



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski*



Świat. Początek roku 2006 był spokojny, jeśli chodzi o ceny ropy, bo na rynku amerykańskim oscylowały one wokół 61 USD za baryłkę. Jednak już w trzeciej dekadzie miesiąca zaczął się ruch w górę i 30.01.2006 r. na giełdzie nowojorskiej cena podniosła się do 68,39 USD za baryłkę, w Londynie zaś cena ropy Brent przekroczyła 64 USD/bar. Analiza przyczyn

tych fluktuacji pokazuje, jak nieoczekiwany jest wpływ wydarzeń, które pozornie nie mają związku z gospodarką światową i rynkami finansowymi lub też mają ściśle lokalne znaczenie. Tym razem zaczęło się od ogłoszenia decyzji władz Iranu o wznowieniu programu nuklearnego. Zapowiedzi złożenia wniosku do Rady Bezpieczeństwa ONZ o nałożenie sankcji na Iran oraz wypowiedzi przedstawicieli USA i Izraela o możliwości konfliktu militarnego powiększyły jeszcze niepokój co do bezpieczeństwa dostaw ropy z rejonu Zatoki Perskiej. W tym samym czasie rebelia w Nigerii przybrała na sile i niektóre zagraniczne firmy zdecydowały o wycofywaniu stamtąd swojego personelu, co oczywiście wiązało się ze zmniejszeniem wydobycia. Rynek północnoamerykański nadal odczuwa skutki huraganów Katrina i Rita. Trudno określić, jak długo potrwa naprawa wszystkich uszkodzonych instalacji wydobywczych i rafinerii. Kolejną przyczyną jest skumulowany efekt stosunkowo niewielkich zakłóceń w dostawach ropy z Arabii Saudyjskiej, Rosji, Wenezueli i Iraku. Nie bez znaczenia były też długoterminowe prognozy pogody, ostrzegające o nadejściu fali mrozów w Ameryce Północnej i Europie, co spowodowało zwiększone zapotrzebowanie na gaz ziemny i olej opałowy. Splot podobnych wydarzeń nie zawsze owocuje zakłóceniami na rynku, ale w ostatnim okresie tak się stało i cena ropy podskoczyła o 13%.

OPEC. Mimo wspomnianego wyżej wzrostu cen ropy uczestnicy 139. Nadzwyczajnej Konferencji OPEC, która odbyła się w Wiedniu, utrzymali dozwolone wydobycie na dotychczasowym poziomie — 28 mln b/d, czyli 3,808 mln t/d ropy. W uzasadnieniu tej decyzji, podjętej 31.01.2006 r., stwierdzono, że od poprzedniego spotkania, które odbyło się w grudniu 2005 r., na rynku panuje równowaga, a poziom zapasów jest zadowalający. Dopuszczono możliwość zmiany limitów na następnym posiedzeniu, wyznaczonym na 08.03.2006 r., ale, jak się okazało, stanowisko większości członków OPEC nie uległo zmianie. Już przed posiedzeniem wypowiedzi ministrów z krajów członkowskich OPEC sugerowały, że zmian nie będzie i spowodowały lekką niżkę cen. Cena ropy w koszyku OPEC spadła o 1,17 USD

i 7 marca wynosiła 57,47 USD za baryłkę. Przewidywania sprawdziły się i na 140. Zwyczajnej Konferencji OPEC, która odbyła się w Wiedniu, utrzymano dotychczasowy pułap wydobycia ropy na poziomie 3,808 mln t/d, czyli 28 mln bar/d. Jednocześnie zapowiedziano ściśle monitorowanie sytuacji rynkowej i podjęcie w razie potrzeby szybkich działań przez przewodniczącego konferencji. Jednak wymóg konsultacji z szefami delegacji wszystkich krajów członkowskich sprawia, że to szybkie działanie może być problematyczne. Termin następnego nadzwyczajnego posiedzenia wyznaczono na 01.06.2006 r.

Polska. Do końca lutego bieżącego roku powinien być rozstrzygnięty przetarg na opracowanie studium wykonalności importu skroplonego gazu ziemnego do Polski, ogłoszony przez PGNiG S.A. Studium ma być ukończone w IV kwartale 2006 r. Podstawowe założenia to przepustowość terminalu na wybrzeżu Bałtyku od 3 do 5 mld m³ gazu rocznie, budowa 2 zbiorników o pojemności 100 000 m³ każdy, koszt inwestycji to ok. 400 mln €. Do obsługi terminalu potrzebne będą 3 zbiornikowce-gazowce.

Jeśli zostaną podjęte odpowiednie decyzje, to w 2007 r. mogą być wykonane prace projektowe, a w latach 2008–2010 nastąpi etap robót budowlano-konstrukcyjnych i eksploatacja terminalu mogłaby się rozpocząć pod koniec 2010 r.

Udziałem w przetargu na wykonanie studium wykonalności było zainteresowanych osiem firm, ostatecznie do dalszego postępowania dopuszczono cztery z nich:

- ICF Resources Llc. i Taylor-Dejongh Inc. (USA);
- Ove Arup & Partners Int. Ltd. i Consultants Ltd. (W. Brytania);
- Poten & Partners i HSBC (USA);
- PricewaterhouseCoopers (USA), ILF GmbH (Niemcy) i Radzikowski, Szubielska i Wspólnicy (Polska).

Są to konsorcja z udziałem międzynarodowych firm konsultingowych i inżynierskich, posiadających rozległe doświadczenie w realizacji inwestycji związanych ze skraplaniem gazu ziemnego i jego transportem.

M. Barentsa. Niepowodzenia *Statoilu*, spowodowane odwierceniem negatywnego otworu Guovca, nie wpłynęły na zahamowanie poszukiwań w tym rejonie. Na początku stycznia bieżącego roku włoski koncern *ENI* poinformował o ukończeniu wiercenia Goliat, zlokalizowanego 85 km na NW od Hammerfest. W otworze o głębokości 2701 m (głębokość wody 343 m) stwierdzono serię produktywną w formacji Kobbe (trias) o miąższości 180 m. Według oceny Norweskiego Dyrektariatu Naftowego zasoby złoża Goliat wynoszą 34 mln t równoważnika ropy naftowej, z czego 75% stanowi ropa i 25% gaz ziemny. *ENI* planuje dalsze wiercenia rozpoznawcze jeszcze w tym roku.

Z tej samej platformy *Eirik Raude*, z której wykonano otwór Goliat, rozpoczęto wiercenie do głębokości 4000 m

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

w strukturze Uranus. Obiekt jest odległy od lądu o 120 km; operatorem jest *Statoil*.

Norwegia. *Statoil* planuje w 2006 r. zwiększenie aktywności poszukiwawczej. W roku 2005 na szelfie odwiercono 13 otworów, z których 9 było pozytywnych. W 2006 r. na M. Północnym i M. Norweskim przewiduje się wykonanie 15–20 wierceń poszukiwawczych. Zarząd koncernu zapewnia, że urzędzenia wiertnicze potrzebne do odwiercenia otworów są już zakontraktowane, zwiększy się też o 100 osób kadra specjalistów.

W ub. roku *Statoil* uzyskała nowe koncesje w Libii, Nigerii, Brazylii, w Zat. Meksykańskiej i wokół Wysp Owczych, co oprócz posiadanych koncesji w Algierii i Wenezueli wymaga także zaangażowania większego potencjału wiertniczego. Ogółem w 2006 r. *Statoil* planuje wykonanie 30–40 otworów poszukiwawczych.

Holandia. *Gaz de France*, za pośrednictwem swojej filii *Gaz de France Production Nederland BV*, rozpoczęła eksploatację 4 złóż gazu ziemnego w sektorze holenderskim M. Północnego. Złóża znajdują się na N od wyspy Terschelling (Wyspy Zachodniofryzyjskie), w obrębie bloków G 14, G 16A i G 17A. Zasoby całkowite (wraz ze złożem K 2) szacuje się na 18 mld m³ gazu. *GdF* podaje, że wydobycie z tego rejonu wyniesie 7,2 mln m³/d, z czego francuski koncern będzie dysponował ilością 3,6 mln m³/d gazu.

Węgry. Przygotowywana od 2004 r. transakcja sprzedaży pionu gazowniczego *MOL* na rzecz *E.ON Ruhrgas International AG* została sfinalizowana. Po uzyskaniu pod koniec grudnia 2005 r. zgody Komisji Europejskiej, w dniu 12.01.2006 r. zostało podpisane porozumienie o sprzedaży 75% udziałów spółek zależnych *MOL*, zajmujących się magazynowaniem gazu ziemnego, przesyłem, marketingiem oraz sprzedażą hurtową i detaliczną. Umowa — która obejmuje również sprzedaż 50% udziałów firmy *Panrusgaz*, spółki *MOL* i *Gazeksportu* zajmującej się importem gazu ziemnego z Rosji — weszła w życie 31.03.2006 r. Sprzedawane spółki są obciążone zadłużeniem na kwotę 600 mln €, co zostanie uwzględnione w ostatecznej cenie zakupu.

Rosja. Głosy ekologów z różnych krajów, ostrzegające przed zagrożeniami wynikającymi z budowy rurociągu ze wschodniej Syberii do Chin i Japonii, zyskały poważne wsparcie ze strony rosyjskiego *Rostechnadzoru*, urzędu kontroli ekologicznej, technicznej i jądrowej. Chodzi przede wszystkim o odcinek rurociągu w pobliżu Bajkału. W wersji zaprojektowanej przez wykonawcę ropociągu, *OAO Transneft*, rurociąg miał przebiegać w odległości zaledwie 1 km od brzegu jeziora. Jakakolwiek awaria spowodowałaby zanieczyszczenie zbiornika zawierającego 20% światowych zasobów słodkiej wody. W oświadczeniu *Rostechnadzoru* z 03.02.2006 r. napisano, że *...proponowana trasa nie odpowiada warunkom federalnego prawa ekologicznego...*, a przedłożona ekspertyza ekologiczna jest *...niejasna i niedostatecznie uzasadniona*. Nie wiadomo, jak postanowienie *Rostechnadzoru* wpłynie na realizację tej wielkiej inwestycji. Jeszcze w październiku ubiegłego roku premier M. Fradkow wydał odpowiednim minister-

stwom i urzędowi polecenie przygotowania wszystkich wniosków i propozycji związanych z budową rurociągu.

Nowe, wielohoryzontowe złożo ropno-gazowo-kondensatowe w obrębie koncesji Siewiernyj na M. Kaspijskim, ok. 220 km na SW od Astrachania, zostało uznane w Rosji za największe odkrycie dziesięciolecia. W wierceniu wykonanym w strukturze Južno-Rakuszczejna uzyskano przyływ 800 t/d lekkiej, niskosiarkowej ropy. Jest to bardzo wysoka wydajność, bo rosyjskie otwory eksploatacyjne produkują średnio 10,5 t/d. *OAO Lukoil*, w którego gestii jest nowe złożo, podaje, że zasoby w kategorii prawdopodobne wynoszą 82 mln t ropy i 33 mld m³ gazu. W odróżnieniu od tej akumulacji większość złóż w północnej części Morza Kaspijskiego to złoża gazowe. Złożu nadano nazwę Władimir Fiłanowski, w uznaniu zasług rosyjskiego naftowca. W pobliżu znajduje się złożo J. Korczagin (w fazie udostępniania), ale nowe odkrycie ma większe zasoby i korzystniejsze warunki geologiczne. Ze wstępnych danych wynika, że wydobycie może przekroczyć 5 mln t ropy rocznie, a eksploatacja będzie trwała 16 lat. Złoża Fiłanowski i Korczagin stanowią podstawę do znacznej rozbudowy infrastruktury w tym rejonie i do osiągnięcia łącznej produkcji 8 mln t ropy rocznie.

Iran. W grudniu 2002 r. *Statoil* zawiązał spółkę z irańską firmą *Petropars*, w celu zagospodarowania złoża gazu ziemnego South Pars. Termin rozpoczęcia eksploatacji gazu ustalono na rok 2007. *Statoil* przygotował program 30 wierceń, w znacznej części wykonanych do końca 2005 r. Jednak z winy podwykonawcy, irańskiej firmy *Sadra*, powstały opóźnienia w dostawach wyposażenia 3 platform i w budowie rurociągów łączących złożo z lądem, co wiąże się ze znacznym wzrostem kosztów. Jednocześnie jako operator *Statoil* jest odpowiedzialny za wypełnienie warunków koncesji, a niedotrzymanie terminów grozi poważnymi konsekwencjami finansowymi. W wyniku tych zakłóceń procesu inwestycyjnego *Statoil* postanowił zmniejszyć swoje zaangażowanie w projekcie *South Pars*, obniżając jego wartość księgową z pierwotnych 329 mln USD do 237 mln USD.

Azerbejdżan. Po 8 latach od podpisania umowy o eksploatacji zespołu złóż Azeri-Chirag-Guneszli na Morzu Kaspijskim rozpoczęto wydobycie ropy z platformy *West Azeri*. Jest to realizacja II fazy projektu. Faza I została zakończona wraz z uruchomieniem w 2005 r. wydobycia ze złoża Central Azeri. Pozostała jeszcze faza III, obejmująca zagospodarowanie do 2008 r. głębokowodnego złoża Guneszli. W 1994 r. konsorcjum, w skład którego wchodzi *British Petroleum* (34,1% udziałów), *Unocal Corp.* (10,3% udziałów), *SOCAR (State Oil Company of Azerbaijan — 10%)*, *INPEX Corp.* (10%), *Statoil* (8,6%), *Exxon-Mobil* (8%), *TPAO (Turkiye Petrolleri A.O. — 6,8%)*, *Devon* (5,6%), *Itochu* (3,9%) i *Amerada Hess* (2,7%) podpisało umowę typu *production-sharing* na okres 30 lat. Operatorem jest *British Petroleum*. Zasoby zespołu złóż Azeri-Chirag-Guneszli są szacowane na 734 mln t ropy. Złożo West Azeri znajduje się ok. 100 km na E od Baku, na wodach o głębokości 118 m. Ropa jest przesyłana rurociągiem do terminalu Sangaczal, usytuowanego ok. 40 km na SW od Baku. Po osiągnięciu pełnej zdolności produkcyjnej ze złoża West Azeri będzie dostarczanych 40 800 t/d

ropy. Gaz ziemny jest odbierany za pomocą instalacji podwodnej i zatłaczany z powrotem do złoża w celu utrzymania ciśnienia. Wiceprezes BP w Azerbejdżanie, D. Woodward, podkreślił, że ropa ze złoża West Azeri trafi do rurociągu *Baku–Tbilisi–Ceyhan* i przyspieszy osiągnięcie jego pełnej przepustowości.

USA. Początek roku był pomyślny dla *Chevron Corp.* z powodu odkrycia w obrębie 29. bloku koncesyjnego w Zatoce Meksykańskiej złoża ropy. Po odwierceniu otworu Big Foot 2, o głębokości całkowitej 7568 m, stwierdzono występowanie serii produktywniej o miąższości 91 m. Złoże znajduje się w głębokowodnej części zatoki, ok. 362 km na S od Nowego Orleanu; głębokość wody wynosi 1524 m. Rozpoczęto już wiercenie odgałęzienia głównego odwiertu, w celu uzyskania dodatkowych informacji geologiczno-złożowych. Odkrycie Big Foot było poprzedzone sukcesem w bloku 512, gdzie w grudniu ubiegłego roku w otworze Knotty Head 1 przewiercono serię złożową o miąższości 182 m. Wiercenie Knotty Head 1, które osiągnęło głębokość 10 420,8 m, jest najgłębszym otworem wykonanym dotychczas w Zatoce Meksykańskiej.

Chiny. Pod koniec 2006 r. w Szanghaju zostanie uruchomiona pierwsza stacja zasilania wodorem dla samochodów z ogniwami paliwowymi. Inicjatorami tego przedsięwzięcia są *Shell Hydrogen BV* i *Shell China Ltd.* Firmy te podpisały umowę z uniwersytetem Tongji. Uniwersytet zajmie się budową i obsługą stacji, natomiast *Shell* zapewni doradztwo projektowe i finansowanie inwestycji. Projekt jest częścią chińskiego programu rozwoju pojazdów z napędem elektrycznym, opracowanego w Ministerstwie Nauki i Techniki. W tym roku w Szanghaju ma być użytych pierwszych 10 pojazdów z ogniwami paliwowymi, ale w roku 2010 po mieście ma jeździć już 1000 autobusów z takim napędem. Stacja, zbudowana na terenie Międzynarodowego Centrum Samochodowego, oprócz obsługi pojazdów ma pełnić rolę ośrodka informacji i promocji paliw wodorowych. Doświadczenia zebrane podczas budowy i eksploatacji stacji będą podstawą do stworzenia sieci stacji obsługi ogniw paliwowych.

Realizacja inwestycji w Szanghaju jest częścią globalnej strategii *Shell Hydrogen BV*, zakładającej tworzenie grup 4 lub więcej stacji obsługi wszędzie tam, gdzie użytkuje się ponad 100 pojazdów napędzanych ogniwami paliwowymi. W pierwszym etapie działania podaż tego typu usług musi wyprzedzać popyt i dlatego będą one funkcjonować na warunkach półkomercyjnych. Istniejący od 1999 r. *Shell Hydrogen BV* do tej pory koncentrował się na wdrażaniu technologii ogniw paliwowych i pojazdów elektrycznych w 3 regionach: w USA, Japonii i Europie.

Hiszpania. Przeprowadzona niedawno rewizja zasobów koncernu *Shell* przysporzyła mu sporo kłopotów na giełdzie i spowodowała obniżenie ratingu. Teraz w podobnej sytuacji znajduje się hiszpański *Repsol YPF SA*. Zarząd koncernu, powołując się na zmiany w przepisach prawnych i warunkach kontraktów w krajach, gdzie prowadzi swoją działalność (m.in. w Boliwii i Wenezueli), ogłosił redukcję wielkości udokumentowanych zasobów ropy i gazu o 25% w stosunku do stanu na koniec 2004 r. Wtedy

zasoby określono na 670 mln t równoważnika ropy, w tym 229 mln t ropy naftowej i kondensatu. Największy spadek, o 89,5 mln t równoważnika ropy, następuje w Boliwii. Wprowadzono tam nowy podatek, w wysokości 32% wartości ropy wydobytej z odwiertu, obok istniejącej opłaty eksploatacyjnej w wysokości 18%. Zmienia to warunki opłacalności eksploatacji złóż i skłania do zaniechania przygotowań do zagospodarowania niektórych obiektów. Tak będzie prawdopodobnie w przypadku złóż Yapacani, Vibora i Sirari (prowincja Santa Cruz), gdzie poprzednio planowano inwestycje w zakładzie przeróbki gazu i rozbudowę rurociągów. Duża redukcja następuje w Argentynie, gdzie *Repsol* obniża zasoby o 69,2 mln t równoważnika ropy. Dotyczy to złóż ropy Loma La Lata, Chihuido de la Sierra Negra, Aguada Toledo i Sierra Barrosa oraz złoża gazu Ramos. Zmiany w szacunkach zasobów węglowodorów następują też w Algierii. Na przykład zasoby złoża Tin Fouye Tabankort zmniejszono o 2,4 mln t równoważnika ropy. Informacje te ukazały się w szczególnym dla *Repsolu* okresie. Pojawiły się mianowicie wiadomości, że włoski *ENI* i brytyjski *BP* są zainteresowane złożeniem oferty na hiszpańską grupę naftową. Zmniejszenie zasobów *Repsolu* może wpłynąć na wartość giełdową spółki. Dodatkową przeszkodą w przeprowadzeniu transakcji może być posiadanie tzw. złotych akcji *Repsolu* przez rząd hiszpański i wenezuelski.

Indonezja. Wschodnia Indonezja nie cieszy się dużym zainteresowaniem inwestorów, choćby ze względu na trudno dostępne tereny i dlatego agendy rządowe odpowiedzialne za rozwój przemysłu naftowego zapowiadają zachęty dla firm zagranicznych. Mają to być zmiany w kontraktach naftowych i gazowych typu *production-sharing*, zapewniające stronom zwiększony udział w wydobyciu oraz zwolnienie z opłat za obligatoryjne wiercenia w fazie poszukiwań. Informacje te zbiegły się z wizytą delegacji Amerykańsko-Indonezyjskiej Rady Biznesu. Jednym z członków delegacji jest przedstawiciel koncernu *Exxon-Mobil*, R.W. Haines.

Kanada. Wysokie ceny ropy zwiększają rentowność eksploatacji piasków bitumicznych i przyspieszają inwestycje w tym zakresie. W ciągu najbliższych 10 lat nakłady wyniosą 87 mld USD. W znacznej części będą to inwestycje w rafineriach, ponieważ półprodukt otrzymywany z piasków bitumicznych wymaga nieco innych metod przeróbki i w związku z tym konieczna jest modyfikacja instalacji. Drugi problem to zwiększone zapotrzebowanie na rozcieńczalniki. Ropa z piasków jest ropą ciężką i wymaga rozcieńczania. Przeprowadzenie tego procesu w rafineriach blisko miejsc eksploatacji surowca jest korzystne, choćby ze względu na łatwiejszy transport. W dalszym ciągu jednak specyficzne właściwości ropy uzyskiwanej z piasków bitumicznych i podaż, znacznie przewyższająca lokalny popyt (wynikająca z lokalizacji złóż piasków na dalekiej północy), są czynnikami silnie wpływającymi na opłacalność tej produkcji.

Źródła: *Biul. BP, ENI, Chevron, MOL, OPEC, Shell, Stat-oil, Hart's E&P, Offshore, Oil&Gas Journal, Upstream, World Oil*