



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski*



Świat. Lista największych firm naftowych w 2004 r. (tab. 1), zestawiona według kryterium wielkości wydobycia ropy naftowej, w porównaniu z rokiem 2003 nie zmieniła się tylko na czterech czołowych miejscach. Dalej występują przesunięcia w górę, jak w przypadku Iraku (z miejsca 18 na 11), *British Petroleum* czy Kuwejtu, lub w dół, jak w przypadku *Shell*, *ExxonMobil* czy *PetroChina*. Na 23 miejscu znalazł się Katar z wydobyciem 36,6 mln t ropy. Rok wcześniej wydobycie w tym kraju było mniejsze o 9% i Katar nie mieścił się w tabeli. Listę zamyka, tak jak

poprzednio, norweski *Statoil*. Z kolei Egipt wypadł z tabeli z powodu zmniejszenia wydobycia ropy o 5,5%.

Statystyki prowadzone przez redakcję *Oil & Gas Journal* są podzielone na dwie kategorie: listę firm amerykańskich, która obecnie skurczyła się do 142 pozycji i listę obejmującą pozostałe kraje świata. Na tej drugiej jest wiele koncernów państwowych, nie ujawniających swoich wyników finansowych i z tego powodu część tabeli 1, dotycząca wielkości obrotów i zysku, nie jest kompletna. Najpełniejsze dane pochodzą z listy USA — łączne dochody 142 firm naftowych wyniosły w 2004 r. 757 mld USD, o 46% więcej niż w roku 2003! Jeśli chodzi o wielkość wydobycia ropy, to w statystykach *Oil & Gas Journal* znajduje się zarówno

Tab. 1 Największe firmy naftowe na świecie w 2004 r. (wg *Oil & Gas Journal*)

Miejsce w roku		Kraj	Firma	Wydobycie ropy [mln t]	Wydobycie gazu [mld m ³]	Zasoby ropy [mln t]	Zasoby gazu [mld m ³]	Aktywa [mln USD]	Przychód [mln USD]	Zysk netto [mln USD]
2004	2003									
1	1	Arabia Saudyjska	<i>SAOC</i>	441,8	55,0	35278,4	6636,4	–	–	–
2	2	Iran	<i>NIOC</i>	195,2	73,6	17108,8	26602,0	–	–	–
3	3	Meksyk	<i>Pemex</i>	189,9	47,2	2013,2	419,0	84114	68673	2263
4	4	Wenezuela	<i>PdVSA</i>	153,4	18,1	10743,7	4241,9	62310	64470	4715
5	9	W. Brytania	<i>British Petroleum</i>	122,3	88,4	782,7	1289,3	191108	285059	15731
6	10	Kuwejt	<i>KPC</i>	116,4	9,2	13464,0	1,6	–	–	–
7	8	Nigeria	<i>NNPC</i>	116,3	15,0	4794,7	4980,8	–	–	–
8	6	W. Brytania	<i>Shell</i>	108,1	90,8	664,8	1147,7	192721	337522	18183
9	5	USA	<i>ExxonMobil</i>	108,1	85,9	1141,7	901,2	195256	298035	25330
10	7	Chiny	<i>PetroChina</i>	105,9	23,8	1487,9	1260,9	56682,9	46954,5	12435,6
11	18	Irak	<i>INOC</i>	99,4	1,9	15640,0	3113,0	–	–	–
12	12	Abu Zabi	<i>ADNOC</i>	97,0	28,3	12539,2	5549,6	–	–	–
13	14	Rosja	<i>Lukoil</i>	86,3	4,9	3157,2	1106,2	29761	34058	4248
14	11	USA	<i>Chevron</i>	85,1	41,0	1084,3	556,8	93208	155300	13328
15	13	Francja	<i>Total</i>	84,1	50,6	952,4	644,8	113920,3	152614,3	11242,7
16	15	Rosja	<i>Jukos</i>	80,2	–	1489,2	–	–	–	–
17	16	Brazylia	<i>Petrobras</i>	79,4	19,4	1352,6	318,3	63082	51954	6190
18	17	Libia	<i>NOC</i>	76,8	7,1	5304,0	1471,6	–	–	–
19	19	Algieria	<i>Sonatrach</i>	59,9	84,3	1604,8	4542,2	–	–	–
20	21	Włochy	<i>ENI</i>	51,3	35,2	545,1	521,7	91146	65175	6946,6
21	20	USA	<i>ConocoPhillips</i>	51,1	38,9	753,3	500,8	92861	136916	8129
22	23	Angola	<i>Sonangol</i>	48,9	0,7	736,0	45,8	–	–	–
23	–	Katar	<i>QPC</i>	36,6	29,4	2068,2	25753,0	–	–	–
24	22	Malezja	<i>Petronas</i>	36,4	53,6	719,4	2411,2	53473,7	25657,9	6236,8
25	25	Norwegia	<i>Statoil</i>	36,0	22,1	234,1	407,9	40584,5	45433,6	3696,8

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

największy producent ropy, *Saudi Arabian Oil Co.*, jak i marokański *ONAREP*, wydobywający 13 600 t ropy rocznie. Listę amerykańską zamyka firma *Petrol Industries Inc.* z aktywami w wysokości 250 tys. USD i wydobywaniem 2720 t ropy rocznie. Polskę, podobnie jak w ubiegłym roku, reprezentuje tylko *Petrobaltic*.

Wprowadzenie do eksploatacji jednostek FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) było jednym z czynników umożliwiających efektywną eksploatację złóż podmorskich zlokalizowanych w akwenach głębokowodnych (*Prz. Geol.*, vol. 48, nr 3, str. 213). Dowodem na to, że ta innowacja techniczna sprawdziła się, jest wzrost liczby FPSO. W sierpniu 2005 r. na świecie było 148 takich jednostek, z czego 99 obsługiwało złoża, pozostałe były remontowane lub przebudowywane. Tylko 4 jednostki oczekiwały na zakontraktowanie. Najwięcej FPSO pracuje w Zachodniej Afryce — 37, następnie w Brazylii — 27 i w Chinach — 17. Na Morzu Północnym czynne są 22 jednostki należące do W. Brytanii i Norwegii. Korzyści wynikające z rozbudowanych instalacji produkcyjnych i dużej pojemności zbiorników do magazynowania ropy powodują, że budowane są coraz większe jednostki. Niedawno w sektorze Wybrzeża Kości Słoniowej rozpoczęła pracę największa jednostka tego typu, *Baobab Ivoirien*, należąca do japońskiej firmy *MODEC Inc.* Zdolność produkcyjna w fazie wstępnej przeróbki to 9520 t/d ropy i 2,1 mln m³/d gazu, zbiorniki mogą pomieścić 272 tys. t ropy. Statek ma 350 m długości i 60 m szerokości.

OPEC. Zapowiedź uczestników 137. Konferencji OPEC o zwiększeniu wydobywania ropy naftowej o 272 tys. t/d od 1 października 2005 r. powinna była wpłynąć uspokajająco na rynek ropy, ale utrzymująca się niepewność co do skutków huraganów w Zat. Meksykańskiej zneutralizowała te działania. W komunikacie poinformowano, że kraje członkowskie OPEC wdrażają programy inwestycyjne, które do roku 2010 zwiększą zdolności produkcyjne do 5168 tys. t/d. Jednocześnie po raz kolejny stwierdzono, że główną przyczyną wzrostu cen ropy nie jest niedostateczna podaż ropy surowej, lecz niewystarczające zdolności produkcyjne rafinerii. Zwiększone limity produkcyjne miały obowiązywać tylko przez 3 miesiące — do kolejnego nadzwyczajnego posiedzenia, wyznaczonego na 12.12.2005 r. w Kuwejcie. Na grudniowej sesji uznano, że obecny poziom produkcji ropy jest wystarczający i nie ma powodu do zwiększania limitów. Ewentualne zmiany mogą być dokonane na następnej sesji nadzwyczajnej Konferencji OPEC, która odbędzie się 31.12.2006 r. w Wiedniu.

Nastąpiła zmiana na stanowisku przewodniczącego konferencji — na następną roczną kadencję wybrano Edmunda Maduabebe Daukoru, ministra ds. zasobów naftowych Nigerii.

Polska. We wrześniu 2005 r. został oddany do użytku gazociąg wysokiego ciśnienia od granicy ukraińskiej do Hrubieszowa, o długości 15,4 km. Jest to realizacja umowy z października 2004 r. pomiędzy *PGNiG S.A.* i *NAK Naftohaz Ukrainy* (*Prz. Geol.*, vol. 53, nr 2, str. 121). Ustalono, że do końca 2007 r. dostawy gazu ziemnego będą wynosiły 17,5 mln m³ rocznie, z możliwością zwiększenia ich do 200 mln m³ rocznie w latach następnych. Wiąże się to z planowanym połączeniem gazociągu hrubieszowskiego z ogólnopolskim systemem przesyłowym i możliwością uzupełnienia krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny.

Odżyła sprawa uzupełnienia dostaw gazu dla Polski poprzez import skroplonego gazu ziemnego. Informuje nas o tym *PGNiG S.A.* w komunikacie z 6 października 2005 r. o ogłoszeniu przetargu na wykonanie *Studium wykonalności i założeń techniczno-ekonomicznych importu LNG do Polski*, którego głównym elementem będzie budowa terminalu odbiorczego skroplonego gazu ziemnego na wybrzeżu Bałtyku. Termin składania wniosków jest bardzo krótki — wyznaczono go na 7 listopada 2005 r. Otwarcie ofert nastąpi w ciągu 60 dni, a opracowanie studium powinno być ukończone w ciągu 8 miesięcy.

Europa. Międzynarodowa Agencja Energetyczna przygotowała prognozę zużycia gazu ziemnego w Europie do roku 2030. Zużycie zwiększy się z 480 mld m³ w 2000 r. do 900 mld m³ w 2030 r. Ponieważ wydobywanie spada, konieczny jest wzrost importu i to bardzo znaczny, bo ze 180 mld m³ do 625 mld m³. Możliwe źródła dostaw to dwa regiony: Rosja wraz z krajami b. ZSRR oraz Bliski Wschód. Aby nie polegać jedynie na dostawach z Rosji, należy zwiększyć dostawy z innych kierunków, m.in. z Bliskiego Wschodu, który obecnie odgrywa marginalną rolę i dostarcza wyłącznie skroplony gaz ziemny. Zasoby gazu ziemnego na Bliskim Wschodzie wynoszą 72 bln m³ (dla porównania zasoby Rosji i krajów b. ZSRR wynoszą 58 bln m³). Wychodząc naprzeciw sugestiom Międzynarodowej Agencji Energetycznej, firma *ILF Consulting Engineers* z Monachium postanowiła zbadać możliwości zaopatrzenia z kierunku bliskowschodniego i opracowała studium techniczno-ekonomiczne, w którym oszacowano koszty dostarczenia gazu ziemnego z rejonu Zatoki Perskiej do Europy. W tym celu konieczne byłoby wybudowanie gazociągu mającego swój początek w środkowej lub północnej części Zatoki Perskiej i biegnącego przez Arabię Saudyjską (lub też przez Irak i Jordanię) do Egiptu i następnie wzdłuż wybrzeża Morza Śródziemnego przez Libię i Tunezję do Algierii. Odgałęzienie z Jordanii mogłoby zaopatrywać Turcję, kraje bałkańskie i Włochy, połączenia (częściowo już istniejące) z Libii, Tunezji i Algierii dostarczałyby gaz na Sycylię, Sycylię i do Hiszpanii. Całkowita długość proponowanego rurociągu wynosiłaby ok. 6000 km.

Zakładając 20-letni okres eksploatacji gazociągu, 3-letni cykl inwestycyjny i wykorzystanie mocy przesyłowej w 95%, analizowano wielkość niezbędnych nakładów kapitałowych i kosztów transportu gazu. W zależności od średnicy rurociągu zmienia się optymalna przepustowość i na przykład przy średnicy 914 mm przepustowość wyniesie 14 mld m³ rocznie. Koszt transportu 1 mln Btu osiągnie wtedy 32 centy US (Btu — *British Thermal Unit* — to brytyjska jednostka ilości ciepła, równoważność 1055 J, stosowana w obrocie gazem ziemnym jako miara porównawcza ze względu na różnice w kaloryczności gazu). Jeśli zostanie zastosowana średnica 1320 mm, to przepustowość przekroczy 30 mld m³ rocznie, a koszt transportu spadnie do 22 centów US za 1 mln Btu.

Warunki geograficzne na trasie przyszłego gazociągu będą ułatwiały budowę — równinny teren, możliwość prowadzenia prac przez cały rok i słabe zaludnienie. Również tania siła robocza i nieskomplikowany tryb uzyskiwania prawa wstępu i zezwoleń na budowę będą czynnikami sprzyjającymi. Z kolei koszty inwestycji są bardzo wysokie i będą wymagać zaangażowania środków finansowych z wielu źródeł, przy znacznym stopniu ryzyka. Nakłady

inwestycyjne na budowę odcinka o długości 4500 km (jest to wariant minimalny, umożliwiający doprowadzenie gazu do pogranicza Libii i Tunezji i rozpoczęcie dostaw gazu do Włoch) szacowane są na 5,5 mld € (6,6 mld USD). Realizacja całej trasy do zachodniej Algierii, czyli 6000 km, to koszt 7,2 mld € (8,7 mld USD).

Norwegia. *Statoil* szuka alternatywnych źródeł dostaw gazu ziemnego dla odbiorców w Hiszpanii i USA w związku ze zwłoką w uruchomieniu regularnych dostaw gazu ze złoża Snøhvit. Oznajmił o tym dyrektor generalny *Statoilu* Helge Lund, podając jako główną przyczynę niedostateczne przygotowanie projektu inwestycji w 2001 r. W rezultacie trzeba było wykonać dodatkowe prace w terminalu na wyspie Melkoya. Wystąpiły też opóźnienia w montażu urządzeń, spowodowane m.in. wadami jakości podzespołów dostarczanych przez podwykonawców. Ostatecznie koszt zagospodarowania złoża Snøhvit wzrósł do 58,3 mld NOK (7,49 mld €), jest to o 7 mld NOK (900 mln €) więcej niż w pierwotnym kosztorysie. Produkcja gazu ruszy 8 miesięcy później niż planowano. Kłopoty związane z rozpoczęciem eksploatacji ze złoża Snøhvit są przykładem trudności, z jakimi należy się liczyć podczas udostępniania złóż ropy i gazu w rejonach arktycznych, w tym także w rosyjskim sektorze M. Barentsa.

Dania. Koncern *DONG (Dansk Oile og Naturgas AS)* rozszerza swoją aktywność na północny Atlantyk. Jest to obszar pomiędzy Wyspami Owczymi i Sztetlandami o powierzchni 3400 km². We wrześniu ubiegłego roku *DONG*, wspólnie z brytyjską firmą *Dana Petroleum* i *Gaz de France*, uzyskał 2 koncesje na poszukiwania w 17 blokach. Zobowiązania koncesyjne obejmują wykonanie w I etapie badań sejsmicznych 2-D.

Rosja. Prezes *Gazpromu* A. Miller ogłosił tzw. krótką listę firm, z którymi będą prowadzone negocjacje na temat zagospodarowania złoża gazowo-kondensatowego Sztokmanowskoje na M. Barentsa. Są to: *Statoil*, *Total*, *Chevron*, *Norsk Hydro* i *ConocoPhillips*. Spośród wymienionych potencjalnych partnerów w I kwartale 2006 r. zostaną wybrane 2 lub 3 firmy, które wejdą w skład konsorcjum prowadzącego tę wielką inwestycję. Swój udział zgłaszały również *Shell* i *ExxonMobil*.

USA. Po 4 latach prac w sierpniu ubiegłego roku końcowa wersja ustawy energetycznej opuściła Izbę Reprezentantów i Senat i została podpisana przez prezydenta Busha. Komentatorzy podkreślają, że od 1992 r. jest to pierwszy akt prawny poświęcony polityce energetycznej i dotyczący nie tylko przemysłu naftowego, lecz także rozwoju wykorzystania energii jądrowej i odnawialnej, bezpieczeństwa systemów elektroenergetycznych i kryteriów bezpieczeństwa lokalizacji terminali skroplonego gazu ziemnego. Jednak zmiany i nowe inicjatywy nie modyfikują gospodarki energetycznej w takim stopniu, aby znacząco zmniejszyć uzależnienie od importu, szczególnie od importu ropy naftowej (obecnie pokrywającego 58% popytu). W tej dziedzinie podkreślono tylko znaczenie zróżnicowania kierunków dostaw, wpływającego na zmniejszenie niebezpieczeństwa potencjalnych zakłóceń w zaopatrzeniu. Istotnym punktem nowej ustawy jest zwiększenie strategicznych

zapasów ropy naftowej (SPR). Będą one zwiększone z obecnego poziomu 95,2 mln t do 136 mln t. Mankamentem tej decyzji jest brak rozporządzeń wykonawczych — nie zapewniono środków finansowych na powiększenie rezerw.

Ustawa wprowadza wiele zachęt i ulg podatkowych dla właścicieli domów dokonujących modernizacji systemów ogrzewania i klimatyzacji. Promowane będzie stosowanie baterii słonecznych, pomp ciepłych, wydajnych pieców, ocieplania ścian itp. W przemyśle samochodowym nacisk powinien być położony na samochody hybrydowe, elektryczne, konstrukcje ogniw paliwowych oraz wprowadzanie „czystych” silników, zasilanych sprężonym gazem ziemnym, gazem płynnym, wodorem, etanolem i olejem napędowym typu biodiesel. Są to ważne posunięcia, ale jednocześnie nie podniesiono wymagań w stosunku do obecnie produkowanych modeli samochodów w zakresie dopuszczalnego zużycia paliwa. W dalszym ciągu samochody osobowe mogą spalać średnio 8,6 l na 100 km, a samochody dostawcze 11,4 l na 100 km.

W dziedzinie poszukiwań i wydobywania ważne są zachęty do eksploatacji złóż marginalnych, intensyfikacji wydobycia drogą zatłaczania CO₂, produkcji z akwenów głębszych niż 400 m i zwiększania liczby otworów gazowych. Porażką lobby naftowego jest utrzymanie zakazu wydawania koncesji na poszukiwania i eksploatację w obszarze chronionego krajobrazu arktycznego na Alasce (ANWR). Sprawa ta była jedną z głównych kwestii spornych podczas uzgadniania ostatecznego kształtu ustawy. Przewodniczący Komisji ds. Energii i Handlu Izby Reprezentantów, republikanin Joe Barton, wprowadził klauzulę dopuszczającą poszukiwania i eksploatację, ale Senat usunął ją i ostatecznie wiercenia w tym rejonie mogą być podjęte jedynie za specjalną zgodą Kongresu.

Drugim ważnym problemem, dyskutowanym do ostatniej chwili, było wycofanie się ze stosowania MTBE — dodatku do benzyn silnikowych. Z wprowadzeniem eteru metylotertbutyloвого wiązano duże nadzieje, przede wszystkim na oszczędność paliwa. Teraz producenci, importerzy i dystrybutorzy domagali się rekompensat z racji wstrzymania produkcji MTBE, ale postulat nie został zaakceptowany przez Senat.

Japonia. Trwające od maja 2005 r. rozmowy japońsko-chińskie na temat rozgraniczenia stref ekonomicznych na Morzu Wschodniochińskim znalazły się w impasie po informacjach o rozpoczęciu przez Chiny zagospodarowania trzech nowych złóż gazu ziemnego w pobliżu złoża Tianwaitian. Strona japońska twierdzi, że eksploatowane będą zasoby znajdujące się w sektorze japońskim i sprzeciwia się temu. Chiny proponują współpracę w zagospodarowaniu, ale tylko w odniesieniu do części złóż zlokalizowanych po stronie japońskiej, bez włączenia swoich zasobów. W tej sytuacji rząd japoński zamierza rozpocząć wiercenie otworu poszukiwawczego w pobliżu złoża gazu Chunxiao. Jednocześnie japońskie Morskie Siły Samoobrony wspólnie ze Strażą Ochrony Wybrzeża zwiększyły liczbę lotów patrolowych w spornym rejonie, w celu nadzorowania rozwoju sytuacji i zapobieżenia budowie instalacji wydobywczych przez stronę chińską.

Źródła: *Gazprom*, *Offshore*, *Oil&Gas Journal*, *OPEC*, *PGNiG*, *Statoil*, *Upstream*, *World Oil*