



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹

Świat. Lista największych firm naftowych, zestawiona wg kryterium wielkości produkcji ropy naftowej w 2006 r. (tab. 1), zawiera też dane o podstawowych wynikach finansowych (aktywa, przychód i zysk netto). Niestety, państwowe giganty-monopoliści, np. *Saudi Arabian Oil Co.* czy *Kuwait Oil Corp.*, nie mają obowiązku informowania o swoich

finansach tak jak spółki giełdowe, nie możemy więc porównać zysków tych państw z zyskami prywatnych koncernów. A są one co najmniej zadowolające — *ExxonMobil* uzyskał zysk netto w wysokości 39 500 mln USD. Podobnie jak w roku ubiegłym nie ma zmian na czołowych miejscach listy, dopiero na 6 pozycji nastąpiło przetasowanie: przesunął się tu z 10 miejsca emirat Abu Zabi, a Kuwejt spadł na miejsce 10. Sporą zmianą jest też 17 miejsce *Shel-la* — w ub. roku był na miejscu 11. Na liście brak *Statoilu*, ponieważ zajął 26 pozycję, awansowały natomiast malezyjski *Petronas* i *Gazprom*.

Tabelę sporządzono na podstawie danych, które *Oil & Gas Journal* zestawia oddzielnie dla USA i dla reszty świata. Lista amerykańska nazywa się listą 200, ale obejmuje w tym roku tylko 144 firmy. Kiedyś było to 400 największych przedsiębiorstw, lecz od 1991 r. wykaz jest coraz krótszy w związku z konsolidacją firm. Listę oczywiście otwiera *ExxonMobil* z aktywami w wysokości 219 mld USD, a zamyka *Petrol Industries Inc.*, którego aktywa w 2004 r. wynosiły 250 tys. USD (brak danych z 2006 r.). Na uwagę zasługuje ubiegłoroczny awans firmy *Helix Energy Solutions Group Inc.*, która dzięki zwiększeniu swojego kapitału akcyjnego o 142%, przesunęła się z miejsca 58 na 23.

Lista światowa jest również ogromnie zróżnicowana i obok państwowego giganta *Saudi Arabian Oil Co.* znajduje się tam *New Zealand Oil & Gas Ltd.*, która w 2003 r. wydobyla 13 600 t ropy (brak danych z 2006 r.). W najnowszej tabeli Polskę reprezentuje tylko PGNiG SA, brak natomiast *Petrobalticu*.

Na konferencji *International Gas Summit* w Paryżu w październiku 2007 r., sponsorowanej przez Francuski Instytut Naftowy, ujawniły się rozbieżności pomiędzy oficjalną polityką Unii Europejskiej w dziedzinie zaopatrzenia w energię a interesami największych koncernów naftowo-gazowniczych. Już w przemówieniu inauguracyjnym znalazły się zarzuty pod adresem Komisji Europejskiej, mianowicie że hasło tworzenia *rzeczywistego wewnętrznego rynku energii* i związane z tym działania na rzecz oddzielenia wytwarzania energii od jej dystrybucji stanowią zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego naszego regionu. Jako modelowy przykład przywoływano gazociąg *Nabucco*. Zastosowanie regulacji planowanych przez Komisję Europejską może spowodować, że firmy

gazownicze nie będą zainteresowane udziałem w tej inwestycji. Pogłębi to tylko problemy związane z równoważeniem podaży i popytu na gaz. Przypomniano skalę deficytu — dodatkowo ok. 200 mld m³ gazu jest niezbędne do zaspokojenia potrzeb państw UE. Podobnie ograniczenia dostępu inwestorów spoza Unii Europejskiej do sektora przeróbki, transportu i dystrybucji, zdaniem menedżerów, wcale nie przyczynią się do zmniejszenia zależności od zewnętrznych dostawców, wręcz przeciwnie — mogą zintensyfikować dążenia do stworzenia gazowego OPEC.

Dużo miejsca poświęcono zagadnieniom transportu i handlu skroplonym gazem ziemnym. W dłuższym czasie ten rodzaj transportu stanie się coraz bardziej opłacalny w porównaniu z transportem rurociągowym. Wzrost obrotów skroplonym gazem ziemnym może jednak być zagrożony przez opóźnienia w zagospodarowaniu złóż i budowie instalacji skraplania w Nigerii, Iranie i Australii.

Były też głosy ostrzegające, że wysokie ceny gazu ziemnego zachęcają do szerszego stosowania innych paliw do wytwarzania energii elektrycznej (renesans węgla kamiennego).

Cytowane wypowiedzi w znacznym stopniu są argumentacją jednej strony, niemniej jednak wskazują, że uzgodnienie wspólnej polityki energetycznej Unii, a szczególnie jej wprowadzenie w życie, będzie bardzo trudne. Pierwszym takim sygnałem było wspólne oświadczenie ENI, GdF i E.ON z maja 2007 r., wzywające do zwiększenia politycznego poparcia dla współpracy z Rosją w dziedzinie energii i nawiązujące do kontrowersji wokół projektu *Nord Stream*. Najnowsze doniesienia o inicjatywach Holandii, Niemiec i Austrii również daleko odbiegają od planów Dyktoriau ds. Energii i Transportu Komisji Europejskiej.

Polska. Zmiany w Międzynarodowym Przedsiębiorstwie Rurociągowym Sarmatia Sp. z o.o. i przystąpienie do spółki firm z Azerbejdżanu, Gruzji i Litwy (Prz. Geol., vol. 55, str. 762) umożliwiły ożywienie przygotowań do budowy rurociągu Brody–Płock.

Kolejnymi etapami były spotkania prezydentów zainteresowanych krajów w Krakowie, następnie w Wilnie, gdzie 10.10.2007 r. podpisano porozumienie o utworzeniu spółki dostarczającej ropę naftową z rejonu Morza Kaspijskiego do rafinerii w Płocku. Bardziej konkretnym krokiem było spotkanie w Odessie w dniach 5–6.11.2007 r., na którym przedstawiciele 5 krajów podpisali podstawowe dokumenty regulujące funkcjonowanie MPR Sarmatia w nowym kształcie. Następne spotkanie ekspertów, poświęcone opracowaniu biznesplanu inwestycji, odbędzie się w pierwszej dekadzie grudnia 2007 r. we Wrocławiu.

Tymczasem nowym czynnikiem istotnym dla powodzenia projektu Brody–Płock jest kryzys polityczny w Gruzji i zagrożenie pozycji prozachodniego prezydenta M. Saakaszwilego. Innym bardzo ważnym wydarzeniem było wypowiedzenie przez Rosję umowy o transzycie ropy i gazu z 1996 r. Umowa zawarta pomiędzy Rosją i Wspól-

¹ul. Czerniakowska 28 B m. 19, 00-714 Warszawa; jpzagorski@sasiedzi.pl

Tab. 1. Lista największych firm naftowych na świecie wg kryterium wydobycia ropy (*Oil & Gas Journal*, 2007)

Miejsce (2005 r.)	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]
1	Arabia Saudyjska	SAOC	441,8	84,9	35346,4	7032,6	–	–	–
2	Iran	NIOC	191,1	90,9	18532,7	27564,2	–	–	–
3	Meksyk	Pemex	181,2	56,5	1747,5	392,1	110719	97647	4159
4	Wenezuela	PdVSA	127,2	2,3	10881,6	4312,4	–	–	–
5	W. Brytania	BP	122,9	80,8	801,4	1299,8	217601	265906	22286
10	Abu Zabi	ADNOC	121,6	–	12539,2	5617,6	–	–	–
9	USA	ExxonMobil	113,2	78,4	1114,4	919,2	219015	377635	39500
8	Chiny	PetroChina	113,0	38,8	1580,0	1513,2	88681,6	86397,8	18734,4
7	Nigeria	NNPC	110,2	24,0	4925,9	5147,8	–	–	–
6	Kuwejt	KPC	109,2	10,4	13464,0	1542,4	–	–	–
13	Rosja	Lukoil	95,6	13,6	2166,1	0,7	48237	68109	7484
14	Irak	INOC	95,1	1,8	15640,0	27564,2	–	–	–
12	Brazylia	Petrobras	89,6	21,0	1280,9	333,0	98680	72347	12826
15	USA	Chevron Corp.	86,0	51,2	1061,6	647,6	132628	210118	17138
16	Libia	NOC	84,4	7,3	5639,1	1490,0	–	–	–
18	Rosja	Rosneft	78,4	13,6	2170,9	700,7	46790	33099	3533
11	Holandia	Shell	76,6	63,0	444,7	850,6	235276	318845	26311
17	Francja	Total	74,8	48,3	896,5	722,8	138579	166604	15802
20	USA	ConocoPhillips	72,6	58,6	910,7	759,4	164781	188523	15550
21	Angola	Sonangol	68,7	0,8	1088,0	56,6	–	–	–
19	Algieria	SONATRACH	66,8	93,0	1668,7	4577,2	–	–	–
22	Włochy	ENI	53,6	41,0	473,4	480,1	116545,3	109131,3	11576,6
23	Katar	QPC	40,7	39,0	2068,2	25767,2	–	–	–
–	Malezja	Petronas	34,7	55,4	720,8	2323,3	73086	44282	11566
–	Rosja	Gazprom	33,8	555,7	0,0	4844,3	167104,1	62073,5	13059,8

notą Niepodległych Państw, czyli byłymi republikami ZSRR, miała zapewnić niezakłócone funkcjonowanie rurociągów tranzytowych dla każdego dostawcy i każdego odbiorcy. Teraz rząd rosyjski na wniosek Ministerstwa Spraw Zagranicznych i Ministerstwa Przemysłu i Energetyki jednostronnie zerwał tę umowę. Może to zablokować dostawy ropy z M. Kaspijskiego na Ukrainę i do Polski. Jednocześnie zmieniło się stanowisko Rosji wobec zwiększenia przepustowości ropociągu CPC (*Caspian Pipeline Consortium*), dotychczas negatywne. W listopadzie 2007 r. akcjonariusze CPC postanowili zwiększyć przesył z dotychczasowych 28 mln t ropy rocznie do 67 mln t. Tak więc szanse na dostawy ropy z Kazachstanu dla MPR Sarmatia jako uzupełnienia dostaw z Azerbejdżanu maleją. W CPC Rosja ma 24% udziałów, Kazachstan 19%, Chevron 15%, LUKARCO 12,5%, Mobil 7,5%, Rosneft-Shell 7,5%, Oman 7%, a pozostałe 7,5% przypada łącznie na 4 mniejszych udziałowców.

Rosja. W październiku 2007 r. premier W. Zubkow w rozmowach z przedstawicielami rządu Białorusi mówił o potrzebie ponownego rozważenia budowy drugiej nitki gazociągu jamalskiego. Strona białoruska z zadowoleniem przyjęła tę zapowiedź, ponieważ na Białorusi, podobnie jak w Polsce, wykonano sporą część inwestycji przygotowujących drugi etap gazociągu. Jednak w ciągu paru tygodni nastąpiła zasadnicza zmiana stanowiska i na początku listopada minister przemysłu i energetyki W. Christienko stwierdził, że nie ma uzasadnienia dla budowy Jamału 2 i jego budowa jest wykluczona.

Holandia. Projekt gazociągu *Nord Stream* zyskał wsparcie ze strony Holandii. Holenderski koncern gazowy *NV Nederlandse Gasunie* wszedł do konsorcjum budującego gazociąg, otrzymując 9% udziałów. Umowę podpisali 6.11.2007 r. na Kremlu w imieniu *Gazpromu* prezes A. Miller

i w imieniu *Gasunie* dyrektor generalny M. Kramer. Znaczenie i ranga porozumienia zostały podkreślone przez obecnego prezydenta W. Putina i premiera Holandii Jana Petera Balkenende. *Gasunie* otrzyma udziałów od niemieckich współników konsorcjum, koncernów E.ON i BASF, których udziały zmniejszą się z 24,5% do 20%. *Gazprom* zachowuje pakiet kontrolny 51% i będzie miał prawo kupić 9% akcji *BBL Company*, właściciela gazociągu łączącego Holandię z W. Brytanią. Gazociąg BBL (*Balgand Bacton Line*) o długości 235 km i przepustowości 15 mld m³ gazu rocznie został ukończony 25.11.2006 r. Nie tylko W. Putin, lecz także przedstawiciele strony holenderskiej podkreślali znaczenie umowy dla bezpieczeństwa energetycznego Europy. Premier Balkenende powiedział nawet, że jest to dowód na współpracę Rosji z Komisją Europejską. Dla Rosji najważniejsze jest przekształcenie dotychczasowej inicjatywy rosyjsko-niemieckiej w projekt trójstronny, który można przedstawić jako europejski.

Holenderski bank ABN AMRO będzie też doradcą finansowym konsorcjum *Nord Stream*.

Niemcy. W przeddzień szczytu UE–Rosja w październiku 2007 r. *Gazprom* zawarł umowę mającą kluczowe znaczenie dla projektu *Nord Stream*. Koncern BASF odstąpił swoje udziały w spółce gazowniczej *Wingas* i *Gazprom* stał się właścicielem pakietu 50% minus jedna akcja. Oznacza to dostęp do jednej z największych sieci gazowniczych w Niemczech i udziały w dwóch koncesjach eksploatacyjnych w Libii. BASF otrzymał 25% minus jedna zwykła akcja spółki *Siewierneftiegazprom*, która będzie eksploatować złożę gazu Južno-Ruskoje na Syberii. Znaczenie *Wingas*, a szczególnie spółki córki *Wingas Transport* znacznie wzrośnie po uruchomieniu gazociągu *Nord Stream*. Docelowym terminalem *Nord Stream* będzie Greifswald na Bałtyku. Stamtąd gaz będzie rozprowadzany m. in. nowymi rurociągami NEL i OPAL, planowanymi przez

Wingas. Gazociąg NEL (*Norddeutsche Erdgas Leitung*) o długości 370 km i przepustowości 20 mld m³ gazu rocznie dotrze do Achim w Dolnej Saksonii. Gazociąg OPAL (*Ostsee Pipeline Anbindungs Leitung*) o długości 480 km i zdolności przesyłowej 36 mld m³ gazu rocznie będzie przebiegał na południe równoległe do granicy polskiej aż do połączenia z rurociągiem *Transgas* na granicy czesko-niemieckiej.

Zgodnie z regulacjami Komisji Europejskiej wszystkie firmy gazownicze mają prawo dostępu do gazociągów konkurentów (TPA — *Third Party Access*). Jednak *Gazprom* zażądał wyłączności na transport surowca z gazociągu *Nord Stream* w Niemczech. Rząd niemiecki nie chce się zgodzić na takie rozwiązanie i uzależnia wydanie pozwoleń na budowę OPAL i NEL od ustępstw *Gazpromu*. Rosyjski dziennik *Kommersant* krytykuje stanowisko władz niemieckich pisząc, że niemieccy biurokraci opóźniają projekt *Nord Stream*.

Francja. Połączenie koncernu *Gaz de France* i belgijskiej grupy *Suez* było zapowiadane od półtora roku i we wrześniu 2007 r. uzgodniono ostatecznie warunki połączenia. Powstaje w ten sposób największy europejski operator gazowej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, a zarazem światowy lider w dziedzinie importu i handlu skroplonym gazem ziemnym. Do tej pory państwo francuskie miało 80% akcji GdF, teraz będzie to tylko 35%. Kapitalizacja giełdowa nowej firmy wynosi 90 mld €, przychody 72 mld €. Dla porównania EDF (*Electricite de France*) ma wartość 135 mld €. Pełna fuzja nastąpi w połowie 2008 r. W Polsce nowy koncern będzie właścicielem m. in. elektrowni *Połaniec*.

Ważnym elementem ekspansji GdF jest projekt budowy podziemnych magazynów gazu w W. Brytanii, zwiększających elastyczność pracy systemu gazowniczego. Obecnie gaz w magazynach stanowi tylko 4% rocznego zużycia w W. Brytanii, podczas gdy w Niemczech jest to 19%, a we Francji 24%. Nowe magazyny powstaną w kawernach wylugowanych w złożach soli w hrabstwie Cheshire w północno-zachodniej Anglii. Będzie to 28 kawern o łącznej pojemności 400 mln m³. Całość inwestycji zostanie zrealizowana w 3 etapach w okresie 2009–2018, a jej koszt wyniesie ok. 500 mln €. Zakłada się, że podziemne magazyny gazu będą eksploatowane przez 30 lat. Wykonawcą będzie firma *Ineos Chemical Group*, z którą *Gaz de France* podpisał kontrakt na budowę magazynów. *Ineos* wykorzystysta solankę uzyskaną podczas ługowania kawern do celów produkcji chemicznej, co sprawi, że inwestycja nie będzie szkodliwa dla środowiska.

Norwegia. Plany zagospodarowania gigantycznego złoża gazu ziemnego Sztokmanowskoje na Morzu Barentsa podlegają nieustannym modyfikacjom. Najpierw była to koncepcja ogłoszenia przetargu i wyłonienia tą drogą międzynarodowego konsorcjum, które zajmie się realizacją inwestycji, rok później *Gazprom* ogłosił, że zagraniczni kontrahenci nie będą dopuszczeni i Rosja będzie samodzielnie eksploatować złożo. Kolejna zmiana nastąpiła w lipcu 2007 r., kiedy prezes A. Miller oświadczył, że partnerem *Gazpromu* do realizacji I fazy projektu będzie francuski *Total*, który obejmie 25% udziałów. Teraz do tego grona dołączył *StatoilHydro*, uzyskując 24% udziałów. Podpisanie 25.10.2007 r. porozumienia o przystąpieniu do grupy *Shtokman Development Co.* jest rezultatem długich starań strony norweskiej o dopuszczenie do udziału w eksploatacji zasobów bituminów na Morzu Barentsa i zostało uznane przez zarząd koncernu za

duży sukces. Atutem Norwegów jest doświadczenie w poszukiwaniach i wydobyciu ropy i gazu w warunkach arktycznych oraz dostęp do najnowszej technologii i sprzętu. *Shtokman Development Co.* będzie odpowiedzialne za zaprojektowanie, finansowanie i konstrukcję infrastruktury niezbędnej do wykonania I fazy i przez 25 lat od rozpoczęcia przemysłowej eksploatacji będzie właścicielem instalacji podmorskich, rurociągów i zakładów przetwarzania gazu na lądzie. Ostateczne decyzje inwestycyjne zostaną podjęte w drugiej połowie 2009 r. Uruchomienie wydobycia gazu w ilości 23,7 mld m³ rocznie ma nastąpić w 2013 r., a uruchomienie instalacji skraplania gazu ziemnego w 2014 r.

Ukraina. Brytyjska firma *Cardinal Resources plc*, działająca na Ukrainie do 1995 r., postanowiła sprzedać swoje udziały w spółkach założonych z *OAO Ukrnafta* na rzecz *Kuwait Energy Co.* Zarząd stwierdził, że wynik finansowy w 2007 r. był ujemny i akcjonariusze postanowili wycofać się z deficytowej działalności. Deficyt powstał wskutek podwyższenia podatku od wydobycia węglowodorów i rozporządzenia rady ministrów, nakazującego sprzedaż wydobytych surowców na rynek wewnętrzny po stałych cenach ustalanych przez państwo. Gaz ziemny był sprzedawany po 35 USD/1000 m³, przy kosztach własnych 42 USD/1000 m³.

Cardinal Resources plc sprzedał swoje aktywa na Ukrainie firmie z Kuwejtu za 71 mln USD, w tym 100% udziałów w spółkach *Carpatsky Petroleum Inc.*, *Raget Commercial Ltd.* i *Mitre Resources Ltd.*, które prowadziły poszukiwania w ramach 3 koncesji i eksploatację 4 złóż w Karpatach i w zapadliku dniewprosko-donieckim.

Więcej sukcesów odnosi firma *JKX Oil & Gas plc*, która rozwierca złożo Mołczanowskoje w ramach koncesji Połtawa. W kierunkowym otworze rozpoznawczym M-162 uzyskano z utworów węglanowych turneju przyływ gazu ziemnego w ilości 110 tys. m³/d i 16,3 t/d kondensatu przez zwężkę 45/64", przy ciśnieniu 57,1 atm. Obok znajduje się również pozytywny otwór M-160 odwiercony w maju 2007 r. W kolejnym otworze, M-161, zlokalizowanym na NW od M-160, miano określić zasięg złoża Mołczanowskoje w kierunku złoża Ignatowskoje. Obecnie trwają przygotowania do kwasowania w celu wywołania produkcji.

Brazylia. W maju 2007 r. pojawiły się pierwsze doniesienia o nowym złożu ropy naftowej Tupi w basenie Santos. Kolejne otwory odwiercone w sierpniu i we wrześniu w odległości 8 i 9,5 km od pierwszego potwierdziły, że mamy do czynienia z dużą akumulacją ropy. W próbach uzyskano przyływ 272 t/d ropy o ciężarze 0,8871 g/cm³ (28° API) i 65 tys. m³/d gazu. W listopadzie *Petrobras*, który jest operatorem bloku BM-S-11 poinformował, że zasoby nowego złoża wynoszą od 680 mln do 1,08 mld t równoważnika ropy. Horyzonty produktywne zalegają pod kompleksem solnym o miąższości 2000 m. Perspektywiczna formacja zajmuje obszar o rozciągłości 800 x 200 km i znajduje się na głębokości 3000–4000 m pod dnem morskim. Złożo Tupi jest położone w odległości 286 km od Rio de Janeiro. Jest to złożo ultragłębokowodne — głębokość morza przekracza 2150 m.

Źródła: AFP, Alexander Gas & Oil Connections, Gasunie, GdF, Gazprom, Hart's E&P, Offshore, Oil&Gas Financial Journal, Oil&Gas Journal, OPEC, Rigzone, Statoil, Upstream, World Oil