



## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski\*



**OPEC.** W sytuacji, gdy ceny ropy oscylują powyżej 70 USD za baryłkę, każde spotkanie członków OPEC wiąże się z oczekiwaniami na zwiększenie limitów wydobycia, co powinno spowodować spadek cen. Podobnie było na początku września 2006 r. Równoległe z seminarium OPEC odbywającym się w

Wiedniu, zwołano 142. Zwyczajną Konferencję OPEC. Komunikat z 11 września 2006 r. nie przyniósł informacji pożądanych przez klientów stacji benzynowych. Na konferencji stwierdzono, że działania podejmowane przez członków OPEC w celu zwiększenia wydobycia doprowadziły do odbudowy zapasów ropy, co skutecznie chroni przed skutkami ewentualnych zakłóceń w dostawach. Uznając obecny poziom cen ropy za możliwy do zaakceptowania, na konferencji oceniono, że w okresie do następnego spotkania wystarczającym środkiem będzie monitorowanie sytuacji rynkowej. Kolejna, 143. Nadzwyczajna Konferencja OPEC została wyznaczona na 14 grudnia 2006 r. w Abudży w Nigerii.

**Świat.** Dane na liście największych firm naftowych na świecie w 2005 r. zestawione według kryterium wielkości wydobycia ropy naftowej, w porównaniu z rokiem 2004, nie zmieniły się zbyt wiele (tab. 1). Aż siedem czołowych miejsc zajmują te same firmy. Dopiero niżej w tabeli występują przesunięcia w górę lub w dół. Poprawił swoją pozycję brazylijski *Petrobras* przesuwając się z miejsca 17 na 12, *PetroChina Co.* — z miejsca 10 na 8 i Abu Zabi z miejsca 12 na 10. Widoczne są też spadki, jak w przypadku *Shella* — z miejsca 8 na 11, Iraku z miejsca 11 na 14 lub francuskiego *Totalu* z 15 na 17 miejsce. Awansowały firmy rosyjskie, które w roku ubiegłym nie mieściły się na liście: *Rosneft* na miejsce 18 i *Sibneft* na miejsce 24. Część tabeli — przedstawiająca wielkość aktywów, przychodu i zysku netto — zawiera również interesujące informacje. Najwyższy zysk netto w ubiegłym roku wykazał koncern *ExxonMobil*, który wyniósł 36,1 mld USD. Nie wiele gorszym rezultatem może się pochwalić *Royal Dutch Shell* (26,2 mld USD) i *British Petroleum* (22,6 mld USD). Ponad 10 mld USD zarobiły *PetroChina Co.*, *Petrobras*, *Chevron*, *Total*, *ConocoPhillips* i *ENI*. Koncerny narodowe nie są zobowiązane do publikowania swoich przychodów i zysków (lub strat!), nie można więc porównać ich wyników ze spółkami giełdowymi.

**Polska.** Zaazotowany gaz ziemny ze złóż na monoklinie przedsudeckiej był dotychczas przetwarzany w zakładach KRIO w Odolanowie. Instalacja ta może przerabiać do 2 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Odkrycie złóż gazu w rejonie Grodziska Wlkp. i Międzychodu (Paproc, Wielichowo,

Brońsko, Lubiatów, Grotów, Sowia Góra i inne) wymaga zwiększenia mocy przerobowej — PGNiG SA rozpoczyna budowę drugiego zakładu odazotowania gazu w Snowidowie w powiecie grodziskim. Głównym elementem instalacji jest moduł niskotemperaturowy, dzięki któremu skroplony azot będzie oddzielany od metanu. Niepożądane składniki, jak CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, rtęć i węglowodory ciężkie C<sub>5</sub>+ będą usuwane we wstępnej fazie oczyszczania. Produktami wyjściowymi będą gaz wysokometanowy w postaci gazowej i ciekłej (skroplony gaz ziemny) oraz koncentrat helu. Zakład będzie przetwarzał do 500 mln m<sup>3</sup> gazu zaazotowanego rocznie. Wykonawcą będzie firma PBG SA.

**Rosja.** Kłopoty z realizacją projektu Sachalin-2 (*Prze. Geol.* nr 11/2006, str. 940) nasilają się i zaniepokoiły nie tylko zainteresowanych, tj. koncern *Shell* i pozostałych udziałowców konsorcjum, ale i rząd japoński. Rosyjskie Ministerstwo Zasobów Naturalnych anulowało wydane przez siebie pozwolenie na budowę, wstrzymując 19 września br. wszelkie prace budowlano-montażowe i skierowało w rejon inwestycji specjalną komisję, która ma na nowo przeanalizować wymagania dotyczące ochrony środowiska. Do akcji włączył się rosyjski oddział WWF (*Worldwide Fund for Nature*), który oskarżył konsorcjum Sachalin-2 o „barbarzyńskie metody eksploatacji ropy naftowej” w związku ze znalezieniem martwych wielorybów, krabów i ryb w zatoce Aniwa. Przedstawiciel WWF powiedział też, że awaria rurociągu w przyszłości jest nieunikniona — z prawdopodobieństwem 100% — ponieważ w ekspertyzach niedostatecznie uwzględniono warunki tektoniczne. Najpoważniejsze zarzuty wysunął minister zasobów naturalnych Jurij Trutniew, który stwierdził, że wzrost kosztów inwestycji na Sachalinie oznacza wielomiliardowe straty dla Rosji. Zawieszenie projektu Sachalin-2 oznacza niedotrzymanie terminu rozpoczęcia dostaw skroplonego gazu ziemnego do Japonii, planowanego na rok 2008. Komentatorzy japońscy zwracają uwagę na możliwość reorientacji polityki energetycznej. To z kolei wywołało reakcję rosyjskiego ambasadora w Tokio. Ambasador A. Łosiukow określił interwencje Komisji Europejskiej, Japonii, Wielkiej Brytanii i Holandii jako zbyt nerwowe i zapewnił, że Rosja nie ma najmniejszego zamiaru anulować projektu Sachalin-2. Jednocześnie oświadczył, że kontrakt dotyczący inwestycji został podpisany przeszło 10 lat temu na warunkach PSA (*Production Sharing Agreement*) i obecnie nie jest korzystny dla kraju. W przyszłości kontrakty PSA nie będą zawierane. Wątpliwe więc, czy wypowiedź ambasadora Łosiukowa wyjaśni sytuację, tym bardziej że zagrożone są również koncesje francuskie i brytyjskie. Argumentacja strony rosyjskiej jest podobna — naruszanie przepisów ekologicznych, ale w tle przewijają się próby przejęcia kontroli nad zagranicznymi konsorcjami, jak to ma miejsce w przypadku brytyjsko-rosyjskiego TNK-BP, który nie zgadza się na odstąpienie *Gazpromowi* części udziałów.

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

Tab. 1. Największe firmy naftowe na świecie w 2005 r. (wg *Oil and Gas Journal*)

Miejsce w		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]
2005 r.	2004 r.									
1	1	Arabia Saudyjska	SAOC	451,7	81,3	-17108,8	6777,9	-	-	-
2	2	Iran	NIOC	192,6	90,6	17108,8	-	-	-	-
3	3	Meksyk	Pemex	186,6	49,8	1859,3	412,0	96733	86163	7078
4	4	Wenezuela	PdVSA	153,4	-	10499,2	4245,0	-	63200	-
5	5	Wielka Brytania	British Petroleum	127,2	87,0	973,9	1187,6	206914	253621	22632
6	6	Kuwejt	KPC	120,5	9,8	13464,0	1556,5	-	-	-
7	7	Nigeria	NNPC	119,5	23,0	4794,7	4980,8	-	-	-
8	10	Chiny	PetroChina Co.	111,9	31,7	1568,9	1361,9	77342	67372	17036
9	9	USA	ExxonMobil	106,4	79,8	1062,6	943,9	208335	370680	36130
10	12	Abu Zabi	ADNOC	101,8	-	12539,2	5617,6	-	-	-
11	8	Holandia	Shell	99,1	85,8	630,5	1121,1	219516	306731	26261
12	17	Brazylia	Petrobras	91,7	21,5	1545,6	420,0	78625	74065	10344
13	13	Rosja	Lukoil	90,3	5,6	2191,5	0,7	40345	56215	6443
14	11	Irak	INOC	89,9	1,9	15640,0	3113,0	-	-	-
15	14	USA	Chevron	82,8	43,9	1088,0	84,0	125833	198200	14099
16	18	Libia	NOC	81,4	7,3	5304,0	1471,6	-	-	-
17	15	Francja	Total	80,5	49,4	896,5	700,4	125696	178244	14944
18	-	Rosja	Rosnief	74,0	13,1	2026,4	690,1	30016	23951	4159
19	19	Algieria	Sonatrach	67,0	90,0	1604,8	4542,2	-	-	-
20	21	USA	ConocoPhillips	61,1	38,3	838,8	539,4	106999	183364	13529
21	22	Angola	Sonangol	60,8	0,8	736,0	45,8	-	-	-
22	20	Włochy	ENI	54,9	36,6	513,1	497,8	99295	92785	10941
23	23	Katar	QPC	38,0	-	2068,2	-	-	-	-
24	-	Rosja	Sibnief	36,0	-	560,2	26,4	10640	14585	2804,9
25	25	Norwegia	Statoil	34,8	27,0	239,5	451,1	42856	61040	4769,3

Kolejną niespodzianką był komunikat *Gazpromu* z 9 października 2006 r. o wyłączeniu zagranicznych udziałowców z projektu zagospodarowania złoża Sztokmanowskoje na Morzu Barentsa. We wrześniu 2005 r. ogłoszono tzw. krótką listę potencjalnych partnerów do realizacji tej inwestycji, na której znalazło się 5 firm. Teraz *Gazprom* twierdzi, że zagraniczne firmy nie posiadają aktywów odpowiednich do wielkości i znaczenia projektu Sztokmanowskoje i wobec tego samodzielnie inwestorem będzie rosyjski koncern. Warto przypomnieć, że o udział w konsorcjum ubiegały się: *Chevron* z aktywami 125,8 mld USD, *Total* (125,6 mld USD), *ConocoPhillips* (106,9 mld USD), *Statoil* (42,8 mld USD) i *Norsk Hydro* (33,6 mld USD). Aktywa *Gazpromu* wynoszą 151,2 mld USD. Natychmiast zareagował *Statoil* oświadczając, że decyzja *Gazpromu* jest zaskakująca i może wpłynąć na wykorzystanie zasobów węglowodorów na M. Barentsa. Jednocześnie podkreślono dążenie do podtrzymania współpracy z Rosją.

Komunikat *Gazpromu* zawiera też informację, że złożo Sztokmanowskoje będzie głównym źródłem zasilania dla Gazociągu Północnoeuropejskiego (który teraz oficjalnie zmienia nazwę na Nord Stream). Eksport gazu ziemnego do Europy będzie kierunkiem priorytetowym, w porównaniu z dostawami skroplonego gazu ziemnego planowanymi dla USA.

**Norwegia.** Po negatywnych wynikach otrzymanych z otworów *Guovca* i *Uranus* na Morzu Barentsa, *Statoil* uzyskał kolejne potwierdzenie perspektywiczności tego obszaru. W otworze *Tornerose*, położonym ok. 60 km na wschód od złoża *Snhvit*, którego wiercenie rozpoczęto 10 sierpnia i zakończono 19 września br. — odkryto złożo gazu. Wiercenie prowadzone z platformy *Polar Pioneer*, przy głębokości wody 408 m, osiągnęło głębokość

miarową 3057 m. Horyzonty gazonośne występują w piaszczystych utworach górnego triasu.

**Pakistan.** Węgierski koncern *MOL* jest obecny w Pakistanie od 1999 r. *MOL Pakistan Oil & Gas Co. BV* z powodzeniem prowadzi poszukiwania na bloku koncesyjnym *Tal* w Północno-Zachodniej Prowincji Pogranicznej. We wrześniu 2006 r. na tym bloku rozpoczęto eksploatację gazu ziemnego ze złoża odkrytego wierceniem *Manzali-1*. Produkcja wynosi 1,4 mln m<sup>3</sup>/d gazu i jest dostarczana do sieci krajowej. Zakończono również, z pozytywnym wynikiem, opróbowanie następnego otworu, *Manzali-2*. Na tym samym bloku odwiercono otwór *Makori-1*, z którego otrzymuje się 68 t/d ropy i znaczne ilości gazu.

**Armenia.** Głównym źródłem energii elektrycznej jest elektrownia jądrowa *Metsamor*. Armenia, która nie posiada własnych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego musi sprowadzać te surowce z Azerbejdżanu lub z Rosji. Z powodu konfliktu o Górski Karabach (enklawa armeńska w Azerbejdżanie) Armenia wybrała import gazu z Rosji. Jednak w 2004 r. rozpoczęto budowę 140-kilometrowego gazociągu z Iranu do Armenii, aby zapewnić dodatkowe ilości gazu. Przyszły gazociąg z Iranu zaniepokoił *Gazprom* i strona rosyjska nalegała, aby rurociąg miał średnicę tylko 710 mm. Ostatecznie jednak zastosowano średnicę 1220 mm i magistrala będzie mogła transportować rocznie ponad 1 mld m<sup>3</sup> gazu. Rozpoczęcie eksploatacji jest planowane w styczniu 2007 r. Pomyślna realizacja najnowszej inwestycji zachęciła Iran do propozycji budowy drugiego gazociągu. Mówił o tym przewodniczący parlamentu irańskiego *Gholam-Ali Hadad-Adel* w czasie swojej wizyty w Erywaniu we wrześniu 2006 r.

Zużycie gazu ziemnego w Armenii w 2005 roku wyniosło 1,6 mld m<sup>3</sup>.

**Afganistan.** Przed inwazją rosyjską i wojną domową w Afganistanie eksploatowano 3 złoża ropy i gazu, odkryte w latach 60-tych. W czasie działań wojennych większość instalacji została zniszczona i w 2004 r. wydobycie gazu ziemnego szacowano na 20 mln m<sup>3</sup>. W 2006 roku Służba Geologiczna USA, przy współpracy afgańskiego ministerstwa górnictwa i przemysłu, wykonała opracowanie dotyczące ropo- i gazonośności obszaru północnego Afganistanu. Ocena wypadła bardzo pozytywnie i może zachęcić do poszukiwań.

W granicach Afganistanu znajduje się część dwóch znanych, rozległych basenów roponośnych: Amu-darii i afgańsko-tadżyckiego. Powierzchnia tych jednostek w obrębie Afganistanu wynosi 86 700 km<sup>2</sup>. Ich perspektywiczność została wcześniej potwierdzona w Turkmenistanie, Uzbekistanie i Tadżykistanie. Profil stratygraficzno-litologiczny jest podobny w obu basenach i obejmuje utwory od paleozoiku do czwartorzędu. Wydzielono w nim 4 główne kompleksy roponośne:

- jurę dolną i środkową, wykształconą w postaci terygenicznym utworów klastycznych z wkładkami węgla kamiennych;

- jurą środkową i górną, wykształconą w postaci ewaporatów i węglanów pochodzenia morskiego — w stropie występują sole o miąższości do 800 m, stanowiące serię uszczelniającą;

- dolną kredę, reprezentowaną przez terygeniczne utwory klastyczne;

- górną kredę do paleogenu, zbudowaną głównie z morskich utworów klastycznych i węglanowych.

Podłoże wymienionych kompleksów stanowią paleozoiczne skały osadowe, częściowo zmetamorfizowane w czasie orogenezy hercyńskiej oraz utwory triasowe. Te ostatnie są dość zróżnicowane, tworzą je skały klastyczne i węglanowe pochodzenia morskiego, skały wulkaniczne, jak również utwory lądowe. Lokalnie utwory triasowe wypełniają zagłębienia w starszym podłożu. Z kolei najwyższy kompleks kreda-paleogen jest przykryty pokrywą wieku neogen-czwartorzęd. Jej miąższość dochodzi do 5000 m w basenie afgańsko-tadżyckim i zmniejsza się ku zachodowi w basenie Amu-daria.

Jeśli chodzi o gaz ziemny, to największe zasoby znajdują się w utworach węglanowych i rafowych górnej jury zalegające pod nieprzepuszczalną solną serią uszczelniającą. Największe perspektywy dla ropy naftowej wiążane są ze skałami węglanowymi (dolna kreda-paleogen), stanowiącymi serię zbiornikową w basenie afgańsko-tadżyckim. W tej jednostce występuje intensywna tektonika fałdowa i uskokowa.

Do oszacowania zasobów węglowodorów w obrębie głównych kompleksów wydzielono 8 jednostek niższego rzędu, niektóre z nich występują w obu basenach. Końcowy wynik to 443,9 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, 217 mln t ropy naftowej i 76,4 mln t kondensatu w kategorii zasobów wydobywalnych.

Należy się zgodzić z autorami raportu, że możliwości odkrycia znaczących złóż ropy i gazu w północnym Afganistanie są duże, a poprawa warunków życia i rozwój przemysłowy wiążą się ściśle z dostępnością energii. Jednak

bieżące doniesienia o sytuacji politycznej i skali operacji militarnych sprawiają, że zupełnie inaczej patrzymy na realne szanse wykorzystania tych zasobów.

**Egipt.** Konsorcjum złożone z chilijskiego Sipetrol, amerykańskiego IPR i chorwackiej INA poinformowało o kolejnym odkryciu na Pustyni Zachodniej. Na obszarze objętym koncesją Bahariya N, w złożu Ferdaus odwiercono otwór Ferdaus-5 głębokości 2855 m. Zbadano dwa z trzech zidentyfikowanych horyzontów produktywnych w formacjach Abu Roash G i Bahariya. Otwór został oddany do eksploatacji z ustabilizowanym wydobyciem 121 t/d ropy o ciężarze 0,8202 g/cm<sup>3</sup> (41° API). Drugi otwór, Rayan-1X, osiągnął głębokość 2554,5 m i został zakończony w formacji Bahariya. W próbach z 6-metrowego perforowanego interwału uzyskano przepływ 73,4 t/d ropy.

Eksploatowane jest także złożo El Diyar — otwór El Diyar-12 zakończony na głębokości 2697,5 m w formacji Abu Roash został zagłowiczony i pod koniec lipca br. rozpoczęto wydobycie ropy w ilości 43,5 t/d. W rejonie El Diyar są wykonywane badania sejsmiczne przygotowujące następną fazę wierceń poszukiwawczych.

**Iran.** Przewodniczący parlamentarnej komisji ds. energii K. Daneshyar wypowiedział się krytycznie na temat członkostwa Iranu w OPEC. Stwierdził, że organizacja została założona w celu ochrony zasobów w krajach wydobywających ropę naftową i aby czuwać nad poziomem cen ropy. Obecnie jednak OPEC postępuje niezgodnie z tymi zasadami, wzywając swoich członków do zwiększania wydobycia, co w niedalekiej przyszłości będzie miało negatywne konsekwencje dla złóż. Stan techniczny otworów eksploatacyjnych będzie się pogarszał i w rezultacie nastąpi spadek produkcji. Jest to szczególnie niebezpieczne dla Iranu, gdyż ze względu na sankcje amerykańskie nie ma on dostępu do nowych metod intensyfikacji wydobycia. Nie wiadomo, czy wypowiedź Daneshyara jest rzeczywistością zapowiedzią wystąpienia z OPEC, czy tylko zaakcentowaniem stanowiska Iranu, który z reguły na posiedzeniach OPEC głosi przeciwko podwyższaniu limitów wydobycia ropy.

**USA.** Platforma wiertnicza *Noble Amos Runner* została zakotwiczona na rekordowej głębokości 2331 m w obrębie bloku 955 Green Canyon w Zatoce Meksykańskiej. Zastosowano konwencjonalny system kotwiczony, mocowany w 9 punktach łańcuchami kotwicznymi długości 1295 m i linami długości 2895 m. Łączna długość lin i łańcuchów wynosi 37 km, a ich masa 2270 t.

Półzanurzalna platforma *Noble Amos Runner* jest przystosowana do wiercenia otworów głębokości 9900 m i może pracować na wodach do głębokości 2440 m. Ten system kotwiczony spełnia obecne wymagania Służby Zarządzania Zasobami Mineralnymi (MMS — *Minerals Management Service*), ale właściciel, czyli *Noble Corp.*, zamierza wzmocnić kotwiczony tego typu platform, zwiększając liczbę punktów kotwiczony z 9 do 12. Wniośki takie wyciągnięto po huraganach Ivan, Katrina i Rita.

Źródła: *Gazprom, OPEC, Statoil, First Break, Hart's E&P, Oil&Gas Journal, Upstream, World Oil*