

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski*



OPEC. Członkowie OPEC, którzy zebrali się 14.12.2006 r. w Abudży w Nigerii na 143. Nadzwyczajnej Konferencji, stwierdzili, że poprzednio wprowadzone redukcje wydobycia ropy przyczyniły się do stabilizacji rynku, chociaż fluktuacje cen nadal występują. Uznali też za celowe dalsze ograniczenie produkcji ropy — od 1.02.2007 r. zmniejszy się ono jeszcze o 68 tys. t/d (tab. 1). Następnym zmian można się spodziewać dopiero na kolejnym spotkaniu, wyznaczonym na 15.03.2007 r. w Wiedniu.

— 78,35 USD/bar.). Dla ścisłości należy przypomnieć, że był on jedynym spośród wypowiadających się ekspertów, który tak optymistycznie widział kształtowanie się cen ropy.

W grudniu 2006 r. redakcja *World Oil* ponownie zaprosiła członków redakcyjnego komitetu doradczego do dyskusji na temat, jaki będzie 2007 r. Pięciu z nich uczestniczyło w formułowaniu prognoz w latach ubiegłych, trzech pojawiło się w tym zespole po raz pierwszy. Punktem wyjścia przedstawianych prognoz była ocena 2006 r. Wysokie ceny ropy i wzrost nakładów na poszukiwania i wydobycie sprawiły, że ubiegły rok zgodnie jest oceniany przez

Tab. 1. Limity wydobycia wg OPEC (w tys. t/d)

Kraj	Od 5.07.2005	Od 1.11.2006	Zmniejszenie wydobycia od 1.02.2007	Nowy limit od 1.02.2007
Algieria	121,6	113,6	3,4	110,2
Arabia Saudyjska	1237,5	1185,7	21,5	1164,2
Indonezja	197,3	192,0	2,2	189,8
Iran	558,9	535,0	9,9	525,1
Katar	98,7	93,9	2,0	91,9
Kuwejt	305,6	291,9	5,7	286,2
Libia	204,0	194,2	4,0	190,2
Nigeria	313,6	300,0	5,7	294,3
Wenezuela	438,3	419,5	7,7	411,8
Zjed. Emiraty Arabskie	332,4	318,6	5,7	312,9
Razem	3808,0	3644,8	68,0	3576,8

Kartel powiększył się przez przyjęcie Angoli i liczy teraz 12 członków. Angola w 2005 r. zwiększyła wydobycie ropy 26% w porównaniu z 2004 r., osiągając przeciętną dzienną produkcję 169,6 tys. t.

Świat. Zeszłoroczne prognozy dotyczące rozwoju poszukiwań i wydobycia ropy i gazu w 2006 r., opublikowane w miesięczniku *World Oil*, były na tyle ostrożne i ogólnikowe, że trudno ocenić ich słabe punkty. Sprawdziły się przewidywania co do wzrostu nakładów na poszukiwania i eksploatację. Natomiast prognozy D. Steffesa, zapowiadającego utrzymanie się cen ropy w przedziale 30–45 USD za baryłkę, okazały się zupełnie nietrafione (najniższą cenę ropy Brent notowano w dniu 4.10.2006 r. — 55,22 USD za baryłkę, najwyższej żądano 9.08.2006 r.

nich jako dobry i wobec tego perspektywy na początku 2007 r. również są dobre. Większość autorów podkreśla znaczenie nowych metod i rozwiązań technicznych, wymieniając wśród nich: sejsmikę 3-D i 4-D, modelowanie złoża i kontrolę eksploatacji, zautomatyzowane podwodne instalacje z optymalizacją wydobycia, wiercenia poziome i wielogałęziowe, zaawansowane przetwarzanie sejsmiczne oraz platformy dostosowane do pracy w bardzo głębokich akwenach. Są to tylko niektóre z osiągnięć wydatnie poprawiających efektywność poszukiwań i eksploatacji. Dzięki nim można się spodziewać odkrycia nowych złóż i zwiększenia wydobycia ze złóż już eksploatowanych. Liczne projekty inwestycyjne, realizowane w różnych regionach świata, wskazują na istnienie takich możliwości. Problemem mogą być tylko koszty — nowy sprzęt i technologie są coraz droższe.

Słabą stroną omawianych prognoz jest ukierunkowanie na problemy dotyczące USA i to nawet nie całego amery-

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

kańskiego przemysłu naftowego, lecz głównie Zatoki Meksykańskiej. Wynikać to może częściowo z faktu, że siedziby największych amerykańskich koncernów naftowych znajdują się w Houston. Tylko skrótowo wspomniano o krajach wchodzących w orbitę zainteresowań przemysłu naftowego, jak Sudan, Gwinea Równikowa, Kenia czy Tanzania. Wielkie koncerny mają dziś środki finansowe, które zamierzają zainwestować. Aby wybrać odpowiednie miejsce, nie wystarczy rzetelne studium wykonalności inwestycji, uwzględniające wszystkie aspekty ekonomiczne i techniczno-organizacyjne. Powinny tam istnieć stabilne warunki działania, jednak to kryterium eliminuje niektóre kraje. Przykładem może być obecna sytuacja zagranicznych inwestorów w Wenezueli, Boliwii czy Rosji. Z kolei kluczowe problemy firm amerykańskich, czyli otwarcie dostępu do nowych stref poszukiwawczych, takich jak Morze Beauforta, zewnętrzny szelf kontynentalny czy wschodnia część Zatoki Meksykańskiej, nadal nie są rozwiązane. Dzieje się tak częściowo z powodu zachowawczego stanowiska rządowej agencji nadzorującej wydawanie koncesji, częściowo zaś z powodu przewlekłych procedur legislacyjnych w Kongresie i Senacie. Większość dyskutantów widzi w deficycie wykwalifikowanych kadr poważne zagrożenie rozwoju przemysłu naftowego. Wielu doświadczonych specjalistów zbliża się do wieku emerytalnego, a dopływ młodych inżynierów jest bardzo skromny. Problem zresztą dotyczy także pracowników średniego szczebla. Jak zauważył jeden z ekspertów, obecnie łatwiej jest zbudować platformę wiertniczą niż skompletować do niej załogę. Prognozy ogólne przewidują zwiększenie wydobycia gazu ziemnego i pozwalają sądzić, że 2007 r. będzie kolejnym rokiem funkcjonowania w warunkach znacznej zmienności cen ropy. Jedynie W. Harris odważył się na sformułowanie prognozy cenowej, zgodnie z którą cena ropy naftowej będzie oscylować w przedziale 50–60 USD za baryłkę. Notowania cen ropy Brent z pierwszych dni stycznia br., które obniżyły się do 51,99 USD za baryłkę, pokazały, że taki poziom cen jest możliwy.

Mimo dominującej roli sejsmiki w badaniach geofizycznych, wykorzystywanych w poszukiwaniach naftowych, metody elektromagnetyczne są również ważnym elementem rozpoznania. Należy do nich metoda CSEM (*Controlled Source Electromagnetic*). Na podstawie badania własności magnetycznych skał otrzymujemy czytelne wskazówki co do obecności ropy naftowej i gazu ziemnego. Pozwala to niewielkim kosztem określić możliwość występowania złóż w rozległych strefach poszukiwawczych. Firma *Offshore Hydrocarbon Mapping plc* z Aberdeen, specjalizująca się w metodzie CSEM, zakontraktowała statek pomiarowy CS *Teneo* do wykonania zaplanowanego na 5 miesięcy programu badawczego na Oceanie Atlantycznym. W pierwszej kolejności wykonane będą badania basenu wokół Falklandów. W tej okolicy na zdjęciach satelitarnych widoczne były liczne wycieki ropy naftowej i firma *Falkland Oil & Gas Ltd.*, jako operator, zamierza je sprawdzić. W następnej kolejności zostaną pobrane rdzenie z osadów dennych i wykonane profile sejsmiczne 2-D o łącznej długości 10 000 km. *Offshore Hydrocarbon Mapping* będzie prowadzić również badania CSEM w zachodniej Afryce i południowo-zachodniej Europie.

Inny projekt elektromagnetyczny dotyczy basenów Barreirinhas i Para-Maranhão w Brazylii. Wykonawcą bę-

dzie norweska firma EMGS z Trondheim. Zleceniodawcami są brazylijski koncern *Petrobras* i amerykańska firma *Devon Energy Corp.* Wyniki badań sejsmicznych zasygnalizowały istnienie tam struktur geologicznych. Przed rozpoczęciem wierceń badania elektromagnetyczne mają potwierdzić, że występują tam węglowodory. Koszt wiercenia jednego otworu w tym głębokim akwenie wynosi ok. 40 mln USD, więc operator dąży do zminimalizowania ryzyka.

Polska. Amerykański koncern *ConocoPhillips*, działający w Europie pod marką JET, sprzedaje sieć 376 stacji benzynowych. Nabywcą jest największa rosyjska firma naftowa *Lukoil*. Oznacza to również przejęcie 83 stacji JET w Polsce. Ich udział w sprzedaży paliw silnikowych wynosi tylko 1,2%, ale dla *Lukoilu* może to być przyczółek do rozwinięcia działalności na rynku detalicznym. Spółka *Lukoil Polska* ma w naszym kraju 132 stacje sprzedaży gazu płynnego. Kolejnym terenem aktywności *Lukoilu* są Czechy, gdzie rosyjski koncern chce kupić 16,3% akcji największej czeskiej rafinerii *Česka Rafinnerska*.

Prezes *ConocoPhillips* J. Mulva, wyjaśniając motywy transakcji, wymienił tylko zamiar relokacji aktywów. Rok temu *ConocoPhillips* nabył pakiet akcji *Lukoilu*, a obecnie planuje zwiększenie udziału do 20%.

Norwegia. Zapowiedź połączenia koncernu *Statoil* i części *Norsk Hydro ASA* pod nazwą *Oil & Energy* (zajmującej się produkcją energii oraz poszukiwaniem, wydobyciem i przeróbką węglowodorów) oznacza powstanie potężnej organizacji gospodarczej działającej już teraz w 40 krajach i zatrudniającej ok. 31 tys. osób. Udokumentowane zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego nowej firmy wynoszą 856 mln t równoważnika ropy naftowej, a dzienna produkcja ropy 258 tys. t. Stosunek udziałów ustalono na 67,3 (*Statoil*) : 32,7 (*Hydro*). W dalszym ciągu 62,5% udziałów pozostanie w gestii norweskiego skarbu państwa. Fuzja nie tylko wzmocni pozycję finansową koncernu, ale dzięki połączeniu pionów badawczo-rozwojowych umożliwi większą aktywność w zakresie pozyskiwania energii odnawialnej, minimalizacji negatywnych skutków eksploatacji paliw kopalnych, takich jak dwutlenek węgla, czy wytwarzania paliw płynnych z gazu ziemnego. Siedzibą nowej firmy będzie Stavanger, nie uzgodniono natomiast jeszcze jej nazwy.

Azerbejdżan. W grudniu 2006 r. rozpoczęto eksploatację jednego z największych złóż gazu ziemnego na świecie — *Szach Deniz* na Morzu Kaspijskim. Większość gazu będzie przesyłana do Turcji gazociągiem południowokaukaskim (turecka firma TPAO jest mniejszościowym udziałowcem tej inwestycji). Część gazu będzie odbierana z tego gazociągu przez Gruzję, a reszta zostanie zużyta na potrzeby krajowe. W 2009 r. złożo ma osiągnąć optymalny poziom wydobycia ok. 9 mld m³ gazu. Zasoby złoża *Szach Deniz* wynoszą w przybliżeniu 2/3 zasobów norweskiego złoża *Troll*.

Indie. Statek wiertniczy *Joides Resolution* uczestniczył w 4-miesięcznym programie badawczym na wodach wokół Półwyspu Indyjskiego. Projekt był realizowany przez indyjski Generalny Dyrektoriat ds. Węglowodorów i Służbę Geologiczną USA we współpracy z 32 instytucjami naukowymi. Celem badań było poszukiwanie

gazohydratów. Na podstawie wyników dotychczasowych prac geologicznych i geofizycznych wyznaczono 4 rejony badań: w basenie Kriszna-Godavari, w basenie Mahanadi w Zatoce Bengalskiej, w archipelagu Andamanów oraz w basenie Konkan na Morzu Arabskim. Pobrano ponad 9100 m próbek osadów dennych z 39 punktów i 494 rdzeni o łącznej długości 2850 m z 21 otworów. Następnie wykonano badania: geochemiczne, geofizyki wiertniczej, pionowego profilowania sejsmicznego i gradientu geotermicznego. Największe znaczenie ma zbiór 49 rdzeni pobranych *in situ* i zawierających gazohydraty. Najobfitsze akumulacje gazohydratów stwierdzono w basenie Kriszna-Godavari. W pobliżu Andamanów odkryto najgłębsze akumulacje gazohydratów w warstwie popiołów wulkanicznych zalegające 600 m pod dnem morskim. Występowanie gazohydratów potwierdzono też w basenie Mahanadi. Wstępne sprawozdanie z przeprowadzonych badań ma być opublikowane w lutym 2007 r.

Uganda. Wyniki badań uzyskanych z pobranych próbek otworów Waraga-1 i Kingfisher-1 (*Prz. Geol.*, 11/2006, str. 942) zwiększyły zainteresowanie koncesjami w tym kraju. W odległości 19 km od otworu Waraga-1 odwiercono otwór Mputa-1, w którym stwierdzono 2 piaszczyste horyzonty roponośne: niższy w interwale 1118–1126 m i wyższy w interwale 966–974,5 m. Z głębszego horyzontu uzyskano w próbach przyływ ropy o ciężarze 0,8654 g/cm³ w ilości 40 t/d, z płytszego — 11,5 t/d ropy o ciężarze 0,8601 g/cm³. W otworze Mputa-2, o głębokości końcowej 1344 m, przewiercono te same horyzonty produktywne, lecz w wyższej pozycji strukturalnej. Kolejny otwór Nzizi-1, zlokalizowany 5,5 km od Mputa-1, którego realizację zakończono w listopadzie 2006 r., wykonano do głębokości 1065 m. Potwierdzono w nim występowanie kilku horyzontów roponośnych w 180-metrowym interwale. Wszystkie odkrycia znajdują się w rowie Alberta (nad Jeziorem Alberta). Teraz rozpoczęto prace poszukiwawcze w obrębie 4 bloków położonych przy granicy z Sudanem, ok. 160 km od wierceń Waraga i Mputa. Tworzą one rów tektoniczny usytuowany na przedłużeniu rowu Alberta. Rozpoznanie opiera się tylko na danych grawimetrycznych, badania sejsmiczne są dopiero planowane. Przedmiotem zainteresowania są również bloki na południu, w pobliżu granicy z Kongiem.

Mimo że szacowane zasoby ropy naftowej są pokaźne, a jednocześnie rośnie zapotrzebowanie krajowe na produkty naftowe, to jednak rozpoczęcie eksploatacji przemysłowej zajmie co najmniej trzy lata. W Ugandzie nie ma rafinerii i ropa musi być transportowana 700 km do Momby w Kenii.

Powstawanie utworów solnych. Wyniki wierceń wykonanych w ramach Programu Wierceń Głębokomorskich *Atlantis II Deep* i stworzona na ich podstawie nowa teoria powstawania pokładów soli mogą mieć istotne konsekwencje w poszukiwaniach naftowych. Dotychczas tworzenie się osadów solnych wiązano z wytrącaniem się soli wskutek odparowania wody. Badania utworów morskich z Morza Czerwonego i utworów z jeziora Asala w Etiopii dostarczyły informacji o formowaniu się soli w warunkach

wysokiego ciśnienia i temperatury w głębi Ziemi. Zarówno teoria, jak i doświadczenia laboratoryjne dowodzą, że rozpuszczalność soli w wodzie o temperaturze nadkrytycznej jest praktycznie zerowa. Gdy ciśnienie jest zbyt wysokie, woda nie wchodzi w stan wrzenia, lecz w fazę nadkrytyczną, w której osiąga gęstość 3 g/cm³. W przypadku wody słodkiej następuje to w temperaturze powyżej 374°C w połączeniu z ciśnieniem powyżej 221 barów, a w przypadku wody morskiej — 405°C i 300 barów. Odpowiada to głębokości 2800 m poniżej poziomu morza. Jeśli woda morska przenika szczelinami w głąb skorupy ziemskiej dostatecznie głęboko, aby zostały spełnione warunki fazy nadkrytycznej, sól wytrąca się i osadza w otaczających skałach. Jest to proces zupełnie niezależny od powstawania ewaporatów wskutek wysychania wody morskiej na powierzchni. Do uformowania się pokładów soli o dużej miąższości nie jest więc konieczne istnienie dużego basenu oceanicznego, z którego po odparowaniu powstaje sól. Warstwa soli miąższości 1 m powstaje po odparowaniu słupa wody morskiej wysokości co najmniej 60 m. Procesy hydrotermalne są z kolei uzależnione od intensywności strumienia cieplnego w ośrodku skalnym.

Przyjęcie nowej teorii wgłębnego tworzenia się pokładów soli ma zasadnicze znaczenie w poglądach na temat akumulacji węglowodorów, ponieważ jest ona wynikiem procesów, które tworzą baseny osadowe. Baseny powstają w wyniku ruchów tektonicznych i głębokie rozłamy w basenach są często związane z procesami zachodzącymi w płaszczu, które wywołują silny strumień cieplny w systemach uskoków. Uskoki pozwalają na krążenie wody morskiej i solanek stymulowanych przez ciepło i grawitację. Gdy solanki wchodzi w strefę wody w fazie nadkrytycznej, woda stopniowo traci zdolność rozpuszczania soli i sole gromadzą się w szczelinach i uskockach. Zgodnie z konwencjonalną teorią do powstania soli niezbędny jest suchy klimat. Trudno jednak wtedy wytłumaczyć często obserwowane w basenach szybkie tempo sedymentacji osadów transportowanych przez wodę. Jeśli przyjąć teorię wgłębnego powstawania soli, to można dopuścić występowanie na lądzie klimatu wilgotnego sprzyjającego intensywnej erozji i sedymentacji w basenie i jednocześnie wgłębną akumulację soli. Szybkie zmiany klimatu i poziomu morza nie są wtedy koniecznym warunkiem do wyjaśnienia genezy profilu litologicznego zawierającego duże miąższości osadów klastycznych i wkładek soli. M. Hovland, twórca teorii wgłębnego formowania się soli, uważa, że zmiana to interpretację rozwoju basenów osadowych i tym samym ma kluczowe znaczenie w poszukiwaniach bituminów. Artykuł na ten temat ukazał się we wrześniowym (2006) numerze czasopisma *Marine and Petroleum Geology*.

Źródła: e-petrol, First Break, Hart's E&P, Offshore, Oil&Gas Financial Journal, Oil&Gas Journal, OPEC, Statoil, Upstream, World Oil