

Andrzej Dietrich

*Instytut Nafty i Gazu, Kraków*

## Ocena ryzyka w transporcie gazu rurociągami <sup>1</sup>

W artykule omówiono podstawowe metody szacowania ryzyka eksploatacyjnego gazociągów. Podano przykłady zastosowań metod jakościowej i ilościowej szacowania ryzyka. Ukazano rolę oceny ryzyka w procesie zarządzania integralnością gazociągu. Przedstawiono odniesienia do norm i standardów, zarówno krajowych jak i zagranicznych.

### Risk estimation in pipelines gas transmission

In this presentation the fundamental risk assessment methods were discussed. The applications of quality and quantity methods of risk assessment were presented. Risk estimation as a part of gas pipelines managing system integrity was showed. The relations to domestic and foreign norms and standards were discussed.

## Wprowadzenie

Gazociągi wysokiego ciśnienia powszechnie uważane są za jeden z najbezpieczniejszych rodzajów transportu. Prawidłowo zaprojektowany, wybudowany i eksploatowany gazociąg nie powinien ulegać awariom, i w istotnym stopniu zagrażać środowisku. Dzięki wyposażeniu systemu przesyłowego gazu w nowoczesne systemy zabezpieczające i sygnalizacyjne oraz przy należytym przeszkoleniu personelu obsługującego i dozoru instalację, można uniknąć niebezpieczeństwa wybuchu i pożaru – co potwierdzają wieloletnie doświadczenia światowe w eksploatacji takich systemów. Ostatnie publikacje zagraniczne wskazują, że liczba awarii na gazociągach przesyłowych w wybranych krajach Europejskich wynosi 0,41 na 1000 km gazociągu [2]. Wskazuje to na wysoki stopień niezawodności transportu gazociągami. Jednak mimo to ulegają one od czasu do czasu awariom, np. na skutek ingerencji w gazociąg stron trzecich – często z dramatycznymi i tragicznymi konsekwencjami.

Poważnym problemem są starzejące się gazociągi i nagłe awarie prowadzące do pęknięcia gazociągu oraz

gwałtownego wycieku gazu, często kończącego się zapaleniem i pożarem. W wyniku ewentualnej katastrofy wybuchu gazu na gazociągu głównym, zagrożeniem dla mieszkańców i środowiska jest pożar i związane z nim promieniowanie cieplne. Poważne bywają też straty materialne.

W ostatnich latach, w skali globalnej można zauważyć zmiany w podejściu do bezpieczeństwa gazociągów. Polegają one głównie na próbie odejścia od legislacji nakazowej, która szczegółowo określała, w jaki sposób operator gazociągu powinien wywiązywać się ze swoich obowiązków. W nowym podejściu, obowiązkiem przedsiębiorstwa będzie określenie potencjalnego ryzyka swojej działalności, a także przedsięwzięcie niezbędnych środków zapobiegawczych i ograniczających to ryzyko.

Skoro ryzyko awarii istnieje, zatem jest rzeczą fundamentalną, zarówno z punktu widzenia eksploatacji gazociągów, jak i doskonalenia norm projektowych oraz przepisów bezpieczeństwa, aby rozumieć to ryzyko i tam gdzie jest to możliwe wyrazić go w sposób liczbowy.

<sup>1</sup> Praca naukowa finansowana ze środków na naukę w latach 2007-2009 jako Projekt rozwojowy w ramach Inicjatywy Technologicznej 1 MNiSW – „Opracowanie systemu oceny stanu technicznego i analizy ryzyka dla dystrybucyjnych sieci gazowych” (Projekt nr 13322).

## Metody szacowania ryzyka

Ryzyko najczęściej definiuje się jako funkcję  $R$ , zależną od dwóch zmiennych:  $p$  i  $s$ .

$$Y = R(p, s); \text{ przy czym } R = p \cdot s$$

Gdzie  $p$  – określa częstość lub prawdopodobieństwo wystąpienia zdarzenia, zaś  $s$  – określa skutki wystąpienia tego zdarzenia.

Analizę ryzyka można przeprowadzać w ciągu całego „życia” rurociągu, a więc w czasie:

- projektowania,
- budowy,
- eksploatacji.

Znane są dwa główne podejścia do szacowania ryzyka:

- ilościowe,
- jakościowe.

W ramach każdego z nich istnieją szczegółowe techniki i metody. Różnica pomiędzy ilościowym i jakościowym szacowaniem ryzyka polega głównie na tym, w jaki sposób określane są liczby wyznaczające prawdopodobieństwo wystąpienia awarii oraz jej potencjalne skutki.

### Ilościowe szacowanie ryzyka

Ilościowe szacowanie ryzyka przeprowadza się w dwóch etapach:

- w pierwszym oblicza się prawdopodobieństwo wystąpienia awarii na podstawie danych statystycznych lub przy pomocy metod symulacyjnych,
- w drugim określa się potencjalne skutki awarii.

Ilościowe szacowanie ryzyka prowadzi do otrzymania precyzyjnych liczb, określających prawdopodobieństwo wystąpienia awarii i potencjalnych jej skutków oraz poziomu ryzyka. Otrzymany w ten sposób poziom ryzyka możemy porównać z ustalonym wcześniej tzw. akceptowalnym poziomem ryzyka. Przy tym podejściu do szacowania ryzyka niezbędne stają się dane statystyczne dotyczące awarii, które wydarzyły się w przeszłości na gazociągu. Na ich podstawie oblicza się prawdopodobieństwo wystąpienia awarii w przyszłości. Często jednak brak jest takich danych. A jeżeli są, to występują w nich nieścisłości, które w istotny sposób wpływają na obliczenia.

Obliczenia oparte na modelowaniu matematycznym i symulacji stanowią drugi sposób obliczania prawdo-

podobieństwa. Przy tym podejściu należy dysponować modelem matematycznym (wzorem), który opisuje zależności pomiędzy podstawowymi zmiennymi związanymi z danym zjawiskiem, na przykład korozją; przy czym część ze zmiennych przyjętego modelu może mieć charakter deterministyczny, a część stochastyczny.

W pracy [6], do oszacowania prawdopodobieństwa awarii spowodowanej korozją wykorzystano model matematyczny, opisujący tzw. margines bezpieczeństwa i relacje pochodzące z wiedzy o wytrzymałości materiałów oraz symulację metodą Monte Carlo. Wyniki symulacji są podstawą do przeprowadzenia oceny niepewności i wrażliwości.

**Akceptowalny poziom ryzyka** (*Acceptable level of risk*) – jest to liczba określająca poziom ryzyka możliwy do zaakceptowania, przy założeniu, że uwzględniono wszystkie dostępne metody zminimalizowania tego ryzyka. Najlepiej kiedy uzyskuje się ją w wyniku negocjacji pomiędzy przedstawicielami przemysłu, społeczeństwa i odpowiednich władz. Przy jej określaniu bierze się pod uwagę konkretne ryzyko związane z eksploatacją rurociągu. Często równocześnie dokonuje się analizy zysków i strat. Liczba ta może być różna dla różnych krajów, regionów, czy lokalnych społeczności. Ponieważ w całym procesie analizy ryzyka występuje element nieokreśloności i niepewności, na otrzymane ryzyko należy patrzeć z tej właśnie perspektywy.

Zwykle przyjmuje się trzy następujące kategorie wartości, które mogą być zagrożone i na których bezpieczeństwie nam zależy:

- życie i zdrowie ludzkie,
- środowisko naturalne,
- dobra materialne.

Kryteria akceptowalnego poziomu ryzyka zwykle formułuje się w odniesieniu do:

- indywidualnego ryzyka,
- „społecznego” ryzyka (lub inaczej: grupowego ryzyka).

**Ryzyko indywidualne** – dotyczy pojedynczego człowieka i wyraża stopień ryzyka, jakiemu podlega on w przypadku wystąpienia zagrożenia. Zwykle przyjmuje się, że akceptowalny poziom tego ryzyka mieści się w przedziale od  $1 \times 10^{-5}$  do  $1 \times 10^{-7}$  w przeliczeniu na rok.

Ryzyko indywidualne oznacza prawdopodobieństwo w skali roku, że pojedyncza osoba zostanie w taki a nie

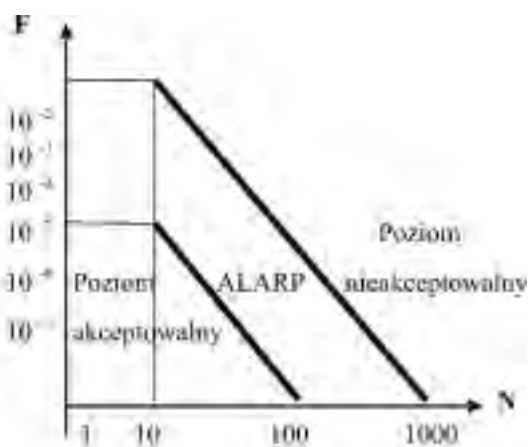
inny sposób dotknięta skutkiem powstałym w wyniku realizacji określonego zagrożenia, np.: indywidualne ryzyko śmierci w skali roku wynosi jeden na milion. Jest ono niezależne od liczby narażonych osób. Linie łączące punkty o jednakowym ryzyku nazywane są liniami „*iso-risk*”. Można zatem tworzyć mapy konturowe ryzyka, dla obiektu stanowiącego zagrożenie.

**Ryzyko społeczne** lub inaczej **ryzyko grupowe** określa potencjalną liczbę ofiar ewentualnej awarii i nie odnosi się do pojedynczego człowieka. Przedstawia ono relację pomiędzy częstością występowania określonego zagrożenia, a liczbą osób dotkniętych w taki a nie inny sposób skutkiem powstałym w wyniku realizacji określonego zagrożenia.

Kryteria akceptowalności ryzyka mogą być wyrażone poprzez:

- „spodziewaną liczbę ofiar”,
- prawdopodobieństwo lub częstość w odniesieniu do liczby ofiar, przedstawione jako skumulowany rozkład ilości ofiar.

Przyjęto wykres ten oznaczać jako F-N, gdzie oś rzędnych przedstawia częstość występowania określonego zagrożenia, zaś oś odciętych – liczbę osób dotkniętych skutkami wynikającymi z realizacji tego zagrożenia.



Rys. 1. Wykres funkcji F-N

Na rysunku 1 przedstawiono przykładowy wykres F-N, gdzie F oznacza prawdopodobieństwo wystąpienia zdarzenia w ciągu roku, zaś N oznacza liczbę ofiar (skutki wystąpienia zdarzenia). Obszar pomiędzy dwoma pogrubionymi, ukośnymi prostymi oznacza poziom ryzyka, który może być zredukowany przy aktywnym działaniu zarządzającego rurociągiem. W języku angielskim oznacza się go w skrócie jako obszar ALARP (*As Low As Reasonably Practicable*)

i obejmuje on swym zasięgiem poziom ryzyka, który jest tak niski, jak tylko jest to możliwe z praktycznego punktu widzenia.

Ilościowe szacowanie ryzyka jest bardzo przydatne przy planowaniu przestrzennym w miastach oraz przy podejmowaniu trudnych decyzji lokalizacyjnych związanych z umiejscowieniem obiektów niosących ze sobą potencjalne zagrożenie dla mieszkańców i środowiska naturalnego. Jest ono jednak czasochłonne i wymaga dużej wiedzy teoretycznej.

### Jakościowe szacowanie ryzyka

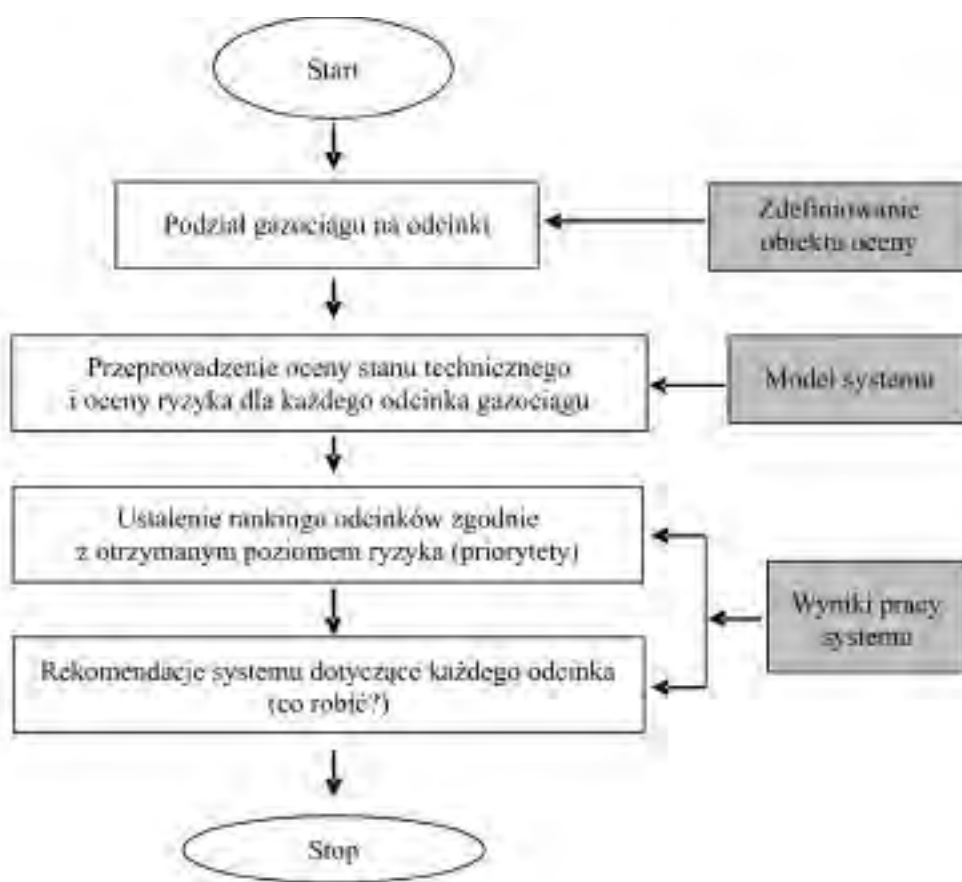
W podejściu jakościowym odchodzi się od ścisłego matematycznego określenia prawdopodobieństwa. Przyjmuje się w sposób arbitralny pewną skalę, np. od 1 do 4 i w tej skali określa się skutki i prawdopodobieństwo. Mamy więc w tym przypadku do czynienia z pojęciami nieprecyzyjnymi (rozmytymi) – typu: prawdopodobieństwo jest małe, średnie czy też duże – którym przypisuje się pewne liczby. Następnie liczby te wykorzystuje się do oceny ryzyka, stosując przy tym tzw. macierz ryzyka, w której określa się stopień ryzyka dla wszystkich kombinacji prawdopodobieństwa wystąpienia awarii i jej skutków. Macierz ta jest typu jakościowego, mimo że przedstawia liczby. Liczby te odzwierciedlają jednak tylko pewne opinie wyrażone w postaci punktów. Tak na przykład liczby: 1, 2, 3, 4 mogą odpowiadać pojęciom skutku: małego, średniego, powyżej średniego i wysokiego. Przy zdarzeniach o wysokiej częstości występowania łatwiej jest określić sposoby zapobiegawcze i redukujące ich skutki, ponieważ dysponujemy zazwyczaj obszerniejszą informacją, która może być efektywnie wykorzystana. Naszą szczególną uwagą powinniśmy objąć te zdarzenia, których skutki mogą być największe i które są nieprzewidywalne – niezależnie od tego, czy częstość ich występowania jest wysoka czy niska. Tego typu zdarzenia przyciągają największą uwagę społeczeństwa, mediów i ustawodawcy. Ścisłe przestrzeganie odpowiednich przepisów i standardów nie gwarantuje jeszcze pełnego bezpieczeństwa. Ryzyko awarii istnieje; pojawia się zatem problem skutecznego nim zarządzania. Wprawdzie nigdy nie będziemy mogli dokładnie przewidzieć wszystkich awarii na gazociągach, to jednak możemy wskazać te czynniki, które w istotny sposób przyczyniają się do ich wystąpienia. Analizując te czynniki i ich wzajemny wpływ możemy uzyskać wgląd w „relatywny potencjał” awarii.

Analiza ryzyka nie w każdym przypadku musi polegać na obliczeniach opartych na rachunku prawdopodobieństwa. Wtedy, gdy zdarzenia losowe występują bardzo rzadko, a tak jest w przypadku awarii na gazociągach przesyłowych, obliczenia takie – oparte na niepełnych danych – budzą wątpliwości. Zbyt wiele założeń wymaganych przy tej analizie sprawia, że przedziały nieokreśloności stają się duże. Konstruuje się zatem modele analizy i szacowania ryzyka oparte na wiedzy, doświadczeniu i intuicji; rezygnując ze ścisłości matematycznej opisu modelu. Przy takim podejściu łączy się ze sobą wiedzę pochodzącą z danych archiwalnych, z nabytym doświadczeniem oraz tzw. zdrowym rozsądkiem. W czasie budowy modelu szczegółową analizę problemu dokonuje się tylko raz. Na każdym etapie przyjmuje się konkretne rozwiązania. Tak skonstruowany system łatwo jest objaśnić na każdym etapie jego działania. W miarę jak rośnie nasza wiedza i doświadczenie, możemy go też stosunkowo łatwo modyfikować. W końcowym efekcie uzyskuje się narzędzie, które jest obiektywne i odzwierciedla aktualną wiedzę i doświadczenie w tej dziedzinie (często wielu specjalistów uczestniczy w konstrukcji takiego modelu). Narzędzie to, najczęściej w postaci łatwego w użyciu programu komputerowego, może stać się bardzo pomocne przy podejmowaniu różnego rodzaju decyzji (np. przy ustalaniu programu napraw i remontów gazociągów). Ten sposób podejścia do analizy i szacowania ryzyka nazywany jest często systemem punktowym i mieści się w kategorii tzw. quasi-subiektywnych metod szacowania ryzyka. Wartości liczbowe przypisuje się tym parametrom, które mają wpływ na całkowite ryzyko związane z eksploatacją gazociągu. Wynikają one głównie z dostępnych danych statystycznych dotyczących uszkodzeń gazociągu oraz

z doświadczenia eksperta lub kilku ekspertów. Przy takim podejściu do szacowania ryzyka należy szczególnie dużą uwagę zwrócić na logikę i wewnętrzną spójność systemu punkowego. Ogólną koncepcję systemu punkowego – w postaci schematu blokowego – przedstawiono na rysunku 2.

Konstrukcję modelu systemu oceny stanu technicznego i analizy ryzyka gazociągu przeprowadza się w dwóch etapach. W pierwszym etapie dokonuje się wyboru parametrów, które mają wpływ na prawdopodobieństwo wystąpienia awarii. Przeprowadza się analizę przyczyn awarii oraz szacuje częstotliwość ich występowania. Następnie wybranym parametrom przypisuje się odpowiednie punkty (wagi). Parametry mające wpływ na prawdopodobieństwo wystąpienia awarii można pogrupować w następujący sposób:

- informacje dotyczące wdrożonego, certyfikowanego systemu jakości,
- czynniki środowiskowe, organizacyjne i eksploatacyjne,
- stan techniczny gazociągu,
- zagrożenie korozyjne i ochrona przed korozją.



Rys. 2. Ogólna koncepcja systemu punkowego

W etapie drugim, przedmiotem analizy obejmuje się potencjalne skutki wystąpienia awarii; dokonując wyboru tych parametrów, które mogą mieć wpływ na skutki awarii. Można przyjąć, że skutki potencjalnej awarii gazociągu zależą głównie od jego lokalizacji, uwzględniającej zaludnienie oraz kolizje i skrzyżowania. Uwzględniono również metody łagodzenia skutków awarii. Przy konstrukcji opracowanego modelu zarówno dobór parametrów, jak i przypisane im wagi były kilkakrotnie poddawane dyskusji z przedstawicielami przemysłu. W wyniku tych dyskusji powstała uzgodniona wersja modelu.

Na końcu procesu oceny stanu technicznego i ryzyka eksploatacyjnego uzyskuje się liczbę, określającą *względny stopień ryzyka*, czasem nazywaną też *Całkowitym Indeks Ryzyka (CIR)*, która charakteryzuje dany odcinek gazociągu.

Cały opisany wyżej proces powtarza się dla każdego odcinka gazociągu, przy czym informacja o nim, zawarta w tej jednej liczbie, jest zachowana po to, aby można było przeprowadzić szczegółową analizę gdy zajdzie taka potrzeba (np. porównania kilku odcinków gazociągu).

Z uwagi na dostępność informacji o ocenianych parametrach, stopień rzetelności oceny jest tym większy, im gazociąg jest nowszy. Niestety dla starszych gazociągów, z uwagi na brak informacji o parametrach, stopień rzetelności oceny jest zwykle niższy i bez przeprowadzenia dodatkowych badań diagnostycznych (parametr występujący w modelu) ocena jest praktycznie niemożliwa.

Stopień dokładności oceny, a tym samym wiarygodności systemu punktowego, wzrasta wraz z dzieleniem

gazociągu na coraz mniejsze odcinki. Dotyczy to przede wszystkim gazociągów eksploatowanych od wielu lat, awaryjnych, będących w złym stanie technicznym. Jednak nawet taki gazociąg, w przypadku braku różnicowania wartości parametrów, może nie wymagać dzielenia na krótkie odcinki. Tak skonstruowany system może na przykład służyć do ustalenia priorytetów napraw i wymian poszczególnych odcinków gazociągu oraz przyczynić się do znacznych oszczędności.

**Akceptowalny poziom ryzyka – szacowanie jakościowe**

W przypadku szacowania ryzyka w sposób jakościowy, akceptowalny poziom ryzyka określa się dla poszczególnych kategorii ryzyka. W tabelicy 1 podano przykładowy podział na takie kategorie. Ilość kategorii ryzyka (ilość wierszy w tabelicy 1) zależy od konstruktora systemu. Najczęściej przyjmuje się pięć kategorii ryzyka: *bardzo małe, małe, umiarkowane, duże i bardzo duże*.

Zasadniczą trudnością jest określenie wartości granicznych dla tych kategorii (tj. przypisanie odpowiednich wartości do A, B, C, D, E, F). Z tego podziału wyraźnie widać, że nieakceptowalny poziom ryzyka w tym przypadku wyznaczają A i B – ryzyko bardzo duże, a poziom akceptowalny wyznaczają litery D, E, F – ryzyko bardzo małe i małe.

Pozostałe wartości graniczne, oznaczone literami B, C, D – oznaczają ryzyko umiarkowane i duże oraz sugerują podjęcie działań mających na celu redukcję ryzyka. Zachodzą przy tym następujące relacje:  $0 < F < E < D < C < B < A$ .

Tablica 1. Kategorie ryzyka – jakościowe szacowanie ryzyka

Całkowity indeks ryzyka	Ryzyko	Rekomendacje dotyczące rozpatrywanego odcinka
$B < CIR \leq A$	Bardzo duże	Natychmiastowa wymiana lub wycofanie z eksploatacji
$C < CIR \leq B$	Duże	Kornecznie uwzględnić w najbliższym planie remontów
$D < CIR \leq C$	Umiarkowane	Rozważyć wymianę (rehabilitację) oraz dodatkową diagnostykę
$E < CIR \leq D$	Małe	Obserwować gazociąg, rozważyć dodatkową diagnostykę
$F \leq CIR \leq E$	Bardzo małe	O.K. Na razie można nie zajmować się tym odcinkiem

**Ocena ryzyka w systemie zarządzania integralnością gazociągów**

W USA, Kanadzie, Australii, a także w Europie opracowywane i wdrażane są Systemy Zarządzania Integralnością Gazociągów – *Pipeline Integrity Ma-*

*agement System (PIMS)*. Pod pojęciem integralność gazociągu rozumie się taki jego stan techniczny, który pozwala na bezpieczny i ciągły przesył gazu. Zatem

PIMS dotyczy zazwyczaj tylko gazociągów, natomiast nie zajmuje się innymi elementami systemu przesyłowego, takimi jak np. tłocznie, stacje gazowe, czy też układy pomiarowe. Poprawnie skonstruowany i wdrożony System Zarządzania Integralnością Gazociągów w istotny sposób powinien redukować ryzyko poważnej awarii gazociągów. Efektem wprowadzenia takiego systemu powinno być obniżenie kosztów eksploatacji i efektywniejsze wykorzystanie środków wydawanych na bezpieczeństwo gazociągów. PIMS powinien być elementem ogólnego Systemu Zarządzania Siecią Gazociągów. Szacowanie ryzyka i ocena integralności gazociągu to kluczowe zadania realizowane w systemie PIMS.

W Stanach Zjednoczonych obecnie realizowany jest pilotażowy program wprowadzenia systemu zarządzania integralnością u wybranych operatorów. W 2002 roku został wydany nowy amerykański standard – ASME B31.8S: *Managing System Integrity of Gas Pipeline*. Dotyczy on wyłącznie zarządzania integralnością gazociągów i stanowi załącznik do wcześniej wydanych przepisów technicznych dotyczących gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych – ASME B31.8: *Code for Pressure Piping, Gas Transmission and Distribution Piping Systems*. Standard ten jest wynikiem wieloletniej pracy wielu osób; zarówno z jednostek badawczo-rozwojowych, operatorów gazociągów, jak i urzędów regulacyjnych. Został on zatwierdzony przez Amerykański Narodowy

Instytut Standaryzacji (ANSI) i uznany za standard międzynarodowy. Jest przeznaczony dla operatorów gazociągów i ma im pomóc w opracowaniu i wdrożeniu efektywnego systemu zarządzania integralnością gazociągów. Omawia on program i formułuje proces zarządzania integralnością – podkreślając równocześnie znaczenie gromadzenia i analizy danych. Przedstawia on także sposoby szacowania ryzyka i oceny integralności gazociągu; przedstawia możliwe reakcje operatora na uzyskane wyniki oraz ujednotolica terminologię.

Jest to obecnie jedyny na świecie standard w całości poświęcony PIMS. Inne, takie jak europejska norma PL EN 15494 z 2006 roku, która zaleca opracowanie i wdrożenie systemu PIMS u operatora, mówi, że „integralność rurociągu po jego uruchomieniu należy zapewnić przez precyzyjnie ustalony program użytkowania, utrzymania oraz nadzorowania stanu technicznego (system zarządzania integralnością rurociągu)”. Brak jest jednak w niej jakichkolwiek wskazówek, z jakich elementów powinien składać się taki system i jak należałoby budować odpowiadający mu program.

W pracy [5] przedstawiono metodologię konstrukcji PIMS w oparciu o standard ASME B31.8S. Opisano poszczególne moduły wchodzące w jego skład oraz ukazano istotną rolę szacowania ryzyka w systemie. W Europie za modelowy można uznać system PIMS działający w Gasunie w Holandii. System ten spełnia wymagania standardu ASME B31.8S.

## Podsumowanie

Zmiany w podejściu do bezpieczeństwa przesyłu gazu spowodowały zainteresowanie analizą ryzyka w przemyśle gazowniczym. To operator, prowadzący działalność związaną z ryzykiem, będzie miał obowiązek oszacować to ryzyko i skutecznie nim zarządzać. W referacie przedstawiono podstawowe metody szacowania ryzyka. Omówiono metodę ilościową i jakościową. Przedstawiono kryteria akceptowalnego poziomu ryzyka; zarówno dla jednej, jak i drugiej metody szacowania. Ukazano rolę szacowania ryzyka w Systemie Zarządzania Integralnością Gazociągów (PIMS).

System komputerowy oceny stanu technicznego i analizy ryzyka eksploatacyjnego gazociągu staje

się niezbędnym narzędziem w rękach operatora sieci gazowej. Dla gazociągów wysokiego ciśnienia system taki został skonstruowany w INiG i przeszedł pomyślne testy w przemyśle. Aktualnie, w ramach projektu rozwojowego MNiSW (*Inicjatywa Technologiczna 1*) trwają prace nad takim systemem dla gazociągów dystrybucyjnych.

Autor wyraża przekonanie, że wprowadzenie metody analizy ryzyka do praktyki eksploatacyjnej operatorów sieci przesyłowej i dystrybucyjnej przyczyni się do podniesienia bezpieczeństwa technicznego i ekologicznego oraz efektywniejszego wykorzystania środków przeznaczonych na bezpieczeństwo przesyłu gazu.

Recenzent: doc. dr inż. Andrzej Froński

## Literatura

- [1] American Society of Mechanical Engineers (ASME), *Managing System Integrity of Gas Pipelines*, ASME B31.8S. 2002.
- [2] EGIG 6<sup>th</sup> Report: *Gas Pipeline Incidents 1970-2004*, December 2005.
- [3] Dietrich A., Madejski M., Markiewicz M.: *System oceny stanu technicznego i analizy ryzyka gazociągów wysokiego ciśnienia w aspekcie przepisów Unii Europejskiej*. II Konferencja Techniczna w Warszawie, organizowana przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo i Politechnikę Warszawską, czerwiec 2003.
- [4] Dietrich A.: *System Zarządzania Integralnością Gazociągów – metoda konstrukcji*. Nafta-Gaz nr 4, 2007.
- [5] Dietrich A.: *Zarządzanie ryzykiem – nowe spojrzenie na bezpieczeństwo i niezawodność rurociągów*. Materiały Konferencji: Zarządzanie Ryzykiem w Eksploatacji Rurociągów, Płock 28-29.05.1998.
- [6] Dietrich A.: *Zastosowanie metody Monte Carlo do problemu bezpieczeństwa przesyłu gazu*. Nafta-Gaz nr 5, 2008.
- [7] Hopkins H.F., Lewis S.E.: *TRANSPIRE: an expert system package for the assessment of the risks and hazards of gas transmission pipelines*. Gas Engineering & Management, January/February 1994.
- [8] Porter S., Wettig J.: *A progress report on a European Commission review of the control of major-accident hazards arising from pipelines within EU countries*. European Commission, Directorate General XI, Environment, Nuclear Safety and Civil Protection, Bruxelles 1998.
- [9] Polska Norma PN-EN 15494: *Systemy dostawy gazu. Rurociągi o maksymalnym ciśnieniu roboczym powyżej 16 bar. Wymagania funkcjonalne*. 2006.
- [10] Modarres M.: *Reliability and Risk Analysis*. Marcel Dekker, INC, 1993.
- [11] Wilke T.L.: *U.S. Approach to Pipeline Risk Management*. Materiały Konferencji: IEA International Conference on Natural Gas Technologies. Berlin, Germany, September 1-4, 1996.



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.



## Oferta

### DZIAŁ INFORMACJI NAUKOWO-TECHNICZNEJ

Kierownik: Wojciech Łyko

31-503 Kraków, ul. Lubicz 25 A | tel.: +48 012 421 00 33

- Dział Informacji INiG prowadzi głównie działalność wydawniczą (miesięcznik „Nafta-Gaz”, „Biuletyn INiG”, „Prace INiG” oraz rocznik: „Raport Polskiej Nafty i Gazu”). Wszystkie te wydawnictwa zarejestrowane są w Międzynarodowym Systemie Informacji o Wydawnictwach Ciągłych i oznaczone symbolem ISSN, co nadaje właściwą rangę zamieszczonym w nich publikacjom.
- Dział Informacji prowadzi także działalność informacyjną i wydawniczą z zakresu branży – dokumentując, w odniesieniu do Instytutu, „Badania Naukowe – SYNABA” (sprawozdania z prac naukowo-badawczych, rozwojowych, rozpraw doktorskich i habilitacyjnych oraz ekspertyz naukowych wykonywanych przez jednostki naukowe i badawczo-rozwojowe).



INSTYTUT NAFTY I GAZU  
ul. Lubicz 25 A, 31-503 Kraków  
tel.: +48 12 421 00 33 | fax: +48 12 430 39 25  
www.inig.pl | office@inig.pl