

## WIADOMOŚCI GOSPODARCZE

### Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski\*



**Polska.** Przedsiębiorstwo *Petrobaltic SA*, wchodzące w skład Grupy Kapitałowej *Lotos*, posiada 8 koncesji poszukiwawczych w polskim sektorze M. Bałtyckiego i eksploatuje złożę ropy naftowej B3. W ubiegłym roku wydobyto z niego 233 tys. t ropy. W sierpniu poinformowano o przygotowaniach do eksploatacji dwóch następnych złóż — B8 i B23.

Złożę B8 znajduje się na obszarze koncesji Rozewie, w odległości 68 km od wybrzeża. Zasoby wydobywalne szacuje się na 858 tys. t ropy i 100 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Eksploatacja rozpocznie się w 2008 r. i będzie prowadzona 3 otworami, które odwierci platforma wiertnicza *Petrobaltic*. Ropa naftowa i towarzyszący jej gaz będą przesyłane rurociągiem podwodnym do centrum eksploatacyjnego, które znajduje się na platformie wydobywczej *Baltic Beta* posadowionej na złożu B3. Ropa będzie odbierana tankowcami, a gaz będzie dostarczany do elektrociepłowni we Władysławowie. Okres eksploatacji jest obliczany na 10 lat.

Złożę B23 jest płytsze — zalega na głębokości ok. 1600 m pod dnem morza. Położone jest w obrębie koncesji Gotlandia, ok. 135 km na północ od Półwyspu Helskiego. Rozpoczęcie wiercenia otworów poszukiwawczych i rozpoznawczych planuje się w 2010 r. po zakupieniu drugiej platformy wiertniczej. W okresie 2011–2018 planowane są testy produkcyjne i zagospodarowanie złoża. Zasoby wydobywalne złoża B23 są szacowane na 12,8 mln t ropy.

Dyskusje na temat dywersyfikacji dostaw ropy i gazu toczą się ze zmiennym natężeniem, ale bez realnych efek-

tów. Zmianę pasywnego nastawienia może sygnalizować wiadomość o kontaktach Grupy Kapitałowej *Lotos* z Kuwejtem i przygotowywanym kontrakcie na dostawy ropy naftowej z *Kuwait Petroleum Corp.* Jeszcze ważniejsze byłoby uzyskanie dostępu do złóż ropy naftowej i gazu ziemnego poza granicami kraju, i tu również pojawił się pozytywny sygnał. Na początku sierpnia br. ukazała się informacja o transakcji grupy *Prokom Investments* w Kazachstanie. Wchodząca w skład *Prokom Investments* mała firma *Petrolinvest* kupiła udziały w 4 kazachskich spółkach, które prowadzą eksploatację złóż ropy naftowej. W trzech spółkach *Prokom* ma połowę udziałów, w jednej 35%. Na razie niewiele wiemy o szczegółach, wiadomo tylko, że w grę wchodzi złoża o zasobach rzędu 270 mln t ropy naftowej, a więc pokaźne. Azja Środkowa może być jednym z obszarów, gdzie polscy inwestorzy mają szansę na uzyskanie koncesji ze względu na wcześniejszą aktywność polskich firm geologicznych, geofizycznych i serwisowych (m.in. w Kazachstanie) oraz zdobyte kontakty i doświadczenia. Jest to jednak bardzo trudny rynek, na którym zagraniczni inwestorzy wielokrotnie byli zaskakiwani zmianami legislacyjnymi i polityką władz. Posiadający 66% akcji *Prokom Investments* Ryszard Krauze zapowiedział, że zainwestuje 400 mln USD w zakup udziałów w Kazachstanie i kolejne 400 mln USD w wiercenia i zagospodarowanie złóż. Kilka dni później minister energii i zasobów mineralnych Kazachstanu B. Izmuchambetow wyjaśnił, że *Prokom* kupił udziały, ale nie ma praw do eksploatacji złóż. Miejscowe prawo naftowe przewiduje, że państwo musi mieć co najmniej 50% udziałów w spółkach eksploatujących złoża węglowodorów. Powiedział też, że w sprawie współpracy w poszukiwaniach i wydobyciu ropy w Kazachstanie polskie firmy powinny najpierw

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

porozumieć się z *KazMunaiGaz* i dopiero wtedy mogą starać się o koncesję. Nawiązał w ten sposób do zabiegów *Orlenu* o dostęp do złóż w Kazachstanie, zakończonych jednak niepowodzeniem ze względu na porażkę *KazMunaiGaz* w przetargu na rafinerię w Możejkach.

W negocjacjach w Kazachstanie ze strony *Prokomu* uczestniczył Stefan Geroń, prezes PGNiG SA w latach 1999 i 2000.

**Litwa.** Zakup większościowego pakietu udziałów rafinerii w Możejkach przez PKN *Orlen* w czerwcu br. nie został jeszcze zatwierdzony przez Komisję Europejską, a już pojawiły się problemy. W lipcu br. nastąpiła awaria i wyciek ropy z rurociągu Przyjaźń-1 transportującego ropę rosyjską na Białoruś i Litwę. Awaria wkrótce została usunięta i białoruska rafineria *Naftan* w Nowopołocku otrzymuje dostawy ropy, tymczasem dostawy do rafinerii w Możejkach nie zostały wznowione. S. Wajnsztok, prezes zarządzającej rurociągiem *Transniefti*, powiedział, że konieczne było zamknięcie rurociągu ze względu na jego wiek (42 lata) i stan techniczny. Wyjaśnił, że do budowy użyto materiałów, które obecnie są zabronione i być może trzeba będzie wymienić cały odcinek rurociągu. Nie określił jednak czasu trwania remontu. Kolejny komunikat w tej sprawie wydał rosyjski urząd nadzoru środowiska *Rosprirodnadzor*, informujący, że testy kontrolne zakończą się dopiero w styczniu 2007 r. Reakcją rządu litewskiego była zapowiedź remontu przebiegającej przez Litwę linii kolejowej z Rosji do Kaliningradu.

Rafineria w Możejkach kontynuuje produkcję dzięki dostawom surowca przez terminal w Butinge. Prócz *Orlenu* o zakup rafinerii ubiegały się *Lukoil*, *TNK-BP* i kazachski *KazMunaiGaz*. Blokada dostaw niemal natychmiast po zakończeniu negocjacji z rządem litewskim może oznaczać próbę obniżenia atrakcyjności tej inwestycji, bo dostawy drogą morską są droższe.

**Europa.** Po okresie spadku nakładów na poszukiwania i wydobycie złóż ropy i gazu w latach 2001–2004, w 2005 r. nastąpił wzrost i ta tendencja się utrzymuje w roku bieżącym. Dotyczy to przede wszystkim prac morskich. Firma konsultingowa *Douglas-Westwood Ltd.* szacuje tegoroczne wydatki na ten cel na 40 mld USD.

Ożywienie wynika w znacznym stopniu z ceny ropy naftowej, przekraczającej 70 USD za baryłkę, i stąd większe zainteresowanie koncesjami, w pierwszej kolejności na M. Północnym, bo tam znajduje się większość spośród 450 europejskich złóż podmorskich, mimo znacznego ich szczypania. Maksimum wydobycia ropy nastąpiło w 2000 r. i teraz spada — szybciej w W. Brytanii, wolniej w Norwegii. Wydobycie gazu ziemnego według obecnych obliczeń osiągnie szczyt w 2009 r., ale późniejszy spadek będzie powolny, nawet z okresowymi przyrostami. Sytuacja w sektorze brytyjskim różni się od stanu w sektorze norweskim. W brytyjskiej części M. Północnego szanse na odkrycie nowych, dużych złóż są małe i organy zarządzające starają się zachęcić inwestorów do zagospodarowania licznych małych złóż. Największe projekty — zagospodarowanie złóż Blaine, Buzzard, Chestnut i Enoch — są już realizowane i przewidziane do oddania do użytku w latach 2006 i 2007, ale łączny przyrost produkcji ropy z tych złóż wyniesie tylko 12,4 tys. t/d. W czerwcu br. nastąpiło rozstrzygnięcie 24. rundy przetargowej, do której zgłosiło się 121 firm. W części norweskiej nadal można się spodziewać znaczących odkryć, szczególnie gazu. Lista

inwestycji złożowych zaplanowanych na lata 2006–2009 jest dłuższa i obejmuje 18 pozycji, w tym takie, jak Ormen Lange (56 mln m<sup>3</sup>/d gazu i 4 tys. t/d ropy), Snøhvit (23,6 mln m<sup>3</sup>/d gazu), Skarv-Idun (11,5 tys. t/d ropy i 14,1 mln m<sup>3</sup>/d gazu) i Tyrihans (10,8 tys. t/d ropy i 9,3 mln m<sup>3</sup>/d gazu). O nowe koncesje w 19. rundzie przetargowej ubiega się 17 firm.

Poważny udział we wzroście nakładów mają rosnące koszty operacyjne. Od 2002 r. ceny sprzętu wzrosły od 20% do 50%, ceny rur od 41 do 65%, a koszt robocizny od 25% do 80%. Kolejnym czynnikiem hamującym inwestycje jest brak wykwalifikowanych pracowników — potrzebnych będzie 7000 osób, a już teraz bardzo trudno rekrutować nowych. Powyższe okoliczności powodują, że należy się spodziewać zwiększonej liczby przypadków łączenia się przedsiębiorstw lub wykupienia ich przez silniejszą firmę.

Podpisanie listu intencyjnego pomiędzy *Gazpromem* i algijskim *Sonatrachem* w sprawie współpracy w tworzeniu spółek, udziału w przetargach na koncesje poszukiwawcze i eksploatacyjne oraz wymiany aktywów zaniepokoiło rząd włoski. Minister rozwoju gospodarczego P. Bersani wysłał list do komisarza UE ds. energii A. Piebalgsa, w którym zwraca uwagę, że planowany sojusz dwóch największych dostawców gazu ziemnego do Europy może wpłynąć niekorzystnie na ceny gazu. Pokazuje on słabość europejskiego systemu zaopatrzenia w gaz ziemny, uzależnionego od bardzo ograniczonej liczby dostawców. Bersani uważa, że konieczna jest lepsza koordynacja polityki energetycznej i polityki zagranicznej w odniesieniu do krajów-producentów gazu ziemnego. Włochy bardziej niż inne kraje Unii Europejskiej są uzależnione od dostaw gazu z Afryki Północnej.

**Dania.** Po analizie danych z otworu Lavo-1 rozpoczęto wiercenie otworu poszukiwawczego Karlebo-1, znajdującego się na morzu, 30 km na północ od Kopenhagi. W odwierconym otworze Lavo-1 stwierdzono występowanie piaskowców kredowych, jurajskich i triasowych o porowatości 20%. Karlebo-1 jest projektowane do głębokości 1800–2400 m. Lokalizacja została wyznaczona na podstawie reinterpretacji profili sejsmicznych. Zastosowano nową metodę wyodrębnienia zapisu związanego z energią sygnału sejsmicznego (WEA — *Wavelet Energy Absorption*) i wyznaczono na tej podstawie anomalie amplitudowe, które mogą odpowiadać pułapkom strukturalnym w dwóch perspektywicznych poziomach zbiornikowych. Właścicielem koncesji jest szwedzka firma *Tethys Oil AB*, udziałowcami duńskie *DONG* (20%) i *Odin Energi AS* (10%).

**Turcja.** Na przedłużeniu struktury Dogu Ayazli, na szelfie M. Czarnego, odkryto nową strefę akumulacji gazu ziemnego. Otwór Bayhanli-1, z perforowanego interwału miąższości 14,6 m, ma wydajność 203 tys. m<sup>3</sup>/d gazu przez zwężkę 32/64", w ciśnieniu głowicowym 74,8 atm. Trwają prace na budowie stacji odbioru gazu w pobliżu miasta Cayagzi w zachodniej Turcji, która będzie dostarczać gaz z basenu Akcakoca do sieci krajowej. Początkową zdolność produkcyjną określono na 2,1 mln m<sup>3</sup>/d, z możliwością podwojenia wydajności. Jednocześnie trwa rozwiercanie nowej struktury Kuzey Akkaya, po czym platforma wiertnicza *Prometheus* rozpocznie wiercenie otworu Dogu Ayazli-3. Właścicielem koncesji jest amerykańska firma *Tor-*

reador Resources Corp. z Dallas, współpracująca z kanadyjską Stratic Energy Corp. z Calgary.

**Rosja.** Konsorcjum powołane do budowy Gazociągu Północnoeuropejskiego, utworzone przez Gazprom, E.ON Ruhrgas i BASF, poinformowało o podpisaniu 29.08.2006 r. w Moskwie końcowego porozumienia w sprawie tej inwestycji. Zgodnie z komunikatem porozumienie określa prawne i finansowe ramy projektu, ale szczegółów nie podano. Nadal podstawowym problemem jest finansowanie gazociągu. W lutym br. Gazprom podawał, że koszt odcinków rosyjskiego i bałtyckiego wyniesie 8,2–9,5 mld €. W dalszym ciągu jednak są to przybliżone wyliczenia, bo trasa gazociągu nie jest ustalona. Dopiero w końcu sierpnia przedstawiciele konsorcjum rozpoczęli konsultacje z rządami Finlandii, Szwecji i Danii na temat przebiegu rurociągu w strefach ekonomicznych tych państw. Oznacza to jednocześnie, że gazociąg będzie przebiegał z ominięciem polskiej strefy ekonomicznej, co dodatkowo wydłuży trasę. Jeśli zaangażowanie inwestorów będzie proporcjonalne do wielkości ich udziałów w spółce, to Gazprom powinien pokryć 51% kosztów, a E.ON Ruhrgas i BASF po 24,5%. Wcześniej jednak niemieckie koncerny muszą uzyskać zgodę swoich akcjonariuszy i aprobatę niemieckiego urzędu antymonopolowego. Tak więc zaawansowanie przygotowań do rozpoczęcia budowy jest niewielkie. Pierwsza nitka gazociągu ma być oddana do użytku w 2010 lub w 2011 r. i dopiero 3 lata później osiągnie pełną przepustowość, czyli 27,5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Gazprom informuje jednocześnie, że przedłużył umowę z E.ON na dostawę 400 mld m<sup>3</sup> gazu do roku 2036. Od roku 2010 E.ON będzie kupować rocznie 4 mld m<sup>3</sup> gazu przesłanego Gazociągiem Północnym. Umowa jest bardzo korzystna dla niemieckich kontrahentów, bo strona rosyjska gwarantuje od początku opłaty za przesył w takiej wysokości, jakby gazociąg transportował maksymalną ilość gazu.

Konsorcjum kierowane przez Exxon Neftegas Ltd. poinformowało o przekazaniu do eksploatacji rurociągu wchodzącego w skład projektu Sachalin-1. Rurociąg długości 225 km i średnicy 600 mm będzie transportował ropę ze złóż na M. Ochockim do nowo powstałego terminalu eksportowego DeKastri w Kraju Chabarowskim. Pierwsze dostawy ropy naftowej dotarły do terminalu 29.08.2006 r., gdzie znajdują się zbiorniki pojemności 88 400 t i stanowisko przeładunku tankowców. Ponad 50% rur do budowy rurociągu wyprodukowały firmy rosyjskie, pozostałą część dostarczyła Nippon Steel Corp. Wydobycie ze złóż objętych projektem Sachalin-1 rozpoczęło się w III kwartale 2005 r. i obecnie wynosi 6800 t/d ropy i 1,7 mln m<sup>3</sup>/d gazu. Gaz ziemny jest dostarczany lokalnym odbiorcom i elektrowniom w Kraju Chabarowskim. W skład konsorcjum realizującego projekt Sachalin-1 wchodzi ExxonMobil Corp. (30% udziałów), japoński Sakhalin Oil & Gas Development Co. Ltd. (30%), indyjski ONGC Videsh Ltd. (20%) i rosyjski Sachalinmorneftiegaz-Szelf (11,5%) i RN-Astra (8,5%).

Realizacja drugiej wielkiej inwestycji na Sachalinie, projektu Sachalin-2 napotyka na nowe przeszkody. Federalna Służba Nadzoru Zasobów Naturalnych po miesięcznym dochodzeniu wszczęła postępowanie zmierzające do unieważnienia zgody na prowadzenie prac na budowie rurociągu na Sachalinie. Pozwolenie zostało wydane w 2003 r. przez Ministerstwo Zasobów Naturalnych. Zastrzeżenia dotyczą możliwości uszkodzenia rurociągu przez osuwiska błotne występujące w tym rejonie. Cofnięcie

pozwolenia spowoduje przerwanie budowy. Równolegle rozpoczęła się kontrola finansowa założeń projektu Sachalin-2. Koszty wzrosły do 20 mld USD, niemal dwukrotnie w porównaniu z pierwotnym preliminarzem, wskutek wzrostu cen surowców i wyrobów na świecie. Wiceminister rozwoju gospodarczego i handlu K. Androsow stwierdził, że konieczna jest dokładna analiza, czy dodatkowe wydatki są uzasadnione. Zaprzeczył jednocześnie, jakoby działania agend rządowych miały na celu skłonienie konsorcjum prowadzącego inwestycję Sakhalin Energy Investment Co. do zbycia 25% udziałów na rzecz OAO Gazprom, jednakże zagraniczni obserwatorzy tak właśnie postrzegają postępowanie strony rosyjskiej. W konsorcjum nie uczestniczą firmy rosyjskie; 55% udziałów ma Shell Sakhalin Holdings BV, 25% Mitsui Sakhalin Holdings BV i 20% Diamond Gas Sakhalin. Od roku Gazprom prowadzi rozmowy z Shellem na temat wymiany udziałów Sachalin-2 w zamian za dostęp do terenów gazonośnych w zachodniej Syberii.

**Uganda.** Wyniki uzyskane z otworu Waraga-1, położonego w pobliżu Jeziora Alberta, przyspieszyły decyzję o wierceniu następnych otworów. Po uzbrojeniu odwiertu wykonano próby złożowe w 3 horyzontach. Z najpłytszego, w interwale 1680–1710 m, uzyskano maksymalny przyływ 496,4 t/d ropy o ciężarze 0,9427 g/cm<sup>3</sup>. W niższym horyzoncie, w interwale 1782–1792,5 m, stwierdzono przyływ 285,6 t/d lżejszej ropy o ciężarze 0,8560 g/cm<sup>3</sup>. Największą wydajność — 571,2 t/d ropy — uzyskano z interwału 1888–1894 m. Operacje wiertnicze zostały wstrzymane i są prowadzone prace przygotowawcze (zmiana osprzętu, montaż rurociągów itp.). Operatorem jest firma Tullow Oil Plc. W bezpośrednim sąsiedztwie tego odkrycia koncesją ma brytyjska firma Heritage Oil Corp. W wyniku badań sejsmicznych wykryto w tym rejonie rozległą strukturę antyklinalną, z zasobami 176 mln t ropy. Trwają przygotowania do wiercenia pierwszego otworu — Kingfisher-1, planowanego do głębokości 3000–4000 m.

**Wenezuela.** Zapowiedzi prezydenta Chaveza, że dostawy ropy naftowej do USA zostaną zmniejszone, stają się faktem. W I kwartale br. eksport ropy z Wenezueli do USA spadł o 6% i wyniósł 24,2 mln t, w porównaniu z 25,2 mln t w I kw. 2005 r. Państwowy koncern PdVSA sprzedaje teraz więcej ropy do Indii i Chin oraz podpisuje nowe kontrakty na dostawy ropy do Boliwii, Paragwaju, na Jamajkę i Haiti, chociaż wydobycie ropy się nie zwiększa. Ograniczenia dotyczą również rafinerii i stacji benzynowych w USA, należących do Citgo — spółki zależnej PdVSA. Z powodu niedoborów surowca pięć rafinerii Citgo nie może zaspokoić potrzeb sieci 2000 stacji działających pod swoją marką i musi kupować w rafineriach amerykańskich ok. 17 600 t produktów naftowych dziennie. W ciągu ostatnich 8 miesięcy zamknięto stacje w stanach Iowa, Kansas, Kentucky, Minnesota, Missouri, Nebraska, Północna i Południowa Dakota, Ohio i Oklahoma, a w stanach Illinois, Arkansas i Teksas ograniczono sprzedaż. Oficjalnym wyjaśnieniem tych decyzji ze strony Citgo jest nieopłacalność dystrybucji produktów naftowych w USA. Prezydent Chavez twierdzi, że filie PdVSA w USA pośrednio subsydują gospodarkę amerykańską. Dotychczas dostawy ropy z Wenezueli stanowiły 11% importu tego surowca do USA.

Źródła: Hart's E&P, Kazakhstan Today, Lotos, Moscow Times, Offshore, Oil&Gas Financial Journal, Oil&Gas Journal, Statoil, Upstream, World Oil.