

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski*



Świat. Wydobycie gazu ziemnego na świecie w ostatnich latach wykazuje dość znaczne fluktuacje. W 2003 r. wzrost produkcji wynosił 5,6%, w 2004 r. tylko 1,3%, a w 2005 r. ponownie było to 4,1% (tab. 1). Na taki wynik wpłynęło przede wszystkim zwiększenie wydobycia na Bliskim Wschodzie i w Afryce. Utrzymuje się spadkowy trend w Ameryce Północnej i Europie Zachodniej, czyli w regionach grupujących największych odbiorców gazu. W Ameryce Północnej większe wydobycie w Meksyku nie mogło zrównoważyć zmniejszenia w USA i w Kanadzie. Podobnie w Europie, mimo większej produkcji gazu w Norwegii i Danii, łączna produkcja z Morza Północnego zmniejszyła się o 1,5%. W Rosji wydobycie nieco wzrosło, chociaż zbyt mało, aby umożliwić realizację rozległych planów eksportowych. Największy przyrost wydobycia gazu odnotowano w Nigerii (154%) i w Kazachstanie (142,3%).

Miesięcznik *Offshore* przedstawił 5 projektów inwestycyjnych na morzu, które w 2005 r. uznano za wyróżniające się pod względem innowacyjności, ochrony środowiska i bezpieczeństwa. Jednocześnie są to inwestycje, które stały się sukcesem ekonomicznym i przemysłowym. Najlepszym przykładem jest chińskie złożo Lufeng, odkryte w 1983 r. Eksploatację rozpoczęto konwencjonalnymi metodami w 1997 r. i wskutek zmniejszającej się wydajności już w 2004 r. planowano jej zakończenie. *Statoil*, który przejął złożo od poprzedniego operatora, opracował zmienioną strategię zagospodarowania, opartą na wykorzystaniu statku FPSO i wierceniu z otworów głównych otworów bocznych. Statek FPSO *Munin* nie tylko odbiera i magazynuje wyprodukowaną ropę (poprzednio transportowano ją zwykłymi tankowcami bezpośrednio na ląd), ale magazynuje również zużyte płyny wiertnicze, zapewnia bezpieczny zrzut wody złożowej, dostarcza energii do operacji wstępnej oczyszczania ropy, gazu i instalacji eksploatacyjnych, posiada lądowisko dla śmigłowców i zapewnia dodatkową powierzchnię hotelową i magazynową dla obsługi. Na statku znajdują się również systemy sterujące podwodnymi urządzeniami wydobywczymi. W trzech z pięciu istniejących otworów eksploatacyjnych wykonano odgałęzienia boczne, co wymagało wstrzymania produkcji na 11 miesięcy. Wszystkie zmiany zostały przeprowadzone w porozumieniu z drugim udziałowcem, CNOOC (*China National Offshore Oil Co.*), posiadającym 25% udziałów. W II kw. 2005 r. wznowiono wydobycie, osiągając dzięki odbudowie ciśnienia, wydajność ponad 6800 t/d ropy. Później wydobycie ustabilizowało się na poziomie 1350–2700 t/d ropy. Przedstawiciel *Statoilu* uważa, że współczynnik sczerpania złoża Lufeng wzrośnie z 32% do 40%, co pozwoli na wydłużenie czasu eksploatacji do

2008 r. Złożo Lufeng znajduje się na Morzu Południowochińskim, na wodach o głębokości 330 m, w odległości 250 km od Hong Kongu.

Drugim projektem zasługującym na omówienie jest złożo Sanha w Zat. Gwinejskiej. Po rozpoczęciu eksploatacji w styczniu 2005 r. poważnym problemem okazały się znaczne ilości gazu ziemnego towarzyszącego ropie. Maksymalne wydobycie z zespołu złóż Sanha i Bomboco ma wynieść 12 250 t/d ropy i kondensatu z 50 otworów. Aby uniknąć spalania gazu, zaprojektowano połączenie metody zatłaczania gazu do złoża i skraplania gazu przy użyciu statku typu FONG (*Floating Oil and Natural Gas*). Statek został zaprojektowany specjalnie do warunków złoża Sanha i będzie z niego obsługiwane wyłącznie to złożo, ponieważ czas eksploatacji ocenia się na 25 lat (zasoby szacuje się na 35 mln t równoważnika ropy). Ze względu na duże ilości kondensatu i skład gazu towarzyszącego będzie produkowany gaz płynny LPG (*Liquid Petroleum Gas*), tj. mieszanina skroplonego butanu i propanu. Około 14 mln m³/d oczyszczonego, suchego gazu będzie ponownie zatłaczanych do złoża. Złożo Sanha znajduje się na wodach Kabinidy, enklawy Angoli, w odległości 37 km od wybrzeża. Operatorem jest filia *ChevronTexaco — Cabinda Gulf Oil Co. Ltd.*

Kolejną wyróżnioną inwestycją jest projekt Basker-Manta, obejmujący 3 złoża — Basker, Manta i Gummy — u wybrzeży Australii, w cieśninie Bassa. Tu również do udostępnienia złóż zastosowano statek FPSO *Crystal Ocean* o nośności 8700 DWT. Głębokość wody (155 m) i trudne warunki morskie wymagały specjalnych rozwiązań w zakresie kotwiczenia FPSO i tankowców odbierających ropę i dotychczas opóźniały wykorzystanie zasobów węglowodorów odkrytych w 1983 r. Zaproponowano kombinację dynamicznego utrzymywania pozycji statku i systemów kotwiczenia umożliwiających szybkie odłączenie statku oraz instalacji pompujących ropę w przypadku pogorszenia się pogody. Z pierwszego otworu eksploatacyjnego Basker-2 rozpoczęto produkcję w listopadzie 2005 roku. W połowie br. spodziewane jest osiągnięcie wydobycia 3400–4000 t/d ropy, co zaspokoi 25% zapotrzebowania stanu Wiktorii. Inwestycja jest realizowana przez australijskie firmy: *Anzon Australia Ltd.* oraz *Beach Petroleum Ltd.*

Zagospodarowanie złóż Czajwo, Odoptu i Arkutun-Dagi na Sachalinie ma długą historię, skomplikowaną głównie przyczynami polityczno-finansowo-organizacyjnymi, lecz sfera techniczna również wymagała szczególnego podejścia. Należało uwzględnić bardzo trudne warunki klimatyczne i aktywność sejsmiczną, dlatego też urządzenia wiertnicze zostały w całości obudowane i przystosowane do pracy w temperaturach do –40°C; do konstrukcji zastosowano też specjalne gatunki stali. Urządzenie *Jastreb* do wiercenia otworów o dużym nachyleniu jest największym lądowym urządzeniem wiertniczym. Wyposażone jest m.in. w zbiorniki płuczkowe o pojemności 270 t i 680 t, zamiast standardowo stosowanych zbiorników o pojemności 130 t.

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

Tab. 1. Wydobycie gazu ziemnego na świecie w latach 2004–2005 (wg *Oil Gas Journal*)

Kraj	Wydobycie [mld m ³]		Zmiana 2004:2005 [%]
	2004	2005	
Ameryka Północna	802,4	757,7	-5,6
Kanada	202,9	169,8	-16,3
Meksyk	47,4	49,8	5,1
USA	552,1	538,2	-2,5
Ameryka Południowa	133,6	135,9	1,7
Argentyna	45,7	43,8	-4,1
Brazylia	9,6	9,6	-0,5
Trynidad	29,6	31,2	5,2
Wenezuela	34,2	28,3	-17,1
Pozostałe	14,5	23,1	58,9
Europa Zachodnia	305,9	291,0	-4,9
Dania	8,6	9,9	15,0
Holandia	82,8	69,1	-16,5
Niemcy	19,3	18,9	-1,6
Norwegia	76,7	84,8	10,7
W. Brytania	101,1	92,5	-8,5
Włochy	13,0	11,8	-9,5
Pozostałe	4,4	3,9	-11,3
Europa Wschodnia + b. ZSRR	758,7	837,9	10,4
Kazachstan	14,1	20,0	42,3
Inne kraje b. ZSRR	110,9	172,6	55,6
Rosja	607,4	630,8	3,8
Rumunia	5,6	5,7	0,8
Pozostałe w Europie Wsch.	20,7	14,0	-32,3
Afryka	128,6	140,8	9,5
Algieria	84,3	90,0	6,7
Egipt	14,1	13,7	-2,9
Libia	7,1	7,3	2,8
Nigeria	15,0	23,0	54,0
Pozostałe	8,1	6,8	-15,6
Bliski Wschód	231,0	286,3	23,9
Arabia Saudyjska	55,0	64,9	17,9
Iran	73,6	90,6	23,1
Katar	29,4	38,3	30,2
Zjedn. Emiraty Arab.	42,5	45,7	7,6
Pozostałe	30,5	46,8	53,5
Daleki Wschód	264,4	290,2	9,7
Chiny	40,8	50,5	23,8
Indie	26,4	26,5	0,4
Indonezja	62,5	64,1	2,6
Malezja	43,3	44,2	2,1
Pakistan	36,7	38,6	5,2
Tajlandia	22,4	23,6	5,1
Pozostałe	32,3	42,7	32,2
Australia + Oceania	39,5	41,0	3,8
Australia	35,1	37,0	5,3
Pozostałe	4,4	4,0	-8,5
Razem świat	2671,9	2780,9	4,1
W tym OPEC	399,8	441,0	10,3
W tym M. Północne	211,1	207,9	-1,5

Dołączono także zamknięty magazyn rur okładzinowych, łączonych w odcinki 9-metrowe. Urządzenie odwiertiło już 7 otworów: 4 otwory eksploatacyjne ropne, 3 gazowe i 1 zatłaczający gaz. Konstrukcja i wyposażenie betonowej platformy wiertniczej *Orlan* także zostały dostosowane do szczególnych wymagań, m.in. przez dodanie podwodnych zaworów bezpieczeństwa, zabezpieczających przed wyciekami w przypadku uszkodzenia przewodu przez trzęsienie ziemi. Wydobycie ropy rozpoczęło się w październiku 2005 r. Całkowity koszt projektu Sachalin 1 jest szacowany na 12 mld USD.

Podobnie jak poprzednio omówione projekty, złoża Okwori na wodach Nigerii charakteryzuje się nietypowymi warunkami geologiczno-złożowymi, komplikującymi jego zagospodarowanie. Horyzonty piaszczyste zawierają luźne piaski o dużej przepuszczalności.

Mięszkość interwału roponośnego wynosi od 1,5 do 105 m, ale składa się on z licznych oddzielnych horyzontów, dodatkowo rozciętych uskokami. Eksploatacja wymaga więc bardzo skomplikowanych schematów dowiercania, dostosowanych do zmiennych parametrów w poszczególnych partiach złoża. W praktyce okazało się to bardzo trudne i mimo wykonania badań sejsmicznych 3-D, przez 26 lat od odkrycia złoża kilku kolejnych operatorów nie poradziło sobie z tym zadaniem. Dopiero firma *Addax Petroleum*, wykorzystując zaawansowane technologie wiercenia i dowiercania oraz najnowsze podwodne instalacje wydobywcze, uzyskała opłacalną produkcję. Było to selektywne wiercenie otworów, dostosowane do zmiennych warunków w kolejnych horyzontach; oddzielanie ich od siebie sterowanymi hydraulicznie tulejami; dokładna kontrola zapieczętowania płuczki; analiza ropy w celu ustalenia migracji pomiędzy odrębnymi blokami złoża i wiele innych rozwiązań. W marcu 2005 r. rozpoczęto przemysłowe wydobycie, które utrzymuje się na poziomie 2700–3400 t/d ropy. Dzięki rozbudowaniu instalacji podwodnych i wykorzystaniu zamiast platform wydobywczych jednostki FPSO koszty eksploatacyjne kształtują się w granicach 4 USD/baryłkę ropy.

Wszystkie przytoczone przykłady ilustrują rolę innowacji technicznych i organizacyjnych w powodzeniu inwestycji zlokalizowanych niekiedy w skrajnie niekorzystnych warunkach, a mimo to pomyślnie realizowanych.

OPEC. W dniach 22–24 kwietnia br. w Doha w Katarze odbyło się 10. Międzynarodowe Forum Energetyczne. Korzystając z obecności ministrów ds. ropy naftowej krajów członkowskich OPEC, sekretarz generalny OPEC M. Daukoru przeprowadził z nimi nieformalne konsultacje. W komunikacie wydanym 24.04.2006 r. podtrzymano dotychczasowe stanowisko organizacji o dostatecznym poziomie podaży ropy — przeważało zdanie Iranu, sprzeciwiającego się zwiększeniu wydobycia. Jak można było się spodziewać, na 141. Nadzwyczajnej Konferencji OPEC, którą zorganizowano 01.06.2006 r. w Wenezueli, kontynuowano tę samą linię postępowania i limity wydobycia pozostały niezmienione. Następną okazją do zmian będzie dopiero konferencja w Wiedniu, wyznaczona na 11.09.2006 r., chociaż możliwe jest dokonanie korekty, jeśli będzie to wynikało z obserwacji rynku prowadzonej przez komitet monitorujący.

Europa. Krótkotrwałe ograniczenie dostaw gazu ziemnego z Rosji do Europy Zachodniej na początku 2006 r., wywołane pośrednio konfliktem rosyjsko-ukraińskim,

zaniepokoiło opinię publiczną i było nawet przedmiotem interpelacji w Komisji Europejskiej. Jednak ostrzeżenie było, widocznie, zbyt słabe, bo skończyło się na dyskusjach. W kwietniu Rosja wysłała następne sygnały ilustrujące skutki zapowiadanej ekspansji eksportowej na rynki ropy naftowej i gazu ziemnego. W marcu nie doszło do skutku podpisanie kontraktu umożliwiającego *Gazpromowi* wejście na rynek detaliczny gazu we Włoszech. Później rząd Wielkiej Brytanii chciał zablokować przejęcie przez *Gazprom* brytyjskiego koncernu energetycznego *Centrica*. Działania Włoch i Wielkiej Brytanii były reakcją na sztywne stanowisko rządu rosyjskiego w sprawie dostępu zagranicznych firm naftowych i gazowniczych do rynku wewnętrznego. W odpowiedzi na to, na spotkaniu ambasadorów 25 państw Unii Europejskiej w Moskwie z prezesem *Gazpromu* A. Millerem, padło ostrzeżenie, że *ograniczenie aktywności Gazpromu w Europie i podkreślanie politycznego charakteru dostaw gazu rosyjskiego, podczas gdy jest to wyłącznie zagadnienie ekonomiczne, może mieć nie-dobre konsekwencje. Nie należy zapominać, że przygotowujemy się do dostaw gazu na nowe rynki w Ameryce Północnej i w Chinach. Także producenci gazu w Azji Środkowej są zainteresowani rynkiem chińskim.* Tydzień później prezes *Transnefti* (eksploatującej rurociągi naftowe), S. Wajnsztok stwierdził, że rosyjski eksport ropy naftowej jest zbyt mocno nastawiony na Europę, a to powoduje, że uzyskiwane ceny są zbyt niskie. Można to zmienić, kierując się w stronę Chin, Korei Południowej, Japonii i Australii. Oczywiście, oznaczałoby to zmniejszenie dostaw ropy rosyjskiej dla Europy, bo podaż nie jest przecież nieograniczona. Istotnie, cena ropy *Ural* (o c.wł. $0,8654 \text{ g/cm}^3 = 32^\circ \text{ API}$) jest o 3–5 USD niższa od ropy *Brent*, ale *Brent* to ropa lekka, niskosiarkowa (c.wł. $0,8348 \text{ g/cm}^3 = 38^\circ \text{ API}$), do której przerobu przystosowane są rafinerie zachodnioeuropejskie.

Wypowiedzi strony rosyjskiej wzbudziły zaniepokojenie w Europie. Komisarz UE ds. energii, Andris Piebalgs stwierdził, że te oświadczenia potwierdzają obawy UE przed uzależnieniem od jednego dostawcy. Zapowiedział też, że UE będzie ostrożniej patrzeć na współpracę z Rosją, w tym także na *Gazociąg Północnoeuropejski*. Unia Europejska będzie się też starać o dostawy gazu z różnych źródeł, aby zachować konkurencję. Była to dość stanowcza deklaracja, ale jej znaczenie osłabiły późniejsze wyjaśnienia rzecznika prasowego komisarza, Ferrana Tarandellas Espuni. Łagodził on negatywną ocenę inicjatywy niemieckiej w sprawie budowy *Gazociągu Północnoeuropejskiego*.

Zacieśnienie współpracy rosyjsko-niemieckiej stało się jeszcze bardziej widoczne po rozmowach kanclerz A. Merkel i prezydenta W. Putina w Tomsku 27 kwietnia br. Uzgodniono tam zwiększenie udziałów *Gazpromu* w niemieckiej firmie gazowniczej *Wingas*. *Wingas* jest spółką koncernu BASF i *Gazpromu*. Dotychczas *Gazprom* posiadał 35% udziałów, teraz będzie dysponował 50% udziałów. Nic więc dziwnego, że kurs akcji *Gazpromu* szybko rośnie i 6 maja br. osiągnął 12,7 USD. W 2000 r. wartość rosyjskiego koncernu wynosiła 6 mld USD, w 2002 r. 19 mld USD, w 2003 r. 30 mld USD, a teraz 300,65 mld USD. Tym samym znalazł się on na trzecim miejscu na świecie, jeśli chodzi o wartość giełdową, za *ExxonMobil* (387,2 mld USD) i *General Electric* (366,5 mld USD). Biorąc pod uwagę pozycję finansową *Gazpromu* i powiązania z tak ważnymi dla gospodarki niemieckiej firmami, jak BASF i E.ON, opracowanie wspólnej, unijnej polityki energetycznej będzie bardzo trudne.

USA. Przygotowania Kuby do zakrojonych na szerszą niż dotychczas skalę poszukiwań ropy i gazu w Zat. Meksykańskiej wywołało debatę na temat polityki federalnej Służby Zarządzania Zasobami Mineralnymi (MMS — *Minerals Management Service*), agencji Dep. Energii odpowiedzialnej za koncesje i gospodarkę surowcami mineralnymi. Przez wiele lat MMS utrzymywała zakaz prowadzenia prac poszukiwawczych na wodach wokół Florydy. Nowy, 5-letni plan przyznawania koncesji w obrębie szelfu kontynentalnego również przewiduje zakaz wierceń w 160-kilometrowej strefie wzdłuż wybrzeży Florydy. Tymczasem raporty Służby Geologicznej USA z lutego 2005 r. szacują zasoby geologiczne basenu północnej Kuby na 1,26 mld t ropy i 617 mld m³ gazu, a zasoby akwenu między Kubą i Florydą na 625 mln t ropy i 277 mld m³ gazu. W 1977 r. dokonano rozgraniczenia sektorów amerykańskiej i kubańskiej strefy ekonomicznej. Korzystając z tego porozumienia Kuba ogłosiła przetarg na bloki poszukiwawcze i eksploatacyjne na swoich wodach. Spotkał się on z zainteresowaniem firm: brazylijskich, kanadyjskich, hiszpańskich, norweskich, indyjskich i chińskich. Są one gotowe poczynić inwestycje rzędu 1,7 mld USD. Oznacza to, że w odległości 50 km od wybrzeża Florydy mogą wkrótce stanąć obce platformy wiertnicze i może się rozpocząć eksploatacja ropy wraz ze wszystkimi skutkami ubocznymi. Nic więc dziwnego, że stanowisko MMS jest atakowane z dwóch stron: za niewykorzystanie potencjalnych zasobów węglowodorów i za zaniechanie działań w ochronie środowiska morskiego stanu Floryda. W Izbie Reprezentantów i w Senacie odezwały się głosy wzywające do zniesienia zakazu wierceń. Argumentowano, że toczy się spór o udostępnienie zasobów ropy i gazu na Alasce, zlokalizowanych w skrajnie trudnych warunkach geograficznych i klimatycznych, i bardzo daleko od odbiorców, gdy tymczasem blisko głównych ośrodków przemysłu naftowego znajdują się zasoby o porównywalnej wielkości i znacznie łatwiej dostępne. Szczególnie niepokojący dla kongresmenów jest udział firm chińskich. W ubiegłym roku, gdy chiński koncern CNOOC chciał kupić firmę *Unocal Corp.*, skoordynowana akcja instytucji finansowych i kół politycznych uniemożliwiła tę transakcję i ostatecznie *Unocal* został wykupiony przez *ChevronTexaco Corp.* Teraz, powołując się na *Narodową Strategię Bezpieczeństwa*, opracowaną przez rząd prezydenta W. Busha, szuka się możliwości zablokowania poszukiwań kubańskich.

Dla Kuby, która w 2004 r. wydobywała ok. 10 tys. t/d ropy, co pokrywało 50% krajowego zapotrzebowania (mocno ograniczonego przez system racjonowania paliw), możliwość uzyskania samowystarczalności w zaopatrzeniu w ropę naftową i gaz ziemny byłaby istotnym wzmocnieniem gospodarki. Ostatnie większe odkrycie w postaci otworu ropnego Cupey-1X nastąpiło w 1994 r.

Koncern *Schlumberger*, za kwotę 2,4 mld USD, wykupił od *Baker Hughes* 30% udziałów *WesternGeco* i stał się jedynym właścicielem największej firmy geofizycznej na świecie. *WesternGeco* powstało w 2000 r. z połączenia *Western Atlas* i *Geco Prakla*. Do tej pory *Schlumberger* był posiadaczem 70% akcji przedsiębiorstwa *WesternGeco*, pozostałe 30% należało do *Baker Hughes*. Najważniejszymi konkurentami *WesternGeco* na rynku usług geofizycznych są amerykańska *Veritas DGC Inc.* i norweska *PGS AS*.

Źródła: *British Petroleum, Hart's E&P, Offshore, Oil&Gas Journal, OPEC, Statoil, Upstream, World Oil*