



## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski\*



**OPEC.** Komunikat ze 136. Nadzwyczajnej Konferencji OPEC, która odbyła się 15.06.2005 r. w Wiedniu, liczy prawie dwie strony, ale to, co najbardziej interesuje maklerów giełdowych, zawiera się w dwóch zdaniach: *Uczestnicy konferencji zdecydowali o podniesieniu pułapu wydobycia od 01.07.2005 r. do 3808 tys. t/d.*

*Upoważnili również przewodniczącego, po konsultacji z państwami członkowskimi, do dalszego zwiększenia wydobycia o 68 tys. t/d w celu utrzymania cen ropy na obecnym poziomie lub zapobieżenia ich wzrostowi.* W sumie więc wydobycie ropy może wzrosnąć o 136 tys. t/d, ale jeśli wnioskować z notowań cen ropy w drugiej połowie czerwca, decyzje OPEC nie wywarły pożądanego wpływu na sytuację rynkową. Cena ropy na giełdzie nowojorskiej w dniu 15 czerwca wynosiła 55,60 USD za baryłkę, a 27 czerwca przekroczyła 60 USD i osiągnęła 60,95 USD za baryłkę. W tych samych dniach cena *Brent* na giełdzie londyńskiej wzrosła z 53,74 USD/bar do 58,22 USD/bar. Zestawienie limitów wydobycia ropy dla poszczególnych państw OPEC (z wyjątkiem Iraku) zawiera tab. 1.

Tab. 1. Limity wydobycia OPEC [tys. t/d]

Kraj	Od 01.11.2004	Od 16.03.2005	Od 05.07.2005
Algieria	117,2	119,4	121,6
Arabia Saudyjska	1193,4	1215,4	1237,5
Indonezja	190,2	193,8	197,3
Iran	539,1	549,0	558,9
Katar	95,2	97,0	98,7
Kuwejt	294,7	300,2	305,6
Libia	196,6	200,3	204,0
Nigeria	302,5	308,0	313,6
Wenezuela	422,5	430,4	438,3
Zjedn. Emiraty Arabskie	320,4	326,4	332,4
Razem	3672,0	3740,0	3808,0

Drugą decyzją, podjętą przez uczestników konferencji, było zatwierdzenie nowego zestawu gatunków ropy wchodzących w skład tzw. koszyka OPEC. Dotychczasowy koszyk składał się z 7 gatunków: *Saharan Blend* (Algieria), *Minas* (Indonezja), *Bonny Light* (Nigeria), *Arab Light* (Arabia Saudyjska), *Dubai* (Zjednoczone Emiraty Arabskie), *Isthmus* (Meksyk) i *Tia Juana Light* (Wenezuela). Obecnie jest to 11 gatunków: *Saharan Blend* (Algieria),

*Minas* (Indonezja), *Iran Heavy* (Iran), *Basra Light* (Irak), *Kuwait Export* (Kuwejt), *Es Sider* (Libia), *Bonny Light* (Nigeria), *Qatar Marine* (Katar), *Arab Light* (Arabia Saudyjska), *Murban* (Zjednoczone Emiraty Arabskie) i *BCF 16* (Wenezuela). Średni ciężar właściwy obecnego zestawu rop wynosi 0,8617 g/cm<sup>3</sup> (32,7° API) w porównaniu z 0,8518 g/cm<sup>3</sup> (34,6° API) w poprzednim zestawie. Wyższa jest również zawartość siarki — 1,77%, poprzednio 1,44%.

**Rosja.** Niemiecko-rosyjskie spotkanie, które odbyło się z udziałem prezydenta Putina w dniu 26 czerwca br. w Sankt Petersburgu, przypuszczalnie przypieczerowało los drugiej nitki gazociągu jamalskiego. Rosyjski minister rozwoju gospodarczego i handlu German Gref poinformował ogólnie, że z niemieckimi przemysłowcami dyskutowano o ich udziale w inwestycjach w różnych branżach. Z kolei Klaus Mangold, przewodniczący Komitetu Wschodniego, niemieckiej organizacji promującej inicjatywy gospodarcze, wyjaśnił, że koncentrowano się na projektach w przemyśle samochodowym, lotniczym, kosmicznym, maszyn budowlanych i w transporcie. Jednak nie tylko dla Polski, lecz dla całej Europy środkowo-wschodniej największe znaczenie miały wypowiedzi Putina na temat gazociągu północno-europejskiego. Oznajmił on, że budowa rozpocznie się już jesienią bieżącego roku, a dostawy gazu rozpoczną się w 2010 r. Docelowa zdolność przesyłowa wyniesie 27 mld m<sup>3</sup> rocznie, koszt inwestycji szacuje się na 5,7 mld USD. Jeszcze ważniejsze było oficjalne potwierdzenie wcześniejszych zapowiedzi *Gazpromu* o rozszerzeniu projektu o budowę drugiej nitki gazociągu pod Bałtykiem. W ten sposób moc przesyłowa wzrośnie do 55 mld m<sup>3</sup> rocznie. Już w kwietniu tego roku do konsorcjum budującego gazociąg przystąpił koncern *BASF*, teraz przyłączył się również *E.ON Ruhrgas*.

Tym samym bezskuteczne było wspólne wystąpienie premiera M. Belki, premiera Litwy A. Brazauskasa i premiera Łotwy A. Kalvitsa w czasie posiedzenia Rady Europejskiej w Brukseli. Premierzy zwrócili się wówczas do przewodniczącego Komisji Europejskiej Manuela Barroso o poparcie inicjatywy gazociągu *Amber*. Gazociąg ten miałby przebiegać z Rosji przez Łotwę, Litwę, obwód kaliningradzki i Polskę do Niemiec. Sprawa drugiej nitki gazociągu jamalskiego była z kolei przedmiotem rozmów wicepremiera Hausnera w czasie jego ostatniej wizyty w Moskwie, ale również bez konkretnych rezultatów.

Kolejnym wydarzeniem, umacniającym pozycję *Gazpromu*, było porozumienie podpisane w dniu 20.06.2005 r., w czasie wizyty norweskiego premiera Kjell Magne Bon-

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

devika w Moskwie, dotyczące współpracy w dziedzinie poszukiwań złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na dalekiej północy i rozwoju techniki naftowej. Porozumienie podpisali przedstawiciele *Statoil, Norsk Hydro i Gazpromu*. Współpraca będzie dotyczyć określenia warunków sprzętowych i metodycznych, niezbędnych do prowadzenia prac we wspomnianym regionie, ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień bezpieczeństwa pracy i ochrony środowiska. Przewiduje się również wymianę personelu i szkolenia.

Pierwsza zbudowana w Rosji betonowa platforma wiertniczo-eksploacyjna rozpoczęła w połowie czerwca br. podróż z suchego doku w stoczni w Nachodce do miejsca występowania złoża Łunskoje na Sachalinie. Po pokonaniu odległości 1765 km w dniu 04.07.2005 r. platforma została posadowiona na wyznaczonej pozycji, na wodach o głębokości 48 m. Platforma waży 103 000 t, jej korpus ma wymiary 105 x 88 m, a cztery cylindryczne podpory mają wysokość 56 m i średnicę 20 m. Platforma została zaprojektowana przez norweską firmę *Aker Kvaerner* i fińską *Quattro Gemini*, które zapewniły również nadzór nad jej wykonaniem. Podwykonawcami było przeszło 250 firm rosyjskich, które dostarczyły 97% materiałów i wyposażenia platformy. Do końca br. zostanie zbudowana druga, bliźniacza platforma, przeznaczona do eksploatacji złoża ropy Piltun-Astochskoje. Górna część konstrukcji platformy powstaje w stoczni południowokoreańskiej. Obie platformy stanowią zasadniczą część II fazy projektu Sachalin 2, realizowanego przez konsorcjum *Sakhalin Energy Investment Company Ltd*. Szacuje się, że ze złoża Łunskoje będzie wydobywanych 51 mln m<sup>3</sup>/d gazu i 8000 m<sup>3</sup>/d kondensatu. Produkcja rozpocznie się w 2006 r.

**USA.** Produkcja ropy i gazu z otworów o niskiej wydajności stanowi znaczną część ogólnego wydobycia i w sytuacji spadku wydobycia w USA jest ważnym czynnikiem przeciwdziałającym temu spadkowi. Według definicji Międzypanowskiej Komisji Porozumiewawczej ds. Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego, odwiert o niskiej wydajności (*stripper well* lub *marginal well*) to otwór, z którego uzys-

kuje się 1,36 t/d lub mniej ropy. W przypadku otworu gazowego jest to 1700 m<sup>3</sup>/d lub mniej gazu. W 2003 r. z otworów takich dostarczono 7% ogólnej ilości wydobycia na lądzie gazu i 15% ogólnej ilości wydobycia na lądzie ropy. Nic więc dziwnego, że departament energii aktywnie popiera badania nad metodami efektywnej eksploatacji odwiertów o niskiej wydajności. Jak wynika z danych (tab. 2), problem dotyczy ogromnej liczby otworów. W Teksasie w 2003 r. były 123 402 otwory ropne i 33 312 otworów gazowych zaliczanych do tej kategorii, w Oklahomie odpowiednio 63 300 i 20 321, w Kansas 32 883 i 9 906 itd. W okresie objętym statystyką liczba otworów ropnych i produkcja ropy zmniejsza się, rośnie natomiast liczba otworów gazowych i produkcja gazu. Prócz nowych rozwiązań technicznych istotną rolę odgrywają ulgi podatkowe. Ich działanie można prześledzić na przykładzie stanu Luizjana. W Luizjanie ulgi dla producentów z nieczynnych odwiertów ponownie włączonych do eksploatacji wprowadzono w 1994 r. Dotyczyły one odwiertów nieczynnych przynajmniej 2 lata — przez 5 lat producent jest zwolniony z podatku od eksploatacji ropy i gazu. Ulga okazała się skuteczna — w latach 1990–1994 wydobycie z otworów reaktywowanych wyniosło 367 tys. t ropy, natomiast w latach 1994–2004 już 1632 tys. t.

**Białoruś.** Portal RusEnergy podał wiadomość o naradzie z udziałem wiceprezesa zarządu *Gazpromu* Aleksandra Ananienkowa i dyrektora generalnego *Bieltransgazu* Dimitrija Kazakowa, poświęconej terminom oddania do eksploatacji tłoczni na białoruskim odcinku gazociągu jamalskiego. Narada odbyła się 29.06.2005 r. w Moskwie. Ustalono, że budowa tłoczni *Krupskaja, Słonimskaja, Orszanskaja* i *Minskaja* zostanie zakończona do końca 2005 r. Umożliwi to osiągnięcie projektowanej mocy przesyłowej. Najbardziej opóźniona jest budowa tłoczni *Minskaja*, gdzie nie załatwiono jeszcze formalności związanych z pozwoleniem na budowę. Dotrzymanie terminów ukończenia tłoczni jest warunkiem otrzymania przez Białoruś dodatkowych dostaw gazu ziemnego, ponad ilości przewidziane w kontrakcie.

**Tab. 2. Wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego z odwiertów o niskiej wydajności w USA — według danych Interstate Oil and Gas Compact Commission**

Rok	Otwory ropne				Otwory gazowe			
	Liczba odwiertów	Wydobycie [tys. t]	Średnie wydobycie z 1 odwiertu [t/d]	Liczba zlikwidowanych odwiertów	Liczba odwiertów	Wydobycie [mln m <sup>3</sup> ]	Średnie wydobycie z 1 odwiertu [m <sup>3</sup> /d]	Liczba zlikwidowanych odwiertów
1994	442500	46230,5	0,28	17896	159369	26613,9	458,4	3163
1995	433048	45191,1	0,28	16389	159669	26193,4	449,9	3189
1996	428842	43991,6	0,28	16674	168702	27922,9	452,8	4671
1997	420674	43804,2	0,28	15172	189756	29492,9	424,5	4661
1998	406380	43094,3	0,29	13912	199745	31262,5	430,1	4203
1999	410680	42909,9	0,28	11227	207766	32233,1	432,9	3546
2000	411629	44328,8	0,29	10718	223222	35621,9	435,8	3534
2001	403459	42989,5	0,29	12234	234507	38304,5	447,1	3600
2002	402072	44033,6	0,30	13635	245961	40137,1	447,1	3870
2003	393463	42669,7	0,29	14300	260563	41830,3	438,6	3883

**Polska.** Propagowany przez PGNiG S.A. program zastosowania sprężonego gazu ziemnego do napędu samochodów rozwija się powoli i z oporami. Nawet w transporcie komunikacyjnym, w tym w komunikacji miejskiej, najbardziej predysponowanej do stosowania czystego, najmniej szkodliwego dla środowiska naturalnego paliwa, zainteresowanie jest niewielkie. Najlepiej można to prześledzić na przykładzie Miejskich Zakładów Autobusowych w Warszawie. List intencyjny w sprawie współpracy PGNiG S.A., Mazowieckiej Spółki Gazownictwa i MZA we wprowadzaniu do komunikacji miejskiej w Warszawie autobusów zasilanych sprężonym gazem ziemnym został podpisany 20 sierpnia 2004 r. (*Prz. Geol.*, vol. 52, nr 12, str. 1128). Ze strony PGNiG S.A. najważniejszym zadaniem są inwestycje w zakresie budowy infrastruktury umożliwiającej stosowanie sprężonego gazu ziemnego do autobusów. Jest to warunek konieczny, ale nie jedyny. MZA nie tylko musi brać pod uwagę koszty zakupu nowego taboru, lecz także oczekuje na długoterminowe uregulowania cenowe i podatkowe dla gazu ziemnego. Tylko stabilna polityka taryfikacyjna, która zagwarantuje utrzymanie korzystnych relacji cenowych pomiędzy gazem ziemnym i olejem napędowym może skłonić warszawskiego przewoźnika do decyzji inwestycyjnych w sprawie wymiany taboru na dostosowany do sprężonego gazu ziemnego. A są to poważne zakupy, bo MZA eksploatuje ok. 1500 autobusów. Tymczasem nadzieje na stabilną politykę cenową są niewielkie, szczególnie biorąc pod uwagę działania Ministerstwa Finansów w ostatnich miesiącach.

**Norwegia.** Otwór eksploatacyjny A-6 w złożu Visund osiągnął głębokość pomiarową 9082 m. Jest to najdłuższy odcinek odwiercony z pływającej platformy i jednocześnie najdłuższy otwór wykonany przez koncern *Statoil*. Przewiercono ponad 800 m serii piaszczystej nasyconej węglowodorami. Parametry techniczne wiercenia są na tyle interesujące, że będą one przedmiotem referatu na październikowej konferencji amerykańskiego Towarzystwa Inżynierów Naftowych w Dallas. Rekordowa była długość odcinka odwierconego jednym świdrem — 4590 m. Postęp wiercenia wynosił 102 m/dobę przy średniej dla Morza Północnego 85 m/dobę. *Statoil* zapowiada, że dzięki doświadczeniom z otworu A-6 wiercenia wykonywane obecnie z platform Gullfaks A i Statfjord C będą jeszcze głębsze, a docelowo koncern przygotowuje się do wierceń o głębokości 12–17 tys. m.

**Gazohydraty.** Niepowodzenie wiercenia Hot Ice-1 na Alasce (*Prz. Geol.*, vol. 52, nr 9, str. 861–862) nie zahamowało badań nad rozpoznaniem gazohydratów. W kolejnym raporcie departamentu energii rządu USA opisano bieżące prace studialne, prowadzone na morzach w pobliżu Alaski, Luizjany i w Korei Południowej, oraz badania podstawowe. Dotyczą one takich zagadnień, jak:

□ poznanie procesów dysocjacji gazu ziemnego z gazohydratów i ich roli w globalnych systemach klimatycznych;

□ charakterystyka serii zbiornikowych, które mogą wpływać na migrację i akumulację zdysocjowanego gazu ziemnego;

□ adaptacja konwencjonalnych metod wierceń i wydobycia, stosowanych w przemyśle naftowym, do potrzeb eksploatacji gazohydratów;

□ doskonalenie metodyki rejestracji w badaniach sejsmicznych 3-D i interpretacji wyników w celu wykrywania i kartowania struktur podmorskich, które mogą zawierać akumulacje gazohydratów.

W raporcie krytycznie oceniono znaczenie złóż gazohydratów na Atlantyku u wschodnich wybrzeży USA (Blake Ridge) i uznano za celowe skoncentrowanie się na regionie North Slope na Alasce i Zatoce Meksykańskiej. Na Alasce będą to badania na obszarze Milne Point — w pierwszej fazie polegające na uzyskaniu charakterystyki skał zbiornikowych i płynów złożowych w celu określenia szacunkowych współczynników szcerpania i wydajności. Druga faza będzie obejmować wiercenie oraz badania litologiczno-złożowe na podstawie pomiarów geofizyki wiertniczej i rdzeni. W trzeciej fazie zebrane wyniki posłużą do oceny możliwości rozpoczęcia produkcji gazu z gazohydratów w skali przemysłowej. Całość projektu ma być ukończona w grudniu 2006 r.

Odmienny materiał stanowią wyniki badań osadów dennych z Zat. Meksykańskiej. Są to próbki pobrane z głębokości od 500 do 600 m (Bush Hill), 1000 m (blok Green Canyon) i 3000 m (Sigsbee Knoll). Pobierano je zarówno bezpośrednio z dna, jak też przy użyciu ciśnieniowych aparatów do rdzeniowania, zapewniających zachowanie nienaruszonej struktury. Wyniki badań mają dać odpowiedź na pytanie o warunki formowania gazohydratów, ich stabilności lub niestabilności i rozkładu. Wiercenia poszukiwawcze w ramach programu koordynowanego przez *ChevronTexaco* są opóźnione, ponieważ wymagania dotyczące ochrony środowiska przedłużają procedurę wydania zezwolenia na rozpoczęcie prac.

Rozpoznanie w basenie Ullung-do na M. Japońskim (Korea) opiera się głównie na badaniach sejsmicznych 3-D wykonanych w latach 2001–2002. Stwierdzono tu obecność płytkich pułapek sedymentacyjnych, zawierających 40% gazohydratów. Pod nimi występują akumulacje wolnego gazu w formie kominów. Wykryto również liczne wypiętrzenia z zapisem sejsmicznym, który jest charakterystyczny dla występowania gazohydratów. Obszar objęty zdjęciami sejsmicznymi obejmuje przeszło 25 000 km<sup>2</sup>. Pobrano z niego 28 próbek głębokowodnych, w których zawartość metanu wynosi 98%. Rezultaty są na tyle zachęcające, że z inicjatywy rządu Koreański Instytut Geologii, Górniczo i Surowców wspólnie z *Korea Gas Corp.* wykonują dalsze badania i analizy, których finałem będzie projekt wiercenia poszukiwawczego.

Nowy projekt badawczy, w postaci międzynarodowego konsorcjum ds. poszukiwania gazohydratów w strefie łuku okołopacyficznego, powstaje w Azji południowo-wschodniej. Liczba instytucji i firm zaangażowanych w projekty związane z problemami gazohydratów stale rośnie i liczba 60 referatów ogłoszonych na konferencji AAPG w Vancouver w grudniu 2004 r. jest odbiciem zarówno zainteresowania, jak i przyrostu informacji. Nadal jednak te ogromne zasoby węglowodorów pozostają w kategorii zasobów prognostycznych i perspektywa ich udostępnienia jest odległa.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Biul. OPEC, Shell, Statoil, Hart's E&P, Offshore, Oil&Gas Journal, RIA Novosti, RusEnergy, Upstream, World Oil*