

Problemy techniczne związane z eksploatacją gazociągu

Jan Hupka

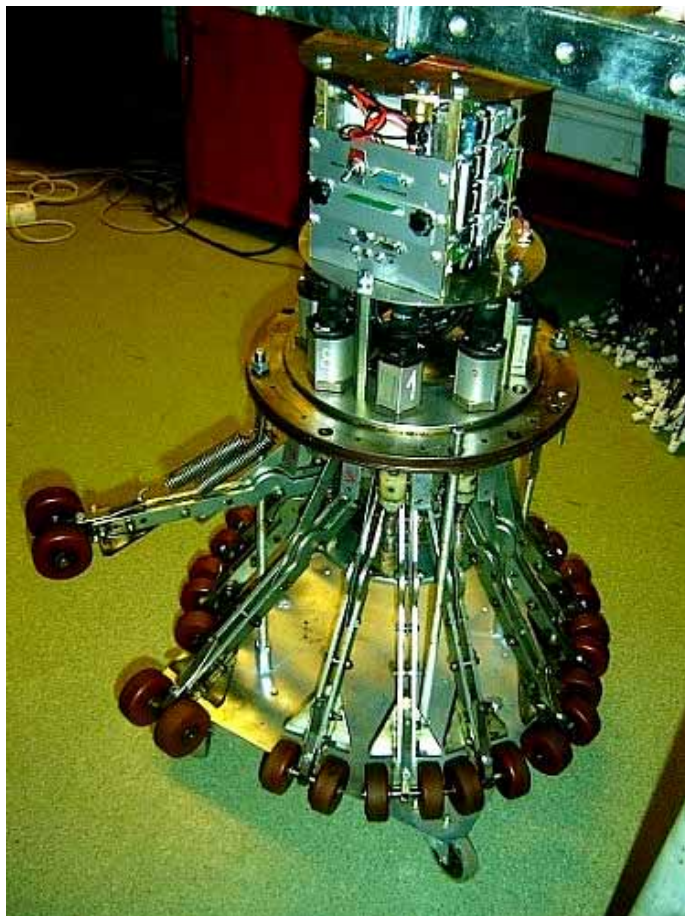
Katedra Technologii Chemicznej, Wydział Chemiczny
Politechnika Gdańska, 80-952 Gdańsk

1. Inspekcja gazociągów

Podwodna część gazociągu, z wyjątkiem odcinka położonego blisko brzegu, jest usytuowana zwykle na głębokości nieosiągalnej przez nurków, dlatego niezbędne jest wykorzystanie bezzałogowych pojazdów podwodnych zdalnie sterowanych ze statku [1]. Obok inspekcji zewnętrznej przeprowadza się inspekcję od środka rurociągu poprzez wprowadzanie specjalnych sond (tłoków), z angielskiego nazywanych prosiakami (*smart pigs*). Sondy przenoszone są przez pompowane medium. Wyposażone są one w baterie, urządzenia nagrywające i odległościomierz [16]. Oczywiście sondy mają swoje ograniczenia, jeśli są zbyt długie (sondy kilkusegmentowe osiągają długość 4 m), bądź rurociągi mają zmienną średnicę, ostre kolana lub liczne odgałęzienia. Sondy do rurociągów podmorskich są dużo bardziej kosztowne od rozwiązań lądowych, gdyż muszą pokonywać czasami kilkusetkilometrowe odcinki, np. ze stacji brzegowej do platformy serwisowej. W niektórych rozwiązaniach sondy współpracują z pojazdami znajdującymi się na zewnątrz. Rurociągi oddane do eksploatacji poddawane są przeglądom zwykle raz do roku. Jeśli istnieje podejrzenie zewnętrznego uszkodzenia rurociągu, transportowane było medium o innych parametrach niż zakładane w projekcie, bądź istnieją inne powody, przeprowadzana jest inspekcja specjalna [1].

W trakcie eksploatacji wyjątkowo tylko wykorzystywana jest metoda ciśnieniowa badania szczelności rurociągu lub jego odcinków. Z reguły jest ona niezbędna po naprawach i wiąże się z potencjalnym zanieczyszczeniem środowiska morskiego przez medium wykorzystywane w inspekcji [16]. Najbardziej rozpowszechnione są metody: wizualna, ultradźwiękowa, magnetyczna oraz emisji akustycznej. Podczas inspekcji oceniane są ubytki materiału konstrukcyjnego, zagrożenia pęknięciami, zmiany geometrii rurociągu (Rys. 1) oraz ilość i rozległość zanieczyszczeń pokrywających ściany. Ostatnia ocena jest kluczowa dla doboru najbardziej efektywnej technologii czyszczenia rurociągu.

Wewnętrzna inspekcja rurociągów pozwala na niezwykle precyzyjną ocenę stanu spawów i postępow korozji rurociągu mogącej prowadzić do nieszczelności, inaczej mówiąc „słabych punktów”. Metody inspekcji rurociągów podmorskich, uwzględniając etap ich budowy i eksploatacji, omówił Mazurkiewicz w krótkiej monografii sprzed niemal 20 lat [1]. Opracowanie to mimo upływającego czasu niewiele straciło na aktualności, gdy chodzi o ogólne zasady przeprowadzania inspekcji.



Rys. 1. Przykład sondy wyposażonej w układ do określania geometrii rurociągu.
(Centrum Diagnostyki Rurociągów i Aparatury PERN w Gdańsku)

2. Tworzenie się hydratów

Powstawanie hydratów metanu (i jego gazowych homologów) w rurociągach jest poważnym problemem, gdyż zmniejszają one średnicę rurociągu, aby w końcu – w skrajnych przypadkach – całkowicie zablokować linię przesyłową. Problem szczególnie występuje w rurociągach transportujących gaz z pól gazowych i pól naftowych. Niezbędne jest wówczas dodawanie substancji przeciwdziałających

powstawaniu hydratów, np. metanolu. Procedura taka może mieć swoje reperkusje środowiskowe, gdyż niemożliwe jest zrzucanie do morza wody zanieczyszczonej metanolem. Musi ona podlegać oczyszczaniu biologicznemu.

Hydraty gazu, należące do grupy związków chemicznych nazywanych klatratami, stanowią sieci krystaliczne, które zawierają cząsteczkę gazu otoczoną przez klatkę cząsteczek wody. Najliczniejszym oraz najczęściej występującym w przyrodzie jest hydrat metanu [9].

Powstawanie hydratów uwarunkowane jest niską temperaturą (np. 4 C°) i wysokim ciśnieniem. Zawartość wody przekraczająca punkt rosy, wysoka prędkość przepływu gazu lub silne zawirowania spowodowane m.in. szorstkością ścian ułatwiają tworzenie się klatratów. Zablokowanie rurociągu nie tylko powoduje straty finansowe, ale może doprowadzić też do wybuchu i wydostania się do środowiska dużych ilości ropy bądź też gazu.

Istnieją metody zapobiegania formowaniu się klatratów jak i usuwania już powstałych. Najlepszym sposobem zapobiegania jest całkowite usunięcie wody z systemu. Inną metodą jest metoda chemiczna, polegająca na dodaniu inhibitora termodynamicznego. Powszechnie stosowanymi substancjami są tu metanol i glikol etylenowy. Nowe rozwiązania obejmują dodanie substancji dyspergującej (np. NH_4Br), która przeciwdziała gromadzeniu się kryształków hydratu, czy dodanie inhibitora kinetycznego (polimerów), który wiąże się z powierzchnią hydratu, opóźniając wzrost kryształków hydratu na pewien czas.

Aby przeciwdziałać powstawaniu klatratów należy utrzymać ciśnienie operacji poniżej, a temperaturę operacji powyżej progu powstawania hydratów. Można również zastosować mechaniczną metodę usuwania hydratów, np. sondy czyszczące.

3. Uszkodzenia

Przyczyny uszkodzeń gazociągów, jak również rurociągów ropy naftowej, to przede wszystkim [1, 4, 5]:

- korozja wewnętrzna i zewnętrzna (ok. 50 % przypadków),
- działania morskie, takie jak: kontakt z kotwicami, sieciami, czy statkami (ok. 15 %),

- niebezpieczeństwa związane z siłami natury: sztormy, huragany, trzęsienia ziemi, podwodne osuwiska (ok. 10 %),

- inne, których geneza jest często trudna do wykrycia, np. defekt materiału (ok. 25%).

W aspekcie bezpieczeństwa rurociągów, szczególnie uwzględniając obecne uwarunkowania polityczne związane z zagrożeniem atakami terrorystycznymi, istotne jest podkreślenie, że mogą one stać się celami tych ataków, jak również innych aktów wandalizmu czy sabotażu [13]. Strategiczne znaczenie gazociągów/ropociągów w gospodarce każdego państwa, sprawia, że mogą być one celem ataków wojskowych, ponieważ zniszczenie rurociągu transportującego ropę czy gaz, może poważnie zakłócić infrastrukturę logistyczną przeciwnika.

a. Korozyjne

O ile uszkodzenia korozyjne gazociągów 20 lat temu wynikały głównie z korozji zewnętrznej (stosunek korozji wewnętrznej do zewnętrznej 1:3) [1], o tyle najnowsze dane wskazują na to, że sytuacja się odwróciła [15]. Wynika to z tego, iż nowoczesne rurociągi transportują gaz, który oczyszczony jest z czynników korodujących, takich jak woda czy wilgoć, dwutlenek węgla bądź wodorosiarczan, co zmniejsza korozję wewnętrzną.

b. Uszkodzenia mechaniczne

Mechaniczne uszkodzenia rurociągu mogą być spowodowane różnymi czynnikami, włączając wady materiału, uszkodzenia spawów, itp. Surowe procedury kontrolujące zaopatrzenie materiałów konstrukcyjnych, sprawdzanie spawów oraz testy wytrzymałościowe powinny zmniejszyć takie zagrożenia. Jednakowoż, nie należy lekceważyć takiego zagrożenia, gdyż jest ono nadal prawdopodobne.

c. Uszkodzenia spowodowane kotwicami

Istnieją dwie możliwości uszkodzenia podwodnego gazociągu przez kotwicę. Po pierwsze jest to zrzut kotwicy bezpośrednio na rurociąg [15]. Decyzja zakotwiczenia zależy od danych okoliczności. W normalnych warunkach rurociąg jest zaznaczony na mapach morskich, więc marynarze są zaopatrzeni w informacje, gdzie nie powinni

kotwiczyc, aby uniknac uszkodzenia rurociagu. Mogą natomiast wystapic nagle wypadki, takie jak awarie maszynerii czy kolizje, które ograniczają możliwość wyboru miejsca zakotwiczenia. W takiej sytuacji podjecie decyzji zrzucenia kotwicy, gdy istnieje prawdopodobienstwo uszkodzenia w ten sposób gazociagu, jest częścią odpowiedzialności kapitana danej jednostki.

Tabela 1. Wielkość kotwic oraz odległość uciagu w zależności od klasy statku [15].

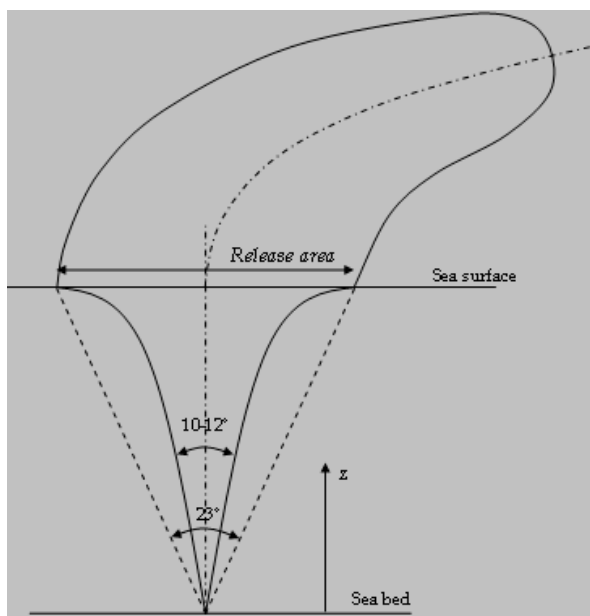
Klasa	Kotwica (ton)	Odległość uciagu (m)
Statek rybacki	1	7
Kabotazowiec	2	13
Statek oceaniczny	2 – 15	13 – 168
Motorówka	0.1	25
Szybki prom	0.5	5
Inne	0.2	17

Drugi typ uszkodzenia wystepuje podczas zaczepienia kotwicą gazociagu. Moze być to spowodowane słabym zaczepieniem do podloza, bądź tez warunkami srodowiskowymi zmniejszającymi przyczepność kotwicy. Odległość dna morskiego, jaką moze pokonać zrzuciona kotwica, zależy od właściwości podloza, masy jednostki i kotwicy oraz prędkości statku (Tabela 1). Jeśli kotwica napotka na swojej drodze rurociag, moze nastapic wygięcie materiału czy nawet jego przerwanie.

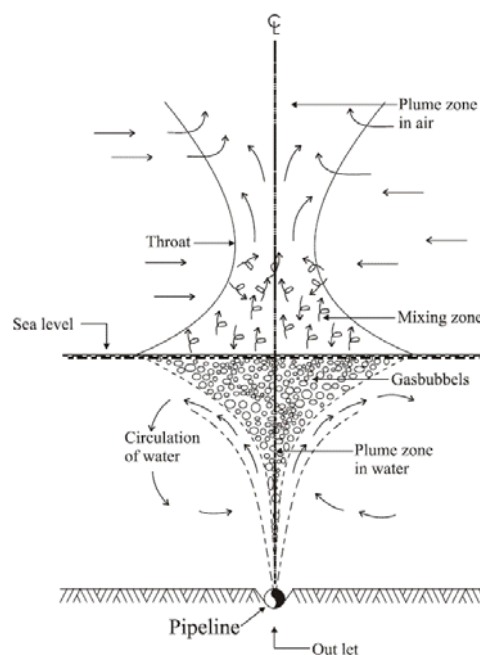
4. Konsekwencje uwalniania gazu.

a. Modele rozprzestrzeniania się w wodzie

Według projektantów Rurociagu Północnego, w przypadku pęknięcia gazociagu pod wodą na duzej głębokości smuga gazu przebijie powierzchnię wody w postaci leja pęcherzyków (średnica leja jest rzędu 30 m) o prędkości wypływania ok. 10 m/s (Rys. 2) [3]. W zasadzie nieznanym jest sposób rozpraszania metanu w wodzie, niewątpliwie będzie on zależny od intensywności uwalniania gazu. Niektóre badania wskazują na wypływanie metanu w postaci wielkiego pęcherza lub kilku pęcherzy (Rys. 3), patrz rozdział 4b.



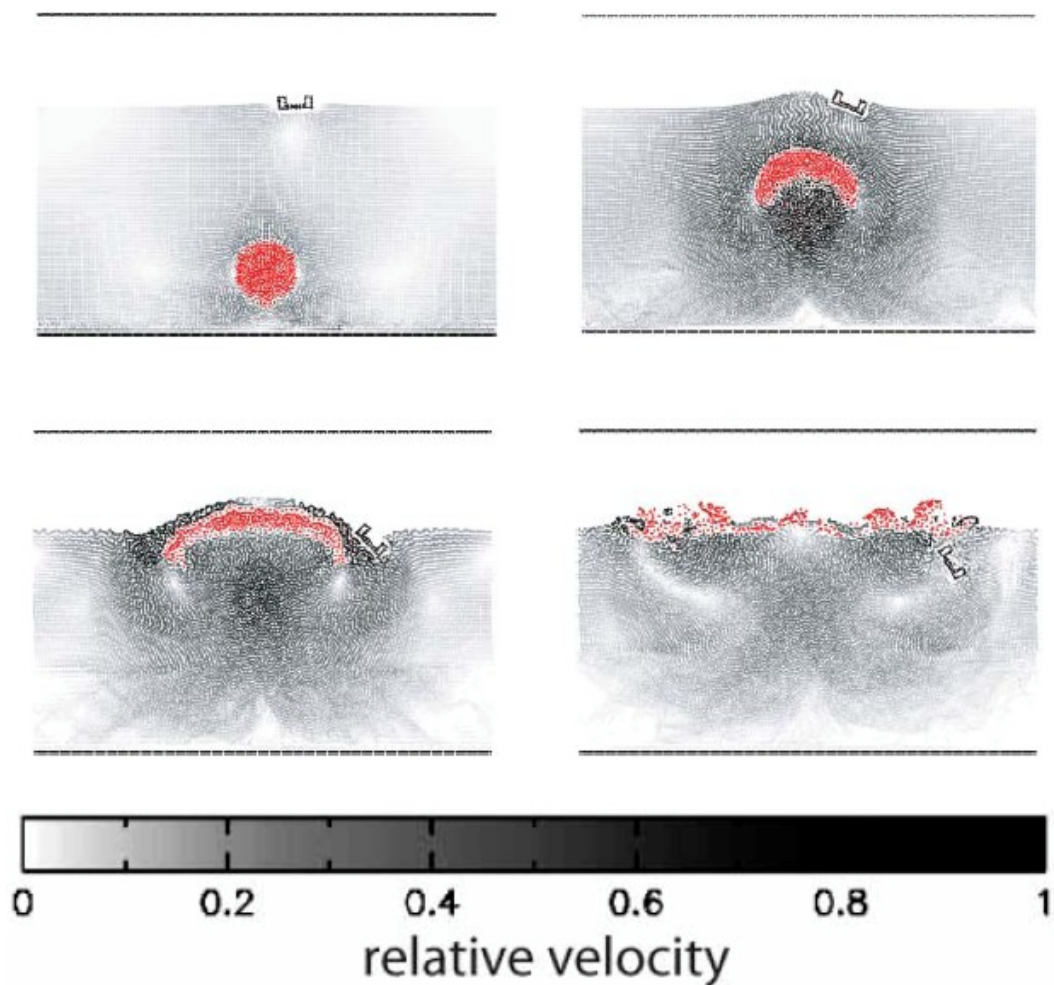
Rys. 2a. Rozprzestrzenianie się gazu: model stożka [15].



Rys. 2b. Schemat cyrkulacji wody i powietrza przy większym uwalnianiu gazu [3].

b. Bezpieczeństwo żeglugi i rybołówstwa

Jeśli promień dużego pęcherza gazu jest porównywalny z lub większy od długości kadłuba statku, statek może zatonać [12]. Jest to spowodowane wypiętrzeniem wody w miejscu, w którym pęcherz gazu dociera do powierzchni. Na każdej stronie wypiętrzenia tworzy się głębokie koryto, w które odpływająca woda porywa jednostkę pływającą (Rys. 3). To, czy dany statek zatonie zależy głównie od jego pozycji względem pęcherza gazu. Jeśli jest on usytuowany wystarczająco daleko od pęcherza, nic mu nie grozi. Jeżeli znajduje się on dokładnie nad pęcherzem, również jest bezpieczny, ponieważ będąc usytuowanym w punkcie stagnacji przepływu, nie będzie wciągnięty w utworzone koryto. Najniebezpieczniejsze położenie znajduje się pomiędzy punktem stagnacji a krawędzią koryta. Kiedy statek nie znajduje się w spoczynku, może on się przemieścić w bezpieczny rejon o własnej mocy.



Rys. 3. Schemat wciągnięcia statku w koryto utworzone przez duży pęcherz gazu [12].

c. Zagrożenie pożarowe

Kolejną konsekwencją nie szczelności gazociągu jest zagrożenie wybuchem i pożarem na powierzchni morza od chmury metanu (tabela 2). Wybuchy i pożary dotyczą jednostek pływających oraz platform i mogą spowodować straty ekonomiczne, zniszczenie infrastruktury oraz stanowią zagrożenie dla życia i zdrowia załóg i obsługi. Należy podkreślić, że metan ma dolną granicę wybuchowości równą 5%. Jest to wartość odpowiadająca najmniejszemu stężeniu substancji palnej, która podtrzymuje proces spalania po zmieszaniu jej z powietrzem i zainicjowaniu zapłonu. Natomiast górna granica wybuchowości, czyli największe stężenie substancji palnej, przy której mieszanina zawiera wystarczającą ilość utleniacza, aby po zainicjowaniu nastąpiła propagacja płomienia, jest równa 15 %. W pewnych okolicznościach awarii rurociągu,

metan, pomimo że posiada mniejszą gęstość (0,72 kg/m³ w 0°C, 0,67 kg/m³ w 20°C) od powietrza (1,29 kg/m³ w 0°C, 1,21 kg/m³ w 20°C), może względnie powoli unosić się i rozpraszać w atmosferze stwarzając poważne zagrożenie dla jednostek pływających i innych obiektów pracujących na morzu.

Tabela 2. Prawdopodobieństwo zapłonu obliczone dla rurociągu w Hong Kongu o średnicy zewnętrznej 762 mm [15].

Wielkość nieszczelności	Prawdopodobieństwo zapłonu	
	Jednostki przepływające ⁽¹⁾	Jednostki w pobliżu ⁽²⁾
<25mm	0,01	ND
50mm	0,05	ND
100mm	0,1	0,15
Połowa średnicy	0,2	0,3
Średnica	0,3	0,4

(1) Dane dotyczą wszystkich rodzajów uszkodzeń, tj. korozji, spowodowanych kotwicą i innych.
(2) Dane dotyczą jedynie tych wypadków, gdy uszkodzenie spowodowane jest kotwicą, a statek nadal znajduje się w pobliżu.
ND – nie dotyczy

Osiągnięcie stężeń lokalnych metanu nad powierzchnią wody w odpowiednim przedziale skutkuje wybuchem.

Niewielka nieszczelność może dać w efekcie tworzenie się narośli hydratów metanu na rurociągu i docieranie metanu do powierzchni morza, podtrzymujące nawet płomień na powierzchni.

d. Wpływ metanu na organizmy wodne

W atmosferze średnie stężenie metanu wynosi ok. 1,4 ppm, a jego przepływ sięga 10⁹ ton rocznie. Natomiast naturalne stężenie metanu w wodzie morskiej zazwyczaj waha się pomiędzy 10⁻² ppm (zbliżone do stężenia w równowadze) i 1 ppm. Jest ono wyższe w okolicach przybrzeżnych, w zatokach i ujściach rzecznych niż na otwartych wodach mórz i oceanów. Pionowy rozkład metanu w kolumnie wody charakteryzuje się podwyższonym stężeniem w górnych poziomach wody i czasem też w dolnych.

W okolicach przypadkowych uwolnień metanu jego stężenie w wodzie morskiej sięga nawet 10^3 - 10^4 ppm [10].

Wiedza na temat toksycznych właściwości metanu i jego pochodnych w środowiskach wodnych jest niepełna. Dostępne informacje sugerują, że węglowodory te należą do grupy trujących gazów o efektach narkotycznych i niszczących układ nerwowy. Ostre zatrucie czy nawet śmierć w organizmie ryby następuje przy stężeniach węglowodorów przekraczających $1,4 \cdot 10^3$ ppm. Zmiany w zachowaniu są obserwowane nawet przy poziomach tak niskich, jak 30-140 ppm. Ważnym czynnikiem jest tutaj wielokrotnie szybsza reakcja ryby na toksyczny gaz w porównaniu do odpowiedzi na inne związki toksyczne rozpuszczone lub zawieszony w wodzie.

Podziękowanie

Inżynier Aleksandrze Opara oraz doktorowi Marcinowi Janczarkowi z Katedry Technologii Chemicznej Wydziału Chemicznego Politechniki Gdańskiej dziękuję za pomoc w przygotowaniu opracowania.

Literatura

- [1] Mazurkiewicz B., Inspekcja rurociągów podmorskich, *Studia i Materiały*, zeszyt nr 7, Politechnika Gdańska, 1988.
- [2] Magda W., Rurociągi podmorskie, WNT, Warszawa, 2004.
- [3] Offshore Pipeline through the Baltic Sea, Nord Stream AG, 2006.
- [4] Improving the Safety of Marine Pipelines, The National Academies Press, USA, 1994.
- [5] Borysiewicz M., Potemski M., Ryzyko poważnych awarii rurociągów przesyłowych substancji niebezpiecznych. Metody oceny, CIOP-PIB, Warszawa, 2002.
- [6] Brandsæter A., Risk assessment in the offshore industry, *Safety Science*, 40, 2002, 231-269.
- [7] Pipeline Accident Summary Report, National Transportation Safety Board, Washington, USA, 1996.
- [8] An Introduction to Pipeline Pigging, Pigging Products & Services Association, USA, 1995

- [9] Koh C.A., Westacott R.E., Zhang W., Hirachand K., Creek J.L., Soper A.K., Mechanisms of gas hydrate formation and inhibition, *Fluid Phase Equilibria*, 194-197, 2002, 143-151.
- [10] Patin S., Environmental impact of the offshore oil and gas industry, Ecomonitor Publishing, East Northport, New York, USA, 1999.
- [11] Kissel F., Handbook for Methane Control in Mining, Department of Health and Human Services, National Institute for Occupational Safety and Health, Pittsburgh, USA, 2006.
- [12] May D. A., Monaghan J. J., Can a Single Bubble Sink a Ship?, *American Journal of Physics*, Vol. 71, Issue 9, pp. 842-849, September 2003
- [13] Larson R. L., Nord Stream, Sweden and Baltic Sea Security, FOI - Swedish Defence Research Agency, March 2007
- [14] Karlic S., Zarys górnictwa morskiego, Wydawnictwo Śląsk, 1983
- [15] ERM-Hong Kong, Ltd. Report, Part 2, Section 13, Annex B, 2006
- [16] Improving the Safety of Marine Pipelines, Committee on the Safety of Marine Pipelines, Marine Bard, National Research Council, National Academy Press, Washington, D.C., 1994