przyszłości i zapobiegania awarii gazociągu. Z tego powodu wytworzono nowy techniczny przepis gazownictwa. W tym referacie autor opisuje nowości w metodach pomiarów i kryteriach oceny ich wyników, zaś jego współautor wzory oraz funkcje matematyczne, użyte lub wytworzone w celu jak najdokładniejszej oceny i prognozy korozyjnego stanu gazociągu. Współczesna technika komputerowa umożliwia nie tylko szybką ocenę według skomplikowanych wzorów, lecz także wytworzenie systemu śledzenia technicznego stanu sieci gazociągowych oraz planowania ich optymalnego rozwoju.

Summary

Technical progress allows to make more exact measurements of gas pipeline and its surroundings from aspect of corrosional peril as well as computing of future safety time of exploitation and prevention of breakdown. This was a reason for innovation of technical instruction for gasworks.

In this report its author deals with new methods of measurements and estimation of their results and co-author with mathematical formulas and functions used or made for more efficient corrosional prognoses of gas pipeline. Information technologies nowadays make possible not only quick evaluation of complicated formulas, but also creation of technical condition controlling system for gas networks and planning of their optimal development.

1. Informacje powszechne

1.1. Diagnostyka korozyjna i jej znaczenie

Przez kilkadziesiąt lat wybierano gazociągi do przebudowy w sposób, który nie zapewniał optymalnego wykorzystania środków inwestowanych. Z różnych powodów pierwszeństwo dawano gazociągom o dużych średnicach. Do głównych kryteriów zaliczano czas eksploatacji gazociągu, który wcale nie wystarcza do oceny. Istnieją bowiem liczne stare gazociągi, których stan jest nieporównalnie lepszy od młodszych, co może być spowodowane przez np. jakość izolacji, staranność technologiczną podczas budowy lub łagodniejsze środowisko. Niewątpliwie zaś gazociągi o mniejszych średnicach i zwłaszcza przyłącza stanowią większe ryzyko awarii niebezpiecznych, gdyż znajdują się w pobliżu budynków oraz ich ściany są cieńsze. Dlatego trzeba wprowadzić bardziej obiektywny system wyboru rekonstrukcji, oparty na ocenie stanu technicznego, stopnia ryzyka i możliwych skutków awarii. Po zgromadzeniu większej ilości informacji o stanie poszczególnych gazociągów powstanie system informacyjny, wyszukujący miejsca niebezpieczne i planujący ich przebudowę bez konieczności uprzedniego meldunku z działu eksploatacji.

Postęp techniczny w dziedzinie przyrządów i metod pomiaru oraz techniki komputerowej pozwala obecnie na dokładniejsze mierzenie i pełniejsze wykorzystanie jego wyników do bardziej wnikliwej oceny stanu gazociągu, niż mogli się spodziewać autorzy dotychczasowego technicznego przepisu gazownictwa (TPG). Powołano więc ogólnokrajową grupę specjalistów do wytworzenia nowego TPG pod przewodnictwem L. Hrbáčka. Owocem ich pracy jest ten przepis, do którego włączono również wymogi norm europejskich w dziedzinie ochrony korozyjnej. Podstawą przepisu są wieloletnie doświadczenia zgromadzone we wszystkich czeskich zakładach gazowniczych. Ocena wyników przeprowadzana jest programem wytworzonym w środowisku MS Excel.

1.2. Kryteria oceny

Kryteria oceny podzielono do pięciu grup tematycznych:

- stan systemu izolacji gazociągu
- otoczenie gazociągu
- stopień uszkodzenia korozyjnego
- ryzyko zagrożenia okolicy przez gazociąg
- liczebność wad gazociągu w ostatnim dziesięcioleciu.

Poszczególne kryteria ocenia się punktami najczęściej w skali 0 – 5 pkt. (im gorszy stan, tym więcej punktów), u kryteriów bardziej ważnych jest ta skala jednak poszerzona i dwa najbardziej zasadnicze nawet nie posiadają ograniczenia górnego. W jednej pozycji (wpływ ruchu drogowego) odwrotnie ściągnięto punktację do 0 – 2,5 pkt.

Wynik tej punktacji jest wprawdzie głównym, lecz nie jedynym środkiem wyboru gazociągów do rekonstrukcji. Zwłaszcza przy zbliżonej punktacji należy wziąć pod uwagę także uzupełniające aspekty jak np. ważność gazociągu dla dostaw gazu (tzn. przepływ i ciśnienie gazu), trudność i skutki przebudowy (ekonomiczne, ekologiczne, transportowe itp.). Oczywiście jeśli punktacja wskazuje stan zagrożenia awarią, wskazana jest jak najszybsza naprawa lub przebudowa bez uwzględniania innych aspektów.

Pod względem punktacji podzielono kryteria na trzy podstawowe grupy: tablicowe (T), pomiarowe (P) oraz obliczane (O). Do pierwszej należą fakty sprawdzane kontrolą wizualną, np. gatunek izolacji, stopień jej przylgnięcia oraz niektóre właściwości otoczenia. Stan rzeczywisty porównuje się wtedy z typowymi przykładami podanymi w formie tablicy i posiadającymi odpowiednią punktację – przeważnie liczby całe. Nie wzbrania się oczywiście użycia liczb dziesiętnych (np. przy stanie pośrednim między dwiema

wymienionymi możliwościami), lecz takie przypadki będą raczej rzadkością. Do kryteriów pomiarowych należą wartości prądu, potencjału, grubość ściany rury oraz izolacji, głębokość dołków korozyjnych itp. Ich wartość to zmienna ciągła, więc punktacja jest wynikiem funkcji matematycznej, dobranej w taki sposób, żeby jak najbardziej odpowiadała wpływom tej wielkości na korozyjne zagrożenie gazociągu – prawie zawsze wynikiem jest liczba dziesiętna. Kryteria obliczane to korozyjna agresywność ziemi (liczona na podstawie pomiaru oporności właściwej ziemi i współczynnika wilgotności) oraz dwa najbardziej istotne wskaźniki korozyjnego stanu gazociągu: licznosc wad w okresie ostatnich 10 lat i przyszły okres bezpieczeństwa. Ich wartość obliczana jest z pierwotnych danych ewidencyjnych, względnie pomiarowych, ich punktacja wynika z funkcji matematycznych. Ilość punktów nie ma górnego ograniczenia, gdyż te dwa kryteria decydują o stopniu bezpieczeństwa eksploatacji gazociągu. Do ustalenia procentowej wartości zagrożenia gazociągu została więc użyta wartość porównawcza, przedstawiająca ilość punktów przy najgorszym stanie dopuszczalnym według przepisów. Kiedy stan rzeczywisty jest gorszy, może procent zagrożenia przewyższyć 100, co oznacza, że normy bezpieczeństwa nie są dotrzymane i natychmiastowa naprawa lub przebudowa jest konieczna.

Tablica 1. Kryteria i punktacja

KRYTERIUM	Maks. pkt.	Typ
1. Stan systemu izolacji gazociągu	25	
a) ocena wizualna	5	T
b) grubość izolacji	5	P
c) przylgnięcie izolacji do rury	5	T
d) stopień uszkodzenia mechanicznego	5	T
e) rodzaj i jakość izolacji	5	T
2. Otoczenie gazociągu	52,5	
a) wpływ ruchu drogowego	2,5	T
b) mechaniczne obciążenie izolacji otoczeniem	5	T
c) potencjał korozyjny	7,5	P
d) korozyjna agresywność ziemi	7,5	O
e) gęstość prądów stałych	15	P
f) gęstość prądów zmiennych	15	P
3. Uszkodzenia korozyjne	35*)	
a) ocena wizualna	15	T
b) przyszły okres bezpieczeństwa	20*)	O
4. Ryzyko zagrożenia okolicy przez gazociąg	20	
a) typ zabudowy	5	T
b) odległość od budynków	5	P
c) zbieżność z innymi sieciami inżynierskimi	5	T
d) teren między gazociągiem i zabudową	5	T
5. Licznosc wad w ostatnim dziesięcioleciu	50*)	O

*) Wartość porównawcza (granica maksymalna nie istnieje)

1.3. Wskazówki techniczne

Do pomiaru grubości ściany rury oraz izolacji wskazane jest użycie metod niedestrukcyjnych, szczególnie przy dobrym przylgnięciu izolacji. Zaleca się stosowanie specjalnego przyrządu do pomiaru grubości izolacji oraz przyrządu ultradźwiękowego do pomiaru grubości ściany. W razie konieczności usunięcia izolacji źle przylegającej należy ją odnowić w zgodzie z normą ČSN i sprawdzić próbą iskrową.

Do pomiaru uszkodzeń izolacji lub dołków korozyjnych wskazany jest przyrząd z dokładnością $\pm 0,05$ mm, np. specjalnie przystosowany dewiometr. Przy pomiarach w terenie rzadko można zapewnić warunki przewidywane normą ČSN (temperaturę itp.). Dlatego TPG poszerza zakres tolerancji takich wartości, pamiętając o porównalności wyników pomiarów.

Do pomiarów potencjału korozyjnego rury wobec ziemi oraz gęstości prądu do płytki stalowej używa się w pierwszym rzędzie dwukanałowy miernik rejestracyjny do pomiaru napięcia oraz prądu z odpowiednim zakresem wartości i elektrodą pomiarową Cu/CuSO₄ (ČSN 03 8365).

Wskazane jest przeprowadzenie jak największej ilości spośród podanych pomiarów i ocen. Jeśli jednak nie można sprawdzić stan rzeczywisty pod jakimś względem, to nie trzeba się martwić, gdyż ocena całkowita oparta jest na procencie punktów zaliczonych w stosunku do sumy maksymalnych (lub porównawczych) wartości punktów dla pozycji ocenianych – opuszczenie pomiaru obniża więc równocześnie granice punktowe dla poszczególnych stopni oceny.

2. Stan systemu izolacji

2.1. Ocena wizualna

Ocenia się jednolitość powierzchni oraz powłoki wapiennej, gładkość, pęknięcia izolacji (oprócz spowodowanych siłą zewnętrzną) i stopień widocznego kruszenia izolacji.

Tablica 2. Wizualna ocena izolacji

	Opis izolacji	Pkt
1	Jednolita, gładka, bez pęknięć	0
2	Jednolita, zmarszczki do 1 cm, pęknięcia do 1 cm na 100 cm ² nie sięgające metalu	1
3	Jednolita, zmarszczki do 1 cm, pęknięcia do 3 cm na 100 cm ² nie sięgające metalu	2
4	Jednolita, zmarszczki ponad 1 cm, pęknięcia do 5 cm na 100 cm ² , niektóre do metalu	3
5	Jednolita, zmarszczki ponad 1 cm, pęknięcia do 10 cm na 100 cm ² przeważnie do metalu	4
6	Niejednolita, skruszała, pęknięcia ponad 10 cm na 100 cm ² sięgające metalu	5

2.2. Grubość izolacji

Pomiar grubości izolacji należy wykonać w miarę możliwości na 4 miejscach różnie położonych względem osi rury (z góry, z dołu, z lewa i z prawa), w których izolacja nie jest uszkodzona. Program z tych wartości obliczy średnią t_s i porównuje ją z początkową grubością izolacji t_p w czasie budowy gazociągu (jeśli ta wartość nie jest znana, może ją zastąpić wartość normowa dla tego typu i średnicy rury). Punktacja obliczana jest według wzoru

$$\left[\frac{t_p - t_s}{t_p} \cdot 10 \right]_0^5 \quad (1)$$

w którym liczby 0 oraz 5 z prawej strony nawiasu oznaczają minimalną i maksymalną punktację. Jeśli więc wewnątrz nawiasu ma wartość większą od 5 (tzn. grubość aktualna jest

mniejsza niż połowa grubości początkowej), zalicza się 5 pkt., zaś kiedy jest wewnątrz ujemne (co może nastąpić gdy porównuje się stan aktualny z grubością normową, która jest mniejsza od rzeczywistej) – 0 pkt.

2.3. Przyłgnięcie izolacji do rury

Ocenia się na podstawie stukania i zgniatania izolacji w miejscach, gdzie widać pęcherze. Po sprawdzeniu izolację należy oderwać. Jeśli nie ma pęcherzy, izolacji nie odrywa się. Równocześnie kontroluje się sprężystość izolacji na oderwanym kawałku – zginaniem palcami sprawdza się czy izolacja jest sprężysta albo pęka. Przyłgnięcie izolacji punktowane jest według tablicy nr 3.

Tablica 3

	Opis właściwości izolacji	Pkt
1	Sprężysta, całkowicie przyłgnięta	0
2	Sprężysta, częściowo przylegająca (ponad 10 cm ² przyłgnięcia na 100 cm ² oderwanych)	1
3	Niesprężysta, częściowo przylegająca (ponad 10 cm ² przyłgnięcia na 100 cm ² oderwanych)	2
4	Niesprężysta, mało przylegająca (poniżej 10 cm ² przyłgnięcia na 100 cm ² oderwanych)	3
5	Podkorodowana, mało przylegająca (poniżej 10 cm ² przyłgnięcia na 100 cm ² oderwanych)	4
6	Podkorodowana, wcale nieprzylegająca	5

2.4. Stopień uszkodzenia mechanicznego

Mechaniczne uszkodzenie izolacji ocenia się według ilości n miejsc uszkodzonych na 1 m długości gazociągu i procentowego osłabienia izolacji z_{max} w miejscu uszkodzenia najgłębszego. Jeżeli w miejscu badanym nie można odkryć długości 1 m gazociągu, należy podać długość L rzeczywistie badaną i program przeliczy ilość uszkodzeń na 1 m długości. Do punktacji służy wzór:

$$\left[\left(\frac{z_{max}}{10} - 5 \right)_0^5 + \frac{n}{L} \right]_0^5 \quad (2)$$

w którym liczby 0 oraz 5 z prawej strony nawiasów znów oznaczają granice minimum i maksimum; tym razem ograniczenie jest dwustopniowe. Punktacja zerowa możliwa jest tylko kiedy na odcinku badanym nie ma uszkodzeń, zaś maksimum (5 pkt.) zalicza się np. gdy na 1 m znajdujemy :

- jedno uszkodzenie z osłabieniem izolacji 90% lub więcej
- dwa uszkodzenia, z których głębsze sięga 80% lub więcej grubości izolacji itd.

2.5. Rodzaj i jakość izolacji

Tablica 4

	Izolacja asfaltowa	Pkt
1	Normalna z tapatenem do DN 200 = 4,5 mm; ponad DN 200 = 4,5 mm	5
2	Wzmocniona tapaten + mata szklana do DN 200 = 4,8 mm; ponad DN 200 = 5,8 mm	4
3	Wzmocniona z taśmą PE páskou oraz matą szklaną do 5 mm	4
4	Normalna 2x mata szklana do DN 200 = 5,0 mm; ponad DN 200 = 5,8 mm	4
5	Wzmocniona 3x lub więcej mata szklana do DN 200 = 7,6 mm; ponad DN 200 = 8,6 mm	3
	Izolacja plastikowa	
6	Taśma izolacyjna PE 2+2 warstwy	3
7	Taśma izolacyjna PE 3+2 lub więcej warstw	2
8	Taśma izolacyjna PCW 2 warstwy (Serviwrap)	2

9	Fabryczna dwuwarstwowa ekstrudowana PE normalna 2,0 -2,5 mm	2
10	Fabryczna dwuwarstwowa ekstrudowana PE wzmocniona ponad 2,5 mm	2
11	Fabryczna trójwarstwowa ekstrudowana PE normalna 2,0 -2,5 mm	1
12	Fabryczna trójwarstwowa ekstrudowana PE wzmocniona ponad 2,5 mm	0
13	Termosetowa – epoksydo-smołowa klasa B = 0,8 mm; klasa C = 1,5 mm	1
14	- epoksydowa kl. B = 0,8 mm; kl. C = 1,5 mm	1
15	- poliuretanowa kl. A = 1,0 mm; kl. B = 1,5 mm	1
16	- poliuretano-smołowa kl. A = 1,0 mm; kl. B = 1,5 mm	1

3. Otoczenie gazociągu

3.1. Wpływ ruchu drogowego

Pod uwagę bierzemy częstotliwość ruchu i tonaż pojazdów oraz głębokość ułożenia gazociągu. Punktacja według tablicy nr 5 – z zakresu wynika, że wpływ tego wskaźnika na gazociąg jest słaby.

Tablica 5 Wpływ ruchu drogowego

	Ułożenie gazociągu	Pkt
1	Pod nawierzchnią trawiastą	0
2	Pod chodnikiem	0,5
3	Pod szosą o niedużym ruchu ciężarowym, w głębokości ponad 80 cm	1
4	Pod szosą o niedużym ruchu ciężarowym, w głębokości mniejszej niż 80 cm	1,5
5	Pod szosą o dużym ruchu ciężarowym, w głębokości ponad 80 cm	2
6	Pod szosą o dużym ruchu ciężarowym, w głębokości mniejszej niż 80 cm	2,5

3.2. Mechaniczne obciążenie izolacji otoczeniem

Mechaniczne obciążenie izolacji otoczeniem ma decydujący wpływ na wymiar jej uszkodzeń w całym trakcie eksploatacji gazociągu. W miejscu wykopu sprawdza się wizualnie rodzaj, jednorodność i skład materiału podsypowego oraz obsypowego do odległości 15 cm od rury. Do punktacji służą tablice nr 6a – 6c.

Tablica 6a. Otoczenie gazociągu

	Otoczenie gazociągu	Pkt
1	Piasek	0
2	Ziemia piaskowo-gliniasta	0,5
3	Ziemia gliniasto-ilasta	1,5
4	Ziemia ilasta	2
5	Ziemia żwirowa	2,5
6	Popiół, żużel, gruz itp.	5

Tablica 6b. stosowana tylko dla pozycji nr 1 – 4 w tablicy 6a Wielkość ziaren i brył ziemnych

	Wielkość i masa ziaren	Pkt
1	do 4 cm i do 0,1 kg	0
2	do 7 cm i do 0,5 kg	0,5
3	do 10 cm i do 1,2 kg	1
4	ponad 10 cm lub ponad 1,2 kg	1,5

Tablica 6c. tylko dla pozycji nr 5 w tablicy 6a Wielkość żwiru lub kamieni

	Wielkość żwiru lub kamieni	Pkt
1	do 0,8 cm	0
2	do 1,5 cm	0,5
3	do 5 cm	1
4	do 12,5 cm i do 2,5 kg	1,5
5	ponad 12,5 cm lub ponad 2,5 kg	2

Punktacja mechanicznego obciążenia izolacji jest sumą punktów z tablic 6a i bądź 6b bądź 6c. Jeśli objętość ziaren, brył, żwiru i kamieni razem przekracza 10% całkowitej objętości ziemi, dodaje się do tej sumy jeszcze 1 punkt, pamiętając jednak o wartości maksymalnej 5 pkt. dla tego kryterium.

3.3. Potencjał korozyjny

Zagrożenie korozyjne prądami błędzącymi określa najlepiej potencjał rura – ziemia. Jego pomiar przeprowadza się multimetrem z pamięcią elektroniczną albo rejestracyjnym miernikiem napięcia, zapisującym wahania potencjału rura – ziemia w czasie pomiaru. Pomiar powinien trwać najmniej 15 minut przy zapisie co 1 sekunda. Jeśli w ciągu tych 15 minut dojdzie do istotnych, dotychczas niezauważonych, zmian zakresu wartości mierzonych, przedłużamy pomiar o najmniej 30 minut. Pomiar w pobliżu torów kolejowych lub tramwajowych trakcji prądu stałego musi trwać podczas przejazdu minimalnie dwóch pojazdów w każdym kierunku.

Punktacja zależy od średniej wartości potencjału E_s w czasie pomiaru:

$$[12,5 \cdot E_s + 6,875]_0^{7,5} \quad (3)$$

Punktacja jest więc zerowa przy $E_s = -0,55$ V lub niższym, maksymalna 7,5 pkt. przy $E_s = 0,05$ V lub wyższym. Jeśli jednak średnia wartość prądu zmierzona na płycie stalowej (kryterium 2e) jest dodatnia (prąd występuje z płytki), punktacja potencjału korozyjnego jest 7,5 pkt. bez względu na jego rzeczywistą wartość, bo nie potrafi on przeciwdziałać szkodliwym wpływom wykrytych prądów błędzących.

3.4. Korozyjna agresywność ziemi

Korozyjna agresywność ziemi otaczającej gazociąg jest istotnym czynnikiem powstawania ogniw korozyjnych i przyśpieszania korozji. Pomiar oporności ziemi R_p przeprowadza się w wykopie metodą Wennera według normy ČSN 03 8363. Elektrody wtyka się w boczną ścianę wykopu tak, żeby wzajemna odległość elektrod a odpowiadała w przybliżeniu ich odległości od dolnej części obnażonego gazociągu. Odpowiednią wartość współczynnika wilgotności wybiera się z tablicy

Tablica nr 7

	Wilgotność ziemi	k
1	Bardzo sucha	0,8
2	Sucha	0,9
3	Wilgotna	1,0
4	Mokra	1,15
5	Bardzo mokra	1,3

Z tych danych program oblicza najpierw korozyjną agresywność ρ_r

$$\rho_r = 2 \pi \cdot R_p \cdot a \cdot k \quad (4)$$

i następnie jej punktację według wzoru:

$$\left[9,7 - \frac{\rho_r}{10}\right]_0^{7,5} \quad (5)$$

Punktacja jest zerowa w razie $\rho_r \geq 97 \Omega\text{m}$; zaś maksymalna 7,5 pkt. przy $\rho_r \leq 22 \Omega\text{m}$

3.5. Gęstość prądów błędzących

W miejscu wykopu trzeba zmierzyć gęstość prądów stałych oraz gęstość prądów zmiennych. Gęstość prądów stałych w miejscu wady określona jest natężeniem i kierunkiem prądu oraz wielkością powierzchni wady. Ma decydujące znaczenie dla szybkości korozji w przypadku uszkodzenia izolacji rury. Z tego powodu wraz z pomiarem potencjału rura – ziemia mierzymy gęstość oraz kierunek stałych prądów błędzących przy pomocy płytki stalowej o powierzchni 100 cm^2 (obu stron razem). Pomiar wykonuje się multimetrem z pamięcią elektroniczną albo rejestracyjnym miernikiem prądu stałego i powinien trwać najmniej 30 minut; w pobliżu torów kolejowych lub tramwajowych podczas przejazdu dwóch pojazdów w każdym kierunku. Dla oceny gęstości prądu ważne są średnie wartości prądów w kierunku dodatnim i ujemnym, których średnia arytmetyczna $J_s [\mu\text{A}/\text{dm}^2]$ służy do punktacji stopnia zagrożenia korozyjnego według wyrażenia:

$$\left[\frac{J_s}{60}\right]_0^{15} \quad (6)$$

Punktacja jest więc zerowa przy gęstości prądów zerowej lub ujemnej, zaś maksymalna (15 pkt.) przy gęstości $900 \mu\text{A}/\text{dm}^2$ lub wyższej.

Po pomiarze gęstości prądów stałych oraz potencjału korozyjnego mierzymy gęstość prądów zmiennych. Pomiar wykonujemy rejestracyjnym miernikiem prądu zmiennego przynajmniej przez 10 minut w czasie jak największego obciążenia sieci elektrycznej niskiego napięcia (np. w strefie zamieszkałej w późnym popołudniu lub wieczorem). Do obliczenia punktacji używamy średnią wartość $J_z [\text{mA}/\text{dm}^2]$ i wyrażenie

$$\left[0,075 \cdot J_z\right]_0^{15} \quad (7)$$

Punktacja jest zerowa jedynie przy nieistnieniu prądów zmiennych, zaś maksymalna (15 pkt.) przy średniej gęstości $200 \text{ mA}/\text{dm}^2$ lub wyższej.

4. Uszkodzenia korozyjne

4.1. Ocena wizualna – typ korozji

W przypadku oderwania lub głębokiego uszkodzenia izolacji ocenia się stan powierzchni rury – czy powłoka wapienna jest uszkodzona, czy widoczna jest prosta korozja ziemna, dołki, korozja bakteryjna czy nawet kombinacja różnych typów. Głębokość i wymiary uszkodzeń korozyjnych mierzymy grubościomierzem, suwmiarką itp.

Tablica 8. Ocena wizualna uszkodzeń korozyjnych

	Stan powierzchni rury	Pkt
1	Powierzchnia bez korozji, powłoka nienaruszona	0
2	Powierzchnia bez korozji, brak powłoki do 10 cm^2	1
3	Powierzchnia bez korozji, brak powłoki ponad 10 cm^2	2
4	Prosta korozja ziemna, głębokość do 1 mm, pole do 10 cm^2	3
5	Prosta korozja ziemna, głębokość ponad 1 mm lub pole ponad 10 cm^2	4
6	Dołki korozyjne, głębokość do 1 mm, średnica do 1 cm	4
7	Dołki korozyjne, głębokość ponad 1 mm lub średnica ponad 1 mm	5
8	Kombinacja prostej korozji ziemnej i dołków	5

9	Korozja bakteryjna, głąbokość do 1 mm, pole do 10 cm ²	4
10	Korozja bakteryjna, głąbokość ponad 1 mm lub pole ponad 10 cm ²	5

4.2. Przyszły okres bezpieczeñstwa

W miejscach bez uszkodzeñ mierzymy grubość ściany rury – w miarę możliwości w czterech punktach różnie położonych względem osi rury (z góry, z dołu, z prawej i lewej strony). Ich średnia arytmetyczna to grubość ogólna g_o [mm]. W miejscach najgłębszych uszkodzeñ korozyjnych (maksymalnie 10) zmierzemy pozostającą grubość ściany g_p [mm]. Jeśli chodzi o gazociąg ciśnienia ponad 5 kPa, niezbędne jest ustalenie grubości krytycznej g_{kr}

(u innych można ją uważać za zerową, gdyż gaz niskiego ciśnienia nie potrafi przedziurawić ściany nawet przy pozostającej grubości w ułamkach milimetra). Przy dużym zagęszczeniu wad grubość krytyczną równa jest grubości minimalnej g_m , liczonej według wzoru

$$g_m = \frac{P \cdot D}{2f - P} \quad (8)$$

gdzie jest D wewnętrzna średnica rury [mm]
 P nadciśnienie gazu [MPa]
 f dopuszczalne ciśnienie [MPa] w rurze danego wymiaru i grubości według normy

korygowane współczynnikami bezpieczeñstwa

Mniejsza jest grubość krytyczna dla odosobnionej wady, której długość d spełnia warunki:

$$d \leq \frac{g_m}{0,35 \sqrt{\frac{P}{f}}} \quad \text{oraz} \quad d \leq 2\sqrt{Dg_o} \cdot \left(\frac{g_o}{g_m} - 0,8\right) \quad (9)$$

i której odstęp l od sąsiedniej wady nie jest mniejszy niż dystans minimalny $d_m = 2\sqrt{Ds}$; gdzie s jest realnym korzeniem równania kubicznego

$$\frac{(f - P)^2}{P^2 D} \cdot s^3 - 1,6 \frac{f - P}{P} \cdot s^2 + 0,64D \cdot s - 0,25d^2 = 0 \quad (10)$$

Dla takiej wady jest grubość krytyczna

$$g_{kr} = 0,35d \sqrt{\frac{P}{f}} \quad (11)$$

Trzeba więc zmierzyć długość najgłębszej wady korozyjnej i jej odstęp od sąsiedniej wady (jeżeli taka istnieje). Oprócz tego potrzebna jest znajomość długości okresu dotychczasowej eksploatacji R oraz dwóch współczynników:

k_1 – współczynnik przypadkowości – zależy od ilości miejsc pomiaru n na odcinku maks. 100 m:

$$\begin{aligned} k_1 &= 2 && \text{dla } n = 1 \\ k_1 &= 2 - 0,1n && \text{dla } n = 2 \dots 6 \\ k_1 &= 1,4 && \text{dla } n > 6 \end{aligned}$$

k_2 – współczynnik rodzaju korozji:

$$\begin{aligned} k_2 &= 1 && \text{dla prostej korozji ziemnej} \\ k_2 &= 1,5 && \text{dla innych typów (dołki, korozja bakteryjna lub kombinowana), które} \\ &&& \text{mogą być z wpływem czasu przyśpieszane} \end{aligned}$$

Przyszły okres bezpieczeñstwa B potem wynika z formuły

$$B = \frac{(g_p - g_{kr})R}{(g_o - g_p)k_1k_2} \quad (12)$$

Wynikiem jest ilość lat, przez które można jeszcze gazociąg eksploatować bez ryzyka awarii, jeżeli warunki nie zmieniają się wyraźnie. Wynikiem może być nawet liczba ujemna, co oznacza, że ściana rury w miejscu najgłębszej wady ma grubość poniżej krytycznej wartości i ryzyko awarii istnieje już w tym momencie – należy więc skorzystać z odkrycia gazociągu i natychmiast przystąpić do jego naprawy czy nawet rekonstrukcji.

Wzór do punktacji tego kryterium jest skomplikowany, bo przy długim okresie bezpieczeństwa ma rok różnicy niewielkie znaczenie, zaś przy wartościach niskich nawet ułamki roku decydują o tym, czy konieczny jest zabieg natychmiastowy albo można włączyć go do prac planowanych. Ważność wartości B wzrasta w pobliżu zera bardzo stromo, nie można jednak zastosować funkcji logarytmicznej ze względu na możliwość wartości ujemnych. Po kilku próbach wybraliśmy więc linię łamaną (jej załom jest w punkcie $B = 16$, co jest w przybliżeniu połowa planowanego okresu żywotności gazociągu), do której dołącza się przy $B < 4$ funkcja kubiczna, zapewniająca przy B bliskim do zera przebiecie ewentualnych przychylnych wyników w kryteriach mniej istotnych. Punktacja określa się wyrażeniem:

$$\text{dla } B > 16: \quad \left[\frac{2}{7}(30 - B) \right]_0^4 \quad (13)$$

$$\text{dla } B \leq 16: \quad \left[\frac{4}{3}(19 - B) \right]_4^{\text{bez limitu}} + \left[(4 - B)^3 \right]_0^{\text{be z limitu}} \quad (14)$$

Przebieg punktacji jest więc taki, że przy $B \geq 30$ jest zerowa, $B = 16$ ocenia się 4 punktami, $B = 4$ zaś 20 pkt., $B = 3$ daje 22,3 pkt., $B = 2$ już 30,7 pkt., $B = 1$ znaczy 51 pkt., $B = 0$ nawet 89,3 pkt., co praktycznie wyklucza możliwość końcowej oceny gazociągu jako wystarczającego, gdyż wartość porównawcza dla tej pozycji jest 20 punktów.

5. Ryzyko zagrożenia okolicy przez gazociąg

5.1. Typ zabudowy

Tablica nr 9

	Zabudowa w okolicy	Pkt
1	Bez zabudowy	0
2	Rzadka zabudowa	1
3	Domki jednorodzinne	2
4	Osiedle	3
5	Kamienice	4
6	Gęsta zabudowa historyczna	5

5.2. Odległość gazociągu od budynków

Odległość D_z gazociągów niskiego lub średniego ciśnienia (poniżej 500 kPa) od zabudowy punktuje się :

$$\left[6 - D_z \right]_0^5 \quad (15)$$

więc 0 pkt. przy odległości 6 m lub więcej, maksimum 5 pkt. przy odległości 1 m lub mniej.

5.3. Zbieżność z innymi sieciami inżynierskimi

Kryterium wyraża ryzyko uchodzenia gazu do kanalizacji, kolektorów lub innych przestrzeni dętych, którymi może się przedostać do budynków.

Tablica nr 10

	Rodzaj obiektu zbieżnego z gazociągiem	Pkt
1	Nie ma zbieżności z innymi sieciami	0
2	Zbieżność z obiektami bez przestrzeni dętej (kable, wodociągi itp.)	1
3	Zbieżność z obiektem dętym (kanalizacja, kolektor, przewód w żłobku itp.)	3

Jeśli odległość miejsca zbiegu od ujścia do najbliższego budynku jest poniżej 20 metrów, dodaje się 1 punkt; jeśli odległość gazociągu od innej sieci lub ich wzajemna separacja nie odpowiada w pełni przepisom, dodaje się również 1 punkt, więc w sumie można to kryterium ocenić 0 – 5 punktami.

5.4. Teren między gazociągiem i zabudową

Kryterium wyraża ryzyko ulatniania gazu w kierunku zabudowy w razie awarii gazociągu.

Tablica nr 11

	Nawierzchnia terenu	Pkt
1	W pobliżu gazociągu nie ma zabudowy	0
2	Teren wolny (głina, piasek, żwir lub kamienie)	1
3	Teren wolny kombinowany z brukiem	2
4	W terenie przeważa bruk	3
5	Asfalt (beton) kombinowany z brukiem	4
6	Jednolita warstwa asfaltu lub betonu	5

6. Liczność wad

To kryterium należy do najważniejszych dla określenia technicznego stanu gazociągu. Jego ocena wykonywana jest nie w terenie, lecz według ewidencji wad gazociągów w ostatnim dziesięcioleciu. Liczą się tylko wady spowodowane przez korozję, naprężenie liniowe, starzenie materiału lub niską jakość wykonania złącz spawanych. Nie liczy się wad wskutek uszkodzeń mechanicznych, zwarcia kabli i nieszczelności złącz gwintowych. Wskaźnikiem jest średnia ważona, w której ilość wad w roku ubiegłym ma wagę 10, dwa lata temu wagę 9 itd. – 10 lat temu wagę 1. Tę wartość następnie trzeba dzielić przez długość badanego odcinka [km] – to dzielenie jednak nie należy przeprowadzić, gdy odcinek jest krótszy niż 1 km i średnia ilość wad jest mniejsza od 1, żeby nie podwyższać ważności wad przypadkowych.

Wynik tych działań, pomnożony przez 10, daje punktację tego kryterium. Punktacja nie ma granicy górnej, bo niedobry stan w dłuższym okresie jest ważnym powodem do rekonstrukcji gazociągu.

7. Ocena końcowa

Program podsumuje punkty zaliczone w poszczególnych pozycjach i porówna z sumą wartości maksymalnych lub porównawczych w tych samych pozycjach (nie biorąc pod uwagę pozycji niewypełnionych). Ocena końcowa zależy od procentowego stosunku tych wartości:

- 0 – 12,5 % stan bardzo dobry
- 12,5 – 37,5 % stan dobry
- 37,5 – 62,5 % stan zadowalający
- 62,5 – 87,5 % stan dostateczny
- 87,5 – 100 % stan niedostateczny

ponad 100 % stan awaryjny – konieczność natychmiastowej naprawy lub rekonstrukcji
 Wynik ponad 100 % jest możliwy tylko w razie przekroczenia limitu bezpieczeństwa w pozycji „Przyszły okres bezpieczeństwa“ lub „Liczność wad“.

8. Wykorzystanie wyników

Ocena stanu gazociągu według podanych kryteriów ma decydujące znaczenie dla planowania napraw i rekonstrukcji, biorąc oczywiście pod uwagę także inne aspekty eksploatacyjne i ogólne jak np. przepływ gazu, dostępność gazociągu, ruch drogowy itp. Wyniki pomiarów oraz ich ocena punktowa służą jednak nie tylko do decyzji operacyjnych i zapobiegania awariom, lecz także do długookresowego śledzenia stanu technicznego sieci gazociągowej. Dlatego ważna jest dokładna lokalizacja miejsc badanych (najlepiej przy pomocy GPS) i wprowadzanie wyników diagnostyki do techniczno – graficznego systemu informacyjnego.

9. Gazociągi wysokiego ciśnienia

W referacie rozpatrywane są problemy gazociągów niskiego i średniego ciśnienia, gdyż przepis TPG, wzmiankowany w tekście, dotyczy sieci miejskich. W tym roku jego autorzy kierują uwagę na gazociągi przesyłowe, gdzie odnowienie TPG jest niemniej potrzebne. Jest to problem w wielu punktach podobny, różniący się jednak pod względem np. bezpiecznej odległości od budynków i obcych sieci inżynieryjnych, sposobu obliczania krytycznej grubości ściany rury i – co najbardziej istotne – gazociągi o ciśnieniu wysokim są w pełni chronione katodowo, co zmienia potencjałowe wymogi, jak również ocenę i sposoby rozwiązania sytuacji – często tu można korozję wstrzymać wznowieniem (w razie usterki) lub wzmocnieniem ochrony katodowej.

Literatura

[1] ISO/IEC Pokyn 2:2004 Normalizace a související činnosti – Všeobecný slovník, publikace ČNI „*Soubor pokynů pro posuzování shody*“ (prosinec 2005)

[2] Ing. Josef Polák, CSc., Ing. Pavel Veleta „*Rukověť katodické protikorozní ochrany*“

[3] Czeskie normy techniczne:

ČSN EN 12007-1, ČSN EN 10289, ČSN EN 10290, ČSN EN 12068, ČSN EN 12 954, ČSN EN 13509, ČSN EN 50162, ČSN EN 50122-2, ČSN 03 8005, ČSN 03 8362, ČSN 03 8360, ČSN 03 8363, ČSN 03 8364, ČSN 03 8366, ČSN 03 8367, ČSN 03 8375, ČSN 42 0021, ČSN 42 0022, ČSN 73 6005, ČSN 73 3050

[4] Przepisy techniczne:

TPG 702 04, TPG 905 01, TPG 920 21, TPG 920 22, TPG 920 24, TPG 920 25, TPG 927 02, TPG 927 03, PN – ŽV 42 0023

[5] Przepisy prawne:

65/1965 Sb., 85/1978 Sb., 352/2000 Sb., 21/1979 Sb., 324/1990 Sb., 22/1997 Sb., 185/2001 Sb., 254/2001 Sb., 383/2001 Sb., 41/2005 Sb., 48/1982 Sb., 495/2001 Sb., 178/2001 Sb.

[6] Przepisy zagraniczne:

DIN 30 670 „*Umhüllung von Stahlrohren und formstücken mit Polyethylen.*“

pr EN 10 285 „*Steel tubes and fittings for on and offshore pipelines – External three layer extruded polyethylene based coatings.*“