



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego.

Jerzy Zagórski*



Polska. Informacja z 28 lutego br. o nabyciu przez PGNiG SA za kwotę 360 mln USD 15% udziałów w 3 koncesjach produkcyjnych na Morzu Norweskim jest bardzo dobrą wiadomością dla sektora naftowego. Po długim okresie zastoju w przygotowaniach do zróżnicowania źródeł zaopatrzenia w ropę i gaz osiągnięto poważny postęp. Koncesje dotyczą złóż Skarv i Snadd o łącznych zasobach 15,7 mln t ropy naftowej oraz kondensatu 35,8 mld m³ gazu ziemnego i 5,8 mln t gazoliny. Złoże Skarv zostało odkryte w 1998 r. poprzez otwór poszukiwawczy 6507/5-1. Ponadto, odwiercono tam 4 otwory rozpoznawcze i we wszystkich stwierdzono objawy ropy, gazu lub kondensatu. Złoże Skarv występuje w obrębie 5 bloków produkcyjnych. W strefie sąsiedniego złoża Snadd (odkrytego w 2000 r.) wykonano jeden otwór poszukiwawczy z objawami gazu. W najbliższym czasie zostanie opracowany projekt zagospodarowania tych złóż. Rozpoczęcie wydobycia planuje się na 2011 r. Udziały w złożach zakupiono od *Mobil Development Norway AS*, oddziału *ExxonMobil*, największego koncernu naftowego. Transakcja jest obwarowana kilkoma warunkami, m. in. konieczne jest uzyskanie zgody norweskiego Ministerstwa Ropy Naftowej i Energii. Operatorem koordynującym rozpoznanie i wydobycie jest *British Petroleum*. Komunikat PGNiG SA podaje, że nakłady inwestycyjne, związane z udostępnieniem omawianych złóż, wyniosą 600 milionów USD. Eksploatacja ropy naftowej będzie prowadzona przy wykorzystaniu statku FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*), natomiast gaz ziemny będzie odbierany przez połączenie z gazociągiem Aasgard. Niedawno zawarto kontrakt o wartości 400 mln USD na budowę w stoczni *Samsung* jednostki FPSO z terminem ukończenia kadłuba w 2010 r. Statek o długości 292 m i szerokości 50,6 m jest przewidziany dla 100-osobowej załogi.

Jedną ze spółek zależnych PGNiG SA, która dobrze radzi sobie zarówno na rynku krajowym, jak i zagranicą, jest *Geofizyka Toruń*. Podczas Wielkiej Gali Liderów Polskiego Biznesu w lutym br. prezes *Geofizyki Toruń*, Stanisław Zoń, odebrał Złotą Statuetkę Lidera Polskiego Biznesu'2006. Toruńska firma została uhonorowana za *doskonale wyniki ekonomiczne, stałe zwiększanie miejsc pracy, działalność inwestycyjną oraz hojność okazaną potrzebującym*.

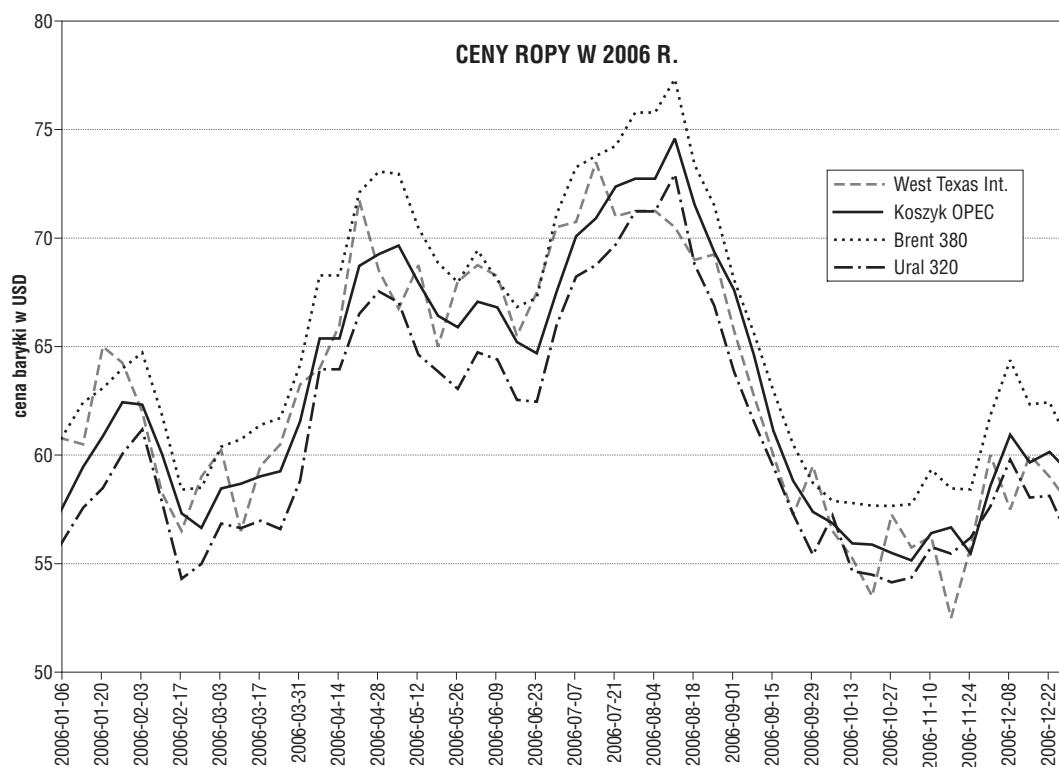
OPEC. Na 144. Zwykłej Konferencji OPEC, która odbyła się w Wiedniu 15 marca br., nie zapadły decyzje w sprawie zmian w limitach wydobycia. Członkowie OPEC

zgodzili się z oceną komitetu monitorującego, który uznał, że podaż ropy na rynku światowym jest wystarczająca, a poziom rezerw w krajach OECD — znaczny, aczkolwiek utrzymuje się duża zmienność cen. W tej sytuacji zdecydowano o utrzymaniu dotychczasowego poziomu wydobycia tj. 3576,8 tys. t/d (26,3 mln b/d). Następną konferencja OPEC została wyznaczona na 11.09.2007 r.

Węgry. Informacje prasowe o odkryciu ogromnego złoża gazu ziemnego w niecce Makó brzmiały sensacyjnie, jednak 12 lutego br. zostały potwierdzone oficjalnym komunikatem firmy *Falcon Oil & Gas Ltd.* i opinią wydaną przez węgierską Służbę Geologiczną. Zasoby wydobywalne środkowej części niecki Makó, obliczone łącznie dla formacji Szolnok i Endröd (miocen), wynoszą 1,55 bln m³ gazu. Dla porównania: odkryte w 1959 r. holenderskie złoże Groningen miało zasoby 2,06 bln m³ gazu. Zadania ujęte w programie prac z 2005 r. są konsekwentnie realizowane. Dotyczy to projektowanych wierceń poszukiwawczych i konturujących w obrębie koncesji Makó i Tisza, wyznaczenia najważniejszych stref złożowych i przygotowań do uruchomienia wydobycia. Dzięki wierceniom konturującym określono zasięg głównej akumulacji gazu ziemnego w centrum basenu. Umożliwiło to ustalenie warunków przyznania koncesji produkcyjnej na okres 35 lat, z możliwością przedłużenia na następne 17,5 roku. Projekt udostępnienia zasobów gazu ziemnego w formacji Szolnok został zaaprobowany przez rząd węgierski. Projekt ten obejmuje wiercenia eksploatacyjne osiągające spąg formacji Szolnok o głębokości od 3000 do 4500 m. Przeciętny koszt jednego otworu wyniesie od 5,3 do 7,7 mln €. Warunki wiertnicze są tam trudne, ponieważ napotkano na bardzo wysokie ciśnienia i temperatury. W otworze Mako-6, który osiągnął głębokość 5692 m, ciśnienie dochodziło do 1163 atm, a temperatura — do 238°C, z tego powodu nie wykonano dotychczas pełnego opróbowania, firma *Falcon* zamierza sprowadzić tam specjalną aparaturę. Innym problemem może być występowanie siarkowodoru. W otworze Szekktutas-1 po szczelinowaniu w utworach triasowych pojawiły się niewielkie ilości H₂S. Kolejnym pozytywnym otworem było wiercenie Magyarscsanakad-1, w którym na głębokości 4057 m w formacji Endröd stwierdzono występowanie gazu pod ciśnieniem 272 atm. Otwór Mako-7, przy którym prace wiertnicze ukończono 21.12.2006 r., jest najgłębszym otworem wiertniczym na Węgrzech — o rekordowej głębokości 6085 m.

Świat. Cena ropy naftowej w tzw. koszyku OPEC (średnia cena 11 gatunków ropy) na początku 2005 r. wynosiła 37,24 USD za baryłkę i powoli rosła aż do poziomu 53,71 USD w dniu 30.12.2005 r. Zupełnie inaczej notowania kształtowały się w 2006 r. Na ryc. 1 przedstawiono

*ul. Czerniakowska 28 B m. 19, 00-714 Warszawa; jpzagorski@sasiedzi.pl



Ryc. 1. Ceny ropy naftowej w 2006 r.

zestawienie cen 4 gatunków ropy: koszyk OPEC, West Texas Intermediate, Brent i Ural. Ceny na początku i na końcu roku były zbliżone, ale pomiędzy tymi datami nastąpiły okresy bardzo poważnych podwyżek i spadków. Skrajne wartości dla koszyka OPEC to 56,65 USD w dniu 24 lutego i 55,15 USD w dniu 3 listopada oraz 69,65 USD w dniu 5 maja i 74,58 USD w dniu 11 sierpnia ub. roku. Jeszcze droższa w sierpniu była ropa Brent — aż 77,33 USD za baryłkę. Niektóre skoki cen można wiązać z wydarzeniami politycznymi, np. z początkiem ofensywy Izraela w Strefie Gazy pod koniec czerwca, awarią rurociągu transalaskańskiego, która spowodowała zmniejszenie wydobycia ropy z zespołu złóż Prudhoe Bay o połowę czy z zastrzeżeniem środków bezpieczeństwa w samolotach po wykryciu nowych siatek terrorystycznych na początku sierpnia. Jednak przeważnie skoki cen są skutkiem zmian popytu i podaży. Na wykresie widać też, że cena ropy Ural, podstawowego surowca polskich rafinerii, dość dokładnie odwzorowuje krzywą odpowiadającą koszykowi OPEC z tą różnicą, że jest średnio tańsza o 2 USD od koszyka OPEC.

Norwegia. Po pozytywnym wyniku wiercenia Torne-rose na Morzu Barentsa (Prz. Geol., nr 12/2006, str. 1032) nadeszła wiadomość o objawach ropy i gazu w otworze 7125/4-1, zlokalizowanym w strefie obiektu strukturalnego Nucula. Wiercenie zakończono w utworach dolnego triasu na głębokości 1592 m. Obecność węglowodorów stwierdzono w formacjach Kobbe (trias środkowy) i Realgrunnen (trias górny). W dalszym ciągu w otworze prowadzone są pomiary i badania, w następnej kolejności

wykonany zostanie test produkcyjny, który określi, czy akumulacja ma znaczenie przemysłowe. Odkrycie Nucula znajduje się ok. 110 km od złoża Goliath. Operatorem koncesji jest *Norsk Hydro*.

Do Ministerstwa Energii i Ropy Naftowej wpłynął projekt budowy gazociągu Nordic biegnącego od terminalu w Karsto na wybrzeżu Morza Północnego przez Szwecję do Danii. Gazociąg o długości 730 km będzie transportował 3 mld m³ gazu rocznie. Początkowy odcinek, dostarczający gaz do przemysłowego regionu Grenland we wschodniej Norwegii, będzie miał średnicę 600 mm, drugi odcinek o średnicy 460 mm dotrze do Szwecji. Połączenie z Danią zapewni istniejący gazociąg. Inicjatorem projektu gazociągu Nordic jest norweski operator sieci gazowniczych *Gassco*. Studium wykonalności zostało opracowane przy współudziale 14 firm norweskich, szwedzkich i duńskich z sektora przemysłowego i energetycznego, zainteresowanych poprawą zaopatrzenia w gaz ziemny. *Gassco* planuje rozpoczęcie budowy w 2009 r. i zakończenie jej — w 2011 r. Koszt inwestycji wyniesie 1,6 mld €.

Niemcy. Koncern *RWE Energy AG* zamierza zbudować 560-kilometrowy gazociąg, łączący sieć gazociągów czeskich z systemem niemieckim i belgijskim w celu zmniejszenia uzależnienia od dostaw z Rosji. Trasa projektowanego gazociągu biegnie od miejscowości Sayda w Saksonii przy granicy czeskiej przez Lipsk, Halle, Kassel, Getyngę, Werne, Dortmund, Akwizgran do Eynatten w Belgii. Planowana zdolność przepustowa wyniesie 5 mld m³ gazu rocznie, koszt inwestycji oblicza się na 1 mld €. Gaz tłoczony tym rurociągiem może pochodzić z terminalu odbiorczego

skroplonego gazu ziemnego na wyspie Krk na Adriatyku u wybrzeży Chorwacji lub z gazociągu Nabucco. Nowy gazociąg ma być oddany do użytku w 2011 r. i w tym samym czasie ma być ukończony terminal na wyspie Krk. Prezes *RWE Energy* zapowiedział, że zwróci się do niemieckiej Federalnej Agencji Sieci Rurociągów i do Komisji Europejskiej o wyłączenie projektu ze standardowej procedury zatwierdzania, w celu przyspieszenia jego realizacji.

Bulgaria. Podpisanie 7 lutego br. umowy o budowie rurociągu do transportu ropy naftowej z bułgarskiego portu Burgas do Grecji oznacza, że przygotowywana od lat inwestycja wejdzie w stadium realizacji. Porozumienie podpisali: rosyjski wiceminister przemysłu i energii A. Dementiew, bułgarski wiceminister rozwoju regionalnego i robót publicznych K. Rogaczew i grecki sekretarz stanu w Ministerstwie Rozwoju N. Stefanou. Koszt budowy 280-kilometrowego rurociągu, dochodzącego do greckiego portu Aleksandrupoli nad Morzem Trackim i obliczonego na transport początkowo 35 mln t ropy rocznie, a później 50 mln t, szacuje się na 750 mln € do 1 mld €. Ropa do Burgas będzie dostarczana tankowcami z terminalu w Noworosyjsku. W konsorcjum budującym rurociąg 51% udziałów będzie mieć Rosja, pozostałą część obejmą *Bulgargaz*, *Hellenic Petroleum* i *TNK-BP*.

Drugim ważnym szlakiem eksportowym ropy z Rosji i Kazachstanu ma być rurociąg z Burgas przez Macedonię do albańskiego portu Vlorë na Adriatyku, o zdolności przesyłowej blisko 40 mln t ropy rocznie. Wstępna umowa dotycząca tego przedsięwzięcia została podpisana na początku lutego br. przez premierów Albanii, Bułgarii i Macedonii. Realizacją inwestycji ma się zająć konsorcjum *AMBO (Albanian Macedonian Bulgarian Oil Corp.)*, ale zainteresowanie udziałem w niej wyraziły też koncerny *ExxonMobil*, *ChevronTexaco* i *British Petroleum*. Koszt budowy 900-kilometrowego rurociągu oblicza się na 920 mln € i ma on być ukończony w ciągu 3–4 lat. Udział finansowy w wysokości 700 mln € zapowiedziała amerykańska agencja rozwoju *Overseas Private Investment Corporation*, także Unia Europejska popiera budowę nowego połączenia. Projekt ten ma długą historię, powstał w 1994 r., ale był wielokrotnie zawieszany wskutek niepewności, czy jest wystarczająco duże zapotrzebowanie na ropę naftową w krajach uczestniczących w inwestycji.

Turcja. Zawarcie porozumienia pomiędzy Egiptem, Libanem i Cyprzem o rozgraniczeniu sektorów ekonomicznych na Morzu Śródziemnym wywołało protesty tureckiego ministra spraw zagranicznych. Oświadczył on, że narusza to interesy Turków cypryjskich, a wszystkie koncesje na prowadzenie prac poszukiwawczych na wodach wokół Cypru będą uznane za nieważne. Wyspa od 1975 r. podzielona jest na część południową — grecką (Republika

Cypryjska) i północną — turecką (Republika Tureckiego Cypru Północnego), przy czym tylko ta pierwsza jest uznawana na forum międzynarodowym. Umowa o wyznaczeniu sektorów była konieczna, ponieważ niebawem Liban rozpoczyna pierwszą rundę przetargową obejmującą 12 bloków poszukiwawczych.

Gazohydraty. Wykonane w 2004 r. wiercenie Hot Ice na Alasce zakończyło się niepowodzeniem. Zarejestrowano dość intensywne objawy gazu ziemnego, natomiast nie stwierdzono występowania gazohydratów. Kolejną próbą zbadania tego zagadnienia jest wiercenie Milne, zlokalizowane w pobliżu złoża ropy Milne Point, na potencjalnej akumulacji gazohydratów, wyznaczonej na podstawie badań sejsmicznych i wyników modelowania złożowego. Głębokość otworu osiągnęła 914 m, przewiercono formację Sagavanirktok (eocen-oligocen). Najważniejszym efektem było uzyskanie 131 m rdzeni z gazohydratami. Będą one teraz analizowane w laboratoriach uczestniczących w programie badań gazohydratów na obszarze North Slope prowadzonym przez *British Petroleum Alaska Inc.* przy współpracy Departamentu Energii i Służby Geologicznej USA. Jest to pierwszy sukces w poszukiwaniach gazohydratów na Alasce. Program będzie kontynuowany i przewiduje także próbną eksploatację gazohydratów.

Wyniki badań gazohydratów w niecce Nankai w Japonii (*Prz. Geol.*, nr 3/2006, str. 203) były na tyle zachęcające, że Ministerstwo Gospodarki, Handlu i Przemysłu uznało gazohydraty za ważny i istotny element w programie wprowadzenia i wykorzystania nowych źródeł energii. W związku z tym rozszerzony zostanie zakres poszukiwań gazohydratów na wodach przybrzeżnych. Państwowa firma *JOGMEC (Japan Oil, Gas & Metals Corp.)* przeprowadzi rozpoznanie obszaru o powierzchni 5000 km². Równocześnie Japonia weźmie udział w projekcie obejmującym kolejne wiercenie poszukiwawcze i próbną eksploatację gazohydratów w Kanadzie za kołem polarnym w warunkach wiecznej zmarzliny. Jeśli rezultaty będą pozytywne, *JOGMEC* zamierza rozpocząć próbną eksploatację gazohydratów na Pacyfiku w 2009 r., a wydobyte w skali przemysłowej może się zacząć w 2017 r.

Agencja rządowa *JAMSTEC (Japan Agency for Marine-Earth Science and Technology)* szacuje geologiczne zasoby gazu zawartego w gazohydratach w niecce Nankai na 1,1 bln m³ — ilość wystarczającą na pokrycie krajowego zapotrzebowania na okres 100 lat przy obecnym poziomie zużycia. Łączne zasoby na wodach wokół wysp japońskich *JAMSTEC* ocenia się na 7 bln m³ gazu.

Źródła: BBC, Hart's E&P, Falcon Oil & Gas, Norsk Hydro, Offshore, Oil&Gas Journal, PGNiG, Upstream, World Oil