



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹

Świat. Wstępne dane dotyczące wydobycia ropy naftowej na świecie w 2008 r. wskazują na stabilizację poziomu produkcji. Jednocześnie widoczny jest wzrost wydobycia ropy w krajach OPEC o 4,6% i spadek o 5,5% na Morzu Północnym, ważnym dla Europy (tab. 1). Zmniejszenie produkcji ropy naftowej nastąpiło też w Ameryce Północnej, przy czym najbardziej zaznaczyło się w Meksyku, niemal o 10%, nieco mniej w USA i Kanadzie. W Ameryce Południowej tylko dzięki nowym odkryciom w Brazylii i przyrostowi produkcji ropy w Kolumbii ogólny bilans jest neutralny, bo jednocześnie nastąpił spadek wydobycia ropy w Wenezueli i Argentynie. W Rosji rok 2008 był kolejnym okresem obniżenia produkcji ropy, ale w całym regionie, obejmującym kraje b. ZSRR, bardzo dobre wyniki odnotowano w Azerbejdżanie i Kazachstanie. Kazachstan uzyskał najwyższy wskaźnik wzrostu poziomu wydobycia w tabeli — 128,5%. Spadające wydobycie ropy z Morza Północnego powoduje, że podobnie jak w 2007 r. Europa Zachodnia jako całość wykazuje ujemny wskaźnik produkcji. Nie tylko w Norwegii, Wielkiej Brytanii i Danii, ale i we Włoszech wydobyto mniej ropy. Bardzo zmienna jest sytuacja w Afryce, gdzie po 3,3-procentowym wzroście w 2007 r. nastąpiła teraz stagnacja. Wpływa na to znaczny spadek wydobycia w Nigerii oraz stabilizacja u dwóch innych ważnych producentów, czyli Algierii i Libii. Z kolei w Angoli wchodzi do eksploatacji nowe złoża i kraj ten stał się drugim co do wielkości producentem w regionie. Znaczący wzrost nastąpił również w Egipcie. Bliski Wschód, jako zaplecze OPEC, charakteryzuje się oczywiście dodatnim wskaźnikiem wzrostu wydobycia ropy, ale i tu są wyjątki w postaci Iranu, występującego zwykle na posiedzeniach organizacji z pozycji zdecydowanego zwolennika ograniczeń i restrykcji. Bardzo zróżnicowane są wyniki produkcyjne krajów Dalekiego Wschodu. Poprawiła się sytuacja w Indonezji, która z powodu zmniejszającego się wydobycia w ostatnich latach rozważała nawet wystąpienie z OPEC, spadła natomiast produkcja ropy w Indiach i Malezji. Jeszcze bardziej pogorszyły się wyniki przemysłu naftowego Wietnamu, gdzie ubiegłoroczny spadek wydobycia ropy sięga 12%. W 2003 r. w Wietnamie wydobycie wynosiło 48 tys. t/d, teraz jest to tylko 37,1 tys. t/d ropy. Największy azjatycki producent ropy, jakim są Chiny, nieznacznie tylko zwiększył wydobycie i w sytuacji utrzymującego się dużego zapotrzebowania na energię szuka dostawców ropy nawet w bardzo odległych regionach, czego przykładem są negocjacje z Wenezuelą.

Ubiegły rok był okresem wyjątkowo wysokich cen ropy, a jednocześnie zaznaczył się już wpływ światowego kryzysu gospodarczego i niewątpliwie te zjawiska odbijają się na statystykach wydobycia tego surowca. Tegoroczny poziom cen ropy różni się zasadniczo, więc zestawienie wydobycia ropy na świecie w 2009 r. zapewne też będzie wyglądało inaczej.

Europa. Spotkania w Sofii (25 kwietnia) i w Pradze (8 maja), poświęcone budowie południowego korytarza energetyczno-transportowego, miały zaktywizować przygotowania do rozpoczęcia najważniejszych inwestycji, jednak w rzeczywistości nie wyszły poza sferę deklaracji. W komunikacie z konferencji w Sofii, zorganizowanej pod hasłem *Gaz ziemny dla Europy: Bezpieczeństwo i partnerstwo*, podkreślono, że Karta Energetyczna UE jest podstawą do uregulowania problemów bezpieczeństwa energetycznego w Europie. Zapewniano też o poparciu dla wszelkich inwestycji infrastrukturalnych służących dywersyfikacji zaopatrzenia Europy w węglowodory. Prezydent Georgi Pyrwanow, odnosząc się do żądań *Gazpromu* dotyczących dostępu do bułgarskich gazociągów, stwierdził, że rosyjski koncern musi respektować suwerenność Bułgarii. Jednakże następnego dnia po zakończeniu unijnej konferencji premier Sergiej Staniszew udał się do Moskwy i z wyjaśnień towarzyszącego mu ministra energii Petera Dymitrowa wynikało, że głównym celem wizyty jest podpisanie porozumienia o udziale Bułgarii w projekcie South Stream. Są to więc całkowicie sprzeczne sygnały i nie rokują one sprawniej realizacji projektów unijnych. Podobnie można ocenić rezultaty szczytu „Południowy korytarz” w Pradze. Zapowiedziano monitorowanie postępu przygotowań do utworzenia korytarza, dołożenie starań do terminowego ukończenia połączenia Grecja-Włochy i zakończenie studium wykonalności projektu nazwanego *Caspian Development Corporation*. Ponadto zobowiązano państwa członkowskie Unii Europejskiej i Turcję do podpisania porozumienia w sprawie Nabucco do końca czerwca br. Należy też przyspieszyć podpisanie listów intencyjnych z Irakiem i Egipcem dotyczących współpracy w zagospodarowaniu złóż gazu ziemnego i rozwoju potencjału eksportowego. Dokument końcowy praskiego szczytu został podpisany przez przewodniczącego Rady Europejskiej Mirka Topolánka, przewodniczącego Komisji Europejskiej Jose Barroso i prezydentów Azerbejdżanu, Gruzji i Turcji. W obradach uczestniczyli też przedstawiciele Egiptu, Kazachstanu, Turkmenistanu i Uzbekistanu.

Powyższe działania, a raczej zapowiedzi działań, wywołały szybką reakcję Rosji. Na spotkaniu stałego komitetu ds. partnerstwa energetycznego Unii Europejskiej i Rosji z udziałem komisarza A. Piebalgsa wicepremier Igor Sieczyn negatywnie ocenił Kartę Energetyczną UE

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

Tab. 1. Wydobycie ropy naftowej na świecie w 2008 r. wg *Oil and Gas Journal*, 2009

Kraj	Wydobycie ropy [tys. t/d]		Zmiana 2007 : 2008 [%]
	2007	2008	
Ameryka Płn.	1470,024	1405,0	95,6
Kanada	356,456	352,1	98,8
Meksyk	419,288	380,7	90,8
USA	694,28	672,2	96,8
Ameryka Płd.	837,216	838,8	100,2
Argentyna	85	82,8	97,4
Brazylia	237,728	246,6	103,7
Kolumbia	72,216	78,9	109,2
Wenezuela	326,128	319,9	98,1
Pozostałe	116,144	110,7	95,3
Europa Zach.	599,08	565,4	94,4
Dania	42,432	39,0	92,0
Norwegia	308,856	296,5	96,0
W. Brytania	207,264	192,6	92,9
Włochy	14,688	13,6	92,6
Pozostałe	25,84	23,7	91,6
Europa Wsch.	1691,16	1715,5	101,4
Azerbejdżan	112,472	121,2	107,7
Inne kraje b. ZSRR	62,696	55,5	88,5
Kazachstan	147,968	190,1	128,5
Rosja	1344,088	1325,7	98,6
Rumunia	13,328	12,6	94,9
Pozostałe	10,608	10,3	97,4
Afryka	1259,36	1266,8	100,6
Algieria	184,688	186,7	101,1
Angola	230,792	257,6	111,6
Egipt	86,768	92,3	106,4
Libia	232,288	234,5	100,9
Nigeria	294,576	264,4	89,8
Pozostałe	230,248	231,3	100,5
Bliski Wschód	2996,488	3121,6	104,2
Arabia Saudyjska	1173	1230,3	104,9
Irak	284,648	324,0	113,8
Iran	534,752	531,4	99,4
Katar	108,664	115,3	106,1
Kuwejt	332,384	353,9	106,5
Oman	96,56	97,6	101,1
Syria	52,904	52,9	100,0
Zjedn. Emiraty Arab.	344,352	351,7	102,1
Pozostałe	69,224	64,6	93,3
Daleki Wschód	930,92	935,4	100,5
Chiny	508,504	517,2	101,7
Indie	93,432	92,1	98,5
Indonezja	114,104	116,6	102,1
Malezja	103,224	103,0	99,7
Wietnam	42,16	37,1	88,1
Pozostałe	69,496	69,5	100,0
Australia i Oceania	66,504	75,3	113,3
Australia	60,384	62,4	103,4
Pozostałe	6,12	12,9	211,1
Ogółem świat	9829,128	9923,8	101,0
w tym OPEC	4160,24	4353,6	104,6
w tym M. Północne	561,136	530,5	94,5

opracowaną przez Komisję Europejską: *jeśli unia nie zgodzi się na udział w finansowaniu napelniania ukraińskich magazynów gazu, to zakłócenia w dostawach gazu, które przeżywalimy w styczniu, będą miały katastrofalne przedłużenie w następnej zimie*. Sprzeciwił się też stanowczo planom odwrócenia kierunku przesyłu ropy w rurociągu Odessa-Brody i zagroził, że może to spowodować również kłopoty z ropą dla Europy.

Liczba odbiorców gazu ziemnego, przyłączonych do sieci w 27 krajach Unii Europejskiej, wzrosła w 2008 r. o 1% w porównaniu z rokiem 2007 i wynosi 112,5 mln klientów. Rynki gazu ziemnego w poszczególnych krajach UE różnią się znacznie, ale generalnie obserwuje się wzrost zużycia gazu. Według danych Eurogas w 2007 r. zużycie gazu ziemnego wyniosło 506,4 mld m³ i zwiększyło się w 2008 r. o 2,1% do 517 mld m³. Największym konsumentem gazu jest Wielka Brytania, zużywająca 101,8 mld m³, co stanowi wzrost o 4,3% w porównaniu z rokiem 2007. Drugie i trzecie miejsce zajmują Niemcy i Włochy (odpowiednio 85,1 mld m³ i 82,8 mld m³), ale tam w tym samym okresie nastąpił niewielki spadek zużycia gazu. Wydobycie gazu ziemnego z własnych złóż wyniosło 202 mld m³, czyli 39% całkowitego zużycia UE i zwiększyło się o 1,8% w stosunku do poprzedniego roku. Pozostała część dostaw gazu pochodzi z Rosji (25%), Norwegii (18%) i Algierii (10%).

Polska. Decyzje rządu o realizacji inwestycji *Terminal regazyfikacyjny skroplonego gazu ziemnego LNG w Świnoujściu* uzyskały wsparcie w postaci porozumienia o dostawach gazu skroplonego z Kataru. Zarząd PGNiG SA podpisał 15 kwietnia br. z prezesem *Qatargas Operating Co.* Faisalem M. Al Suwaidi wstępną umowę na dostawę od 2014 r. 1 mln t skroplonego gazu ziemnego rocznie do terminalu w Świnoujściu. Oznacza to, że po regazyfikacji z terminalu do krajowej sieci gazowniczej będzie dostarczane ok. 1,4 mld m³ gazu. W pierwszym etapie terminal będzie mógł odbierać 2,5 mld m³ gazu rocznie, docelowo zdolność przeładunkowa osiągnie 7,5 mld m³. W przypadku opóźnienia terminowego oddania do eksploatacji instalacji w Świnoujściu możliwy będzie tymczasowy odbiór gazu z Kataru w belgijskim terminalu skroplonego gazu ziemnego w Zeebrugge. Kontrakt będzie zawarty na 20 lat. Skroplony gaz będzie transportowany najnowszymi tankowcami typu Q-flex o pojemności 210 000 lub 216 000 m³. Statki Q-flex przy mniejszym zużyciu paliwa i niższej emisji CO₂ mogą przewozić o 40% więcej gazu niż konwencjonalne tankowce. W sierpniu 2008 r. eksploatowanych było 16 tankowców Q-flex, wszystkie należące do *Qatargas Transport Co.*

W czerwcu 2008 r. norweskie Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii ogłosiło 20. rundę przetargową na 79 bloków poszukiwawczych na Morzu Północnym. W przetargu brało udział m. in. *Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA* za pośrednictwem spółki zależnej *PGNiG Norway AS* i uzyskało 35% udziałów w licencji poszukiwawczo-wydobywczej PL 521. Licencja obejmuje 3 bloki 6509/4,5,6 na Morzu Norweskim o powierzchni ok. 1000 km². Głębokość morza w tym rejonie wynosi od 350 do 450 m. Licencja jest udzielona na 6 lat z możliwością przedłużenia do 30 lat i zobowiązuje udziałowców do wykonania w pierwszej kolejności badań sejsmicznych 3-D. Operatorem jest *StatoilHydro* (40% udziałów), trzecim partnerem jest *Svenska Petroleum Exploration Norge AS* z 25% udziałów.

toilHydro (40% udziałów), trzecim partnerem jest *Svenska Petroleum Exploration Norge AS* z 25% udziałów.

Firma *Aurelian Oil & Gas Poland Sp. z o. o.* we wstępnym raporcie z poszukiwań w Polsce wysoko oceniła wyniki uzyskane na złożu Siekierki. Interpretacja zdjęcia sejsmicznego 3-D o powierzchni 298 km² pozwoliła na poszerzenie konturu złoża i w połączeniu z informacjami z otworu Trzek-1 umożliwiła dokonanie nowego oszacowania zasobów gazu. Geologiczne zasoby gazu ziemnego ocenia się na 4,6 do 30 mld m³, ponadto występują zasoby warunkowe (*contingent resources*) wymagające dalszego rozpoznania, oceniane są one na 7,3 do 13,7 mld m³ gazu. W bieżącym roku planuje się wykonanie 2 wierceń poziomych i przeprowadzenie długoterminowego testu produkcyjnego.

Rosja. Gazowiec *Energy Frontier* odpłynął z portu Prigorodnoje na Sachalinie do Japonii z ładunkiem 45 000 m³ skroplonego gazu ziemnego z instalacji Sachalin 2, należącej do konsorcjum *Sakhalin Energy*. Pierwsza dostawa gazu skroplonego jest przeznaczona dla *Tokyo Gas* i *Tokyo Electric*. Uruchomiona niedawno linia skraplania gazu ma docelową zdolność produkcyjną 9,6 mln t rocznie. Dyrektor generalny *Sakhalin Energy* Ian Craig określił to wydarzenie jako wejście Rosji na azjatycki rynek skroplonego gazu ziemnego. Przewiduje się, że 65% eksportu gazu skroplonego będzie kierowane do Japonii, pozostałą ilość będzie kupować Korea Południowa i inni odbiorcy w Azji południowo-wschodniej.

Wielka Brytania. Wiadomości z ostatnich miesięcy o odkryciach w brytyjskim sektorze Morza Północnego mogą być oznaką zahamowania spadkowego trendu wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego. W otworze Cairngorm-16/3a-11z przewiercono horyzont złożowy, z którego uzyskano przepływ 272 t/d ropy. Ponieważ w czasie szczelinowania nastąpiło uszkodzenie interwału zbiornikowego, platforma *Byford Dolphin* rozpoczęła wiercenie następnego otworu 16/2b-5, w którym zbadane zostaną również poziomy perspektywiczne w utworach paleocenu i eocenu.

Jednym z ważniejszych odkryć był otwór Juliet 47/14b-10 w Basenie Południowym, położony w pobliżu złoża Amethyst. Stwierdzono tam akumulację gazu o wydajności 1,07 mln m³/d gazu. Głębokość końcowa wiercenia wyniosła 9502 m.

W południowej części Morza Północnego w otworze East Breagh 42/13-4 stwierdzono horyzont gazonośny o miąższości netto 21,9 m i wydajności 288 tys. m³/d gazu. Następne wiercenie 42/13-5z osiągnęło jeszcze lepszy rezultat, uzyskując w próbach przepływ 735 tys. m³/d gazu.

W otworze Cladhan 210/29a-4 przewiercono piaskowcowy jurajski interwał złożowy o miąższości netto 7,6 m. Otwór osiągnął głębokość końcową 2699 m. Piaskowce jurajskie z objawami węglowodorów o miąższości 37,4 m przewiercono również w otworze Fulmar o głębokości końcowej 4209 m.

Austriacki ÖMV (UK) Ltd. osiągnął sukces w wierceniu w otworze 204/25a-8 na obiekcie Amos na zachód od Szetlandów, uzyskując przemysłowy przepływ ropy oraz w środkowej części Morza Północnego na obiekcie Jackdaw, gdzie nawiercono horyzonty nasycone węglowodorami.

Norwegia. Koncern *StatoilHydro* poinformował o przygotowaniu nowego projektu eksploatacji złoża Statfjord, który wydłuży okres wydobywania ropy aż do roku 2020. Złoże Statfjord, jedno z najstarszych na szelfie norweskim, zostało odkryte przez *Mobil* w 1974 r. Eksploatacja rozpoczęła się 24 listopada 1979 r. z platformy produkcyjnej Statfjord A. Najwyższe dzienne wydobywanie osiągnięto 16 stycznia 1987 r. — wyniosło ono 115 627 t ropy. Obecnie wydobywanie z 3 platform wynosi 20–21 tys. t/d ropy i 6 mln m³ gazu. Teraz planowane jest zainstalowanie na głębokości do 4500 m nowych pomp głębinowych, które będą odwadniały złoże, obniżając ciśnienie i uwalniając więcej gazu. Na platformie C zostanie umieszczonych 8 pomp, a na platformie B — 4 pompy. Całkowity koszt inwestycji przedłużających życie złoża wyniesie 60 mld koron, czyli ok. 6,8 mld euro. Operatorem zespołu złóż Statfjord jest *StatoilHydro* posiadające 44,3% udziałów, 21% dysponuje *ExxonMobil*, 15,1% *ConocoPhillips*, właścicielami pozostałej części udziałów są *Norske Shell* i *Centrica*.

Brazylia. Niedawno rząd brazylijski wydał oświadczenie w związku z zaproszeniem wystosowanym przez Arabię Saudyjską do wstąpienia do OPEC określając je jako przedwczesne, ponieważ Brazylia dopiero wchodzi do grona czołowych producentów ropy naftowej na świecie. Priorytetem jest zwiększenie dochodów państwa poprzez eksport produktów rafinacji, a nie sprzedaż surowej ropy. Jednak ostatnie wypowiedzi prezydenta Luiza Inacio Lula da Silva i ministra górnictwa i energii Edisona Lobao mogą oznaczać zmianę stanowiska. Prezydent powiedział, że

rząd ponownie rozważa zaproszenie i wkrótce Brazylia stanie się członkiem OPEC. Wcześniej minister E. Lobao informował, że otrzymał oficjalne zaproszenie z OPEC, lecz jego kraj powinien wstąpić do organizacji dopiero, gdy stanie się eksporterem ropy. Obecnie Brazylia zużywa własną produkcję ropy w całości i nadal importuje ten surowiec. Nie może więc zastosować się do wymagań OPEC co do ograniczenia wydobywania. Potwierdził to dyrektor *Petrobras* Paulo Roberto mówiąc o rozbudowie rafinerii i zwiększeniu mocy przerobowych instalacji do produkcji benzyny, która będzie ważnym produktem eksportowym na rynkach Ameryki Łacińskiej.

Rozpoczęcie wydobywania ropy ze złoża Tupi w basenie Santos, które nastąpiło 1 maja br., zyskało niezwykłą oprawę. Na pokład statku FPSO *Cidade de San Mateus* przybyli minister górnictwa i energii E. Lobao oraz dyrektor koncernu *Petrobras* Sergio Gabrielli. Uruchomili oni próbną eksploatację. Pojemnik z pierwszą ropą został następnie uroczyście wręczony prezydentowi L. I. Lula da Silva. *Petrobras* planuje osiągnięcie w 2010 r. dziennego wydobywania ropy ze złoża Tupi w ilości 13 600 t i 4 mln m³/d gazu i zwiększenia go w 2013 r. do 30 tys. t/d. Jednocześnie zapowiedziano zmiany w ustawodawstwie dotyczącym koncesji i prawa naftowego w kierunku podwyższenia opłat eksploatacyjnych i zaostrzenia warunków kontraktów wydobywczych.

Źródła: Alexander Gas & Oil Connections, Aureliano-il, Eurogas, Gazprom, Hart's E&P, Kommersant, Offshore, Oil&Gas Financial Journal, Oil&Gas Journal, oil.ru, OPEC, PGNiG, Rapid, Rigzone, RusEnergy, StatoilHydro, Upstream, World Oil