



## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski<sup>1</sup>

**Świat.** Porównanie wydobycia ropy naftowej w 2006 i 2007 r. (obliczonego na podstawie średniej produkcji dziennej w tych latach) wykazuje sporo różnic (tab. 1). W ujęciu globalnym obserwuje się zmniejszenie produkcji ropy naftowej o 0,5% (poprzednio utrzymywała się ona na tym samym poziomie). Produkcja ropy w grupie OPEC wzrosła o 3,5%; udział tych producentów w światowej produkcji wynosi 42%. W Europie Zachodniej w dalszym ciągu trwa tendencja do zmniejszania się wydobycia. Poprawiła się sytuacja w Wielkiej Brytanii, gdzie zamiast spadku nastąpił słaby wzrost. W Europie Wschodniej (wraz z krajami b. ZSRR) wskaźniki z kolejnych lat są zbliżone; wpływa na to przede wszystkim stabilizacja wydobycia ropy naftowej w Rosji. Na uwagę zasługuje poprawa wyników wydobycia ropy w Rumunii, zwłaszcza po ubiegłorocznym dość silnym spadku produkcji.

W Ameryce Północnej zwiększyło się wydobycie ropy naftowej w Kanadzie, z jednoczesnym większym spadkiem w Meksyku, co sprawia, że chociaż ogólny wynik w regionie jest ujemny (-0,6%), to jednak jest lepszy od wyniku z poprzedniego roku. Ameryka Południowa ma ujemny wskaźnik wydobycia, do czego przyczynia się zmniejszenie produkcji ropy w Wenezueli o 6,4%.

Na Bliskim Wschodzie poza Irakiem, gdzie postępuje odbudowa wydobycia ropy naftowej, przeważnie wydobycie jej zmniejszyło się. Arabia Saudyjska nie jest już największym producentem ropy na świecie i przeszło 5-procentowy spadek produkcji w 2007 r. oddala ją od czołowego miejsca. Jedyne regionem, w którym produkcja ropy wzrosła, jest Afryka, chociaż i tu są spadki, jak w przypadku Nigerii, spowodowane strajkami, sabotażami i niestabilną sytuacją wewnętrzną. Z kolei w Angoli seria odkryć złóżowych i zagospodarowanie nowych zasobów przyniosły efekt w postaci wzrostu produkcji aż o 21,7%.

Na Dalekim Wschodzie u największego producenta, czyli w Chinach, wzrost wyniósł tylko 1,5%, co nie pokrywa rosnącego zapotrzebowania krajowego. Spada wydobycie ropy w Indonezji, co zresztą jest przyczyną wystąpienia jej z OPEC. Po kilku latach szybkiego wzrostu zmniejszyła się też produkcja ropy w Wietnamie.

Interesujące wyniki przyniosła ankieta na temat stanu zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego oraz zapowiadane szczytu wydobycia, przeprowadzona przez *Seismic Micro Technology Inc.* w czasie dorocznej konwencji *American Association of Petroleum Geologists*. Ponad 60% respondentów sądzi, że udokumentowane zasoby zaczną się zmniejszać w ciągu 10 lat, a 1/3 jest przekonana, że szczyt wydobycia nadejdzie wcześniej, już za 5 lat. Jako potencjalne obszary nowych odkryć złóż, o zasobach większych niż 680 mln t, ankietowani wymieniali Brazylię i pia-

ski roponośne w Kanadzie. Respondenci uważają, że wysokie ceny ropy, powyżej 150 USD za baryłkę, będą się utrzymywać w najbliższych latach, a uzależnienie świata od paliw kopalnych jako głównego źródła energii nie zmieni się w perspektywie 25 lat. Należy dodać, że 60% ankietowanych reprezentuje Amerykę Północną, 46% zaś jest w wieku 45 lat lub więcej.

**Europa.** Konsorcjum *Nordstream* prowadzi od 1998 r. prace przygotowawcze do budowy Gazociągu Północnego, w których czołowe miejsce zajmują badania hydrograficzne Bałtyku. Jak wiadomo, jednym z głównych zagrożeń wiążących się z budową Gazociągu Północnego jest amunicja zatopiona w Bałtyku po zakończeniu II wojny światowej. Szczególnie groźna jest spoczywająca na dnie broń chemiczna. Tylko niektóre miejsca zatopienia amunicji są znane, często dokonywano tego bez oznaczenia na mapach morskich lokalizacji składowisk i rodzaju ładunku.

Badania dna morskiego w pasie o szerokości 2 km wykonano w 2005 r. i na tej podstawie wyznaczono 2 potencjalne trasy rurociągu. Były one następnie sprawdzane szczegółowo w korytarzu o szerokości 180 m. W pierwszym etapie profilowano dno morza za pomocą echosondy szerokopasmowej i sonaru bocznego, badano rodzaj osadów dennych i wykonywano pomiary magnetometrem. Drugi etap obejmował pomiary grawimetryczne przy użyciu 12-czujnikowego przyrządu o rozstawie 6,7 m, zamontowanego na zdalnie sterowanym pojeździe podwodnym. Równocześnie obraz dna był rejestrowany dwoma kamerami. W trzecim etapie ponownie sprawdzano trasę, analizując wszelkie zidentyfikowane podejrzone obiekty, nawet wielkości 10 cm. Wykryto pojedyncze miny i nagromadzenia amunicji, m.in. w Zatoce Fińskiej. Obecnie wykonano już 95% pomiarów szczegółowych zaplanowanych na lata 2007–2008. Po ich zakończeniu będą podjęte decyzje o ewentualnych korektach trasy gazociągu lub usunięciu przeszkód.

Konsorcjum *Nordstream*, prowadzące prace przygotowawcze do budowy gazociągu, wyczarterowało w szwedzkich i duńskich firmach 3 statki przeznaczone do badań hydrograficznych i geofizycznych: *Triad*, *Franklin* i *Pollux*.

**Morze Północne.** Postępujący od kilku lat spadek wydobycia ropy na Morzu Północnym, zarówno w sektorze brytyjskim, jak i norweskim, wiąże się przede wszystkim ze znacznym stopniem sczerpania złóż. Dotychczasowe szacunki podawały, że od początku eksploatacji na brytyjskim szelfie kontynentalnym wydobyto ok. 5 mld t równoważnika ropy naftowej. Jednak postęp techniczny i rosnące ceny ropy sprawiają, że obecnie opłaca się rozwiercać złoża poprzednio uważane za trudno dostępne lub odległe i ocena dostępnych zasobów jest bardziej optymistyczna. Mike Tholen, dyrektor ekonomiczny Oil & Gas UK (do 2007 r. UKOOA — *United Kingdom Offshore Operators Association*), organu koordynującego funkcjonowanie przemysłu naftowo-gazowniczego na Morzu Północnym, twierdzi, że pozostałe wydobywalne zasoby ropy i gazu są znacznie większe od tego, co wynika z danych podawa-

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

**Tab. 1. Wydobycie ropy naftowej w 2006 i 2007 r. (wg Oil & Gas Journal, 2008)**

Kraj	Wydobycie ropy w 2006 r. w tys. t/d	Wydobycie ropy w 2007 r. w tys. t/d	Zmiana 2007:2006 w %
<b>Ameryka Płn.</b>	<b>1478,5</b>	<b>1470,0</b>	<b>-0,6</b>
Kanada	341,8	356,5	4,3
Meksyk	442,8	419,3	-5,3
USA	693,9	694,3	0,1
<b>Ameryka Płd.</b>	<b>865,8</b>	<b>837,2</b>	<b>-3,3</b>
Argentyna	86,8	85,0	-2,1
Brazylia	234,2	237,7	1,5
Kolumbia	71,7	72,2	0,7
Wenezuela	348,4	326,1	-6,4
Pozostałe	124,7	116,1	-6,9
<b>Europa Zach.</b>	<b>630,2</b>	<b>599,1</b>	<b>-4,9</b>
Dania	45,4	42,4	-6,6
Norwegia	338,8	308,9	-8,8
W. Brytania	206,4	207,3	0,4
Włochy	15,0	14,7	-1,8
Pozostałe	24,6	25,8	4,9
<b>Europa Wsch.</b>	<b>1616,2</b>	<b>1669,4</b>	<b>3,3</b>
Inne kraje b. ZSRR	68,0	62,7	-7,8
Rosja	1291,7	1322,3	2,4
Rumunia	13,3	13,3	0
Pozostałe	243,2	271,0	11,4
<b>Afryka</b>	<b>1219,0</b>	<b>1259,4</b>	<b>3,3</b>
Algieria	183,3	184,7	0,8
Angola	189,7	230,8	21,7
Egipt	91,1	86,8	-4,9
Libia	232,3	232,3	0
Nigeria	301,8	294,6	-2,4
Pozostałe	220,7	230,2	4,3
<b>Bliski Wschód</b>	<b>3062,9</b>	<b>2996,5</b>	<b>-2,2</b>
Arabia Saudyjska	1237,3	1173,0	-5,2
Irak	258,4	284,6	10,2
Iran	529,2	534,8	1
Katar	111,9	108,7	-2,8
Kuwejt	340,1	332,4	-2,3
Oman	100,6	96,6	-4,1
Syria	57,5	52,9	-7,9
Zjedn. Emiraty Arab.	357,0	344,4	-3,6
Pozostałe	70,7	69,2	-2,2
<b>Daleki Wschód</b>	<b>935,3</b>	<b>930,9</b>	<b>-0,5</b>
Chiny	500,9	508,5	1,5
Indie	92,5	93,4	1
Indonezja	121,4	114,1	-6
Malezja	102,1	103,2	1,1
Wietnam	46,9	42,2	-10
Pozostałe	71,4	69,5	-2,7
<b>Australia i Oceania</b>	<b>66,4</b>	<b>66,5</b>	<b>0,2</b>
Australia	57,7	60,4	4,9
Pozostałe	8,7	6,1	-29,7
<b>Ogółem świat</b>	<b>9874,3</b>	<b>9829,1</b>	<b>-0,5</b>
w tym OPEC	4021,1	4160,2	3,5
w tym M. Północne	592,8	561,1	-5,4

nych przez przemysł, i wynoszą 3,5 mld t. Zastrzega jednak, że są to akumulacje trudne w eksploatacji i pierwszoplanowym zadaniem jest teraz stworzenie systemu zachęt

do inwestycji naftowych na brytyjskim szelfie kontynentalnym i zwiększenie ich zakresu. Ostatnie posunięcia rządu dotyczące zmian podatkowych są dobrym krokiem. Należy pamiętać, że koszt wydobycia jednej baryłki ropy naftowej na Morzu Północnym wynosi 35 USD, co sprawia, że jest to jedna z najdroższych prowincji naftowych na świecie i inwestorzy mogą wybierać inne, tańsze lokalizacje.

**Włochy.** Koncern ENI poinformował o odkryciu nowego złoża gazu w Cieśninie Sycylijskiej o zasobach szacowanych na 16 mld m<sup>3</sup>. Złoże zostało odkryte w otworze Cassiopea-1, zlokalizowanym ok. 22 km od Agrigento, na wodach o głębokości 560 m. We wstępnych testach produkcyjnych uzyskano przyływ 190 tys. m<sup>3</sup>/d gazu (132 m<sup>3</sup>/min). Zagospodarowanie nowego złoża będzie ułatwione dzięki wykorzystaniu infrastruktury pobliskich złóż Argo i Panda.

**Turcja.** Dzień przed początkiem starć zbrojnych między Gruzją, Osetią i Rosją nastąpiło uszkodzenie rurociągu Baku–Tbilisi–Ceyhan. Rzecznik tureckiej firmy *Botas*, będącej operatorem rurociągu, poinformował o eksplozji i pożarze rurociągu w wyniku sabotażu. Zapowiedział również, że przerwa w pracy rurociągu może potrwać nawet 5 tygodni, co oznacza, że 4 mln t ropy ze złóż Azeri–Chirak–Guneshli w Azerbejdżanie nie dotrze do terminalu w Ceyhan. Przedstawiciel *British Petroleum Azerbaijan* powiedział, że ropa jest magazynowana w pobliżu złóż i alternatywną drogą transportu mógłby być rurociąg Baku–Supsa, niedawno uruchomiony ponownie po usunięciu uszkodzeń wywołanych osuwiskiem.

Wysadzenia rurociągu BTC dokonali separatyści kurdyjscy. Oświadczenie takie pojawiło się 6 bm. na stronie internetowej Sił Obrony Narodu — militarnego skrzydła Partii Pracujących Kurdystanu. Jest to realizacja wcześniejszych gróźb komendanta Sił Obrony B. Erdala, który zapowiadał odwet za represje wojsk tureckich wobec ludności kurdyjskiej.

Sytuacja z dostawami ropy z Morza Kaspijskiego może się pogorszyć, jeśli konflikt gruzińsko-osetyjski będzie się nasilał. Już teraz nadeszły informacje o bombardowaniu przez rosyjskie samoloty rurociągu BTC oraz o zablokowaniu przez flotę rosyjską gruzińskich portów nad M. Czarnym, co zamyka możliwość wykorzystania terminalu Supsa.

Prezes *Lukoilu* W. Alekperow podpisał w Stambule umowę o zakupie przez rosyjski koncern 100% akcji operatora sieci stacji benzynowych *Akret*. Firma posiada 693 stacje (5% krajowego rynku detalicznego), 8 terminali przeładunkowo-magazynowych, 5 magazynów skroplonego gazu ziemnego oraz instalacje produkcyjno-dystrybucyjne paliw lotniczych i smarów. Koszt transakcji wynosi 500 mln USD.

**Wenezuela.** W czasie pobytu prezydenta H. Chaveza w Rosji podpisano porozumienie pomiędzy PVdSA i *Lukoilem* o rozszerzeniu współpracy w zakresie wydobycia i przeróbki ciężkiej ropy naftowej. Porozumienie przewiduje udział *Lukoilu*, *Gazpromu* i TNK-BP w projekcie eksploatacji złóż ropy w obrębie bloku Junin-3 w basenie Orinoko. Studium będzie obejmować udokumentowanie wielkości zasobów ciężkiej ropy i zbadanie możliwości przetwarzania surowca i eksportu produktów. Głównym celem wizyty Chaveza w Rosji i na Białorusi były zakupy broni. Wenezuela chce kupić samoloty, czołgi, okręty podwodne, systemy obrony przeciwlotniczej i inny sprzęt wojskowy wartości 30 mld USD. Stąd zgoda na wejście firm rosyjskich na rynek wenezuelski na uprzywilejowanych

warunkach. Równocześnie prezydent Wenezueli ponowił swoje zapowiedzi zerwania kontraktów z tymi zagranicznymi firmami naftowymi, które ograniczają transfer zaawansowanej technologii z zakresu wiercenia i dowiercania, oczyszczania i stabilizacji ropy surowej i bezpieczeństwa w przeróbce i transporcie. PdVSA nie dysponuje odpowiednio przygotowanymi specjalistami i sprzętem, aby uzyskać wysoką efektywność eksploatacji złóż. W październiku ub. roku, po odmowie podpisania kontraktów na nowych, mniej korzystnych dla zagranicznych inwestorów warunkach, z Wenezueli wycofały się *ExxonMobil* i *ConocoPhillips*.

Rozwija się również współpraca Wenezueli z Białorusią. W czasie wizyty H. Chaveza w Mińsku omawiano wyniki osiągnięte przez 2 spółki założone w grudniu 2007 r.: *Petrolera BeloVenezolana* i *Sismica BeloVenezolana* i zapowiadano intensyfikację wspólnych przedsięwzięć. *Petrolera BeloVenezolana*, eksploatująca złoża Guara Este i Lagomedio, planuje roczne wydobycie w wysokości 700 tys. t ropy.

**Turkmenistan.** Aczkolwiek zainteresowane strony ogłosiły o osiągnięciu porozumienia w sprawie budowy gazociągu TAPI (Turkmenistan–Afganistan–Pakistan–Indie), to jednak nadal brak uzgodnień w takiej podstawowej kwestii, jaką są ceny gazu. Turkmenistan nie zgadza się na proponowaną przez Indie cenę 200–230 USD za 1000 m<sup>3</sup> i żąda 400–450 USD/1000 m<sup>3</sup>, co dla Indii, po uwzględnieniu opłat tranzytowych i podatków, czyni zakup nieopłacalnym. Nie wiadomo też, na jakim etapie są negocjacje cenowe z Pakistanem i Afganistanem. Turkmenistan ma mocną pozycję przetargową, gdyż w kolejce po gaz turkmeński stoją Rosja, Chiny, Iran, a także Unia Europejska. Przepuszczalnie cena ok. 400 USD za 1000 m<sup>3</sup> będzie obowiązywać od 2009 r. na granicy Rosja–Turkmenistan zgodnie z ostatnimi ustaleniami i Turkmenistan chce stosować tę formułę cenową w kontraktach z innymi odbiorcami.

Projekt gazociągu TAPI przewiduje rozpoczęcie budowy w 2010 r. i początek dostaw gazu w 2015 r. Turkmenistan zapewnia, że do września br. dostarczy międzynarodowy certyfikat dotyczący wielkości zasobów gazu ziemnego. Jednakże skala problemów wiążących się z realizacją tej inwestycji jest znacznie większa. Jednym z nich jest konieczność rozminowania trasy gazociągu i zapewnienia bezpieczeństwa w czasie eksploatacji.

Gazociąg TAPI jest intensywnie wspierany przez USA akcentujące wielokrotnie swoje strategiczne zainteresowanie Afganistanem. Rząd USA uważa tę inwestycję za ważny element stabilizacji gospodarki afgańskiej, a tym samym stabilizacji politycznej. Tylko z tytułu opłat tranzytowych Afganistan mógłby uzyskać 180 mln USD rocznie, co stanowi połowę obecnych dochodów budżetowych. Drugim ważnym czynnikiem jest możliwość blokowania konkurencyjnego projektu gazociągu z Iranu do Pakistanu i Indii, a tym samym wzmocnienia sankcji przeciw Iranowi. Kolejnym argumentem jest perspektywa utworzenia nowej trasy eksportowej gazu ziemnego z Azji Środkowej omijającej Rosję. Z drugiej strony lista przeszkód stojących przed realizacją tej wielkiej inwestycji energetycznej jest długa, począwszy od zdobycia środków finansowych (obecnie jest to 7,6 mld USD), uzgodnienia cen surowca i opłat za przesył, aż do zagadnień bezpieczeństwa we wszystkich państwach tranzytowych. Gazociąg TAPI ma przebiegać m.in. przez prowincję Kandahar w Afganistanie, kontrolowaną przez kanadyjski kontyngent sił NATO. Stwarza to trudną sytuację dla rządu kanadyjskiego, gdyż dotychczasowe zobowiązania wobec NATO przewidują obecność oddziałów kanadyjskich w

Afganistanie do 2011 r., tymczasem ochrona gazociągu wymagałaby przedłużenia misji wojskowej.

**Kanada.** Złoża piasków roponośnych zyskują na znaczeniu wraz ze wzrostem cen ropy naftowej. Kalkulacje kosztów wyprodukowania 1 t ropy z piasków, pochodzące z 2006 r., pokazywały, że produkcja jest opłacalna, gdy cena ropy wynosi powyżej 25 USD za baryłkę, więc obecna cena tym bardziej zapewnia zadowalającą ekonomikę inwestycji. Prognoza wydobycia bituminów w Kanadzie do 2015 r., opracowana przez *Canadian Association of Petroleum Producers*, przewiduje, że udział ropy lekkiej i ciężkiej będzie się zmniejszał, natomiast produkcja ropy z piasków roponośnych wzrośnie 4-krotnie.

Historia wykorzystania piasków bitumicznych z prowincji Alberta rozpoczęła się w 1883 r., gdy G.C. Hoffman po raz pierwszy wydzielił ropę z piasków przy użyciu gorącej wody. W 1928 r. K. Clark uzyskał patent na proces ekstrakcji bituminów wykonywany podobną metodą. Patent Clarka został wykorzystany w 1930 r. w pierwszej instalacji produkującej bituminy z piasków na skalę przemysłową w miejscowości Fitzsimmons, nazwanej później Bitumont, i funkcjonującej do 1958 r. Produkcja na większą skalę została uruchomiona w 1967 r. po zastosowaniu koparek zbierakowych i wieloczerpakowych i był to początek firmy *Suncor Energy Inc.*

Potencjał złożowy piasków roponośnych w prowincji Alberta jest ogromny. Trzy najważniejsze obszary — Atabaska, Peace River i Cold Lake zajmują powierzchnię 140 000 km<sup>2</sup>, znajdują się tam zasoby geologiczne szacowane na 231–340 mld t ropy. Ze względu na miąższość pokładów i najpłytsze zaleganie najkorzystniejsze warunki do eksploatacji górniczej występują w rejonie Atabaski. Zakładając uzysk 0,136 t ropy z 0,157 t bituminów zawartych w piaskach, otrzymujemy wielkość zasobów wydobywalnych i ekonomicznych w warunkach obecnej technologii rzędu 24 mld t ropy, co daje Kanadzie drugie miejsce po Arabii Saudyjskiej w kategorii udokumentowanych zasobów ropy naftowej. Obecnie największe zakłady wydobywające piaski roponośne i produkujące ropę to:

- ❑ *Millenium, Firebag* i *Voyager*, należące do koncernu *Suncor*, których zdolności produkcyjne wynoszą 32,4 tys. t/d ropy i innych produktów;
- ❑ *North Mine* i *Aurora Mine*, należące do koncernu *Syncrude*, z przeciętną produkcją dzienną 47,6 tys. t;
- ❑ *Muskeg River*, wchodzące w skład konsorcjum *Athabasca Oil Sands Project*, wytwarzające 22,3 tys. t/d ropy;
- ❑ *Cold Lake*, zarządzane przez *Imperial Oil* i *Canadian Natural Resources*, produkujące 28,9 tys. t/d ropy.

Inne ważniejsze instalacje to *Mackay River (Petro-Canada)*, *Foster Creek* i *Christina Lake (EnCana)*, *Primrose/Wolf Lake*, *Peace River* i *Pelican Lake*. Kilkanaście nowych obiektów znajduje się w fazie projektowania lub budowy.

Paradoksalnie, jednym z ważnych czynników hamujących inwestycje w złoża piasków roponośnych jest wzrost cen surowców energetycznych. Tam, gdzie piaski zalegają zbyt głęboko, aby eksploatować je odkrywkowo, stosuje się metodę SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*), polegającą na ekstrakcji bituminów ze złoża parą wodną doprowadzoną otworami wiertniczymi, a rosnąca cena gazu ziemnego, używanego do wytwarzania pary, wpływa na koszty produkcji.

Źródła: *Alexander Gas & Oil Connections*, *BP*, *Gazprom*, *Hart's E&P*, *International Hydrographic & Seismic Search*, *Offshore*, *Oil & Gas Financial Journal*, *Oil & Gas Journal*, *Oilru.com*, *OPEC*, *Rigzone*, *Statoil*, *Upstream*, *World Oil*