



Zasoby, handel, dywersyfikacja

# Gaz ziemny w świecie, Europie i Polsce

prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki, prof. dr hab. inż. Jakub Siemek

Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH

W światowej energetyce zauważa się stopniowy, ale wyraźny trend wzrostowy w zakresie udziału gazu ziemnego w rynku energetycznym. To ważny powód, aby sformułować kilka pytań:

- czy wzrost zapotrzebowania na gaz pozostaje w korelacji z jego dostawami zarówno na poziomie regionalnym, jak i globalnym?
- w jakim stopniu wzrost cen gazu powoduje zmniejszenie jego konsumpcji na rynkach poszczególnych państw?
- czy potencjał wydobywczy eksporterów gazu ziemnego rośnie szybciej od zapotrzebowania?
- na ile zmieniający się rynek gazu ziemnego wpływa na różnicowanie charakteru jego dostaw (LNG, CNG, gaz dostarczany wydłużającymi się coraz bardziej gazociągami drogą lądową czy morską)?

Odpowiedź na te pytania staje się istotna dla producentów i konsumentów gazu ziemnego, a także dla rządów poszczególnych krajów oraz firm potężnego przemysłu gazowniczego.

Bazując na statystykach International Energy Agency (IEA) czy Cedigaz można stwierdzić [1], że udokumentowane zasoby gazu ziemnego wzrosły do 38 tcm\* (trylionów m<sup>3</sup>), czyli w latach 1990–2004 o 27%. W tym okresie nastąpił wzrost produkcji o 36%, natomiast wystarczalność zasobów zmniejszyła się z 69 do 64 lat.

Tab. 1. Zmiany w udokumentowanych zasobach w latach 1990–2004

	Zasoby udokumentowane (bcm**)			Udział w świecie		Średni roczny wzrost 1997–2004
	1990	1997	2004	1990	2004	
Ameryka Północna	9378	8341	7359	6,6%	4,1%	-1,8%
OECD Europa	6004	7220	6238	4,2%	3,5%	-2,1%
OECD Pacyfik	2461	2280	2650	1,7%	1,5%	-3,4%
Inne Europa	617	480	366	0,4%	0,2%	-3,8%
FSU	55000	56160	57421	38,7%	31,9%	0,3%
Środkowy Wschód	43056	49485	73330	30,3%	40,7%	5,8%
Afryka	9771	10248	14126	6,9%	7,8%	4,7%
Azja	10023	10961	11644	7,1%	6,5%	0,9%
Ameryka Łacińska	5694	6288	6908	4,0%	3,8%	1,4%
<b>Świat</b>	<b>142004</b>	<b>152563</b>	<b>180042</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>2,4%</b>

Źródło: IEA

W tabelicy 1 [1] przedstawiono zmiany średniego przyrostu udokumentowanych zasobów w poszczególnych regionach świata. Skala wzrostu zasobów gazu ziemnego zwiększyła się średnio od 1% w 1990 r. do 2,4% w 2004 r. Jednak ten przyrost nastąpił głównie dzięki dwóm regionom: Środkowemu Wschodowi i Afryce. Na Środkowym Wschodzie udokumentowane zasoby wzrosły o 6,4 tcm w okresie od 1990 do 1997 r., a następnie o dodatkowe 23,8 tcm pomiędzy 1997 a 2004 r. To spowodowało, że w analizowanym okresie na Środkowym Wschodzie nastąpił przyrost udokumentowanych zasobów o ok. 80%. W krajach OECD odnotowano spadek zasobów: nie tylko relatywnie, ale także w skali bezwzględnej. W Ameryce Północnej również stwierdzono spadek o ok. 1,7–1,8%. Ten obraz należy uzupełnić (tab. 2 [1]) o jeszcze nieodkryte zasoby gazu ziemnego. USGS (United States Geological Survey – Służby Geologiczne Stanów Zjednoczonych) oceniają je na 170 tcm, z czego 43% umieszczają na obszarach FSU (Former Soviet Union – kraje byłego ZSRR), a 17% na terenie Środkowego Wschodu. Pomimo że na Środkowym Wschodzie jest najwięcej niewykorzystanych zasobów gazu ziemnego, to USGS twierdzi, że największe potencjalne zasoby w tym zakresie tkwią na terytorium Rosji. Równocześnie USGS przewiduje, że w Ameryce Północnej należy liczyć na 14% nieodkrytych światowych zasobów gazu ziemnego.

Tab. 2. Wielkości nieodkrytych zasobów gazu ziemnego

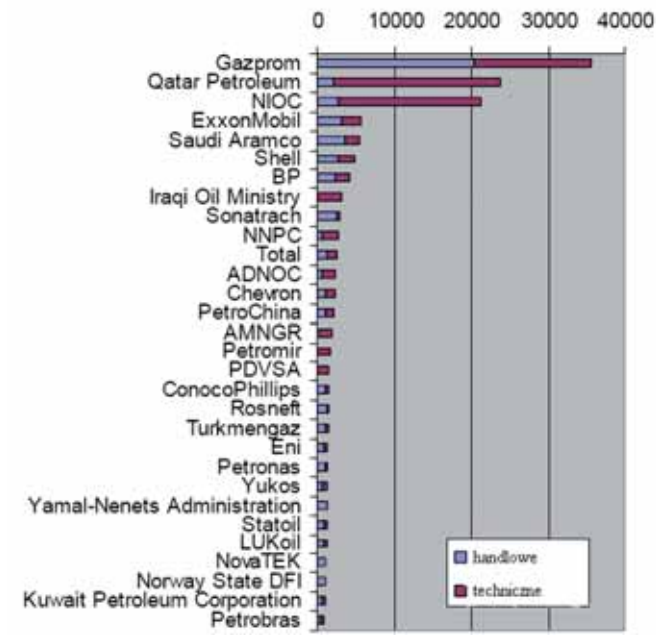
	Nieodkryte zasoby gazu (bcm)			
	95%	Moda	5%	Średnio
Ameryka Północna	12909	20255	40431	24263
Europa Zachodnia	3555	5830	13093	7380
Kraje Śródziemnomorskie	142	283	1133	510
FSU	32295	54504	133229	71983
Środkowy Wschód	15501	24150	47402	28717
Afryka	5292	8890	21422	11654
Azja/Oceania	7790	12686	27918	15901
Ameryka Południowa	3504	6028	15739	8244
<b>Świat</b>	<b>80989</b>	<b>132626</b>	<b>300368</b>	<b>168652</b>

Źródło: USGS

Warto też zwrócić uwagę na podział udokumentowanych zasobów pomiędzy poszczególne firmy. Uważa się, że 10 światowych firm posiada w swojej dyspozycji 60% światowych zasobów gazu ziemnego, a 30 firm – 80% (rys. 1). Na czele listy znajduje się Gazprom, w dyspozycji którego pozostaje 35 tcm zasobów, z których 57% uważane jest za handlowe. Na kolejnych miejscach znajdują się Quatar Petroleum oraz National Iranian

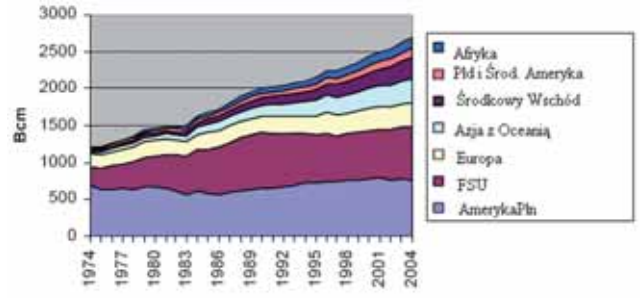
\* tcm = 10<sup>12</sup> m<sup>3</sup>

Oil Company, odpowiednio 23,8 i 21,3 tcm, chociaż posiadają one relatywnie mniejsze w stosunku do Gazpromu zasoby handlowe. Ogromne firmy, jak ExxonMobil, Shell i BP znajdują się dopiero na czwartym, szóstym i siódmym miejscu, natomiast pierwszą dziesiątkę zamykają tak poważne firmy, jak Saudi Arabia, Iraqi Oil Ministry, algierski Sonatrach czy nigeryjska NNPC.



Rys. 1. 30 wiodących firm gazowniczych i posiadane przez nich zasoby gazu ziemnego [1]

Opierając się na miarodajnych danych BP należy stwierdzić, że wydobycie gazu ziemnego wzrosło od ok. 1210 bcm w 1974 r. do ok. 2700–2800 bcm w roku 2004, co wskazuje na średni roczny przyrost o 2,7–2,8% [1]. Zamazuje to nieco rzeczywisty obraz wzrostu produkcji w poszczególnych przedziałach czasowych. I tak w latach 1974–1984 było to 3%, w latach 1984–1994 – 2,6%, a w latach 1994–2004 – 2,5%. Istnieją także wyraźne różnice w tym zakresie pomiędzy poszczególnymi regionami. W Afryce, Azji z Oceanią i na Środkowym Wschodzie wydobycie gazu wzrastało odpowiednio o 9,5%, 8% i 7,5% rocznie w okresie od 1974 do 2004 r. W przeciwieństwie do tego w Ameryce Północnej ten wzrost kształtował się na poziomie tylko 0,4% rocznie (rys. 2 [1]).



Rys. 2. Zmiany wielkości wydobycia gazu ziemnego w latach 1974–2004

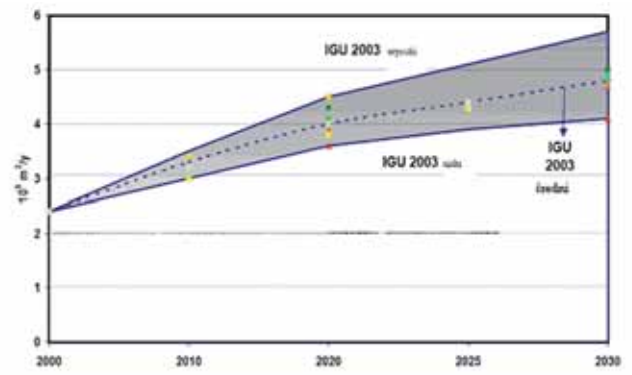
W 2000 r. konsumpcja gazu ziemnego osiągnęła 2,442 bcm/rok, zaś jego udział na rynku energii kształtował się na poziomie 23,2%. Według podstawowego (średniego) scenariusza do roku 2030 nastąpi podwojenie konsumpcji, która osiągnie 4,831 bcm/rok przy założeniu średniego rocznego wzrostu zużycia gazu na poziomie 2,3%. Przewiduje się, że udział gazu ziemnego w rynku energii wzrośnie do 26,5%. W tym miejscu trzeba stwierdzić, że oczekiwania jeszcze kilka lat temu były znacznie wyższe ze względu na przewidywany wzrost zużycia gazu do produkcji energii elektrycznej. Zakładano w zwią-

ku z tym, że w roku 2000 udział gazu w rynku energii wyniesie 30%, przewidywany przyrost zużycia gazu 3,1%, a udział w 2030 r. wyniesie 39%. Prognozy te nie sprawdziły się z powodu zbyt wolnego wprowadzania gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej oraz znaczny wzrost cen gazu. Pomimo to przewiduje się, że w okresie od 2000 do 2010 r. nastąpi wyraźny wzrost zużycia gazu do produkcji energii elektrycznej do poziomu 330 bcm/rok. Spowoduje to wzrost zużycia gazu na rynku w tym okresie do ok. 39%, po czym wzrost ten ulegnie zahamowaniu oraz spadkowi. W tabeli 3 [1] zamieszczono prognozy zapotrzebowania na gaz ziemny według Departamentu Energii Stanów Zjednoczonych (DOE), IAE oraz IGU (International Gas Union – Unii Gazowniczej). Pomimo różnych metod szacowania prognoz można uznać, że prognozy zamieszczone w tabeli 3 są do siebie zbliżone.

10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> /rok	2003 = 2,7	2010	2020	2025	2030
IEA-WEO średni	IEA 2002	3,4	4,3	–	5,0
	IEA 2004	3,2	4,1	–	4,9
	IEA 2005	3,2	4,1	–	4,8
DOE-IEO średni	DOE 2002	3,4	4,5	–	–
	DOE 2004	3,0	3,8	4,3	–
	DOE 2005	3,2	4,0	4,4	–
IGU średni	IGU 1997	3,2	3,6	–	4,1
	IGU 2000	3,2	3,9	–	4,7
	IGU 2003	3,3	4,0	–	4,8
IGU 2003 wysoki-niski	IGU 2003 niski	3,0	3,6	–	4,1
	IGU 2003 wysoki	3,5	4,5	–	5,7

Tab. 3. Prognozy zużycia gazu ziemnego wg IAE, DOE i IGU

Na rysunku 3 [1] przedstawiono zmiany prognozowanego zapotrzebowania na gaz według IGU. Widać na nim, że linia bazowa wyznaczona w roku 2003 przez IGU pokrywa się z prognozami bazowymi DOE – IEO i IEA – WEO.



Rys. 3. Prognoza zapotrzebowania na gaz ziemny

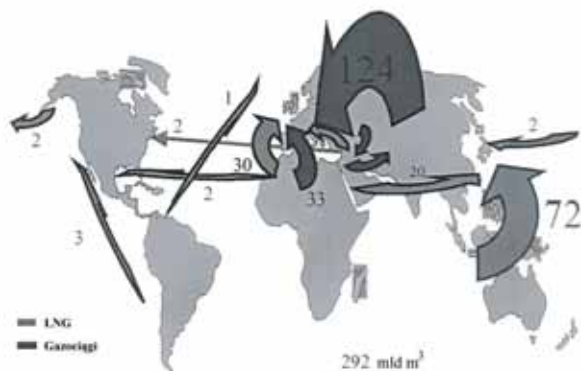
To, co napisano powyżej, wskazuje z jednej strony na fakt, że wzrost zapotrzebowania na gaz będzie implikował dalszy rozwój jego handlu. Międzynarodowa Unia Gazownicza (IGU) rozróżnia dwa poziomy handlu gazem: interregionalny i międzynarodowy [2]. W handlu interregionalnym partycypuje 12% gazu zużywanego na świecie. Główne strumienie handlu gazem pokazano na rysunkach 4 i 5 [3]. Największe natężenie przesyłu gazu ma miejsce pomiędzy pięcioma regionami, spośród których gaz eksportują: Wschodnia Europa (Rosja) i Północna Azja (43%), Południowo-Wschodnia Azja i Oceania (25%) oraz Afryka (22%), natomiast gaz importują: Zachodnia i Środkowa Europa (65%) oraz Wschodnia Azja (32%). Udział gazu w postaci ciekłej ((Liquified Natural Gas, LNG) w ciągu roku stanowi ok. 46%, natomiast objętość gazu przesyłanego gazociągami magistralnymi wynosi ok. 54%.

Głównymi importerami LNG są: Wschodnia Azja (71%) oraz Zachodnia i Środkowa Europa (24%). Gazociągi magistralne łączą region Europy oraz Bliskiego i Środkowego Wschodu z Wschodnią Europą i Północną Azją (79% przesyłanego gazu) oraz z Afryką (21%) z tendencjami wzrostu strumieni. Międzynarodowy handel gazem (obejmujący handel zarówno między regionami, jak i wewnątrz regionów) osiągnął wielkość 631 mld m<sup>3</sup>/rok, w tym 133 mld m<sup>3</sup> LNG (21%) oraz 498 mld m<sup>3</sup> (79%) gazu przesyłanego gazociągami.

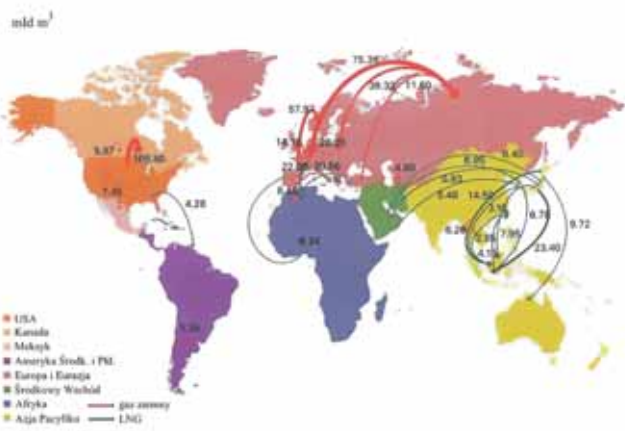
Zarysowuje się wzrost znaczenia handlu gazem LNG. Przyczyny są następujące:

- łatwość stosowania transportu LNG przy różnych usytuowaniach złóż gazu i odbiorców, często odległych od siebie i odosobnionych,
- permanentne obniżanie kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych poszczególnych ogniw łańcucha LNG,
- elastyczne dostosowywanie się handlu LNG do wymogów i warunków rynkowych, np. dostawy typu spot.

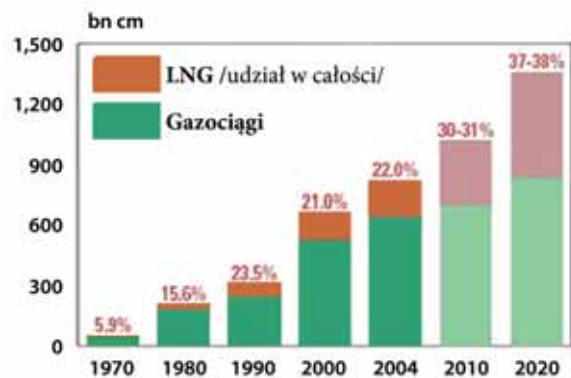
Prognozy co do wzrostu dynamiki handlu gazem oraz perspektyw technologii LNG pokazano na rysunkach 6 i 7 [4, 5].



Rys. 4. Interregionalny handel gazem w 2000 r.



Rys. 5. Międzynarodowy handel gazem w 2002 r.



Rys. 6. Dynamika handlu gazem w świecie w bcm

W odniesieniu do handlu gazem i rynków gazowych można sformułować następujące wnioski:

1. Przemysł gazowy w najbliższym 30-leciu będzie co prawda zmierzał w kierunku integracji, ale ze względu na wysokie koszty przesyłu gazu, zwłaszcza pomiędzy regionami, nie stanie się przemysłem globalnym. Handel intrregionalny gazem będzie bardziej korzystny.

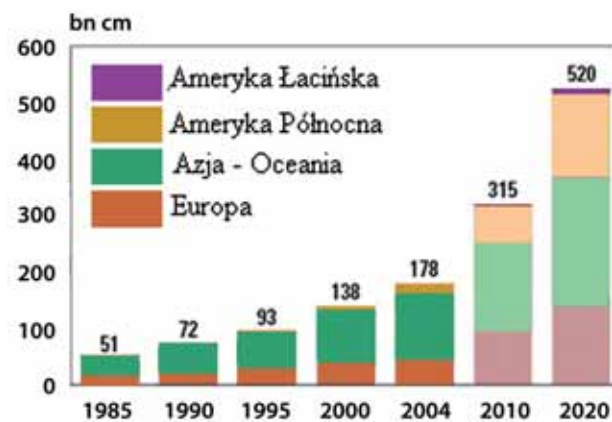
2. Konotacje związane z gazem jako nośnikiem energii to: czystość spalin i redukcja ilości dwutlenku węgla, wysoka sprawność energetyczna, łatwe wkomponowanie instalacji gazowych w środowisko, łatwość przesyłu i transportu gazu, kadra o wysokich kwalifikacjach.

3. Rozwinięte i stabilne systemy gazownicze zapewniają długookresowe, bezpieczne użytkowanie; stanowią o wysokim komforcie odbiorców.

4. W okresie 2001-2030 nakłady na utrzymanie i rozwój przemysłu gazowniczego szacowane są liczbami z przedziału od 2000 do 2900 mld USD. Pozyskanie tych funduszy może być trudne, sukces handlowy nie jest pewny. Przedsięwzięcia i projekty przemysłu gazowniczego w dużej mierze zależą od zmieniających się warunków ekonomicznych i politycznych, zwłaszcza w długim okresie.

5. Na rynkach gazowniczych pojawia się wiele firm i przedsiębiorstw. Proces korelacji ich funkcjonowania może w pewnych sytuacjach powodować destabilizację rynku. Wówczas niezbędne jest użycie aparatu kontrolno-regulacyjnego, również stosowanie rozwiązań o charakterze politycznym.

6. W Europie ważną, a nawet dominującą rolę odgrywać będzie import interregionalny (Wschodnia Europa i Północna Azja, Bliski Wschód, Afryka), stąd duże nakłady finansowe na renowację i rozwój infrastruktury transportowej. Procesy decentralizacji rynku, jego stabilność i przejrzystość, adekwatne, liberalne przepisy (dyrektywa europejska), powinny przyciągać inwestorów. Zaznacza się dążność do utworzenia spójnego rynku, pozbawionego różnic występujących jeszcze obecnie.



Rys. 7. Dynamika importu LNG w Świecie w bcm (Źródło: Cedigaz)

Zarysowana powyżej alokacja zasobów wydobycia i potrzeb w odniesieniu do gazu ziemnego powinna stanowić podstawę do planowania polityki gazowej Polski. W tym miejscu warto napisać kilka uwag na temat dywersyfikacji dostaw gazu do Polski. W kontekście członkostwa Polski w Unii Europejskiej oraz zjednoczenia rynku gazowego inna staje się pozycja gazociągu Jamał – Europa Zachodnia. Jest on jedną z co najmniej kilku dróg importu gazu do Unii, a jego normalne funkcjonowanie będzie tylko jednym z elementów bezpieczeństwa energetycznego Unii. Zmienia się w ten sposób odpowiedzialność eksportera za wielkość i ciągłość dostaw, a system gazowniczy Polski staje się fragmentem połączonego systemu gazowniczego Unii, co zwiększa bezpieczeństwo energetyczne kraju. Rzecz jasna nie powinno to być jedyne połączenie z siecią europejską. Konieczna jest budowa innych połączeń, np. z siecią gazową funkcjonującą w Niem-

czeszech czy w Czechach. Jest to szczególnie istotne w związku z planowaniem budowy gazociągu po dnie Bałtyku bezpośrednio z Rosji do Europy Zachodniej. Warto przypomnieć, że do dzisiaj wybudowano jedną linię gazociągu jamalskiego, budowa drugiej została zatrzymana. Zdolność przesyłowa tej linii wynosi ok. 29 mld m<sup>3</sup>/rok (2005, po ukończeniu dwóch ostatnich tłoczni gazu), wobec docelowej ok. 33 mld m<sup>3</sup>/rok (dalsze lata). Wydaje się jednak prawdopodobne, że druga linia gazociągu może być również wybudowana, ale w odleglejszym czasie, a na pewno po ukończeniu przez Rosję prac przy ułożeniu gazociągu północnego (bałtyckiego). Z pozycji ekonomiki przedsięwzięcia konstrukcja drugiej linii gazociągu jamalskiego jest o wiele korzystniejsza (koszt inwestycji ok. 2 mld USD) niż poprowadzenie gazociągu przez Bałtyk. Rosja jednak dąży do sukcesywnego zwiększania eksportu gazu do Europy.

W ostatnim okresie została podjęta brzemienne w skutkach dla Europy Środkowej, przede wszystkim jednak dla Polski, decyzja o budowie gazociągu North Trans Gas (północnego) prowadzącym z Wyborga (na północ od St. Petersburga), dnem Bałtyku do miejscowości Greifswald (północno-wschodnie Niemcy) – rys. 8. Jego długość ma wynosić 1200–1400 km, a zdolność przesyłowa od 20 do 36 mld m<sup>3</sup>/rok (przy dwóch liniach – 55 mld m<sup>3</sup>/rok). Koszt budowy wcześniej oceniono na 3 do 5 mld USD, obecnie szacuje się na 5 do 7 mld USD [8]. Porozumienie o budowie zostało podpisane przez Rosję, Niemcy oraz Wielką Brytanię. Oddanie gazociągu do eksploatacji ma nastąpić ok. 2012 r. Gazociąg umożliwi przedsiębiorstwu rosyjskiemu OAO Gazprom operowanie dostawami gazu do Europy Zachodniej w sposób bardziej elastyczny, stawiając jednocześnie firmy rosyjskie w uprzywilejowanej pozycji we wszystkich rokovaniach związanych z eksportem gazu. Bezpośrednio będzie to dotyczyło Polski.

Postrzegając rysujące się zagrożenie energetyczne, rządy Polski, Litwy i Łotwy przedstawiły Komisji Europejskiej w marcu 2005 r. projekt gazociągu Amber, biegnącego z Rosji przez Łotwę, Litwę, obwód Kaliningradzki do Polski (rys.3) i dalej do Europy Zachodniej. Problemem byłyby środki finansowe. Inicjatywa ta, jak należy sądzić z dotychczasowego przebiegu spraw, spelzła na niczym, była zbyt późna. I tu nasuwają się refleksje. Otóż przez długi czas liczne grono analityków i publicystów twierdziło, że ze względów ekonomicznych gazociąg północny nie powstanie. Pisząc ten szkic przewidywali inaczej. Oprócz wiedzy ekonomicznej należy dysponować wiedzą technologiczną, także polityczną. Od początku było nie do pomyślenia, aby Europa liczyła jedynie na wyczerpujące się zasoby Morza Północnego, a Rosja nie zechciała eksportować tego co ma najwięcej, a więc gazu ziemnego, będąc zdecydowana na pokonanie wszelkich trudności. Z pozycji Rosji, pomimo ponoszenia wielkich kosztów, ich zwrot z nadwyżką nastąpi w bardzo niedalekiej przyszłości, pomijając wszelkie inne względy, choćby natury politycznej. I jeszcze jedna uwaga. Przedsięwzięcie bałtyckie po jego ukończeniu będzie dziełem inżynierskim, zaprojektowanym i zbudowanym z rozmachem przez firmy gazowe o ustalonej pozycji i renomie. Nie chodzi tu o dywersyfikację na skalę 1–2 mld m<sup>3</sup> gazu, w dodatku poprzez umowy zawierane z małymi, nie liczącymi się dostawcami. Wydaje się również, że rozmowy polsko-norweskie w sprawie zakupu gazu przyspieszyły dojrzewanie rosyjskiej decyzji.

Z inicjatywy grupy pięciu państw Europy Południowej i Środkowej (Turcja – Botas, Bułgaria – Bulgargaz, Rumunia – SNTGN Transgaz SA, Węgry – MOL, Austria – OMV) powstał w 2004 r. projekt Nabucco (rys. 8). Zgodnie z tym projektem ma zostać zbudowany gazociąg o długości 3240 km, łączący zasobne złoża gazu ziemnego regionu Morza Kaspijskiego (Azerbejdżan, Kazachstan, Turkmenistan, Uzbekistan) oraz Środkowego Wschodu (Iran, inne kraje arabskie, w tym Irak i Syria, a nawet Egipt) z wymienionym obszarem. Trasa gazociągu to: wschodnia granica Turcji – Bułgaria – Rumunia – Węgry – Austria (centrum odbioru gazu na granicy

wschodniej – Baumgarten). Zdolność przesyłowa systemu ma wynosić od 26,1 do 32,2 mld m<sup>3</sup>/rok, z której to ilości 10–12 mld m<sup>3</sup>/rok miałyby używać kraje tranzytu, a od 13,5 do 16 mld m<sup>3</sup>/rok byłoby eksportowane do innych państw. Duże zainteresowanie importem gazu z regionu Środkowego Wschodu zgłosiły już Grecja (zrealizowane połączenie), Słowacja i Czechy. Ten projekt powinien pozostawać w polu polskich analiz i stanowiłby prawdziwą dywersyfikację dostaw gazu do kraju. Okres budowy gazociągu to lata 2006–2009, początek eksploatacji – przełom 2009 i 2010, a więc są to podobne terminy, jak przy konstrukcji gazociągu północnego.

Pisząc o Nabucco nie można zapominać o rurociągu Blue Stream i o kolejnych projektach z nim związanych. Został on wybudowany przez Gazprom i włoski ENI na trasie Krasnodar Morze Czarne i przez port Samsun do Ankarę. Jego długość wynosi ok. 1400 km, a docelowa moc przesyłowa ok. 16 mld m<sup>3</sup>. Pokonuje on Morze Czarne na odcinku wynoszącym 395 km i w tym zakresie osiąga głębokość 2150 m, co czyni go najgłębiej położonym obecnie rurociągiem na świecie [9, 10]. Rosja w porozumieniu z Turcją planuje przedłużenie tego gazociągu do portu Ceyah nad Morzem Śródziemnym i wybudowanie tam terminala LNG. Niezależnie od tego Rosja planuje wybudowanie tzw. gazociągu południowego, którego trasa pokrywałaby się z Nabucco i który byłby niejako kontynuacją rurociągu Blue Stream. W chwili obecnej trudno powiedzieć, jak ostatecznie zakończy się sprawa gazociągów Nabucco i południowego. Być może będzie to jeden gazociąg współfinansowany również przez Rosję.



Rys. 8. Projekty tras gazociągów do Europy

Możliwy jest wariant przesyłu gazu z Kazachstanu lub Turkmenistanu via Ukraina. Taki projekt wydaje się być jednak odleglejszy i trudniejszy w realizacji. Ponadto nie jest pewniejszy pod względem politycznym niż inne, a czy jest ekonomiczny – powinny pokazać adekwatne analizy.

Należałoby bardziej energicznie podjąć zagadnienie importu skroplonego gazu ziemnego. Kwestia ciągnie się już od ponad 10 lat. W 1996 r. wykonano na ten temat prace studialne i wytypowano miejsca pod budowę terminala LNG. Jednak prac nie kontynuowano, a w tym samym czasie wybudowano terminale kilka państw europejskich, takich jak Francja, Włochy, Hiszpania, Grecja, Portugalia i budowane są następne. W roku 1996 był tylko jeden terminal LNG w Europie w Belgii. Budowa terminala wymaga długiego czasu, rzędu 7–9 lat. Koszty budowy są wysokie, natomiast cena skroplonego gazu ziemnego jest nadal wyższa od gazu dostarczanego gazociągami.

Konieczne jest zwiększenie wydobycia krajowego. Można to osiągnąć poprzez bardziej racjonalne zagospodarowanie krajowych złóż, uwzględniając w tym również różne metody intensyfikacji, przy równoczesnym zwiększeniu nakładów finansowych na poszukiwania do co najmniej 600 mln zł rocznie [12]. Należy pamiętać, że zasoby prognostyczne w zakresie gazu ziemnego ocenia się na 600–800 mld m<sup>3</sup>, a według

niektórych optymistycznych założeń do nawet 3000 mld m<sup>3</sup> [11]. Zasoby udokumentowane podane w statystykach wewnętrznych i zagranicznych wynoszą aktualnie ok. 110 mld m<sup>3</sup> w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Możliwe jest też wykonanie tzw. rewersu gazociągu jamalskiego, co pozwoliłoby na przesył gazu w obie strony, tzn. z Rosji do państw UE oraz z państw UE do Polski.

Kierunki dywersyfikacji rysują się zatem następująco: eksploatacja własnych złóż (z prawdopodobnym zwiększeniem wydobycia), utrzymanie, co oczywiste, połączeń z Rosją i połączenie z systemem Europy Zachodniej (z możliwością ewentualnego importu gazu z Morza Północnego via ten system), sprzężenie z gazociągami ze Środkowego Wschodu, gazociągi ukraińskie, import LNG, import CNG.

Jedną z form dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski, zapewniającą bezpieczeństwo energetyczne kraju, jest posiadanie odpowiedniej wielkości i odpowiedniej ilości podziemnych magazynów gazu. Dzięki temu w okresach zimowych, pomimo skokowo wzrastającego poziomu zapotrzebowania na gaz, system dysponuje odpowiednią zdolnością dostaw i jest w stanie w pełni zabezpieczyć ciągłość zaopatrzenia w gaz odbiorców. Tak było np. w styczniu 2006 r., kiedy to maksymalne zapotrzebowanie dobowe odbiorców wyniosło aż 63 mln m<sup>3</sup>/d.

Powody do zastanowienia przynoszą informacje dotyczące tym razem partycypacji węgla i gazu w wytwarzaniu energii elektrycznej w USA [6]. Generowanie energii elektrycznej przy użyciu wysokosprawnych turbin gazowych ma wiele niewątpliwych zalet. Budowa elektrowni gazowych wymaga mniejszych nakładów inwestycyjnych oraz znacznie krótszego czasu niż przy zastosowaniu innych technologii. Emisje zanieczyszczeń do atmosfery są o wiele niższe niż w energetyce opartej na węglu – 45% mniej dwutlenku węgla, 80% mniej tlenków azotu, bardzo niewielkie ilości związków siarki (poniżej 20 ppm) oraz cząstek stałych i pyłów. Pomimo to w USA następuje zwrot w kierunku technologii czystego węgla jako preferowanego rozwiązania następnej generacji. Prognoza Departamentu Energii USA przewiduje, że począwszy od roku 2020 zarysuje się przewaga technologii węglowych w nowo powstających elektrowniach (rys. 9). W generowaniu energii elektrycznej w USA aktualnie węgiel ma udział na poziomie 51%, gaz ziemny – 17% oraz energia jądrowa – 21%. Inne kraje zależne od węgla w produkcji energii elektrycznej to: Indie – 78%, Chiny – 70%, Australia – 70% oraz Polska – 95%. Państwa te, a także USA, posiadają również znaczące zasoby węgla kamiennego i brunatnego [13]. Argumentami na rzecz reorientacji technologii energetycznych w kierunku węgla są:

- wysokie ceny gazu ziemnego, które zwiększają koszty operacyjne elektrowni lub elektrociepłowni gazowych. Według źródeł amerykańskich na koszt ten w 90% wpływają ceny dostawy gazu. Prognozuje się, że udokumentowane zasoby gazu ziemnego w USA wystarczą jeszcze na okres ok. 10 lat i stąd przewidywany zwrot w polityce energetycznej w kierunku węgla, technologii LNG, ewentualnie energetyki jądrowej, w tym siłowni jądrowych nowej generacji skojarzonych z węglem. Zasoby perspektywiczne Ameryki Północnej są większe, ale trzeba je odkryć i udokumentować. Wpływ na kształtowanie się cen gazu ma również dynamika gospodarki Chin, zdolnych przyjąć prawie każdą ilość surowców energetycznych (np. okres prosperity węgla);

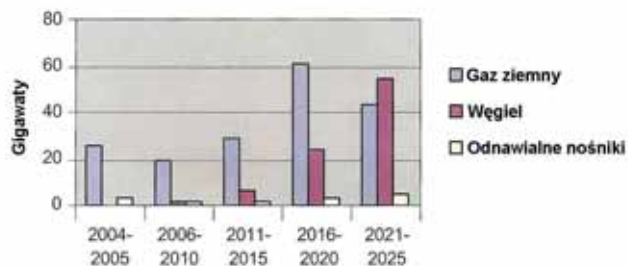
- szybka i łatwa dostępność do złóż węgla usytuowanych na obszarze własnego państwa. Krótkookresowe zapasy węgla są magazynowane na terenie elektrowni;

- długość tras gazociągów magistralnych stwarza poważne zagrożenie dla ciągłości dostaw, wynikające również z warunków terenowych i pogodowych. Podobne obawy nasuwa długość łańcucha w dostawach skroplonego gazu LNG;

- mimo iż użycie gazu ziemnego jako paliwa turbinowego znacznie redukuje emisję CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> (gazy cieplarniane) do atmosfery, to jednak ich nie eliminuje. Wprowadzenie

nowoczesnych technologii węglowych, m.in. zintegrowanej gazyfikacji w kombinowanym cyklu, obniża koszty procesu wychwytu CO<sub>2</sub> np. w warstwach porowatych;

- otwarcie pola do optymalizacji gospodarki nośnikami energii lub paliwami. Pojawia się paleta technologiczna, a więc: technologie czystego węgla, skroplony gaz ziemny (LNG), produkcja paliw ciekłych z gazu ziemnego (GTL – Gas To Liquid), ewentualnie sprężony gaz ziemny (CNG). Problem optymalizacji rodzajów źródeł energii zaczyna się zarysowywać w Wielkiej Brytanii, gdyż złoża gazu ziemnego sektora brytyjskiego Morza Północnego również wyczerpują się. Dyskutuje się na temat powrotu do energetyki jądrowej, buduje się terminal LNG.



Rys. 9. Udział nośników energii w nowopowstających elektrowniach w USA (Annual Energy Outlook 2005, U.S. Dept. of Energy)

Sytuacja energetyczna USA jest w pewnej skali podobna do Polski, ale niewątpliwie będzie wywierała istotny wpływ na energetykę i handel paliwami w świecie, również po obydwu stronach Oceanu Atlantyckiego.

Warto na zakończenie tego artykułu przedstawić całościową ocenę przemian i procesów zachodzących aktualnie oraz przewidywanych w przyszłości we wszystkich ogniach przemysłu gazowniczego i rynków gazowych.

#### Przemysł gazowniczy – stan aktualny i tendencje przyszłościowe

Przemysł gazu ziemnego odgrywa coraz większą rolę w świecie, tak w sensie ekonomicznym, jak i politycznym. Struktura i wielkość tego przemysłu wielkość mają istotny wpływ na jego efektywność i pewność funkcjonowania. Głównymi czynnikami powodującymi rozwój i ekspansję przemysłu gazowniczego są według [14]:

- gaz ziemny jest nośnikiem energii najbardziej pożądanym obecnie na świecie;
- rozwój technologii LNG oraz rynków LNG powoduje, że regionalny handel gazem zaczyna mieć wymiar globalny;
- przesunięcie punktu ciężkości na zapotrzebowanie na gaz zamiast ofert na jego dostawę powoduje wzrastające zainteresowanie zasobami i złożami gazu ziemnego. Widoczna jest silna konkurencja krajów w poszukiwaniu zasobów gazu, które mogą być eksploatowane i mogą zapewnić kontrakty na dostatecznie długi okres;
- zarysowała się, bezprecedensowa w skali czasowej, dążność do zapewnienia długoterminowego wydobycia gazu, jego przesyłu i dystrybucji;
- zasady regulacji funkcjonowania przemysłu gazowniczego, rynków gazu ziemnego znajduje się obecnie w fazie istotnych zmian, zarówno na poziomie regionalnym, jak i międzynarodowym. Porównywanie, również „współzawodnictwo” różnych systemów regulacji staje się istotnym elementem stabilizacji przemysłu w sensie zgodności dostaw z potrzebami, wahań cen, nakładów inwestycyjnych oraz bezpieczeństwa dostaw;
- pomimo słabszych lub silniejszych trendów liberalizacyjnych gaz ziemny pozostaje pod silnymi politycznymi wpływami. Jest to jedyny pierwotny nośnik energii, któ-

ry jest kontrolowany prawie w każdym ogniwie łańcucha gazowego.

Ludność świata w 2050 r. osiągnie liczbę 9 mld i dostawa energii w tym okresie dla całej światowej populacji może być zapewniona jedynie przy dużym udziale surowców węglowodorowych, ale również i węgla.

Obraz przemysłu gazowniczego w okresie do 2030 r., oglądany z różnych perspektyw, można scharakteryzować następująco: zużycie gazu ziemnego na świecie będzie wzrastało średnio o 2,3% rocznie, to znaczy z 2442 mld m<sup>3</sup>/rok w roku 2000 do ok. 4831 mld m<sup>3</sup>/rok w 2030 r., co stanowiłoby ok. 25% globalnego zużycia energii. Gaz stanie się drugim po ropie naftowej nośnikiem energii na świecie, spychając węgiel na trzecią pozycję. Zapotrzebowanie na gaz wzrośnie we wszystkich sektorach gospodarki, ale najbardziej w sektorze energetycznym, z 734 mld m<sup>3</sup>/rok w 2000 r. do 1845 mld m<sup>3</sup>/rok w 2030 r. Na ograniczenie zużycia gazu zaczynają w coraz większym stopniu wpływać jego ceny. Może okazać się, że będą trudną do pokonania barierą, co wyraźnie rysuje się obecnie w USA [15]. Fakt ten skłania inwestorów do poszukiwania innych rozwiązań energetycznych oraz innych nośników energii, w tym ponownie w technologiach węglowych. Przewidywany wzrost partycypacji gazu w sektorze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła stwarza możliwości związania się przemysłu gazowniczego z przemysłem energetycznym, tworząc łańcuch integracji pionowej. Ten proces na rynkach energetycznych jest już widoczny.

#### Wydobycie i dostawa gazu

Zasoby gazu ziemnego na świecie, te rozpoznane i potwierdzone do końca 2004 r., wystarczą na ok. 70 lat. Należy jednak zaznaczyć, że rokowania dotyczące odkrycia nowych złóż są bardzo korzystne i zasoby perspektywiczne szacowane są jako dwukrotnie wyższe niż potwierdzone. Wzrost wydobycia gazu i zapelnienie luki między potrzebami, a własnym wydobyciem w Ameryce Północnej i Europie ma należeć do wąskiej grupy państw, jak: Rosja, kraje Środkowego Wschodu, Afryki, rejonu Morza Kaspijskiego oraz Ameryki Południowej. Największy przyrost w wydobyciu gazu, bo aż 4% rocznie w okresie 2000–2030, jest spodziewany właśnie w tych obszarach. Nowe lub też zagospodarowane złoża usytuowane są w trudno dostępnych regionach, koszty transportu, a więc i ceny gazu będą miały trend zwiększający. Nie rozwiąże problemu technologia LNG, pomimo znacznych postępów gaz LNG nie jest i nie będzie tanim nośnikiem energii. Konieczne jest zwrócenie uwagi na uwarunkowania bezpieczeństwa, wydobycia i transportu gazu, a także perturbacje polityczne mogące się pojawić na wydłużających się drogach tranzytu gazu. Istotną rolę mogą tu odegrać systemy podziemnych magazynów gazu.

#### Regulacje rynkowe

Panuje przekonanie, np. w krajach Międzynarodowej Unii Gazowniczej (IGU), że dotychczas regulacje są bardziej „sztuką” niż nauką. Model regulacji powinien spełniać następujące postulaty: właściwie odzwierciedlać zmiany wywołane przez tworzący się globalny rynek gazu ziemnego; być zgodny z oczekiwaniami konsumentów w obszarze konkurencji na rynku gazowym, zwłaszcza zależnym od importu; tworzyć sprzyjające warunki rynkowe dla konkurencyjnych dostaw gazu (w większych ilościach) i bezpieczeństwa dostaw.

Producenci gazu dążą do dywersyfikacji dostaw. Nie jest natomiast wskazana nadmierna fragmentaryzacja przemysłu gazowniczego ze względu na import gazu. Może to doprowadzić do zakłóceń w funkcjonowaniu rynku. Tylko tam, gdzie produkcja i konsumpcja gazu podlegają tym samym regulacjom, można osiągnąć pożądane rezultaty.

#### Handel gazem

Największym eksporterem gazu w okresie do 2030 r. sta-

nie się według prognoz IGU region Środkowego Wschodu. Połowa światowego handlu gazem będzie przypadadała na łańcuch LNG. Wydaje się, że skroplony gaz ziemny umożliwi bardziej swobodny handel, czego nie można powiedzieć o przesyłce rurociągami. Handel LNG tworzy właściwie globalny rynek – o zasięgu światowym.

#### Zmiany klimatyczne – handel emisjami

Protokół z Kioto wymienia sześć gazów powodujących tzw. efekt cieplarniany. Są to: dwutlenek węgla (CO<sub>2</sub>), metan (CH<sub>4</sub>), tlenki azotu (N<sub>2</sub>O, NO<sub>x</sub>), hydrofluorowęgle (HFC's), penfluorowęgle (PFC's) oraz sześćfluorek siarki (SF<sub>6</sub>).

Emisja CO<sub>2</sub>, związana z wytwarzaniem energii i ciepła, według prognoz IEA wzrośnie w 2025 r. o 81% w stosunku do 2000 r. Gaz ziemny będzie odpowiedzialny za wydalanie do atmosfery 3450 mln t CO<sub>2</sub>, natomiast całkowita emisja jest szacowana liczbą 38790 mln t/rok w 2025 r. A zatem gaz ziemny, w 25% partycypujący w wytwarzaniu energii, ma 9-procentowy udział w emisji CO<sub>2</sub>. Jest to bardzo poważny argument na rzecz przemysłu gazowniczego, nie na tyle jednak silny, aby wpływać decydująco na ceny gazu. Handel zezwoleniami na emisję CO<sub>2</sub>, regulacja barier emisyjnych są nadal nieprecyzyjnie ujęte normami prawnymi.

#### Ceny gazu

Będą w dalszym ciągu rosły i okres względnie taniego gazu raczej bezpowrotnie skończył się. Ceny gazu będą pobudzały inwestycje w przemysł gazowniczy oraz spowodują dalsze zróżnicowanie w dostawach gazu rurociągami bądź w postaci LNG. Podstawą wyznaczenia cen gazu są i będą nadal ceny ropy naftowej, chociaż zauważa się również indeksację cen w stosunku do cen energii elektrycznej lub węgla. Ta ostatnia tendencja jest zauważalna zwłaszcza tam, gdzie pojawiają się alternatywne źródła energii, np. węgiel, energia jądrowa.

#### Inwestycje

Wielkość inwestycji przemysłu gazowniczego do 2030 r. estymowana jest liczbą 3200 mld USD (tzn. ok. 1000 mld USD/rok). Z tej sumy ok. 60% przypada na poszukiwania i zagospodarowanie nowych złóż gazu ziemnego. Rynek gazu oraz inwestycje gazowe będą narażone na silną konkurencję ze strony przemysłu naftowego, węglowego oraz energii elektrycznej. Cechą charakterystyczną przemysłu gazowniczego jest to, że okres zwrotu nakładów jest znacznie dłuższy niż w przemyśle naftowym i energii elektrycznej. Rysują się też tendencje do integracji pionowej jako kurtyny ochronnej w stosunku do ryzyka w inwestycjach przemysłu gazowniczego. Istotny wpływ na podjęcie decyzji inwestycyjnych mają i nadal będą miały długoterminowe kontrakty gazowe.

#### Generacja energii elektrycznej i ciepła

Wykorzystanie gazu w energetyce jest związane z:

- dużą efektywnością stosowania cykli kombinowanych, turbin gazowych i parowych (CCGT, CHP);
- sprawnością w wytwarzaniu energii elektrycznej sięgającą 50%, natomiast całkowita sprawność od paliwa gazowego do energii elektrycznej i ciepła to 80%, a nawet wyższa;
- niższymi kosztami inwestycji, eksploatacyjnymi, krótszym czasem zwrotu, mniej złożonym projektowaniem i konstrukcją w stosunku do energetyki nuklearnej oraz hydroenergii.

#### Modele prognozowania zużycia energii

Ocenę wielkości potrzebnej energii uzyskuje się z rezultatów modeli różnych scenariuszy ekonomicznych i politycznych. Jednym z narzędzi programowania stosowanych przez IEA jest model WEM, złożony z pięciu modułów: zapotrzebowanie na energię, wytwarzanie energii elektrycznej

i ciepła, przetwarzanie surowców, wydobycie nośników kopalnych oraz emisji i handlu emisjami. Danymi zewnętrznymi są: wielkość dochodu narodowego, stosunki demograficzne, gospodarstwa domowe i sektor komunalno-bytowy, ceny nośników energii (paliw kopalnych) na rynkach międzynarodowych oraz postęp techniczny.

W Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie przeprowadzono modelowanie zapotrzebowania na gaz do 2050 r. (im dłuższy okres, tym mniej pewna prognoza) uzyskując informację, że w 2010 r. zużycie gazu będzie pomiędzy 14–16 mld m<sup>3</sup>/rok (prognoza jak do tej pory sprawdza się) [16].

W podsumowaniu należy stwierdzić, że Ministerstwo Gospodarki jako rozwiązanie problemu dywersyfikacji dostaw surowców i bezpieczeństwa energetycznego kraju proponuje budowę gazoportu i gazociągu z Norwegii, oczekując na ewentualną wspólną w przyszłości politykę energetyczną Unii. Powstanie i skuteczność takiej polityki jest jednak wątpliwa ze względu na indywidualne interesy poszczególnych krajów UE dotyczące gazu ziemnego oraz działania Gazpromu. W dalszym ciągu brak jest długoterminowej, spójnej strategii w zakresie modelu energetycznego Polski opartego na węglu i gazie ziemnym, gwarantującego bezpieczeństwo energetyczne.

Polska ma znaczny margines bezpieczeństwa energetycznego w postaci zasobów węgla i własnych złóż gazu ziemnego. Brakuje natomiast racjonalnej polityki surowcowej i energetycznej.

#### Bibliografia:

1. 23<sup>rd</sup> World Gas Conference, Report of IGU PGC B, Amsterdam 2006.
2. 22<sup>nd</sup> World Gas Conference, Report of IGU Working Committee 9-Gas Prospects Strategies and Economics, Tokyo, Japan 2003.
3. BP Amoco Statistical Review 2003.
4. Fundamentals of the Oil and Gas Industry, 2005. Petroleum Economist.
5. Siemek J., Tajduś A.: *Węgiel, gaz ziemny i ropa naftowa w świecie i w Polsce – stan aktualny i przyszłość. Bezpieczeństwo energetyczne kraju*, Polskie Forum Akademicko-Gospodarcze, 2006.
6. Eve S., Sprunt E.S.: *Natural Gas – Image vs. Reality*, „Journal of Petroleum Technology” February 2006.
7. Rychlicki S., Siemek J.: *Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego do Polski*, II Krajowy Kongres Naftowców i Gazowników, Bóbrka 2006.
8. Siemek J.: *Gaz ziemny na świecie – zasoby i prognozy zużycia cz. 1*. „Nafta&Gaz Biznes” 2004, nr 5.
9. Wasilewski A.: *Gaz ziemny w polityce Rosji*, Wyd. IGS-MiE PAN, Kraków 2005.
10. Biernacki W.: *Turcja chce współpracować z Polską w sektorze energetycznym*, „Wiadomości Naftowe i gazownicze” 2006 nr 4.
11. Górecki W.: *Perspektywy rozwoju górnictwa naftowego w Polsce*, Krajowy Kongres Naftowców i Gazowników, Bóbrka.
12. Jakiel M., Radecki S.: *Górnictwo naftowe – wyniki i perspektywy rozwoju*, III Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna „150 Lat Europejskiego Górnictwa Naftowego”, Bóbrka 2004.
13. Report of Programme Committee B IGU. Strategy, Economy and regulation, 23<sup>rd</sup> World Gas Conference, Amsterdam 2006.
14. Siemek J., Nagy S., Rychlicki S.: *Estimation of natural gas consumption in Poland based on the logistic – curve interpretation*, „Applied Energy” 2003, No.75, p. 1–7.

## II MIĘDZYNARODOWA KONFERENCJA NAUKOWO - TECHNICZNA



### OCHRONA ŚRODOWISKA W GÓRNICTWIE PODZIEMNYM I ODKRYWKOWYM

24 - 25 maja 2007 r. Krapkowice

Współorganizatorzy

POLITECHNIKA ŚLĄSKA  
WYDZIAŁ GÓRNICTWA I GEOLOGII



KATEDRA GEOMECHANIKI, BUDOWNICTWA  
PODZIEMNEGO I ZARZĄDZANIA  
OCHRONĄ POWIERZCHNI



Południowy  
Kierunek  
Węgły SA

#### ZAKRES TEMATYCZNY

- » Aktualne problemy ochrony środowiska w kopalniach podziemnych i odkrywkowych (w tym wydobywających kopaliny pospolite).
- » Przekształcenia geomechaniczne górotworu w wyniku eksploatacji złóż.
- » Zagrożenia środowiska w związku ze zmianami warunków hydrogeologicznych.
- » Zagospodarowanie odpadów.
- » Drgania gruntu a ochrona obiektów budowlanych na powierzchni terenu.
- » Rewitalizacja powierzchni i obiektów pokopalnianych.

#### KONTAKT

Politechnika Śląska, Wydział Górnictwa i Geologii, Katedra Geomechaniki, Budownictwa Podziemnego i Zarządzania Ochroną Powierzchni  
ul. Akademicka 2, 44-100 Gliwice  
tel.: +48(032)237-29-51, +48(032)237-13-14, fax: (032)237-12-38  
e-mail: oswgpia@polsl.pl, www.rg4.polsl.pl/konferencje/ochrona

Sekretarz Konferencji: Mgr inż. Michał CHMURKO, Czesława ADAMAREK  
Przewodniczący Komitetu Organizacyjnego: Dr hab. inż. Piotr STRZAŁKOWSKI, prof. nzw. w Pol. Śl.



SEJS.com.pl

## GEORADARY IDS

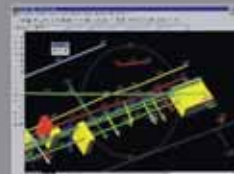
### NOWOCZESNA TECHNOLOGIA JUŻ W POLSCE

Oferujemy pełny asortyment

georadarów IDS przeznaczonych do:

- lokalizowania infrastruktury podziemnej i tworzenia map,
- klasyfikacji warstw gruntu,
- prześwietlania konstrukcji inżynierskich,
- badania stanu dróg.

Wykonujemy pomiary w oparciu o oferowany sprzęt. Specjalizujemy się w tworzeniu map podziemnego uzbrojenia terenu.



tel.: 0 12 642 86 70  
fax: 0 12 642 86 71  
kom.: 0 694 197 440  
e-mail: info@georadary.pl



Dystrybutor w Polsce: 31-644 KRAKÓW, ul. Sapięhy 19  
Biuro Handlowe: 31-826 KRAKÓW, oś. Złotej Jesieni 6 pok. 59  
www.georadary.pl