

Andrzej Dietrich
Instytut Nafty i Gazu, Kraków

Zastosowanie metody hierarchii analitycznej (AHP) do oceny poziomu bezpieczeństwa technicznego gazociągów

Wprowadzenie

Awarie gazociągów wysokiego ciśnienia występują rzadko, ale jeśli już do nich dochodzi to zazwyczaj konsekwencje tego są dotkliwe. Poważnym problemem są starzejące się gazociągi oraz nagłe awarie prowadzące do pęknięcia gazociągu i gwałtownego wycieku gazu, często kończącego się zapaleniem i pożarem. W wyniku ewentualnego wybuchu gazu na gazociągu wysokiego ciśnienia głównym zagrożeniem dla mieszkańców i środowiska jest pożar oraz związane z nim promieniowanie ciepłe; znaczne też bywają straty materialne.

W krajach Unii Europejskiej (UE) do 2004 roku nie było poważnych awarii gazociągów. W 2004 roku, w pobliżu Ghislenghien, ok. 30 km od Brukseli w Belgii wystąpiła taka awaria, wywołując na nowo dyskusję na temat bezpieczeństwa gazociągów w Europie. W wyniku pęknięcia gazociągu (DN 1000) pracującego pod ciśnieniem 7 MPa zginęły wówczas 24 osoby, a 150 osób musiało być hospitalizowanych – większość z dotkliwymi poparzeniami.

W USA podobna awaria rurociągu naftowego miała miejsce w Walnut Creek w Kalifornii, również w 2004 roku – zginęły wtedy 4 osoby. Obie te awarie spowodowane były ingerencją w rurociąg stron trzecich. Powyższe przykłady świadczą o potencjalnym zagrożeniu poważnymi awariami.

Ogólna świadomość możliwości wystąpienia awarii oraz coraz bardziej wymagający rynek i konkurencja na nim spowodowały, że przemysł, w skali globalnej, zajął się problemami bezpieczeństwa rurociągow w sposób bardziej zdecydowany. Szczególnie można to zaobserwować w USA, gdzie kilka dużych awarii rurociągow zwróciło uwagę na problem bezpieczeństwa przesyłu ropy i gazu. Przedstawiciele przemysłu gazowniczego i naftowego oraz Departament Energii podjęli decyzję o ścisłej współpracy na rzecz opracowania metody, która pozwoliłaby na zredukowanie ryzyka związanego z eksploatacją rurociągow. Podobne działania i prace podjęto w Kanadzie, Australii, Meksyku i Japonii.

Bezpieczeństwo techniczne gazociągu

Zagadnienie bezpieczeństwa technicznego gazociągów przesyłowych jest trudne i złożone. Ogólnie rzecz ujmując, bezpieczeństwo techniczne to stan (wymagany), który osiągamy poprzez odpowiednie działania. W języku probabilistyki, działanie to ma ograniczyć prawdopodobieństwo wystąpienia awarii. Dwie zasadnicze normy europejskie odnoszące się do bezpieczeństwa technicznego maszyn i urządzeń elektrycznych to: EN/IEC 61508 oraz EN 954 [4, 5]. W pierwszej z nich mówi się o poziomach bezpie-

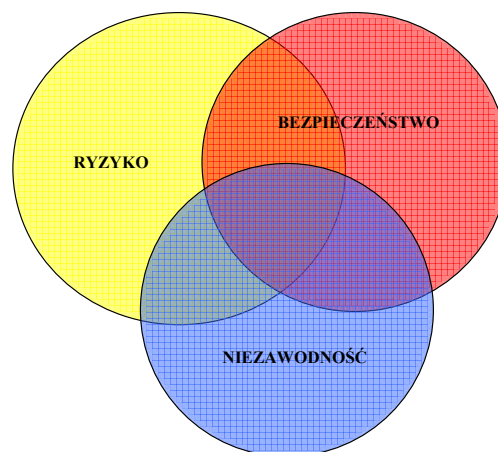
czeństwa, zaś w drugiej – o kategoriach bezpieczeństwa. W odniesieniu do gazociągów nie ma odpowiednika obu wymienionych norm. Na bezpieczeństwo gazociągów można patrzeć z dwóch perspektyw: technicznej i prawnej. W kategoriach technicznych gazociąg jest bezpieczny, jeżeli jego stan techniczny gwarantuje niezawodność i trwałość, a ryzyko eksploatacji jest akceptowalne. Aby zapewnić odpowiedni poziom bezpieczeństwa, operator (właściciel) gazociągu prowadzi stały monitoring, odpowiednią profilak-

tykę, niezbędne modernizacje i remonty oraz diagnostykę eksploatacyjną. Monitoring, obsługa profilaktyczna i diagnostyka eksploatacyjna dostarczają danych pozwalających ocenić aktualny stan techniczny. W kategoriach prawnych gazociąg jest bezpieczny, jeśli zostały spełnione wymagania ustawowe dotyczące bezpieczeństwa. Ta druga kategoria bezpieczeństwa nie jest przedmiotem przedstawionej pracy.

Bezpieczeństwo techniczne gazociągu to stan (techniczny), który zapewnia bezpieczny i niezawodny przesył gazu przez dalsze lata eksploatacji pod wymaganym ciśnieniem roboczym.

Wprowadzając szeroko obecnie stosowane na świecie pojęcie integralności gazociągu można pokusić się o jeszcze jedną definicję: gazociąg jest integralny, jeżeli jego stan techniczny zapewnia bezpieczny i niezawodny przesył gazu pod wymaganym ciśnieniem roboczym przez dalsze lata eksploatacji. Zatem gazociąg integralny to gazociąg bezpieczny.

Integralność gazociągu należy zapewnić we wszystkich fazach jego „życia”: od projektowania, poprzez budowę, uruchomienie i oddanie do użytkowania oraz eksploatację, aż po jego wycofanie/likwidację. Jednak na każdym z tych



Rys. 1. Ilustracja graficzna kompleksowego spojrzenia na bezpieczeństwo gazociągów

etapów należy brać pod uwagę życie i zdrowie okolicznych mieszkańców oraz poszanowanie środowiska naturalnego.

Na rysunku 1 przedstawiono ilustrację graficzną kompleksowego spojrzenia na bezpieczeństwo gazociągów. Część wspólna, określona przez przecięcie się trzech okręgów, wyznacza obszar zagadnień związanych z bezpieczeństwem gazociągów.

Awarie gazociągów

W Europie najczęściej pod pojęciem „awaria” rozumie się wszystkie nieplanowane zdarzenia na gazociągu, które powodują niezamierzony wypływ gazu.

Każdy przypadek awarii powinien być odpowiednio opisany i przeanalizowany (ang. *case study*), a opis awarii powinien być sporządzony według jednolitego wzorca.

Analiza zgromadzonych danych pozwala na lepsze zrozumienie przyczyn i skutków ewentualnych przyszłych awarii (ang. *learning from experiences*). Z punktu widzenia oceny ryzyka, wiedza taka jest niezbędna. Do oszacowania prawdopodobieństwa lub częstotliwości wystąpienia awarii potrzebna jest również aktualna informacja na temat długości sieci przesyłowej. W 1982 roku sześciu dużych, europejskich operatorów systemów przesyłowych gazu powołało wspólną organizację – EGiG (*European Gas Pipeline Incident Data Group*).

Do zadań EGiG należy:

- gromadzenie danych dotyczących tych zdarzeń (ang. *incidents*) na gazociągach przesyłowych, które pociągają za sobą niezamierzony wypływ gazu,
- prowadzenie analiz statystycznych zgromadzonych danych,
- obliczanie częstotliwości i prawdopodobieństwa występowania tych zdarzeń.

Aktualnie w EGiG współpracuje ze sobą piętnastu europejskich operatorów gazociągów przesyłowych, a raporty EGiG publikowane są co kilka lat [2, 3].

Zasadnicze wnioski, jakie można wyciągnąć z ostatniego raportu EGiG [3] to:

- Średnia częstotliwość awarii w latach 1970–2007 wyniosła 0,37 i była nieco mniejsza niż średnia częstotliwość awarii odnotowana w poprzednim, 6. Raporcie EGiG za lata 1970–2004 [2, 3], kiedy to wynosiła ona 0,40.
- Biorąc pod uwagę okres ostatnich pięciu lat (2003–2007), częstotliwość awarii na 1000 kilometro-latach wyniosła 0,14 i była niższa niż częstotliwość (0,21) awarii za okres 1994–1998 [2, 3] – w tym przypadku różnica jest już większa.
- Oba powyższe porównania świadczą o podniesieniu poziomu bezpieczeństwa technicznego gazociągów będących przedmiotem analizy EGiG.

Obliczone metodami statystyki matematycznej przedziały ufności dla średniej częstości awarii (0,37 na 1000 kilometro-lat) za cały analizowany okres 1970–2007 to $\pm 0,02$ [3].

Byłoby rzeczą interesującą porównać te wyniki (które można przyjąć jako pewną średnią europejską) z wynikami opartymi o dane krajowe. Niestety autor nie dysponuje takimi danymi.

Metoda AHP i model matematyczny

Podstawy matematyczne metody hierarchii analitycznej (*Analytic Hierarchy Process* – AHP) zostały opracowane w USA przez prof. Saaty’ego we wczesnych latach 70. ubiegłego wieku. Metoda AHP należy do wielokryterialnych metod podejmowania decyzji i znalazła ona zastosowanie w wielu dziedzinach. Dobrym wprowadzeniem do metodologii i możliwości zastosowań metody AHP są dwie książki napisane przez prof. Saaty’ego [7, 8].

Metoda AHP pozwala na podejmowanie najlepszych decyzji w przypadku, gdy należy rozważyć zarówno ilościowe, jak i jakościowe aspekty problemu, który chcemy rozwiązać. Stosowana jest często tam, gdzie mamy do czynienia z decyzjami wariantowymi (alternatywami decyzyjnymi). Poprzez redukcję złożonych decyzji do szeregu prostych porównań typu jeden-do-jednego (parami), a następnie syntezy wyników, metoda AHP nie tylko prowadzi do uzyskania najlepszych decyzji, ale potrafi w sposób racjonalny ukazać, dlaczego wybrana alternatywa jest najlepsza. Realizacja metody przebiega w pięciu etapach.

Na początku, w etapie pierwszym należy zbudować model hierarchiczny (drzewo hierarchii czynników) dla problemu, który należy rozwiązać. W tym celu definiujemy problem decyzyjny, kryteria oraz warianty rozwiązań (alternatywy). W naszym przypadku problemem decyzyjnym jest ocena poziomu bezpieczeństwa technicznego gazociągu z punktu widzenia przyjętych kryteriów i subkryteriów.

Na samym szczycie drzewa znajduje się opis problemu, który chcemy rozwiązać. Na niższym poziomie określa się kryteria, które mają wpływ na jego rozwiązanie, a jeszcze niżej znajdują się subkryteria, które mają wpływ na znajdujące się powyżej kryteria. Ilość kryteriów i subkryteriów nie jest ograniczona.

Na rysunku 2 przedstawiono ogólne drzewo hierarchii metody AHP.

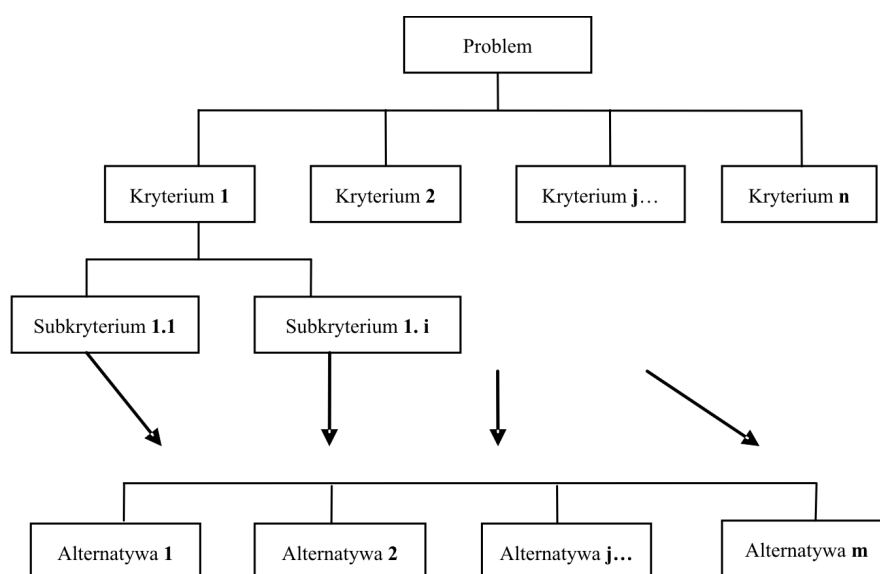
Według tych kryteriów oceniane będą alternatywy decyzyjne (w naszym przypadku gazociągi i kategorie bezpieczeństwa), które znajdują się na najniższym poziomie drzewa hierarchii – zatem każdemu ocenianemu gazociągowi przypisana zostanie kategoria bezpieczeństwa.

W przedstawionej pracy bezpieczeństwo techniczne przyjęto określać w czterech kategoriach:

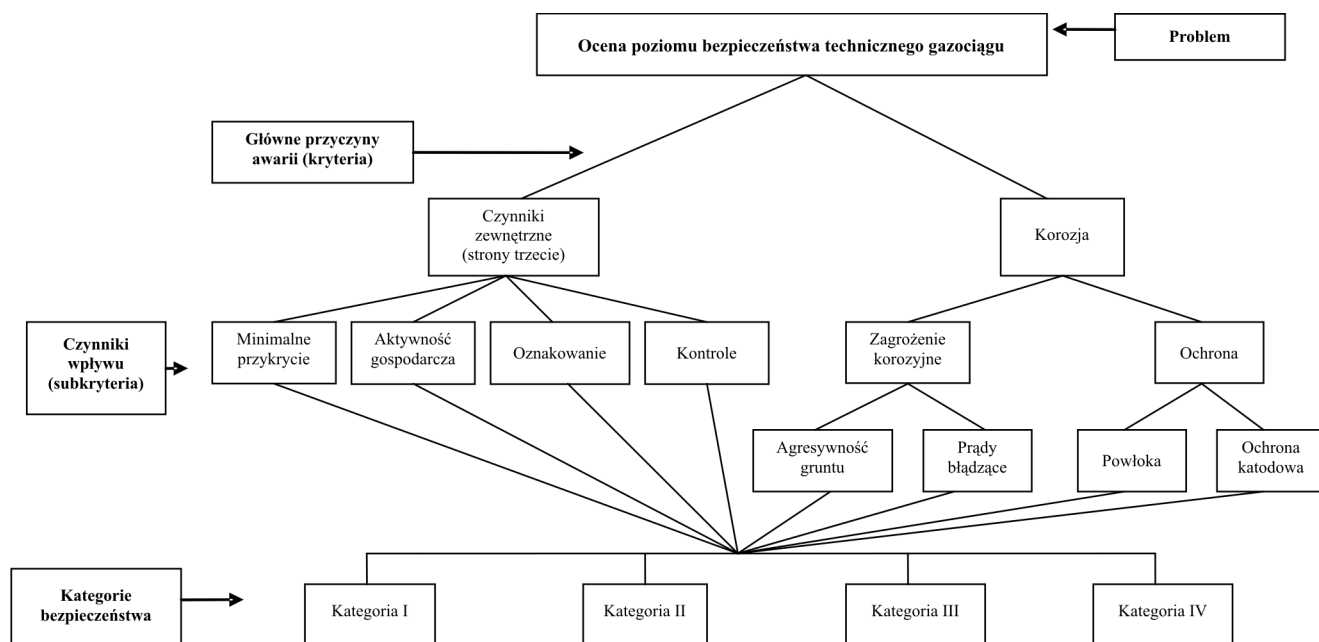
- kategoria I – stan idealny, poziom bezpieczeństwa wysoki (wzorzec),
- kategoria II – stan zalecany, poziom bezpieczeństwa dobry (właściwy),
- kategoria III – stan tolerowany, poziom bezpieczeństwa akceptowalny,
- kategoria IV – stan niebezpieczny, poziom bezpieczeństwa nieakceptowalny.

Drzewo hierarchii dla problemu oceny poziomu bezpieczeństwa technicznego gazociągu przedstawiono na rysunku 3. W modelu, dla uproszczenia, uwzględniono tylko dwie najważniejsze przyczyny awarii gazociągów, tj.: awarie spowodowane przez czynniki zewnętrzne (strony trzecie) oraz korozję. Postąpiono tak świadomie, uważając, że model rzeczywisty powinien być opracowany przez grupę ekspertów, a przedstawiona praca ma na celu raczej pokazanie możliwości metody AHP, niż rozwiązanie w pełni rzeczywistego problemu. Rozpatrywano przy tym – podobnie jak w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 30 lipca 2001 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dz.U. z 2001 r. nr 97, poz. 1055) – dwie sytuacje: dla gazociągów „starych”, wybudowanych przed 31.12.2001 r., przyjęto, że korozja jest główną przyczyną awarii, a dla „nowych” gazociągów, wybudowanych po tej dacie, należałoby przyjąć, że zagrożenie czynnikami zewnętrznymi jest prawdopodobnie większe niż korozja.

Ponieważ gazociągi starsze stanowią większy problem, przykładowe obliczenia przeprowadzono dla gazociągów wybudowanych przed 31.12.2001 r.



Rys. 2. Przykładowe drzewo hierarchii czynników



Rys. 3. Drzewo hierarchii dla problemu oceny poziomu bezpieczeństwa gazociągu

Czynniki zewnętrzne – uszkodzenia gazociągu przez tzw. strony trzecie

Za uszkodzenia przez strony trzecie rozumie się nagłe, niezamierzone uszkodzenie gazociągu przez działania osób, które nie są pracownikami operatora. Zamierzone działania typu sabotaż, terroryzm nie będą tutaj uwzględniane – należy je raczej rozważać w innym, odrębnym module.

Statystyki awarii gazociągów; zarówno amerykańskie (U.S. Department of Transportation – DOT), jak i europejskie (EGiG), wskazują czynniki zewnętrzne, czyli uszkodzenia gazociągu przez strony trzecie, jako najczęstszą przyczynę awarii – ich udział procentowy we wszystkich przyczynach awarii mieści się w przedziale 40÷60%. Pomimo tych statystyk, w analizie zagrożeń prowadzonej przez operatora lub właściciela gazociągu waga uszkodzeń gazociągu przez strony trzecie jest wciąż mało doceniana.

Być może na taką ocenę wpływa fakt, że początkowo gazociągi wysokiego ciśnienia budowano w obszarach słabo zaludnionych i o małej aktywności gospodarczej. Tymczasem nieustanny rozwój urbanistyczny miast i wsi sprawia, że w pobliżu istniejących gazociągów zwiększa się populacja mieszkańców oraz wzrasta aktywność gospodarcza, a wraz z tym rośnie zagrożenie dla gazociągów.

Projektant – a być może nawet w większym stopniu operator gazociągu – musi zredukować ryzyko związane z tym zagrożeniem, podejmując odpowiednie działania. Zakres tych działań i konieczność ich wprowadzenia zależy od tego, jakie jest rzeczywiste zagrożenie i jak często występowało ono w przeszłości.

Do najważniejszych czynników mających wpływ na wystąpienie uszkodzeń gazociągu przez strony trzecie należą:

- minimalna grubość przykrycia gazociągu,
- aktywność gospodarcza w pobliżu gazociągu (w strefie kontrolowanej),
- oznakowanie gazociągu,
- kontrole i przeglądy.

Minimalna grubość przykrycia gazociągu – to minimalna grubość warstwy gruntu przykrywającej gazociąg na danym odcinku – bez względu na jego długość. Za wystarczające uznaje się przykrycie zgodne z projektem oraz przykrycie o grubości równej lub większej niż 0,6 m. Największe zagrożenie uszkodzeniem przez strony trzecie występuje tam, gdzie gazociąg ma najmniejsze przykrycie – niezależnie od grubości przykrycia w innych miejscach. Przykrycie mniejsze niż 0,6 m uważa się za niewystarczające, ponieważ do uszkodzenia gazociągu mogą doprowadzić nawet zwykłe prace polowe prowadzone przez rolnika. Brak danych oznacza przykrycie niewystarczające. W przypadku gdy grubość przykrycia zmienia się, oceniający gazociąg powinien podzielić go na mniejsze odcinki – zgodnie z występującymi grubościami przykrycia.

Aktywność gospodarcza w pobliżu gazociągu oceniana jest w odniesieniu do strefy kontrolowanej oraz w pasie 10 m poza strefą po obu stronach gazociągu.

Strefa kontrolowana jest to obszar wyznaczony po obu stronach gazociągu, w którym operator sieci gazowej podejmuje czynności w celu zapobieżenia działalności

mogącej mieć negatywny wpływ na trwałość i prawidłową eksploatację gazociągu. Szerokość stref kontrolowanych, których linia środkowa pokrywa się z osią gazociągu, powinna dla gazociągów wysokiego ciśnienia, o średnicy nominalnej oznaczonej symbolem DN, wynosić:

- do DN 150 włącznie: 4 m,
- powyżej DN 150 do DN 300 włącznie: 6 m,
- powyżej DN 300 do DN 500 włącznie: 8 m,
- powyżej DN 500: 12 m.

Przy ocenie aktywności gospodarczej gazociągu należy wziąć pod uwagę gęstość zaludnienia (klasy lokalizacji), prowadzone budowy, inne uzbrojenia terenu w pobliżu gazociągu (linie kablowe, kanalizacyjne itp.), a także dotychczasowe incydenty związane z działalnością stron trzecich.

Im większa będzie ilość prowadzonych prac ziemnych (wykopów) w pobliżu gazociągu oraz im wyższa będzie gęstość zaludnienia w jego okolicy, tym bardziej wzrośnie możliwość uszkodzenia gazociągu.

Obecność innego uzbrojenia terenu w pobliżu gazociągu jest niekorzystna, ponieważ wówczas zwiększa się możliwość prowadzenia wykopów, które są niezbędne do wykonania napraw, inspekcji i utrzymania gazociągu w należytych stanie technicznym. Drzewa i krzewy rosnące w strefie kontrolowanej stanowią zagrożenie zarówno dla gazociągu, jak i powłoki ochronnej.

Być może najlepszym wskaźnikiem aktywności gospodarczej jest częstotliwość zgłoszeń – raportów. Mogą one pochodzić z bezpośrednich obserwacji otoczenia gazociągu dokonanych przez pracowników operatora, mieszkańców lub firm budowlanych. Przyjęto następujące cztery stopnie aktywności gospodarczej w pobliżu gazociągu:

- duża,
- średnia,
- mała,
- brak aktywności.

Duży stopień aktywności gospodarczej charakteryzuje się jedną lub kilkoma z wymienionych cech:

- wysoką gęstością zaludnienia (I klasa lokalizacji),
- częstą aktywnością budowlaną – prace ziemne,
- dużą ilością innego uzbrojenia terenu (linie kablowe, kanalizacyjne itp.),
- częstymi zgłoszeniami dotyczącymi aktywności gospodarczej – pochodzącymi ze zgłoszeń telefonicznych lub raportów pracowników operatora (więcej niż 2 zgłoszenia na tydzień).

Średni stopień aktywności gospodarczej charakteryzuje:

- niska gęstość zaludnienia (II klasa lokalizacji),
- brak aktywności gospodarczej mogącej stanowić zagrożenie dla gazociągu,

- niewielka ilość innego uzbrojenia terenu,
- obecność w strefie kontrolowanej drzew i krzewów,
- niewielka liczba zgłoszeń dotyczących aktywności gospodarczej – pochodzących ze zgłoszeń telefonicznych lub raportów pracowników operatora (mniej niż 5 zgłoszeń na miesiąc).

Mały stopień aktywności gospodarczej charakteryzuje:

- niska gęstość zaludnienia (II klasa lokalizacji),
- brak zgłoszeń i raportów o aktywności gospodarczej (mniej niż 10 na rok),
- brak innego uzbrojenia terenu,
- strefa kontrolowana wolna od drzew i krzewów.

Brak aktywności gospodarczej występuje wówczas, gdy nie ma możliwości (szansy) na prowadzenie jakiegokolwiek działalności budowlanej związanej z prowadzeniem wykopów lub innej, mogącej uszkodzić gazociąg.

Korozja

Korozja jest jedną z głównych przyczyn awarii gazociągów stalowych. Do czynników, które mają wpływ na wystąpienie korozji należą:

- zagrożenie korozyjne (agresywność gruntu i prądy błądzące),
- ochrona przed korozją (powłoka ochronna i ochrona katodowa).

Pomiędzy tymi czynnikami istnieją zależności, które znajdują swe odbicie w ocenach.

A – Agresywność korozyjna gruntu

Oceny agresywności gruntu dokonuje się zgodnie z BN-85/2320-01, według tablicy 1.

Tablica 1. Ocena agresywności gruntu

Wskaźnik	Agresywność korozyjna gruntu		
	Mała	Średnia	Duża
Rezystywność gruntu [Ωm^2]	powyżej 100	20÷100	poniżej 20
pH gruntu	6,5÷7,5	6÷6,5 lub 7,5÷8	poniżej 6 lub powyżej 8

W razie braku danych o rezystywności gruntu i jego pH, orientacyjną ocenę agresywności gruntu można przeprowadzić na podstawie jego rodzaju:

- grunt piaszczysty lub żwirowy – agresywność mała,
- grunt gliniasty i piaszczysto-gliniasty – agresywność średnia,
- grunt nawodniony, podmokły, bagienny – agresywność duża.

B – Prądy błędzące

Oceny występowania i intensywności oddziaływania prądów błędzących dokonują służby przeciwkorozyjne.

P – Powłoka ochronna

Oceny jakości powłoki dokonują służby przeciwkorozyjne. Dla takiej oceny należy posługiwać się wartością średniej jednostkowej rezystancji przejścia, wyrażonej w Ωm^2 . Dobra powłoka charakteryzuje się średnią jednostkową rezystancją przejścia nie niższą niż $5 \times 10^5 \Omega m^2$. Powłoka ta posiada defekty, o wielkości zależnej od rezystywności gruntu; im większa rezystywność gruntu, tym większe są powierzchnie defektów powłoki. Powłoką o średniej jakości jest powłoka o rezystancji przejścia rzędu $10^3 \div 10^4 \Omega m^2$ – posiada ona liczne defekty. Powłoka o rezystancji przejścia poniżej $10^3 \Omega m^2$ jest powłoką złej jakości, o bardzo licznych defektach (100÷200 na 1 km gazociągu). W razie braku danych o rezystancji przejścia powłoki, orientacyjnej oceny powłoki można dokonać na podstawie rodzaju zastosowanej izolacji:

- izolacja fabryczna 3LPE lub izolacja wykonana na budowie taśmami PE po roku 2000 – powłoka dobra,
- izolacja fabryczna, bitumiczna, z podwójną warstwą welonu szklanego lub izolacja fabryczna dwuwarstwowa, z zewnętrzną warstwą PE – powłoka średnia,
- izolacja wykonana na budowie: bitumiczna lub taśmami PE przed rokiem 2000 – powłoka zła.

Brak danych o rodzaju izolacji jest równoznaczny z oceną złą.

K – Ochrona katodowa

Oceny ochrony katodowej dokonują służby przeciwkorozyjne. Ochrona katodowa jest skuteczna wówczas, gdy zapewnia spełnienie kryterium ochrony katodowej w miejscach występowania na powierzchni gazociągu ubytków (defektów) powłoki ochronnej; o niepełnej ochronie katodowej będziemy mówić wtedy, gdy nie zapewnia ona spełnienia kryterium ochrony katodowej we wszystkich miej-

scach defektów powłoki, a o ochronie nieskutecznej – gdy ochrona katodowa ma niewystarczający zasięg (sprawdzany w punktach pomiarowych i/lub na dostępnych elementach armatury), niekompensujący oddziaływania prądów błędzących, lub gdy jest ona w złym stanie technicznym – uniemożliwiającym dokonanie regulacji parametrów ochrony.

W etapie drugim metody AHP, dla przyjętych kryteriów (elementów drzewa hierarchii) wprowadza się oceny – dokonując serii porównań (parami) poszczególnych kryteriów i oceniając względną dominację jednego kryterium nad drugim. Dla każdego poziomu w drzewie hierarchii tworzy się macierze kwadratowe ocen A .

Każda z tych macierzy ma rozmiar $n \times n$, gdzie n oznacza ilość elementów na danym poziomie.

Wartości a_{ij} macierzy A położone nad przekątną są ocenami przyjętymi według skali rekomendowanej w metodzie AHP i przedstawionej w tablicy 2.

Wartości położone na przekątnej $a_{ij} = 1$ dla $i, j = 1 \dots n$, gdzie $i = j$. Wartości położone poniżej przekątnej macierzy A są odwrotnościami wartości a_{ij} .

$$A = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & 1 & \dots & a_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & 1 \end{bmatrix} \quad (1)$$

Ze względu na to, że i -ty wiersz macierzy A jest odwrotnością i -tej kolumny dla $i = 1, 2 \dots n$, zachodzi następująca zależność:

$$Aw = nw \quad (2)$$

gdzie: w – oznacza wektor własny macierzy A , o składowych $w_1, w_2 \dots w_n$.

Składowe tego wektora są wagami (priorytetami) poszczególnych elementów struktury hierarchicznej i wyrażają preferencje przyznane tym elementom przez oceniają-

Tablica 2. Skala ocen przyjęta w metodzie AHP

Ocena	Definicja	Objaśnienie
1	Jednakowa ważność	Wpływ obu porównywanych czynników (elementów) jest taki sam
3	Nieznaczną przewagę	Nieznacznie jeden czynnik jest ważniejszy od drugiego
5	Zasadniczą przewagę	Zasadnicza lub wyraźna ważność jednego czynnika nad drugim
7	Bardzo mocną przewagę	Wyraźna dominacja jednego czynnika nad drugim
9	Absolutną przewagę	Dominacja jednego czynnika nad drugim ma charakter absolutny
2, 4, 6, 8	Wartości pośrednie	Stosowane wtedy, gdy zachodzi potrzeba kompromisu pomiędzy dwiema sąsiednimi ocenami

cego. Wektor w można obliczyć rozwiązując następujący układ równań:

$$(A - nI)w = 0 \quad (3)$$

gdzie macierz I jest macierzą jednostkową.

Ponieważ macierze A oraz I są znane, zatem układ równań (3) można rozwiązać i ma on niezerowe rozwiązanie tylko wówczas, gdy n jest wartością własną macierzy A .

Ze względu na to, że elementy przeciwległe tej macierzy są wzajemną odwrotnością względem przekątnej, jest to jedyna różna od zera wartość własna – oznaczmy ją jako λ_{max} . Należy zatem rozwiązać następujący układ równań:

$$Aw = \lambda_{max} w \quad (4)$$

gdzie λ_{max} – maksymalna wartość własna macierzy ocen rzędu n .

W tabelicy 2 przedstawiono skalę względnych ocen, dla porównań parami poszczególnych kryteriów (elementów drzewa hierarchii), stosowaną w metodzie AHP.

Twórca metody AHP, prof. Saaty, zaproponował skalę 9-cio stopniową – twierdząc, że człowiek jest w stanie porównać ze sobą jednocześnie najwyżej 7 ± 2 obiekty. Uzasadnił to badaniami z zakresu psychologii oraz m.in. interpretacją twierdzenia Wezera-Fechnera o stałej zależności między zmianami bodźca a zmianami jego efektu.

W tabelicy 3 przedstawiono macierz względnych ocen dwóch głównych przyczyn awarii gazociągów. Ocen tych dokonano w oparciu o dane literaturowe i doświadczenia autora. Przyjęto, że awarie spowodowane korozją mają nieznaczną przewagę nad awariami spowodowanymi przez czynniki trzecie.

W tabelicach 4, 5, 6 i 7 przedstawiono macierze względnych ocen dla przyjętych subkryteriów.

Do oceny bezpieczeństwa gazociągów zastosowano program komputerowy Expert Choice (EC11), który przeprowadza obliczenia według metody AHP.

W ostatniej kolumnie macierzy przedstawiono – obliczone metodą AHP – wagi (maksymalne wartości własne macierzy λ_{max}) dla poszczególnych kryteriów.

W etapie trzecim wprowadza się oceny dla poszczególnych kategorii bezpieczeństwa (alternatyw), poprzez porównania parami z punktu widzenia każdego z kryterium.

Etap czwarty to synteza wszystkich ocen i wyznaczenie rankingu kategorii bezpieczeństwa i ocenianych gazociągów. Jest to także wynik końcowy metody AHP.

Do oceny wybrano trzy rzeczywiste gazociągi:

- „Aleksandrówka-Odra”,
- „Odra-SRP”,
- „Tranzyt-Wschód”.

Na rysunku 3 w sposób graficzny przedstawiono całościową ocenę poziomu bezpieczeństwa technicznego przykładowych gazociągów – z podziałem na kategorie, uporządkowane według wartości wag (z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku), jakie zostały im przypisane w wyniku zastosowania metody AHP.

Tablica 3. Macierz ocen dla kryteriów – główne przyczyny awarii

Bezpieczeństwo techniczne (główne przyczyny awarii)	Czynniki zewnętrzne	Korozja	Wagi
Czynniki zewnętrzne	1	1/2	0,33
Korozja	2	1	0,67

Tablica 4. Macierz ocen dla kryteriów związanych z czynnikami zewnętrznymi

Czynniki zewnętrzne	Minimalne przykrycie	Aktywność gospodarcza	Oznakowanie	Kontrole	Wagi
Minimalne przykrycie	1	1/3	3	5	0,28
Aktywność gospodarcza	3	1	5	5	0,54
Oznakowanie	1/3	1/5	1	1/2	0,08
Kontrole	1/5	1/5	2	1	0,10

Tablica 5. Macierz ocen dla kryteriów związanych z korozją

Korozja	Zagrożenie korozyjne	Ochrona	Wagi
Zagrożenie korozyjne	1	1	0,5
Ochrona	1	1	0,5

Tablica 6. Macierz ocen dla kryteriów związanych z zagrożeniem korozyjnym

Zagrożenie korozyjne	Agresywność gruntu	Prądy błędzące	Wagi
Agresywność gruntu	1	1	0,5
Prądy błędzące	1	1	0,5

Tablica 7. Macierz ocen dla kryteriów związanych z ochroną gazociągu

Ochrona gazociągu	Powłoka	Ochrona katodowa	Wagi
Powłoka	1	2	0,67
Ochrona katodowa	1/2	1	0,33



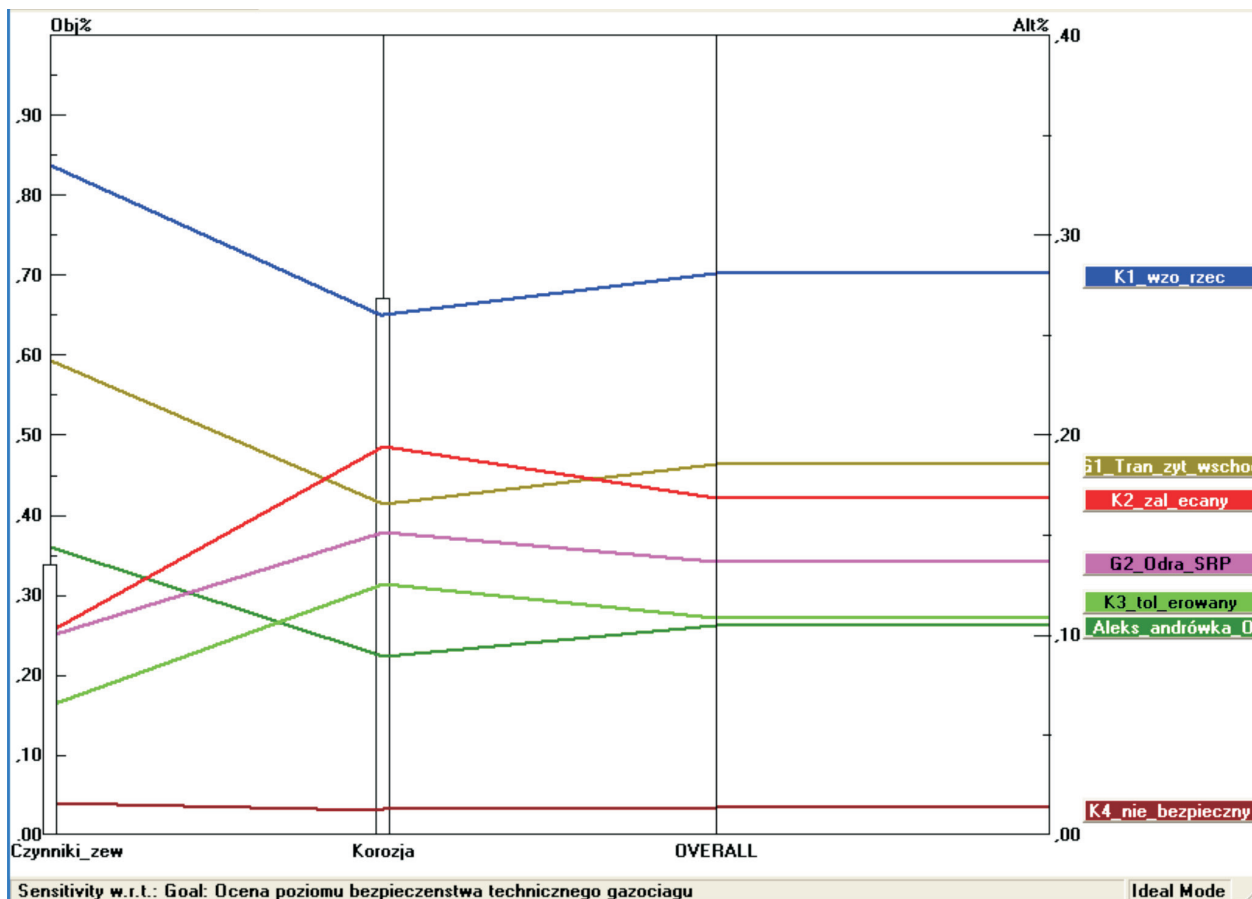
Rys. 4. Syntetyczne wyniki oceny poziomu bezpieczeństwa technicznego gazociągów

Możemy zauważyć, że gazociąg „Tranzyt-Wschód” zaliczony został do drugiej kategorii bezpieczeństwa (K1 – stan zlecany, ale bliski idealnemu; waga = 0,19), gazociąg „Odra-SRP” również do tej samej kategorii drugiej (K2 – stan zalecany, waga = 0,14), a gazociąg „Aleksandrówka-Odra” do kategorii trzeciej (K3 – stan tolerowany, ale na jego granicy; waga = 0,11).

Dodatkowo, w etapie piątym możliwe jest przeprowadzenie analizy wrażliwości i określenie, jak zmiany poszczególnych ocen wpływają na wynik końcowy. Na rysunku 5 w sposób graficzny przedstawiono wyniki analizy wrażliwości.

Słupki pionowe reprezentują kryteria, natomiast linie poziome – kategorie bezpieczeństwa technicznego i oceniane gazociągi (alternatywy). Przecięcie linii kategorii bezpieczeństwa i ocenianych gazociągów z pionowym słupkiem kryterium pokazuje priorytet (wagę) względem danego kryterium i odczytywany jest ze skali na lewej osi, oznaczonej jako Obj%.

Ogólny priorytet każdej kategorii bezpieczeństwa i ocenianych gazociągów przedstawiony jest na linii pionowej OVERALL i odczytywany ze skali na prawej osi, oznaczonej jako Alt%. Uzyskane wyniki są zgodne z wiedzą na temat stanu technicznego tych gazociągów.



Rys. 5. Wyniki analizy wrażliwości

Podsumowanie

Zapewnienie bezpieczeństwa technicznego gazociągów to podstawowe zadanie operatora (właściciela) gazociągu, które można zrealizować poprzez odpowiednie działania, często wymagające poniesienia nakładów finansowych – stąd też wiedza na temat poziomu (kategorii) bezpieczeństwa eksploatowanych (posiadanych) gazociągów jest szczególnie ważna.

Przedstawiona praca ma charakter studialny i podejmuje próbę kategoryzacji bezpieczeństwa technicznego gazociągów. Może być ona dobrym punktem wyjścia i inspiracją do skonstruowania modelu matematycznego, który dokładniej – niż przedstawiono to w niniejszej pra-

cy – opisywałby rzeczywistość. Zaprezentowany model może być rozbudowany i poszerzony o inne przyczyny awarii, wraz z oddziałującymi na nie czynnikami, oraz uwzględniać warunki, w jakich oceniane gazociągi są eksploatowane (np. występujące zagrożenia wynikające ze szkód górniczych). Model taki powinien być efektem pracy wielu specjalistów zajmujących się bezpieczeństwem technicznym gazociągu.

Przedstawiona praca miała na celu raczej ukazanie możliwości zastosowania metody AHP do problemu oceny poziomu bezpieczeństwa technicznego gazociągu, niż zbudowanie kompletnego, zamkniętego modelu.

Artykuł nadesłano do Redakcji 20.10.2010 r. Przyjęto do druku 9.11.2010 r.

Recenzent: prof. dr inż. Andrzej Froński

Literatura

- [1] Dietrich A., Badowski J.: *System komputerowy oceny stanu technicznego i analizy ryzyka dla dystrybucyjnych sieci gazowych*. Nafta-Gaz nr 11, 2009.
- [2] EGIG 6th Report: *Gas Pipeline Incidents 1970–2004*, December 2005.
- [3] EGIG 7th Report: *Gas Pipeline Incidents 1970–2007*, December 2008.
- [4] EN 954 *Bezpieczeństwo maszyn – Elementy systemów sterowania związane z bezpieczeństwem*.
- [5] EN/IEC 61508 *Bezpieczeństwo funkcjonalne związanych z bezpieczeństwem systemów elektrycznych/elektronicznych/programowalnych systemów elektronicznych*.
- [6] Muhlbauer W. Kent.: *Pipeline Risk Management Manual*. Second Edition, Gulf Publishing Company, 1996.
- [7] Saaty Thomas L.: *Decisions Making for Leaders – The Analytic Hierarchy Process for Decisions in a Complex World*. Lifetime Learning Publications, Inc. Belmont, California 1982.
- [8] Saaty Thomas L.: *The Analytic Hierarchy Process*. MC Graw-Hill, Inc., 1980.



Mgr Andrzej DIETRICH – kierownik Zakładu Informatyki INiG. Zajmuje się modelowaniem matematycznym i stosowaniem metod komputerowych w przemyśle naftowo-gazowniczym. Stypendysta North Eastern University w Bostonie oraz uczestnik międzynarodowego projektu badawczego w Connecticut Natural Gas Corporation w Hartford, USA.