

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski*



Świat. Wzrost wydobycia ropy w 2005 r. był nieznaczny, zaledwie o 1,2% (tab. 1). Nieco inaczej kształtuje się wzrost wydobycia w krajach OPEC — średnio o 3,2%, ale i tu są znaczne różnice, bo w Wenezueli i Indonezji nastąpił spadek produkcji, natomiast w Iraku zanotowano 16-procentowy wzrost i to mimo nieustannych akcji sabotażowych i

zamieszek. Warto zwrócić uwagę na fakt, że w czasie dyskusji na temat zwiększenia wydobycia, odbywających się na posiedzeniach OPEC, Wenezuela i Iran zwykle oponują przeciw podniesieniu limitów. W ubiegłym roku w Wenezueli wydobycie spadło o 6%, a w Iranie wzrost wyniósł tylko 1,5%. Przyrost produkcji u dominującego producenta OPEC, tj. Arabii Saudyjskiej, w 2005 r. wyniósł 6,3%, ale nie zapewniło to odzyskania czołowej pozycji, utraconej w 2004 r. na rzecz Rosji, która miała tylko 2,4% wzrostu. Rekordowy wynik osiągnęła Angola, zwiększając swoje wydobycie o 26%. Jeszcze wyższy wskaźnik osiągnęła Tajlandia, osiągając przyrost na wysokości 49,4%, ale nie jest to liczący się producent na rynku. Generalnie jednak w tak ważnych regionach, jak Ameryka Północna i Południowa i Europa Zachodnia, nastąpiło zmniejszenie produkcji. Obaj główni operatorzy na Morzu Północnym, tj. Norwegia i W. Brytania, odnotowali spadek wydobycia, co niewątpliwie zwiększy nacisk na import ropy z innych regionów. Przyjęty przez redakcję *World Oil* podział na Europę Zachodnią i Wschodnią jest mylący, gdyż w regionie określonym w tabeli jako *Europa Wschodnia* w jednej grupie znajdują się kraje członkowskie Unii Europejskiej, jak Polska i Węgry; pozostałe kraje Europy środkowo-wschodniej, będące głównie konsumentami ropy naftowej, i kraje b. ZSRR, wydobywające łącznie tyle ropy, co Kuwejt lub Wenezuela. W tych ostatnich wzrost wydobycia był większy niż w Rosji (12,9% w porównaniu z 2,4%).

Jak wynika z danych tab. 1, wydobycie ropy w Chinach i Indiach, to jest u dwóch wielkich azjatyckich odbiorców, silnie oddziałujących na sytuację rynkową, kształtowało się całkiem odmiennie. W Chinach produkcja wzrosła, natomiast w Indiach nastąpił spadek o 3,7%. W Indiach krajowa podaż ropy, rzędu 88,7 tys. t/d, jest i tak o wiele niższa od zużycia, szacowanego na 680 tys. t/d.

Według oceny amerykańskiego Departamentu Energii, ubiegłoroczny wzrost wydobycia ropy na świecie o 1,2% nie ma negatywnego wpływu na wzrost gospodarczy, ponieważ popyt wzrósł tylko o 0,7%. Nadwyżka powiększyła zapasy, co powinno być czynnikiem stabilizującym rynek.

Tab. 1. Wydobycie ropy naftowej i kondensatu w latach 2004–2005 wg *World Oil*

Kraj	Wydobycie ropy [tys. t/d]		Zmiana 2005:2004 [%]
	2004	2005	
Ameryka Płn.	1483,0	1360,7	-8,2
Kanada	212,8	202,0	-5,1
Meksyk	520,3	456,1	-12,3
USA	739,0	691,7	-6,4
Pozostałe	10,8	10,9	0,8
Ameryka Płd.	856,7	846,2	-1,2
Argentyna	95,0	92,4	-2,7
Brazylia	209,3	221,5	5,9
Kolumbia	71,8	71,5	-0,4
Wenezuela	369,1	346,8	-6
Pozostałe	111,6	114,0	2,2
Europa Zach.	743,0	695,4	-6,4
Dania	52,9	51,5	-2,6
Norwegia	401,8	387,6	-3,5
W. Brytania	251,0	218,3	-13
Włochy	13,9	14,7	5,9
Pozostałe	23,4	23,3	-0,3
Europa Wsch.	1530,3	1593,0	4,1
Inne kraje b. ZSRR	263,1	297,0	12,9
Polska	2,5	2,4	-3,2
Rosja	1239,4	1269,6	2,4
Rumunia	15,6	15,4	-1
Pozostałe	9,7	8,6	-11,1
Afryka	1206,3	1282,6	6,3
Algieria	228,1	238,0	4,4
Angola	134,6	169,7	26
Egipt	95,2	89,1	-6,4
Libia	208,4	223,7	7,4
Nigeria	341,2	356,3	4,4
Pozostałe	198,8	205,8	3,5
Bliski Wschód	2934,0	3082,0	5
Arabia Saudyjska	1171,0	1244,4	6,3
Irak	204,0	238,0	16,7
Iran	534,5	542,6	1,5
Katar	111,2	113,6	2,1
Kuwejt	282,2	304,0	7,7
Oman	106,0	105,4	-0,6
Str. Neutralna	81,6	80,2	-1,7
Syria	68,0	58,5	-14
Zjedn. Emiraty Arab.	301,2	320,3	6,3
Pozostałe	74,1	75,1	1,3
Daleki Wschód	909,8	920,6	1,2
Chiny	458,9	473,4	3,2
Indie	92,1	88,7	-3,7
Indonezja	148,9	145,6	-2,3
Malezja	102,5	96,2	-6,2
Wietnam	48,0	48,3	0,6
Pozostałe	59,3	68,5	15,4
Australia i Oceania	77,9	79,3	1,7
Australia	69,3	71,4	3,1
Pozostałe	8,7	7,9	-9,3
Ogółem świat	9741,0	9859,9	1,2

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

Polska. Prace poszukiwawcze w 2005 r. były skoncentrowane w przybliżeniu w tych samych strefach co w latach ubiegłych. Na przedgórzu Karpat prace prowadzono w części wschodniej, w rejonach Tarnów–Rzeszów, Przemyśl–Leżajsk i Lubaczów–Tarnogród. Jako przykładowy sukces poszukiwawczy można wymienić otwór Cierpisz-2 w rejonie Sędziszowa Małopolskiego, w którym przyływ gazu uzyskano z 9 horyzontów miocenijskich, a wydajność najlepszego z horyzontów wyniosła 530,5 m³/min. gazu. Zakres poszukiwań w Karpatach fliszowych był niewielki i ograniczył się do 270 km profili sejsmicznych 2-D i jednego wiercenia. Przeważająca część metrażu wierzeń poszukiwawczych i rozpoznawczych oraz sejsmiki 3-D była zlokalizowana na niżu, a ściśle biorąc na monoklinie przedśudeckiej. Kontynuowano poszukiwanie złóż gazu ziemnego w rejonie Poznania, Nowego Tomysła i Jarocina oraz złóż ropy naftowej w rejonie Międzychodu, Gorzowa i Krosna Odrzańskiego. Przykładem postępu w technice wiertniczej jest odwiercenie w złożu Lubiatów otworów poziomych Lubiatów-6H i Lubiatów-7H. Obydwa otwory były pozytywne. W jednym z nich uzyskano przyływ ropy w ilości 13,7 m³/h.

W 2005 r. prowadzono prace wiertnicze w 38 otworach, z czego w 34 zostały one zakończone. Pozytywne wyniki złożowe uzyskano w 23 otworach, w tej liczbie było 12 otworów gazowych na przedgórzu Karpat i 6 na Niżu Polski oraz 5 otworów ropnych na niżu. Ogółem w 2005 r. spółki wiertnicze wchodzące w skład grupy kapitałowej PGNiG S.A. odwierciły 336 531 mb, z czego 70 116 mb (20,8%) było wykonanych na zlecenie PGNiG, a pozostały metraż dla innych zleciodawców. Aby wykorzystać posiadany potencjał techniczny, wiercono w Indiach, Kazachstanie, Szwecji, na Słowacji i na Węgrzech. Podobnie spółki geofizyczne, tylko w części wykonywały badania dla potrzeb PGNiG S.A. — w 2005 r. było to łącznie 1326,2 km profili sejsmicznych 2-D i 435,2 km² zdjęć sejsmicznych 3-D (odpowiednio 35,6% i 13% całości wykonanych badań).

W 2005 r. wydobycie gazu ziemnego w Polsce wyniosło 5,4 mld m³ (PGNiG S.A. — 5,375 mld m³ i *Petrobaltic* — 25,4 mln m³) i było większe o 1,7% niż w roku poprzednim. Z kolei wydobycie ropy naftowej (wraz z gazoliną) było niższe o 5,2% niż w roku 2004 i wyniosło 852 175,7 t, z czego 618 681,3 t przypada na PGNiG S.A. i 233 514,4 t na *Petrobaltic*. Najważniejsze złoża gazu to Brońsko, Kościan S, BMB (Barnówko–Mostno–Buszewo), Przemyśl i Radlin. Łączne wydobycie tylko z tych złóż w 2004 r. wyniosło 1,91 mld m³ gazu. Najważniejsze złoża ropne to BMB, Lubiatów, Górzycyca i Zielin, z których w 2004 r. wydobyto 580 tys. t ropy. Na koniec 2004 r. udokumentowane zasoby gazu ziemnego wynosiły 109,5 mld m³, a zasoby ropy naftowej 26,1 mln t. W roku 2005 udokumentowano nowe zasoby, w ilości 4,048 mld m³ gazu i 2,897 mln t ropy. Ministerstwo Gospodarki zapowiada zwiększenie wydobycia ze złóż, a to wymaga inwestycji. W najbliższym czasie na monoklinie przedśudeckiej będą zagospodarowane złoża Lubiatów–Międzychód–Grotów, Wielichowo, Ruchocice, Elżbieciny oraz Paproć W i zostanie zmodernizowana instalacja eksploatacyjna złoża Zielin, a na przedgórzu Karpat będzie zagospodarowane złożo Jasionka.

Podane wyżej wielkości wydobycia ropy i gazu w Polsce w 2005 r. i porównanie ich z wydobyciem w latach poprzednich nie wskazują na możliwość skokowego przyrostu wydobycia, a takie opinie są formułowane, m.in. przez grupę ekspertów działającą pod patronatem Senatu RP, noszącą nazwę Parlamentarnego Zespołu ds. Restrukturyzacji Energetyki. Jedną z tez tego zespołu jest stwierdzenie, że w najbliższym okresie można będzie osiągnąć krajowe wydobycie gazu ziemnego w wysokości 12 mld m³ i wydobycie ropy naftowej w wysokości 2 mln t. Zarówno przyrost zasobów, jak i tempo zagospodarowania nowych złóż nie wskazują na taką możliwość.

Europa. Planowane połączenie francuskiego koncernu energetycznego *Suez* i narodowej firmy gazowniczej *Gaz de France* wzbudziło protesty we Włoszech i w Belgii. Wiadomo już, że Włochy wystąpią do Komisji Europejskiej o zbadanie dopuszczalności fuzji. Minister przemysłu C. Scajola twierdzi, że jest to pogwałcenie prawa unijnego i wolnego rynku. Zamiar przejścia grupy *Suez* sygnalizował włoski koncern energetyczny *Enel* i niewątpliwie ta sprawa jest źródłem sprzeciwu. Grupa *Suez*, o wartości rynkowej 43 mld €, zajmuje 4 miejsce na liście największych firm energetycznych w Europie, *Gaz de France* na tej liście jest 7. Oba koncerny mają znaczny udział w branży skroplonego gazu ziemnego: *Gaz de France* dysponuje terminalami gazu skroplonego w Fos-sur-Mer i Montoir-de-Bretagne, *Suez* ma terminale w Zeebrugge w Belgii i w Everett w USA. Połączenie firm musi być poprzedzone zmianą statutu *Gaz de France*, ponieważ obecnie przewiduje on, że skarb państwa powinien posiadać co najmniej 70% udziałów. Jeśli transakcja dojdzie do skutku, powstanie firma o wartości giełdowej przeszło 70 mld € i o obrotach 64 mld €.

Inna wielka transakcja to plany wykupienia przez niemiecki koncern gazowniczy *Linde* akcji brytyjskiej firmy gazowej *BOC Group*. Istniejąca od 1879 r. firma *Linde* zatrudnia ponad 41 tys. osób i ma przychód rzędu 9,4 mld €. Z kolei *BOC Group* ma obroty 4,6 mld GBP (6,7 mld €) i zatrudnia 43 500 osób. Koncern *Linde* podwyższył teraz swoją ofertę zakupu o 10%, czyli koszt transakcji wyniosłby 8 mld GBP (11,8 mld €). Z połączenia obu firm powstanie największy na świecie producent gazów technicznych i liczący się partner w branży skroplonego gazu ziemnego, działający w 50 krajach. Obie firmy mają swoje filie w Polsce.

Rosja. Nastąpiła zasadnicza zmiana w informacjach *Gazpromu* o koszcie *Gazociągu Północnego*. W związku z kontynuacją budowy lądowego odcinka *Gazociągu Północnego* (Griazowiec–Wyborg) *Gazprom* podaje, że tylko koszty tego etapu są szacowane na 3,5–4,8 mld €, natomiast koszt odcinka morskiego wyniesie dodatkowo ok. 4,7 mld €. Powyższe sumy przekraczają nawet szacunki Komisji Europejskiej, która niedawno wymieniała kwotę 7 mld € jako bardziej realną niż wycenienia *Gazpromu*. Dotychczas strona rosyjska podawała kwotę 4,7 mld USD, czyli 4 mld € jako koszt całkowity.

Batalia o zmianę trasy ropociągu Wschodnia Syberia–Ocean Spokojny, przedłużająca się ze względu na zagrożenia ekologiczne, prawdopodobnie dobiegła końca i budowa będzie mogła ruszyć. W dniu 10.03.2006 r. Sąd

Najwyższy Rosji oddalił wniosek grup obywatelskich i organizacji ekologicznych o unieważnienie rozporządzenia premiera M. Fradkowa z 31.12.2004 r. o budowie rurociągu. Najpierw zastrzeżenia co do projektowanej trasy rurociągu zgłosił urząd kontroli technicznej *Rostechnadzor* ze względu na bliskość jeziora Bajkał. Zwrócono też uwagę na fakt, że *Transnieft* opracował tylko jeden wariant trasy rurociągu, podczas gdy przepisy przewidują przedłożenie co najmniej dwóch wariantów. Później federalny urząd ochrony przyrody (*Rosprirodnadzor*) wystąpił z propozycją zmiany lokalizacji terminalu końcowego na wybrzeżu Oceanu Spokojnego. Zatoka Pierewoznaja, gdzie początkowo planowano terminal, jest obszarem bardzo wrażliwym pod względem ekologicznym i lepszym miejscem byłaby zatoka Kozmino koło Nachodki. *Transnieft* w połowie lutego tego roku zgodził się na powołanie wspólnej grupy roboczej, która miała przeprowadzić zakrojone na szeroką skalę badania wpływu budowy rurociągu na środowisko naturalne. Trasa przekracza 50 dużych rzek, obszary osuwiskowe, krasowe, wydmy i ponad 435 km terenów bagiennych. Ropociąg o średnicy 1220 mm na przeważającej długości będzie przebiegał pod ziemią i będzie narażony na uszkodzenia w czasie trzęsień Ziemi. Dodatkowym źródłem wycieków ropy i zanieczyszczeń mogą być kradzieże ropy z rurociągu. Co roku w sieci *Transniefti* następuje 600 uszkodzeń rurociągów związanych z nielegalnym poborem ropy i produktów naftowych. Ostatecznie jednak wszystkie obiekcje nie wpłynęły na tok prac projektowych i minister przemysłu i energii W. Christienko oznajmił, że przebiegają one zgodnie z harmonogramem.

Azerbejdżan. Dotychczas Azerbejdżan nie był skłonny do pomocy sąsiadom w eksporcie gazu, szczególnie po odkryciu w 1999 r. w swoim sektorze M. Kaspijskiego ogromnego złoża gazowego Szach-Deniz. Niedawne oświadczenie ministra przemysłu i energetyki Azerbejdżanu N. Alijewa o gotowości zapewnienia tranzytowego przesyłu gazu ziemnego z Azji Środkowej do Europy może oznaczać zmianę stanowiska tego kraju w sprawie współpracy z Kazachstanem i Turkmenistanem, a także z Gruzją. Jeśli postawa władz w Baku nie zmieni się, istnieje realna szansa na powstanie gazociągu transkaspjskiego, łączącego złoża gazu w Kazachstanie i Turkmenistanie przez Azerbejdżan, Gruzję i Turcję z odbiorcami w Grecji i we Włoszech.

Wiertnictwo. Zintegrowany Program Wierceń Oceanicznych (IODP — *Integrated Ocean Drilling Program*) jest wielkim, międzynarodowym przedsięwzięciem badawczym. Dotychczas najgłębszy otwór oceaniczny osiągnął 2111 m poniżej dna morskiego. Do realizacji tych zadań wykorzystano amerykański statek *Joides Resolution*, zbudowany w 1978 r. jako jednostka do poszukiwań naftowych. W ubiegłym roku w Japonii zwodowano statek

zaprojektowany specjalnie do wierceń badawczych na morzu. Jednostka nosi nazwę *Chikyu* (w języku japońskim *Ziemia*) i jest najnowocześniejszym i największym statkiem wiertniczym. *Chikyu* może zabrać 150 osób załogi i personelu naukowego przy nośności 57 000 DWT (długość 210 m, zanurzenie 9,2 m). Koszt budowy wyniósł 582 mln USD. Urządzenie wiertnicze może wiercić otwory o głębokości do 7000 m przy maksymalnej głębokości wody do 4000 m. W grudniu *Chikyu* odbył dwa rejsy próbne, w czasie których testowano zapuszczanie i wyciąganie przewodu wiertniczego, sprawdzano działanie mieszalników i pomp płuczkowych, głowicy przeciwybuchowej i systemu dynamicznego utrzymywania pozycji statku. Wykonano też próbne rdzeniowanie za pomocą rdzeniówek tłokowych. Wiercenie pierwszego otworu badawczego w niecce Nankai u południowych wybrzeży wyspy Honsiu zaplanowano na rok 2007. Niecka Nankai jest miejscem, gdzie płaszcz Ziemi zalega stosunkowo płytko, a jednocześnie jest to rejon, w którym realizowany jest długofalowy program badawczy poszukiwania gazohydratów. Projektowane wiercenie jest ukierunkowane na śledzenie aktywności skorupy i płaszcz Ziemi, w tym na badanie możliwości prognozowania trzęsień Ziemi, wykonanie długookresowych, otworowych pomiarów geofizycznych i na poszukiwanie obecności organizmów żywych. Program wierceń oceanicznych jest objęty patronatem japońskiego Ministerstwa Edukacji, Kultury, Sportu, Nauki i Techniki. Koordynatorem i wykonawcą jest *JAMSTEC* (*Japan Agency for Marine-Earth Science and Technology Center*).

Angola. *Total*, który jest operatorem bloku 32, oddalonego ok. 150 km od lądu, i miejscowa firma *Sonangol* donoszą we wspólnym komunikacie o pozytywnym wyniku wiercenia Mostarda-1. Z otworu odwierconego w głębokowodnej części bloku (przy głębokości wody 1758 m) uzyskano w próbach wydajność 727 t/d ropy o ciężarze 0,8752 g/cm³. W tym samym bloku w 2004 r. francuski koncern odkrył złoża Canela-1 i w roku następnym powtórzył sukces, odkrywając złoża Gengibre-1.

Gazohydraty. Wyniki badań geologicznych u wybrzeży południowej Kalifornii dostarczyły informacji o kolejnym rejonie występowania gazohydratów. W aktywnej strefie uskokowej w basenie Santa Monica odkryto wulkan błotny, a pod nim, na głębokości 790 m, akumulację metanu w postaci stałej. Jedną z cech złoża kalifornijskiego, odróżniającą od złóż gazohydratów stwierdzonych w innych regionach, jest skład chemiczny małży i muszli znalezionych w tych osadach, wskazujący na wyjątkowo silny dopływ metanu. Nowa akumulacja znajduje się w odległości ok. 25 km od lądu, w pobliżu ruchliwych szlaków żeglugowych prowadzących do Los Angeles i Long Beach.

Źródła: Biul. BP, Statoil, Gaz de France, Hart's E&P, Offshore, Oil&Gas Journal, Petrobaltic, PGNiG S.A., RusEnergy, Total, Upstream, World Oil