

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski<sup>1</sup>



**Świat.** Potentaci w branży naftowej zajmują wciąż dobre pozycje — świadczą o tym wyniki zestawienia firm naftowych uszeregowanych według wielkości wydobycia ropy naftowej w 2007 r. (tab. 1). Praktycznie nie ma zmian na pozycjach od 1 do 10 w porównaniu z rokiem ubiegłym, jedynie w przypadku koncernu *PetroChina* nastąpiło przesunięcie z miejsca 8 na 7 (zamiana miejscami z *ExxonMobil*). Na dalszych pozycjach największa zmiana dotyczy *Rosniefti* — firma awansowała z miejsca 16 na 12. Listę zamyka QPC (Katar), który poprzednio zajmował 23 miejsce. Nowe firmy na liście to *Surgutnieftiegaz* na pozycji 22 i *StatoilHydro* na pozycji 23.

Tygodnik *Oil & Gas Journal* przygotowuje odrębną listę dla firm amerykańskich, zwaną tradycyjnie *listą 200*, mimo że w tym roku obejmuje ona już tylko 147 firm. Redukcja liczby firm wynika z postępującej konsolidacji,

jednakże na rynku powstają też nowe firmy. Na tegorocznej liście takim nowym zjawiskiem jest *Exco Resources Inc.* z Dallas, która pod względem wielkości aktywów zajmuje 21 miejsce. Dużym sukcesem może się też poszczycić *Lucas Energy Inc.* z Houston, która awansowała z miejsca 141 na 131 dzięki 14-krotnemu wzrostowi aktywów i 12-krotnemu wzrostowi kapitału akcyjnego. Czołówka listy nie zmieniła się — nadal są tam *ExxonMobil Corp.*, *ConocoPhillips*, *Chevron Corp.* i *Anadarko Petroleum Corp.* Obecny w Polsce *Apache Corp.* umocnił swoją pozycję, przesuwając się z miejsca 10 na 9, z kolei *FX Energy Inc.* spadł z miejsca 103 na 104.

**Polska.** Komisja Europejska w dniu 18 września 2008 r. podjęła decyzję o skierowaniu do Polski uzasadnionej opinii w związku z niepełnym wdrożeniem dyrektywy 2003/55/WE, dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego. Komisja uważa, że Polska nie przyniosła do prawa krajowego niektórych przepisów

Tab. 1. Zestawienie firm naftowych wg wielkości wydobycia ropy naftowej w 2007 r., wg *Oil & Gas Journal*, 2008

Miejsce w 2007 r.	Miejsce w 2006 r.	Kraj	Firma	Wydobycie ropy [mln t]	Wydobycie gazu [mld m <sup>3</sup> ]	Zasoby ropy [mln t]	Zasoby gazu [mld m <sup>3</sup> ]	Aktywa [mln USD]	Przychód [mln USD]	Zysk netto [mln USD]
1	1	Arabia Saudyjska	SAOC	421,9	82,6	35346,4	7182,5	—	—	—
2	2	Iran	NIOC	194,4	84,1	18822,4	26834,1	—	—	—
3	3	Meksyk	Pemex	153,0	62,6	1502,5	356,0	122400	113376,3	1827
4	4	Wenezuela	PdVSA	144,2	2,5	13515,3	4837,0	107672	96242	6273
5	5	W. Brytania	BP	119,8	84,1	746,9	1164,0	236076	284365	21169
6	6	Abu Zabi	ADNOC	115,2	—	12539,2	5617,6	—	—	—
7	8	Chiny	PetroChina	114,1	46,0	1592,0	1616,2	25790,8	21308,3	3627,3
8	7	USA	ExxonMobil	108,9	75,9	1053,2	922,9	242082	404552	40610
9	9	Nigeria	NNPC	107,6	24,3	4925,9	5206,9	—	—	—
10	10	Kuwejt	KPC	107,2	10,5	13804,0	1571,1	—	—	—
11	12	Irak	INOC	103,3	1,7	15640,0	3167,9	—	—	—
12	16	Rosja	Rosnieft	100,6	15,7	2381,8	710,6	74805	49216	12862
13	11	Rosja	Łukoil	97,0	9,6	2137,2	0,8	59632	82238	9511
14	13	Brazylia	Petrobras	95,2	18,6	1307,4	355,1	129715	87735	13138
15	17	Holandia	Shell	90,2	63,7	513,5	1157,3	269470	355782	31331
16	14	USA	Chevron	87,2	51,8	963,8	626,6	148786	220904	18688
17	15	Libia	NOC	84,4	7,5	5639,1	1417,8	—	—	—
18	20	Angola	Sonangol	84,1	1,2	1228,8	269,7	—	—	—
19	18	Francja	Total	74,9	50,0	785,8	728,2	165803	187572	18555,1
20	19	USA	ConocoPhillips	68,8	59,7	859,5	719,9	177757	194495	11891
21	21	Algieria	Sonatrach	67,3	93,7	1659,2	4499,7	—	—	—
22	—	Rosja	Surgutnieftiegaz	64,5	14,1	—	—	37049,9	23299	3261,5
23	—	Norwegia	StatoilHydro	53,2	38,3	324,9	575,0	80675,9	89048,2	7620,2
24	22	Włochy	ENI	50,6	42,5	533,8	317,1	148162	120753	13724,1
25	23	Katar	QPC	39,7	51,6	2068,2	25620,0	—	—	—

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

dyrektywy w zakresie wyznaczenia operatora systemu magazynowego gazu ziemnego. Komisja czeka również na wynik trwającego w Urzędzie Regulacji Energetyki krajowego dochodzenia w sprawie odmowy dostępu do podziemnych magazynów gazu. Uzasadniona opinia jest ostatnim krokiem procedury w przypadku naruszenia prawa wspólnotowego przed wniesieniem sprawy do Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości.

**Litwa.** Ambasador Rosji W. Czchikwadze w wywiadzie potwierdził decyzję o zamknięciu litewskiego odcinka rurociągu *Przyjaźń*. Odpowiadając na pytania dziennikarzy po posiedzeniu parlamentarnej komisji spraw zagranicznych ambasador stwierdził, że jeśli Litwa jest zainteresowana dostawami ropy za pośrednictwem tego rurociągu, to sama powinna go naprawić. Ponadto podkreślił, że naprawa magistrali nie jest równoznaczna ze wznowieniem przesyłu, ponieważ strona rosyjska koncentruje się teraz na projekcie Nord Stream.

Odgąlenie rurociągu *Przyjaźń* zostało zamknięte w połowie 2006 r. po stwierdzeniu wycieku ropy między Briąńskiem i Nowopołockiem na Białorusi. Po rozpoczęciu inspekcji przez operatora, firmę *Transneft*, poinformowano o wykryciu 7000 usterek, po czym zapowiedziano, że remont może potrwać 1,5 roku. Później minister przemysłu i energetyki W. Christienko zdecydował o rezygnacji z naprawy rurociągu, jednak rafineria w Nowopołocku jest nadal zaopatrywana w ropę, natomiast rafineria w Możejkach musiała przestawić się na dostawy tankowcami.

**Nigeria.** Komisarz Unii Europejskiej ds. energii A. Piebalgs uczestniczył w konferencji na temat wykonalności gazociągu transsaharyjskiego, zorganizowanej w Abudży z inicjatywy algierskiego ministra energii i górnictwa Chabiba Khelila. Po konferencji w wywiadzie dla *Financial Times* A. Piebalgs podkreślił, że w Unii Europejskiej, szczególnie po wydarzeniach w Gruzji, istnieje duży nacisk ze strony jej członków, aby zająć się dywersyfikacją. Rządy państw UE są zdecydowanie zaniepokojone zbyt silnym uzależnieniem od Rosji. Dotychczas słabo popierały projekt transsaharyjski, ale teraz zmieniły zdanie. Wywiad został zatytułowany *Bruksela podejmuje walkę z Gazpromem w Nigerii*. Jest to nawiązanie do negocjacji *Gazpromu* z Nigerią i Libią w sprawie zakupów gazu ziemnego i udziału Rosji w organizacji forum gazowego, które ma się przekształcić w kartel gazowy.

Unia może dofinansować studium wykonalności gazociągu i pomagać w koordynacji przedsięwzięcia, pośrednicząc między Nigerią, Algierią i Nigrem. Komisarz A. Piebalgs wspominał też o możliwości finansowania tej inwestycji przez Europejski Bank Inwestycyjny. Rok temu koszt gazociągu szacowano na 7–8 mld euro, teraz wymieniana jest już kwota 15,3 mld euro (21 mld USD) (*Prz. Geol.*, vol. 55, nr 10, str. 838–839).

**Kazachstan.** Rozbudowa rurociągu CPC (*Caspian Pipeline Consortium*), transportującego ropę ze złoża Tengiz do Noworosyjska, jest niezwykle ważna dla Kazachstanu, ponieważ dotychczasowe zdolności przesyłowe w ilości 32–37 mln t rocznie ograniczają eksport. Od dłuższego czasu konsorcjum eksploatujące rurociąg bezskutecznie zabiega o zgodę na rozbudowę. Władze rosyjskie stawiają coraz to nowe warunki dotyczące podwyższenia opłat za przesył, obniżki oprocentowania kredytów zaciągniętych na tę inwestycję, a nawet zmian w zarządzie. Od kwietnia

2006 r. dyrektorem generalnym jest W. Razduchow, poprzednio kierujący centralą handlu zagranicznego *Zarubieźnieft*. Jednak mimo ustępstw nadal nie ma zgody na zwiększenie zdolności przesyłowej, co wpływa negatywnie na wyniki finansowe. Z tego powodu Oman, będący jednym z udziałowców konsorcjum CPC i posiadający 7% udziałów, ogłosił o zamiarze zbycia swoich udziałów. Pierwszeństwo w zakupie należy do Rosji i Kazachstanu, początkowo oba te państwa miały odkupić udziały w proporcji 4:3. Po wizycie prezydenta Miedwiediewa w Kazachstanie we wrześniu br. okazało się, że całość udziałów Omanu obejmie Rosja, zwiększając tym sposobem swój stan posiadania z 24% do 31% i wzmacniając wpływ na zarządzanie konsorcjum. Co więcej, *British Petroleum*, które również ma udziały w konsorcjum, ogłosiło, że wycofuje się ze spółki z powodu różnic w podejściu do finansowania dalszych etapów inwestycji. Powstał więc możliwość zakupu przez Rosję następnych 6,6% udziałów i umocnienia swojej pozycji.

Innym elementem, który bardzo utrudni budowę ropo- i gazociągów z rejonu Morza Kaspijskiego, niezależnych od Rosji, jest nieoczekiwana decyzja koncernu *KazMunaiGaz* o rezygnacji z budowy rafinerii w gruzińskim porcie Batumi. Przygotowania do rozpoczęcia tej inwestycji były zaawansowane i obie strony miały rozpocząć budowę w tym roku. Również po wizycie D. Miedwiediewa w Astanie firma *KazTransGaz* zapowiedziała sprzedaż swojej filii *Tbilgaz* dostarczającej gaz ziemny do Gruzji, co zmusi ten kraj do zmiany kierunków importu.

**Turkmenistan.** Jeszcze kilka miesięcy temu po rozmowach przedstawicieli Komisji Europejskiej w Aszchabadzie wydawało się, że Europa może liczyć na nowe dostawy gazu ziemnego z rejonu Morza Kaspijskiego i Azji Środkowej. Komisarz spraw zagranicznych UE Benita Ferrero-Waldner zapewniła, że Turkmenistan obiecał dostarczać 10 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Tymczasem we wrześniu w czasie wizyty prezydenta Chin Hu Jintao władze turkmeńskie zobowiązały się do zwiększenia eksportu gazu do Chin z 30 do 40 mld m<sup>3</sup> rocznie. Niemal równocześnie rosyjski wicepremier W. Zubkow podpisał z prezydentem G. Berdymuhammedowem umowę o współpracy gospodarczej i handlowej. Przewiduje ona m.in. budowę nowego gazociągu do Rosji, okrążającego Morze Kaspijskie. Początkowo zdolność przesyłową określano na 20 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, ale teraz zwiększono ją do 30 mld m<sup>3</sup> rocznie. Ponieważ wydobycie gazu w Turkmenistanie wyniosło w 2007 r. 67,4 mld m<sup>3</sup>, zobowiązania wobec Rosji i Chin niemal w całości pokrywają tę ilość i nie będzie nadwyżek na eksport do Europy. Co prawda Turkmenistan zapowiada zwiększenie wydobycia do 120 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, ale w zestawieniu z rocznym przyrostem 5–8% w ostatnich latach nie wydaje się to realne.

Gaz z Turkmenistanu płynie przez Uzbekistan; umocnieniem interesów rosyjskich w tym rejonie zajął się premier Putin, który po rozmowach z prezydentem Uzbekistanu I. Karimowem ogłosił o uzgodnieniu budowy nowego gazociągu na terytorium Uzbekistanu, umożliwiającego zwiększenie eksportu z Turkmenistanu. Dla Uzbekistanu korzystne było wynegocjowanie podwyższonych cen gazu. Dotychczas *Gazprom* płacił za uzbecki gaz 160 USD za 1000 m<sup>3</sup>, teraz ma to być cena zbliżona do europejskiej. W czerwcu br. prezes *Gazpromu* A. Miller podał, że średnia cena gazu dla Europy wynosi 410 USD/1000 m<sup>3</sup>.

**Korea Południowa.** Informacje o nowej rundzie rozmów rosyjsko-koreańskich i podpisaniu listu intencyjnego w sprawie dostaw gazu ziemnego otwierają pole do spekulacji, czy nie będzie to jeszcze jeden ważny i potrzebny projekt inwestycyjny, którego realizacja okaże się niemożliwa ze względów pozamerytorycznych. List został podpisany 29 października br. w Moskwie przez prezesa *Gazpromu* A. Millera i dyrektora generalnego koreańskiej firmy *Kogas* Lee Ben Ho, w obecności prezydenta Rosji D. Miedwiediewa i prezydenta Korei Południowej Lee Myung-bak. W 2007 r. rosyjskie Ministerstwo Przemysłu i Energetyki zatwierdziło *Program wydobycia, transportu i dystrybucji gazu ziemnego we Wschodniej Syberii i na Dalekim Wschodzie*, obejmujący również eksport gazu na rynki Chin i innych krajów tego regionu. Pierwszoplanowym zadaniem w ramach tego programu jest gazociąg Sachalin-Chabarowsk-Władywostok. List intencyjny przewiduje możliwość przedłużenia tego gazociągu przez Półwysep Koreański do odbiorców w Republice Korei Południowej. Strony uzgodniły, że założenia inwestycji zostaną opracowane do końca 2010 r., a sam gazociąg zostanie ukończony w 2015 r., zapewniając dostawy 10 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Rozważane będą też możliwości współpracy w zakresie przeróbki gazu, budowy zakładów petrochemicznych i instalacji skraplania gazu ziemnego w Kraju Chabarowskim i Nadmorskim. Od przyszłego roku Korea Południowa będzie sprowadzać skroplony gaz ziemny również z Sachalinu.

Firma *Kogas (Korea Gas Corp.)* jest największym importerem skroplonego gazu ziemnego — w 2007 r. sprowadziła 24 765 tys. t gazu. Eksploatuje 3 terminale do odbioru skroplonego gazu i sieć gazociągów o długości 2720 km, posiada też udziały w zakładach skraplania gazu w Omanie, Katarze i Jemenie.

W komunikacie nie ma żadnej wzmianki o udziale Koreańskiej Republiki Ludowo-Demokratycznej i jej stanowisku w sprawie przebiegu gazociągu przez terytorium kraju.

**USA.** Po długich dyskusjach i negocjacjach Izba Reprezentantów Kongresu USA stosunkiem głosów 236:189 uchwaliła 16 września br. ustawę o zniesieniu zakazu poszukiwań naftowych na obszarach zewnętrznego szelfu kontynentalnego położonych na wodach federalnych. Nowe postanowienia dotyczą akwenów oddalonych od wybrzeża o 80 do 160 km. Ustawa nie wprowadza postulowanego przez autorów projektu systemu zachęt w postaci udziału w dochodach z wydobycia dla stanów udzielających koncesji. Przewodnicząca Izby Nancy Pelosi podkreślała znaczenie zmiany przepisów dla zmniejszenia uzależnienia USA od importu ropy i tworzenia nowych miejsc pracy. Oczywiście jest jednak, że ze względu na długość cyklu poszukiwań i rozpoznania złóż na pierwsze efekty decyzji o udostępnieniu nowych bloków koncesyjnych trzeba będzie poczekać kilka lat.

**Brazylia.** Nowe informacje napływające z Brazylii wskazują, że złoża Tupi i Carioca są częścią znacznie większej strefy złóż w utworach podsolnych, obejmującej nie tylko basen Santos, lecz także baseny Campos i Espiritu Santo. Właśnie w basenie Campos odkryto w utworach podsolnych złoża Badejo, Linguado i Trilha. Jednak wkrótce nastąpiły znaczące odkrycia w trzeciorzędowych i górnokredowych systemach turbidytowych i poszukiwania w utworach podsolnych zostały odsunięte na dalszy plan. Jedną z przyczyn były trudności w śledzeniu struktur pod-

solnych, jak również brak doświadczenia w prowadzeniu wierceń przy głębokości wody przekraczającej 1000 m. Teraz szef pionu poszukiwań koncernu *Petrobras* G. Estrella uważa basen Santos za rejon o niskim ryzyku poszukiwawczym, bo spośród 15 otworów, odwierconych w ciągu ostatnich 2 lat, wszystkie były pozytywne. Obecnie koszty zagospodarowania złoża Tupi ocenia się na 6–7 USD za baryłkę. Jest to dość wysoki koszt, ale przy obecnych cenach ropy nie jest szokujący. Z udostępnieniem nowych złóż wiążą się takie problemy jak:

- ❑ głębokość zalegania horyzontów produktywnych poniżej 5100 m;
- ❑ deficyt ultragłębokowodnych urządzeń wiertniczych; dostaw nowych platform można się spodziewać dopiero za 3 lata; koszt dzierżawy urządzeń tego typu z firmy Seadrill wynosi 450 000–600 000 USD dziennie;
- ❑ niepewność co do warunków eksploatacji horyzontów węglanowych na tak dużej głębokości;
- ❑ długi okres zagospodarowania — przygotowanie podobnego złoża Jack w Zatoce Meksykańskiej zajmie 10 lat.

Korzystną okolicznością jest zainteresowanie i powrót wielkich koncernów międzynarodowych po okresie protekcjonizmu lansowanego przez rząd Brazylii w latach 1953–1997 i monopolu *Petrobrasu*.

Zmienia się też stanowisko Brazylii w sprawie ewentualnego przyłączenia się do OPEC. Perspektywą jest raczej współpraca w ramach porozumienia narodowych koncernów naftowych z grupy krajów rozwijających się.

**Wenezuela.** Na spotkaniu przywódców Brazylii, Wenezueli, Boliwii i Ekwadoru prezydent Hugo Chavez przyznał, że projekt budowy gazociągu panamerykańskiego, wysunięty w 2006 r., nie będzie realizowany. Zamiast tego zaproponował *integrację systemu zaopatrzenia w gaz ziemny w regionie*, która polegać będzie m.in. na budowie terminali do regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w Brazylii. Gaz byłby dostarczany drogą morską z Wenezueli. Źródła brazylijskie sugerują, że oponentem projektu jest koncern *Petrobras*, który woli rozwijać własną bazę surowcową, szczególnie po ostatnich dużych odkryciach na Atlantyku. Obecnie Brazylia wydobywa 61 mln m<sup>3</sup>/d gazu i importuje 31,7 mln m<sup>3</sup>/d z Boliwii.

**Libia.** Koncern RWE *Dea* zakupił w Libii 7 koncesji w basenach Syrty, Cyrenajki i Kufra. Najwięcej sukcesów poszukiwawczych niemiecka firma odniosła w basenie Syrty, gdzie w ciągu dwóch ostatnich lat odwiercono 8 pozytywnych otworów. W maju br. w otworze B1-NC 195 stwierdzono obecność gazu i kondensatu w formacji Dahra (paleocen) na głębokości 1580,9 m i ropy w formacji Beda na głębokości 1688,8 m. W próbach z głębszego horyzontu uzyskano przyływ 114,2 t/d ropy, 435 tys. m<sup>3</sup>/d gazu i 27,7 t/d kondensatu. Kolejne 2 odkrycia dokonane we wrześniu znajdują się w obrębie koncesji NC 193. Już 2 tygodnie później poinformowano o wynikach wiercenia G1-NC 193. Horyzont roponośny stwierdzono w formacji Upper Satal w interwale 1411,5–1420,6 m. Uzyskano przyływ ropy o ciężarze 0,8560 g/cm<sup>3</sup> (33 $\frac{1}{2}$  API) w ilości 57,1 t/d.

Źródła: *Alexander Gas & Oil Connections, Financial Times, Gazprom, Hart's E&P, Offshore, Oil&Gas Financial Journal, Oil&Gas Journal, OPEC, Rigzone, RusEnergy, StatoilHydro, Upstream, World Oil*