

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



OPEC. Po dłuższym okresie, w którym limity wydobycia ropy naftowej w krajach OPEC nie ulegały zmianom, na 145. Konferencji OPEC dokonano podwyższenia limitów z terminem wejścia w życie od 1 listopada br. (tab. 1). Korekty nie obejmują Iraku, jak również nowego członka OPEC, czyli Angoli. Konferencja OPEC uznała za celowe ścisłe moni-

torowanie relacji pomiędzy popytem i podażą i dokonanie kolejnej oceny sytuacji na 146. Nadzwyczajnej Konferencji, zaplanowanej na 5 grudnia br. w Abu Zabi w Zjednoczonych Emiratach Arabskich.

Jak zwykle w komunikacie końcowym konferencji znalazła się pozytywna ocena działań OPEC w zakresie stabilizacji rynku i zapewnienia odpowiedniego poziomu dostaw ropy. Tymczasem ceny ropy systematycznie rosły od początku roku i już w czerwcu przekroczyły pułap 70 USD za baryłkę, jedynie sporadycznie w sierpniu spadając do 68 USD. W przeddzień konferencji OPEC, 6 września, cena ropy Brent wynosiła 77,46 USD/baryłkę. Wrzesień przyniósł umocnienie trendu zwykłego i wreszcie pokonana została granica 80 USD. Na giełdzie nowojorskiej cena ropy WTI 18 września wynosiła 80,57 USD/bar., a w Londynie 28 września baryłka ropy Brent kosztowała 80,13 USD.

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

Kraj	Od 1.02.2007	Nowy limit od 1.11.2007
Algieria	110,2	184,5
Arabia Saudyjska	1164,2	1216,2
Indonezja	189,8	117,6
Iran	525,1	519,1
Katar	91,9	112,6
Kuwejt	286,2	344,2
Libia	190,2	232,8
Nigeria	294,3	294,2
Wenezuela	411,8	335,9
Zjedn. Emiraty Arabskie	312,9	349,1
Razem	3576,8	3706,4

Tymczasem dwa tygodnie po zakończeniu konferencji i ogłoszeniu nowych limitów wenezuelski minister ds. ropy naftowej R. Ramirez zakwestionował wielkość limitu wydobycia ropy podanego w komunikacie OPEC. Ramirez stwierdził, że ustalony limit (335,9 tys. t/d) stanowi 9% całkowitego wydobycia ropy w OPEC, gdy tymczasem uzgodniony wcześniej udział jego kraju powinien wynosić 11,5% — czyli 437,9 tys. t/d. Również wiceminister finansów C. Ramones wyraził zdziwienie z powodu decyzji kartelu naftowego, ponieważ zwiększona produkcja ropy naftowej jest podstawą budżetu Wenezueli na rok 2008. Jeszcze większe rozbieżności występują pomiędzy obowiązującym pułapem OPEC, a zamierzeniami prezydenta H. Chaveza, który niedawno zapowiedział, że w 2012 r. Wenezuela będzie produkować 680 tys. t/d ropy. Tymczasem według oceny Międzynarodowej Agencji Energetycznej rzeczywiste wydobycie ropy w Wenezueli kształtuje się na poziomie 326 tys. t/d i takie w przybliżeniu są aktualne możliwości produkcyjne tego kraju.

Świat. Przegląd stanu poszukiwań i wydobycia na świecie przygotowany przez *IHS Energy* i *Harrison Lovegrove & Co. Ltd.* pokazuje, że nakłady na ten cel w 2006 r. wzrosły o 45% w porównaniu z rokiem 2005 i osiągnęły poziom 401 mld USD. Jednocześnie przyrost zasobów ropy naftowej wyniósł tylko 1%, przy czym w przeważającej części był to przyrost w kategorii piasków bitumicznych. Zasoby gazu ziemnego wzrosły o 3%, głównie w regionie Azja-Pacyfik. Dane statystyczne zebrane zostały z 228 firm naftowych i podzielone na 6 regionów: USA i Kanada, Ameryka Łacińska, Europa, Afryka i Bliski Wschód, Azja i Pacyfik oraz Rosja i M. Kaspijskie. Udział USA i Kanady w wydat-

kach na poszukiwania i produkcję osiągnął 50%, natomiast Azja i Pacyfik jako jedyny region wykazuje spadek o 5%. Duże zmiany zachodzą w Rosji — po silnym wzroście w 2004 r., w 2005 r. nastąpił znaczny spadek, ale rok 2006 był już lepszy i wzrost nakładów przekroczył średnią światową.

Bardzo istotnym czynnikiem jest szybki wzrost kosztów odkrycia i zagospodarowania złóż, które w 2006 r. były wyższe o 29% w porównaniu z rokiem poprzednim (tab. 2). W przeliczeniu na baryłkę ropy koszt odkrycia i udostępnienia wzrósł z 5,82 USD w 2002 r. do 14,42 USD w 2006 r. Jednym z ważnych składników kosztów były opłaty koncesyjne i podatki wnoszone na rzecz państwa — ich udział wzrósł z 27% w 2002 r. do 37% w 2006 r.

Regionalne różnice w poziomie nakładów i kosztów wpłynęły na wielkość produkcji. Wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego wzrosło w Afryce i na Bliskim Wschodzie, w Azji i na Pacyfiku oraz w Rosji i na Morzu Kaspijskim, ponadto utrzymało się na tym samym poziomie w Kanadzie i Ameryce Łacińskiej. W USA i w Europie nastąpił spadek wydobycia.

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

Tab. 2. Koszty odkrycia i zagospodarowania złóż (w mln USD) (wg IHS Energy, 2007)

	2002	2003	2004	2005	2006	Średnia z 2004–2006
Koszty uzyskania dostępu do złóż	47032	36475	63037	75448	139265	92583
Koszty poszukiwań	22549	25822	28372	36156	50200	38243
Koszty zagospodarowania	89212	104900	123218	160858	206966	163681
Pozostałe	898	2314	2650	3341	4508	3500
Ogółem	159692	169511	217277	275803	400938	298006

Rosnące koszty nie przeszkodziły w uzyskaniu dobrych wyników finansowych. Zysk netto potroił się od 2002 r. osiągając kwotę 243 mld USD.

Na dorocznym zjeździe SEG (*Society of Exploration Geophysicists*) w San Antonio wiele miejsca zajęły prezentacje najnowszych osiągnięć geofizyki poszukiwawczej w zakresie badania niekonwencjonalnych zasobów i złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Firma *Chesapeake Energy Corp.* prowadziła rozpoznanie formacji łupkowej Barnett w strefie, którą poprzednio określono jako silnie zdyslokowaną. Wykonano zdjęcie sejsmiczne 3-D o powierzchni 73 km². Ponieważ jest to rejon lotniska Dallas-Fort Worth i zabudowy miejskiej, zastosowano wzbudzenie wibratorowe używając wibratorów o sile nacisku 27 000 kG. Przetwarzanie z wykorzystaniem danych o mikrospękaniach uzyskanych w czasie szczelinowania wykazało, że są to utwory silnie zdiagenezowane, zbite i mimo nasycenia gazem ziemnym eksploatacja nie jest możliwa.

Innym przykładem jest zwiększenie o 20% stopnia szczyrpania złóż podmorskich. Firma *Total* uzyskała tak dobre rezultaty dzięki zwiększeniu rozdzielczości sejsmicznej, co z kolei pozwoliło na dokładniejsze prognozowanie własności zbiornikowych nawet w akumulacjach węglowodorów występujących w niekorzystnych facjach.

Petroleum Geo-Services ASA przedstawiło wyniki rozpoznania złóż ciężkiej ropy i piasków bitumicznych. W tym przypadku sukces przyniosło połączenie badań sejsmicznych z badaniami elektromagnetycznymi. Omawiając tę metodę prezes *Petroleum Geo-Services ASA* S. Strandness podkreślił, że droga od pomysłu do wdrożenia na skalę przemysłową jest bardzo długa, niekiedy zajmuje to nawet 16 lat.

Europa. Projekt gazociągu Nabucco przybiera coraz bardziej realne kształty. We wrześniu w Budapeszcie odbyła się konferencja z udziałem Austrii, Bułgarii, Turcji, Węgier i Włoch, na której dyskutowano o przygotowaniach do budowy 3300 km rurociągu. W konferencji uczestniczyli też komisarz UE ds. energii A. Piebalgs oraz nowo mianowany koordynator gazociągu Nabucco z ramienia Komisji Europejskiej J. Van Aarsten. Zadaniem Van Aarstena będzie ocena działań organizacyjnych i regulacyjnych niezbędnych do realizacji projektu i intensyfikacja współpracy między uczestnikami tego poważnego przedsięwzięcia, ponieważ rozpoczęcie budowy planowane jest na 2009 r. Obok austriackiego ÖMV, który był inicjatorem projektu, udziałowcami są firmy węgierskie (MOL), tureckie (*Botas*), bułgarskie (*Bulgargaz*) i rumuńskie (*Transgaz*). Zainteresowanie udziałem w budowie

wyraził również *Gaz de France*. W dalszym ciągu nie są określone źródła dostaw gazu — wymienia się Bliski Wschód, region Morza Kaspijskiego, Rosję, Turcję i Iran. Ten ostatni kierunek budzi najwięcej zastrzeżeń ze względu na kontrowersje między Unią i USA i Iranem w sprawie programu nuklearnego.

Konkurencyjnym projektem planowanym przez *Gazprom* jest gazociąg South Stream z południowej Rosji do Włoch. W tym przypadku podstawowym źródłem zaopatrzenia ma być gaz kaspijski, a więc ten sam, który ma płynąć gazociągiem Nabucco. Pomyślnym sygnałem w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego dla UE były rozmowy austriacko-azerskie. Minister gospodarki Austrii M. Bartenstein podpisał z ministrem przemysłu i energii Azerbejdżanu N. Alijewem list intencyjny o współpracy pomiędzy ÖMV AG i azerskim *Socarem*. Współpraca będzie obejmowała dostawy gazu z Azerbejdżanu gazociągiem Nabucco do węzła sieci gazowniczej w Baumgarten pod Wiedniem. Nie podano żadnych szczegółów co do ilości transportowanego gazu, ustalono tylko, że rozpoczną się one w 2012 r. Ze strony austriackiej zajmie się tym nowo utworzone biuro ÖMV AG w Baku.

Rumunia. Podziemny magazyn gazu Tirgo Mures został zbudowany w wyeksploatowanym złożu gazu ziemnego i jest drugim co do wielkości magazynem w Rumunii z pojemnością 300 mln m³. Teraz większościowym udziałowcem (59%) stał się *Gaz de France*. Francuski koncern zdobył dominującą pozycję w tej branży, ponieważ poprzednio zakupił 65% udziałów innego krajowego operatora magazynów gazu, *Amgaz*.

Norwegia. Oficjalne uruchomienie eksploatacji złoża Ormen Lange zostało wyznaczone na 8 października br., ale już 13 września rozpoczęto wydobywanie gazu. Nastąpiło to niemal dokładnie w 10 rocznicę odkrycia złoża. Pierwsze rdenie wydobyto na pokład platformy *Ocean Alliance* 26 września 1997 r. Były to drobnoziarniste piaskowce o doskonałych własnościach zbiornikowych, bez domieszek mułu i ilu. Znakomite były też wyniki testów złożowych. Wyzwaniem była natomiast głębokość morza — waha się ona od 800 do 1100 m. Wówczas była to bardzo duża głębokość i operatorzy działający na Morzu Północnym nie mieli doświadczenia w dowiercaniu i eksploatacji na takiej głębokości. Gaz ze złoża Ormen Lange będzie przesyłany do zakładu przeróbki w Nyhamna na wybrzeżu odległym ok. 120 km, a następnie najdłuższym podmorskim gazociągiem Langeled o długości 1200 km do W. Brytanii.

Ormen Lange osiągnie pełną zdolność produkcyjną, czyli 70 mln m³/d gazu i 6800 t/d kondensatu w 2010 r. i wtedy eksport gazu ziemnego z Norwegii do Europy wzrośnie do 120 mld m³ rocznie, co zaspokoi 20% europejskiego zapotrzebowania na gaz. Jednocześnie Norwegia stanie się drugim eksporterem gazu na świecie. Głównymi udziałowcami i operatorami tej inwestycji są *Norsk Hydro* i *Shell*, pozostali to *Petoro*, *Statoil*, *DONG* i *ExxonMobil*. Dotychczasowe nakłady na instalacje wydobywcze, zakład w Nyhamna i rurociągi wyniosły 6,5 mld €.

Dwa nowe odkrycia zostały dokonane na Morzu Północnym i Morzu Norweskim. W otworze 16/2-3 na strukturze Ragnarrock stwierdzono występowanie ropy naftowej w utworach kredowych. Wiercenie osiągnęło głębokość 1856 m przy głębokości wody 113 m. Po zakończeniu opróbowania przewidziane jest odwiercenie otworu rozpoznawczego 16/2-4. Złoże Ragnarrock znajduje się w pobliżu ośrodka eksploatacji Sleipner, ok. 35 km od złoża Gudrun. Drugie odkrycie jest zlokalizowane w głębokowodnej strefie Morza Norweskiego (głębokość wody wynosi 928 m) na strukturze Midnattsol. Otwór 4605/10-1 był wiercony do głębokości 3158 m. Gaz ziemny występuje w utworach górnokredowych. Dotychczas nie określono wielkości akumulacji, ani jej charakterystyki złożowej. Obiekt jest położony 40 km na N od złoża Ormen Lange. W obu przypadkach operatorem jest *Statoil*.

Otwór rozpoznawczy 7120/6-2 na złożu Snøhvit wiercony do głębokości 3120 m miał zbadać roponośność zachodniej części struktury i miąższość serii produktywnej (Prz. Geol., 11/2007, str. 838). Decyzja o jego odwierceniu została podjęta w trakcie dyskusji o możliwości wykorzystania na złożu Snøhvit nie tylko zasobów gazu ziemnego, lecz także ropy naftowej. W otworze potwierdzono występowanie ropy, lecz w mniejszych ilościach niż oczekiwano i w związku z tym przerwano dalsze rozpoznanie. Przedstawiciel *Statoilu* oświadczył, że decyzja jest ostateczna i wynika z przesłanek ekonomicznych. Dodatkowym argumentem jest rozpoczęcie w pełnej skali eksploatacji gazu ze złoża Snøhvit, co uniemożliwia udostępnienie horyzontów roponośnych w przyszłości.

W ramach restrukturyzacji swoich aktywów w Europie koncern *ConocoPhillips* sprzedaje swoje stacje funkcjonujące pod marką JET. W ub. roku *Lukoil* zakupił 83 stacje JET działające w Polsce. Teraz 274 stacje w Skandynawii (163 w Szwecji, 72 w Danii i 39 w Norwegii) przejmuje *Statoil*. Są to stacje samoobsługowe, co odpowiada profilowi obsługi klientów rozwijanemu przez *Statoil*. Transakcja musi być zaaprobowana przez Komisję Europejską. Nie opublikowano szczegółowych warunków, ani wartości kontraktu.

Kazachstan. Zarząd polskiego *Petrolinvestu* poinformował 23 września br., że w otworze G-4D w obrębie koncesji Żubantam uzyskano przyływ ropy w ilości 5,4 t/d. Horyzont produktywny ma miąższość 8 m, z tego udostępniono po perforacji do prób interwał 5 m. Przewidziano też opróbowanie innych horyzontów o łącznej miąższości 29 m, uznanych na podstawie wyników badań geofizycznych za roponośne. Wiercenie G-4D osiągnęło głębokość 751 m. W następnym komunikacie z 25 września podano, że wydobyto 38 t ropy i można się spodziewać na przełomie roku rozpoczęcia próbnej eksploatacji w granicach 163–190 t/d. Zostaną również wykonane kolejne odwierty, w tym 3 płytkie do 750 m, 3 lub 4 do głębokości 2000 m i jeden głęboki do 5000 m.

W granicach koncesji Żubantam znajdują się zasoby ropy naftowej obliczane na 163 mln t, z czego 34 mln t należy do kategorii zasobów wydobywalnych. Trwają prace poszukiwawcze na dwóch innych koncesjach *Petrolinvestu* w Kazachstanie, Dautskoje i OTG.

Turkmenistan. Po spotkaniu 19 września br. z austriackim ministrem gospodarki M. Bartensteinem prezydent Turkmenistanu G. Berdymuhamedow oświadczył, że jego kraj rozpocznie sprzedaż gazu ziemnego do Europy i wiąże się to z tworzeniem alternatywnych szlaków eksportowych przez Morze Kaspijskie, z pominięciem Rosji. Sugerował, że nowy gazociąg może prowadzić przez Azerbejdżan. Dotychczas cały eksport gazu ziemnego z Turkmenistanu odbywa się gazociągami będącymi w gestii *Gazpromu*.

Irak. Spółka zawiązana przez kanadyjską firmę *Addax Petroleum Corp.* z Calgary i turecką Genel Enerji AS odniosła sukces na złożu Taq Taq. Czwarły otwór rozpoznawczy TT-7 uzyskał łącznie z 3 poziomów produktywnych w kredowych formacjach Qamchuqa, Kometan i Shiranish przyływ 5108 t/d ropy o ciężarze 0,7883 g/cm³ (48° API). Tak dużą wydajność zapewniają znaczne miąższości interwałów złożowych — odpowiednio 53 m, 111 m i 232 m. Wiercenie TT-7 jest położone 2,9 km na SE od wiercenia TT-4 usytuowanego na kulminacji struktury i dowieconego do głębokości 2187 m. Operator rozpoczął wykonywanie zdjęcia sejsmicznego 3-D o powierzchni 290 km² i planuje wiercenie piątego i szóstego otworu rozpoznawczego. Złoże Taq Taq znajduje się w Kurdystanie, ok. 60 km na NE od Kirkuku.

Źródła: *Alexander Gas & Oil Connections*, *DONG*, *Gazprom*, *IHS*, *Norsk Hydro*, *Oil&Gas Financial Journal*, *Oil&Gas Journal*, *OPEC*, *Petrolinvest*, *Statoil*, *Upstream*, *World Oil*