

Andrzej Dietrich, Jakub Badowski
Instytut Nafty i Gazu, Kraków

System komputerowy oceny stanu technicznego i analizy ryzyka dla dystrybucyjnych sieci gazowych

W artykule omówiono system komputerowy oceny stanu technicznego i analizy ryzyka dla dystrybucyjnych sieci gazowych. Ukazano rolę oceny ryzyka w procesie zarządzania integralnością gazociągu. Przedstawiono dwie podstawowe metody szacowania ryzyka. Omówiono metodologię budowy modelu systemu i przyjęte kategorie ryzyka oraz ich realizację komputerową. Przedstawiono wyniki pilotażowych testów systemu na rzeczywistych gazociągach.

The computer system applied to the evaluation of the technical state condition and risk analysis of the gas pipeline distribution network

In this article the computer system applied to the evaluation of the technical state condition and risk analysis of the gas pipeline distribution network was discussed. Risk estimation as a part of gas pipelines managing system integrity was showed. The two basics methods of risk assessment were presented. The methodology of model construction and risk categories applied as well as their computer implementation was discussed. The results of pilot system tests on real gas pipelines were presented.

Wprowadzenie

Wszystkie dostępne statystyki potwierdzają, że przesył gazu rurociągami jest jednym z bezpieczniejszych rodzajów transportu. Jednak od czasu do czasu gazociągi ulegają awariom, chociażby na skutek ingerencji w nie stron trzecich, czasem z poważnymi konsekwencjami. Ścisłe przestrzeganie odpowiednich przepisów i standardów nie gwarantuje jeszcze pełnego bezpieczeństwa – ryzyko awarii wciąż 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. Problemem stają się gazociągi wybudowane wiele lat temu. Starzejące się gazociągi stwarzają potencjalne ryzyko awarii, które nie może być całkowicie wyeliminowane. Ryzyko to powinno być oszacowane i kontrolowane przez operatora gazociągu. Ocena ryzyka jest jednym z kluczowych elementów Systemu Zarządzania Integralnością Gazociągu (ang. *Pipeline Integrity Management System – PIMS*) [1, 7, 8], przy czym gazociąg uważamy za integralny, jeżeli jego stan techniczny zapewnia niezawodny i niezagrażający środowisku i mieszkańcom przesył gazu, pod wymaganym ciśnieniem roboczym.

Ryzyko R definiuje się jako iloczyn dwóch czynników P i Q :

$$R = P \cdot Q \quad (1)$$

gdzie: P – oznacza prawdopodobieństwo awarii, a Q – określa skutki awarii, w przypadku jej wystąpienia.

Znane są dwa podejścia do szacowania ryzyka: jakościowe i ilościowe. W pierwszym, ryzyko określane jest w sposób subiektywny, zazwyczaj poprzez ekspertów z danej dziedziny. W drugim, ryzyko oblicza się za pomocą modeli matematycznych. Podejście jakościowe jest proste i łatwe do objaśnienia. Podejście ilościowe jest bardziej skomplikowane, wymaga bowiem przeprowadzenia żmudnych obliczeń statystycznych, opartych na odpowiedniej bazie danych o awariach. Następnie, w oparciu o modele matematyczne opisujące zjawiska fizyko-chemiczne w czasie awarii, oblicza się poziom ryzyka. W tej grupie metod mieszczą się również symulacje komputerowe, np. metodą Monte Carlo [6].

Jedną z bardziej znanych metod jakościowych jest metoda indeksacji lub inaczej punktowa [10] i w przedstawionej pracy do konstrukcji modelu opisującego stan techniczny gazociągu i ryzyko jego eksploatacji przyjęto właśnie tę metodę.

Konstrukcja modelu i kategorii ryzyka

Dla potrzeb budowy modelu przyjęto szacowanie ryzyka, które miało charakter semi-ilościowy. Niektóre parametry modelu są liczbowe, inne – jakościowe. Zarówno parametrom opisanym w skali liczbowej, jak i parametrom jakościowym przypisane zostały wagi liczbowe. Jest to więc ryzyko względne. Przy konstrukcji modelu oparto się na wiedzy, doświadczeniu i intuicji, rezygnując ze ścisłości matematycznej. 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 oceny stanu technicznego i analizy ryzyka przeprowadzono etapami. Na każdym etapie przyjmowano konkretne rozwiązania. Tak skonstruowany model łatwo jest objaśnić na każdym etapie jego działania. W miarę jak rośnie nasza wiedza i doświadczenie możemy go stosunkowo łatwo modyfikować. W efekcie końcowym uzyskano model, który jest być może subiektywny, ale odzwierciedla aktualną wiedzę i doświadczenie specjalistów, zarówno z Instytutu, jak i z przemysłu. W budowie modelu uczestniczyli, obok specjalistów z Instytutu, eksperci w zakresie eksploatacji gazociągów z trzech Spółek Dystrybucyjnych Gazu (Górnośląskiej, Karpackiej i Mazowieckiej). Przy konstrukcji modelu dokonano wyboru parametrów mających wpływ na prawdopodobieństwo wystąpienia awarii gazociągu oraz parametrów mających wpływ na ewentualne skutki takiej awarii. Uwzględniono przy tym między innymi czynniki środowiskowe, organizacyjne i eksploatacyjne, a także odpowiednie przepisy krajowe – np. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 30 lipca 2001 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe.

Tego typu podejście daje możliwość uwzględnienia w modelu doświadczenia eksploatacyjnego Operatora tzw. dobrych praktyk. Analizowany jest sam gazociąg, jak i jego otoczenie.

Opracowany model uwzględnia wszystkie rodzaje ciśnień stosowanych na gazociągach (wysokie ciśnienie – w.c., podwyższone średnie ciśnienie – p.ś.c., średnie ciśnienie – ś.c., i niskie ciśnienie – n.c.) oraz dwa rodzaje materiałów, z których zbudowany jest rurociąg, a mianowicie stal i PE.

W przypadku gazociągów stalowych w sposób szczegółowy przeanalizowano parametry związane z korozją, która jest podstawowym zagrożeniem dla integralności gazociągu.

W opracowanym modelu zostały uwzględnione takie obszary zagadnień jak:

- agresywność korozyjna gruntu,
- oddziaływanie prądów błędzących,
- jakość powłoki izolacyjnej gazociągu,
- stan techniczny i skuteczność ochrony katodowej, jeżeli została zastosowana.

Na podstawie oceny stanu technicznego gazociągu i analizy czynników środowiskowych oraz ludzkich szacuje się ryzyko związane z użytkowaniem gazociągu.

Szacowanie odbywa się poprzez przypisanie wartości liczbowych wybranym parametrom wpływającym na prawdopodobieństwo wystąpienia awarii (Grupa A) oraz parametrom wpływającym na skutki awarii (Grupa B). Suma przypisanych liczb, dla rozpatrywanego gazociągu tworzy Całkowity Indeks Ryzyka.

W grupie A uwzględniono następujące parametry wpływające na prawdopodobieństwo awarii:

1. Informacje dotyczące wdrożonego certyfikowanego systemu jakości; u projektanta, wykonawcy i operatora oraz ocenę poziomu wykonawstwa.
2. Czynniki środowiskowe, organizacyjne i eksploatacyjne, takie jak: ruchy gruntu, szkody górnicze, osunięcia ziemi, tereny zalewowe, bagienne, grubość przykrycia gazociągu, oznakowanie gazociągu, zagrożenia w strefie kontrolowanej, zbliżenia i skrzyżowania z liniami elektroenergetycznymi wysokiego napięcia, kontrole, konserwacje, sprawdzenia działania i przeglądy (w tym objazdy, obchody, kontrole z powietrza dla gazociągów w.c. i p.ś.c., oraz kontrole dywanowe dla gazociągów n.c., i ś.c.).
3. Parametry charakteryzujące gazociąg i jego otoczenie, w tym: lata dotychczasowego użytkowania, rodzaj materiału rur gazociągów n.c. i ś.c., rodzaj połączeń rur, stan przekroczeń przeszkód terenowych w rurach ochronnych i osłonowych, ciśnienie robocze w gazociągu w.c. i p.ś.c., nieszczelności gazociągu, stan techniczny gazociągu (określony przez korozję powierzchniową, wżerową, pęknięcia, wgniecenia, zarysowania, defekty spoin), stan techniczny armatury (określony przez jej szczelność i operacyjność).
4. Parametry określające zagrożenie korozyjne i ochronę przed korozją.

Parametr „zagrożenie korozyjne i ochrona przed korozją” jest parametrem zbiorczym, w którym są uwzględnione dwa czynniki zagrożenia korozyjnego, tj. agresywność gruntu i prądy błędzące, oraz dwa czynniki ochrony przed korozją, tj. powłoka ochronna i ochrona katodowa. Pomiędzy wymienionymi czterema

czynnikami istnieją zależności, które znajdują odbicie w wartości parametru zbiorczego. Wartość liczbowa parametru zbiorczego dobiera się z odpowiedniej tablicy, przedstawionej w postaci macierzy.

Jeżeli ochrona katodowa jest skuteczna to wartość parametru zbiorczego wynosi 0; niezależnie od agresywności gruntu, jakości powłoki ochronnej i intensywności oddziaływania prądów błędzących.

Jeżeli ochrona katodowa jest niepełna, nieskuteczna lub nie ma ochrony, to wartość parametru zbiorczego jest tym większa, im większa jest agresywność gruntu, im silniejsze jest oddziaływanie prądów błędzących oraz im gorsza jest powłoka ochronna.

Powłoka, którą można uznać za bardzo dobrą (średnia jednostkowa rezystancja przejścia rzędu $106 \Omega m^2$), jest powłoką z pojedynczymi, małymi defektami. Gazociąg o takiej powłoce może być bardziej zagrożony korozją powodowaną przez prąd błędzący, który osiąga dużą gęstość na małej powierzchni defektu, niż gazociąg o średniej jakości powłoki, gdzie prąd błędzący rozkłada się na powierzchni wielu defektów. Jedynie powłoka całkowicie pozbawiona defektów eliminuje wpływ prądów błędzących na gazociąg.

W grupie B uwzględniono następujące parametry wpływające na skutki awarii gazociągu:

1. Lokalizację gazociągu (zaludnienie) tj.; obiekty budowlane w otoczeniu gazociągu, obiekty budowlane w odległościach od gazociągu niezgodnych z przepisami obowiązującymi w czasie budowy gazociągu, sposoby wykonania przyłączy do budynku.
2. Lokalizację gazociągu (kolizje, skrzyżowania): rzeki, przeszkody wodne, drogi, linie kolejowe, mosty, wiadukty, kanalizację techniczną.
3. Metody łagodzenia skutków awarii; możliwość zgłoszenia awarii w jednej rozmowie telefonicznej, czas reakcji służb ratowniczych.
4. Bezpieczeństwo dostaw; rodzaj odbiorców, znaczenie gazociągu w systemie.

Przedstawiony wyżej model punktowy został zaakceptowany przez wszystkie strony uczestniczące przy jego opracowaniu (przedstawiciele INiG oraz ekspertów z przemysłu) i stanowi pewien *consensus*; zarówno co do wyboru parametrów modelu, jak i wag im przypisanych.

Dla każdego rozpatrywanego odcinka gazociągu oblicza się tzw. Całkowity Indeks Ryzyka (CIR). Odcinek gazociągu będący w złym stanie technicznym, o dużej potencjalnej możliwości wystąpienia awarii i znacznym zagrożeniu dla środowiska i mieszkańców otrzyma wysoką liczbę punktów, a odcinek gazociągu o małej potencjalnej możliwości wystąpienia awarii i niewielkim zagrożeniu dla środowiska i mieszkańców otrzyma mało punktów.

Im bardziej obliczona wartość CIR będzie bliższa maksymalnej – teoretycznie możliwej wartości CIR ($CIR_{max} = 242$ dla wysokiego i podwyższonego średniego ciśnienia, $CIR_{max} = 248$ dla średniego i niskiego ciśnienia), tym większa będzie potrzeba wymiany (lub rehabilitacji) tego odcinka.

Tak skonstruowany system może służyć na przykład do ustalenia priorytetów napraw i wymian poszczególnych odcinków gazociągu. Dla rozpatrywanego odcinka gazociągu w oparciu o przeprowadzone obliczenia wartości CIR określono jedną z pięciu kategorii ryzyka i dla każdej z nich zaproponowano odpowiednie działania.

Kryteria te, wraz z wartościami CIR określającymi przedziały dla w.c. i p.ś.c., przedstawiono w postaci tablicy 1 – w nawiasach podano wartości CIR dla ś.c. i n.c.

W pewnym sensie przedstawione wyżej kategorie ryzyka określają politykę bezpieczeństwa operatora gazociągu. Bezpieczeństwo jest bowiem ściśle powiązane z kosztem – im bardziej ostre kryteria i mniejsza tolerancja dla otrzymanego ryzyka, tym większy koszt dla operatora. Ponieważ nie można całkowicie wyeliminować ryzyka związanego z eksploatacją gazociągu, należy określić poziom ryzyka, który jesteśmy w stanie zaakceptować. Ryzyko, które nie może być tolerowane, powinno być zredukowane poprzez odpowiednie działania operatora gazociągu, (np., poprzez

Tablica 1. Kategorie ryzyka

Całkowity Indeks Ryzyka	Ryzyko	Rekomendacje dotyczące rozpatrywanego odcinka
211 (216) < CIR ≤ 242 (248)	Bardzo duże	Natychmiastowa wymiana lub wycofanie z eksploatacji
166 (171) < CIR ≤ 210 (215)	Duże	Konieczne uwzględnić w najbliższym planie modernizacji lub remontów
121 (131) < CIR ≤ 165 (170)	Umiarkowane	Dodatkowa diagnostyka i kontrola; należy rozważyć możliwość modernizacji lub remontu
71 (76) < CIR ≤ 120 (130)	Małe	Standardowy monitoring eksploatacyjny oraz dodatkowa kontrola wybranych odcinków gazociągu
0 < CIR ≤ 70 (75)	Bardzo małe	Standardowy monitoring eksploatacyjny

naprawę, wymianę itp.) lub przekazane komuś, np. do firmy ubezpieczeniowej.

Mając opracowany model i kategorie ryzyka, przystąpiono do opracowania systemu komputerowego, który stałby się dla operatora łatwym w użyciu i skutecznym narzędziem pracy. Wspomagałby on operatora przy po-

dejmowaniu trudnych decyzji eksploatacyjnych. Z uwagi na docelowe wykorzystanie systemu przyjęto, że powinna być to aplikacja internetowa, dostępna z każdego miejsca poprzez zwykłą przeglądarkę WWW. Dla opracowanego systemu przyjęto skrótową nazwę **SOREG[®]** (System Oceny Ryzyka Eksploatacyjnego Gazociągu).

System komputerowy SOREG[®]

System komputerowy **SOREG[®]** został opracowany w języku PHP, wykorzystując skrypty języka Java i bazę danych MySQL [11]. W Instytucie jest on zainstalowany na serwerze, z systemem operacyjnym LINUX, zawierającym serwery Apache i MySQL.

SOREG[®] jest aplikacją internetową dostępną poprzez zwykłą przeglądarkę WWW, przy czym zaleca się korzystanie z przeglądarki Mozilla Firefox. Są dwa rodzaje użytkowników systemu: Administrator i Operator. Użytkownicy systemu i ich uprawnienia zostały dopasowane do struktury Spółek Gazownictwa, w których istnieją Oddziały/Zakłady Gazownicze i Rejony. Na każdym poziomie hierarchii Spółki Gazownictwa jest jeden Administrator, przy czym Administrator na szczycie tej hierarchii, czyli na poziomie Spółki, jest Administratorem Generalnym, mającym całkowitą kontrolę nad systemem **SOREG[®]**.

Administratorzy niższego szczebla mają uprawnienia do generowania użytkowników systemu z ich, lub z niższego szczebla hierarchii oraz przydzielania im haseł dostępu i uprawnień. Operatorów może być wielu, przy czym mogą oni mieć różne uprawnienia. Są dwie grupy operatorów: operatorzy czynni i bierni. Operatorzy czynni mogą generować i oceniać gazociągi, a operatorzy bierni mogą tylko przeglądać gazociągi i ich oceny.

Praca z systemem **SOREG[®]** jest możliwa poprzez dwa panele: panel Administratora i panel Operatora. Wszystkie dokonane oceny gazociągów są zapisywane w bazie danych systemu.

Aby dokonać oceny gazociągu w systemie **SOREG[®]** należy:

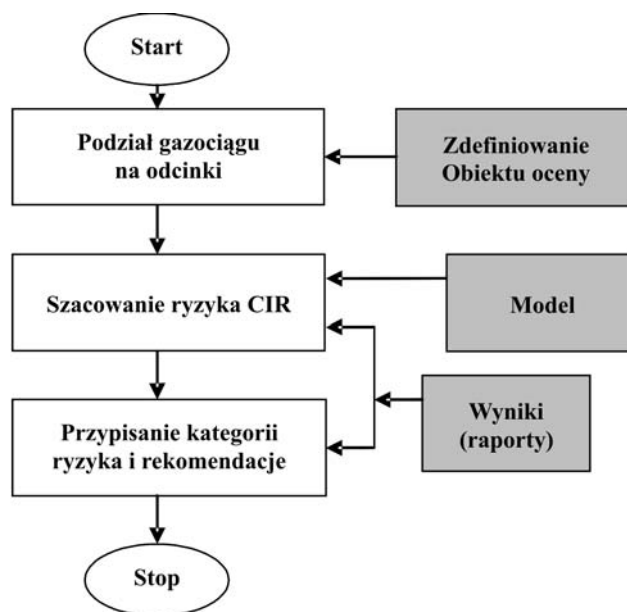
- posiadać uprawnienia operatora czynnego i zalogować się do systemu,
- wprowadzić gazociąg do systemu, czyli zdefiniować obiekt oceny,
- jeżeli jest to konieczne, dokonać podziału gazociągu na mniejsze odcinki (ilość i długość odcinków zależy od tego, jak często następuje istotna zmiana wartości parametrów modelu),
- w trybie dialogowym, wprowadzić wartości dla poszczególnych parametrów modelu,

- system przeprowadzi konieczne obliczenia CIR i wygeneruje raporty (tabelaryczne i graficzne) z oceny, które będzie można wyświetlić na ekranie komputera, wydrukować lub zapisać w formacie PDF.

W wyniku szacowania ryzyka eksploatacyjnego gazociągu każdemu gazociągowi (lub jego odcinkowi, gdy dokonano podziału gazociągu na odcinki), zostanie przypisana jedna liczba określająca Całkowity Indeks Ryzyka (CIR).

W zależności od wartości CIR system zakwalifikuje oceniany gazociąg (lub jego odcinek) do jednej z pięciu kategorii ryzyka i „doradzi” operatorowi, jakie działania powinien podjąć w stosunku do ocenianego gazociągu (lub odcinka gazociągu).

Poniżej, na rysunku 1 przedstawiono ogólną ideę pracy z systemem **SOREG[®]**.



Rys. 1. Ogólna idea pracy z systemem **SOREG[®]**

Dodatkowo, operator systemu **SOREG[®]** może przeprowadzić analizę „co jeśli”, czyli rozpatrzyć różne scenariusze działań, jakie operator może podjąć w stosunku do gazociągu będącego przedmiotem oceny. Poprzez zmianę wartości jednego lub kilku parametrów Operator może szybko zobaczyć, jak dokonane zmiany wpływają na war-

tość CIR i przypisaną jej kategorię ryzyka; np. decydując się na naprawę uszkodzonej powłoki izolacyjnej gazociągu może on szybko zobaczyć, jaki skutek będzie miało to działanie na wartość CIR. W przypadku zgromadzenia w bazie danych dużej ilości ocen gazociągów, użyteczna

staje się (dostępna z panelu operatora) funkcja sortowania gazociągów i ich ocen według wybranych kryteriów, takich jak np.: wartość CIR, rodzaj materiału, z którego zbudowany został gazociąg, rodzaj ciśnienia roboczego, data oceny i nazwa gazociągu.

Pilotażowe testy systemu SOREG®

Pilotażowe testy systemu SOREG® zostały przeprowadzone na 19 rzeczywistych gazociągach w trzech Spółkach Gazownictwa: Górnośląskiej, Karpackiej i Mazowieckiej. Do oceny wybrano gazociągi, których stan techniczny był dobrze znany służbom eksploatacyjnym Spółki. Starano się też, aby gazociągi wybrane do oceny były zróżnicowane pod względem ich stanu technicznego, rodzaju materiału, z którego zostały zbudowane, historii awarii, rodzaju ciśnień itp. W większości przypadków oceny dokonane za pomocą systemu SOREG® pokrywały się z ocenami uzyskanymi bez jego użycia. Wiedza

i doświadczenie operatora gazociągu na temat ocenianych gazociągów zostały potwierdzone przez testowany system. Zebrano uwagi od przeprowadzających testy przemysłowe systemu; zarówno dotyczące przyjętych parametrów modelu, ich wag oraz wzajemnych relacji, jak i funkcjonalności systemu. Zmiany i poprawki systemu, zaakceptowane przez wszystkie strony uczestniczące w projekcie, zostały wprowadzone do systemu SOREG®. Nowa wersja systemu, po uwzględnionych poprawkach, została ponownie udostępniona (na pewien okres czasu) uczestnikom pilotażowych testów.

Podsumowanie

System SOREG® opracowany został w ramach projektu badawczo-rozwojowego – przedsięwzięcia Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego Inicjatywa Technologiczna 1 – nr projektu 13 322 i jest produktem gotowym do pilotażowego wdrożenia.

SOREG® jest aplikacją internetową, do której dostęp, poprzez połączenie szyfrowane, zapewnia zwykła przeglądarka WWW.

System został opracowany dla wszystkich rodzajów ciśnień oraz dla gazociągów stalowych i z PE. W swej hierarchii uwzględnia on organizację Spółki Gazownictwa, w której są Oddziały/Zakłady Gazownicze i Rejony. Na każdym poziomie Spółki może być dokonywana ocena gazociągu, przy czym nad całym systemem panuje wyznaczony pracownik Spółki, w osobie Administratora systemu.

Uznane międzynarodowe standardy dotyczące eksploatacji, diagnostyki i napraw gazociągów zalecają, aby operator aktywnie zarządzał ryzykiem, a więc posiadał narzędzie do oceny stanu technicznego i ryzyka [1, 7, 8].

W tworzonych obecnie w kraju przepisach dotyczących warunków technicznych użytkowania sieci gazowej może pojawić się wymóg prowadzenia przez operatora sieci gazowniczej udokumentowanej analizy ryzyka.

Wdrożenie systemu SOREG® może stanowić podstawę do uznania, że Spółka Gazownictwa (operator gazociągu) posiada udokumentowaną analizę ryzyka użytkowanych gazociągów.

Niezależnie od tego, czy przepisy będą tego wymagać, czy nie, wdrożenie systemu SOREG® w Spółce Gazownictwa niewątpliwie przyniesie wymierne korzyści ekonomiczne.

Opracowany program komputerowy, realizujący przyjęty model oceny stanu technicznego i analizy ryzyka gazociągów, stanie się w rękach operatora gazociągu narzędziem pozwalającym na podejmowanie racjonalnych decyzji, opartych na jednolitych, ustalonych wcześniej kryteriach.

System może być bardzo przydatny przy planowaniu napraw, remontów i inspekcji gazociągów i może przyczynić się do znaczących oszczędności środków przeznaczonych na te cele. Środki te zostaną skierowane tam, gdzie stan techniczny jest najgorszy, a ryzyko dalszej eksploatacji największe.

System może być także wykorzystany przy ocenie stanu technicznego gazociągu oraz do podjęcia decyzji w sprawie jego dalszej przydatności do zadanego celu, któremu ma służyć.

Przeprowadzone testy systemu SOREG® na rzeczywistych gazociągach, w trzech Spółkach Gazownictwa (Górnośląskiej, Karpackiej i Mazowieckiej) potwierdziły zarówno poprawność przyjętego modelu, jak i jego przydatność w Spółce.

Oficjalna, publiczna prezentacja systemu, dla przedstawicieli wszystkich Spółek Gazownictwa, odbyła się w dniu 14 maja 2009 r. w Instytucie Nafty i Gazu w Krakowie.

Uczestniczyli w niej specjaliści z zakresu eksploatacji ze wszystkich Spółek Gazownictwa w Polsce; zarówno z poziomu Spółek, jak i z Oddziałów, Zakładów, a także Rejonów Dystrybucji Gazu. Mieli oni okazję nie tylko do

zapoznania się z systemem, ale także usłyszeć o nim opinie ze strony przedstawicieli trzech Spółek Gazownictwa, w których system był testowany na rzeczywistych gazociągach. Potwierdzili oni przydatność systemu **SOREG®** w Spółce.

Recenzent: doc. dr inż. Andrzej Froński

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).

Literatura

- [1] American Society of Mechanical Engineers (ASME) *Managing System Integrity of Gas Pipelines, ASME B31.8S*. 2002.
- [2] EIGIG 6-th Report: *Gas Pipeline Incidents 1970-2004*, December 2005.
- [3] Dietrich A., Badowski J.: *A Web Decision Support System for Gas Pipeline Risk Assessment*. EUROSIS International Conference – FUBUTEC'2009 Bruges, Belgium, April 15-17, 2009.
- [4] Dietrich A.: *Zarządzanie ryzykiem – nowe spojrzenie na bezpieczeństwo i niezawodność rurociągów*. Materiały Konferencji: Zarządzanie Ryzykiem w Eksploatacji Rurociągów, Płock 28-29 maj 1998.
- [5] Dietrich A.: *System Zarządzania Integralnością Gazociągów – metoda konstrukcji*. Nafta-Gaz Nr 4/2007.
- [6] Dietrich A.: *Zastosowanie metody Monte Carlo do problemu bezpieczeństwa przesyłu gazu*. Nafta-Gaz Nr 5/2008.
- [7] Polska Norma PN-EN 15494: *Systemy dostawy gazu. Rurociągi o maksymalnym ciśnieniu roboczym powyżej 16 bar. Wymagania funkcjonalne*, 2006.
- [8] Polski Dokument Normalizacyjny PKN-CEN/TS 15173 – *Gas supply systems – Frame of reference regarding Pipeline Integrity Management System (PIMS)*, 2007.
- [9] Modarres M.: *Reliability and Risk Analysis*. Marcel Dekker, INC. 1993.
- [10] Muhlbauer W. Kent: *Pipeline Risk Management Manual*. Gulf Publishing Company. 1996.
- [11] Welling L. and Thomson L.: *PHP and MySQL. Tworzenie stron WWW*. Wydawnictwo Helion. 2005.
- [12] Wilke T.L.: *U.S. Approach to Pipeline Risk Management*. 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.



Jakub BADOWSKI – pracownik Zakładu Informatyki INiG i student ostatniego roku Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, Wydziału Inżynierii Metali i Informatyki Stosowanej, specjalności Systemy Informatyki Przemysłowej. Zajmuje się tworzeniem oprogramowania komputerowego wykorzystującego technologie oparte o internet.