

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Dane z publikacji *BP Statistical Review of World Energy 2009* pokazują, że zużycie energii pierwotnej na świecie w 2008 r. wzrosło tylko o 1,4%, najmniej od 2001 r., i wyniosło 11 294,9 mln t równoważnika ropy naftowej. Dla porównania, zużycie tej energii w krajach Unii Europejskiej wyniosło 1728,2 mln t, co stanowi 15,3% zużycia światowego (tab. 1). W statystykach BP do źródeł energii pierwotnej prócz ropy naftowej, gazu ziemnego, węgla kamiennego i brunatnego zalicza się też energię jądrową i wodną. W załączonej tabeli obok całkowitego zużycia energii pierwotnej zamieszczono dane dotyczące energii wodnej i jądrowej oraz energii geotermalnej, słonecznej, wiatrowej i produkcji bioetanolu, które ilustrują zwiększony udział energii odnawialnej w światowym bilansie energetycznym. Zwraca uwagę ogromne zróżnicowanie w wykorzystaniu poszczególnych źródeł energii odnawialnej. Na przykład z energii słonecznej w ogóle nie korzystają takie kraje jak Indie, Indonezja, Brazylia czy Chiny, dla których z racji położenia geograficznego mogłoby to być ważne źródło energii. Z kolei pozytywnym przykładem eksploatacji energii geotermalnej jest Islandia, gdzie łączna moc zainstalowanych elektrowni i ciepłowni wynosi 573 MW — w kraju, w którym mieszka 300 tys. ludności. W niektórych krajach wzrost udziału energii odnawialnej był bardzo szybki. W produkcji bioetanolu najlepszy wynik uzyskała Austria (wzrost 491,7% w stosunku do 2007 r.) i Węgry (398,6%). W Hiszpanii ilość mocy z baterii słonecznych w okresie 2007–2008 wzrosła o 422,2%, w Korei Płd. o 353,1%. W tym samym czasie udział energii geotermalnej w Turcji wzrósł o 118,4%, w Niemczech o 106,3%, chociaż ten ostatni wskaźnik odnosi się do zainstalowanej mocy 6,6 MW — niewielkiej w porównaniu z całkowitym zużyciem energii w gospodarce niemieckiej. W Meksyku moc elektrowni wiatrowych w 2007 r. wynosiła 86 MW, a w 2008 r. już 332 MW, co stanowi wzrost o 286%. W Chinach z wiatru otrzymano w tym samym okresie o 106,3% energii więcej. Te efekty i różnice po części wynikają z dostępu do technologii i możliwości inwestycyjnych.

W styczniu br. wszystkie agencje prasowe informowały o raporcie Służby Geologicznej USA (USGS) omawiającym szacunkowe zasoby ropy naftowej w tzw. pasie naftowym Orinoko (*Orinoco Heavy Oil Belt*) w Wenezueli. Głównym przedmiotem zainteresowania była wielkość tych zasobów — 70 mld t (zasoby wydobywalne przy obecnym stanie techniki), szczególnie w zestawieniu

z obecnym zużyciem ropy na świecie wynoszącym 11,6 mln t dziennie. Raport dotyczy obszaru Luna-Quercual o powierzchni 50 000 km² stanowiącego część prowincji naftowej wschodniej Wenezueli. Jest to perspektywiczny region w przedgórskim zapadlisku La Plata-Orinoko wypełnionym osadami paleozoicznymi, mezozoicznymi i kenozoicznymi. Ruchy paleogeńskie i neogeńskie pogrzyły kredowe i starsze skały macierzyste do okna termicznego generowania ropy naftowej. Ropa znajduje się w piaszczystych osadach rzecznych, przybrzeżnych i pływowych miocenijskiej formacji Oficina. Wykazują one dużą zmienność facjalną. Dodatkowym czynnikiem utrudniającym eksploatację ropy jest występowanie kompleksów łupkowych. Opracowanie USGS oparte jest głównie na publikowanych materiałach geologicznych i złożowych dotyczących skał zbiornikowych (zasięg i miąższość piaszczystych nasyconych ropą), właściwości petrofizycznych (porowatość, nasycenie wodą), współczynników szczypania określonych w pilotażowych projektach eksploatacyjnych i szacunkowych geologicznych zasobów ropy naftowej, w tym na danych *Petroleos de Venezuela SA*. Głębokość zalegania słabo skonsolidowanych piaszczystych roponośnych waha się od 150 do 1400 m, znacznie płycej niż w głównym obszarze wydobywania ropy w Wenezueli, gdzie ropę eksploatuje się z głębokości przekraczającej 5 km. Ropa z delty Orinoko jest ropą ciężką o ciężarze 0,9593–1,0442 g/cm³ (4–16° API). Zasoby geologiczne podawane w 1987 r. przez *PdV SA* wynosiły 160 mld t, a w 2006 r. wzrosły do 176,8 mld t ropy.

Obecne opracowanie szacuje zasoby geologiczne ciężkiej ropy w pasie naftowym Orinoko na 137 mld t. Podkreśla się, że współczynniki szczypania określono według obecnego stanu technologii stosowanej w rejonie Orinoko, w Kalifornii, zachodnim Teksasie i zachodniej Kanadzie. Studium nie zawiera analizy ekonomicznej opłacalności eksploatacji ciężkiej ropy z wytypowanych akumulacji.

Na fali zainteresowania trzęsieniem ziemi na Haiti pojawiły się też informacje nawiązujące do ropo- i gazowości tego regionu. W *World Oil* zamieszczono artykuł zatytułowany *Zasoby ropy naftowej na Haiti mogą być większe niż w Wenezueli*. Przypominając opracowanie USGS z 2000 r., podano, że w rejonie Wielkich Antyli (Kuba, Haiti, Dominikana, Portoryko i wody okalające) może się znajdować przynajmniej 19,3 mln t ropy i 4,5 mld m³ gazu. Zasoby perspektywiczne mogą sięgać 127 mld t ropy i 33 mld m³ gazu. Powołano się też na opinie francuskich geologów Daniela i Ginette Mathurin, którzy informują o odkryciu w ostatnim czasie złoża ropy o zasobach 400 tys. t w płytkich formacjach geologicznych na morzu i o innych 20 rozpoznanych złożach możliwych

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

Tab. 1. Zużycie energii na świecie w 2008 r. (wg BP Statistical Review of World Energy 2009)

Kraj	Energia pierwotna ogółem (tys. t równoważnika ropy)	Energia wodna (tys. t równoważnika ropy)	Energia jądrowa (tys. t równoważnika ropy)	Bioetanol (tys. t równoważnika ropy)	Energia słoneczna (moc zainstalowana w MW)	Energia geotermalna (moc zainstalowana w MW)	Energia wiatru (moc zainstalowana w MW)
Brazylia	228 100	82,3	3,1	13 549	–	–	687
Chiny	2 002 500	132,4	15,5	1 021	–	32,1	–
Dania	17 200	0,6	–	–	3,2	–	3 159
Filipiny	25 000	2,2	–	–	–	1 978,0	–
Francja	257 900	14,3	99,6	499	121,2	–	3 671
Hiszpania	143 900	3,8	13,3	158	3 291,2	–	16 543
Holandia	91 400	–	0,9	4	55,9	–	2 222
Indie	433 300	26,2	3,5	125	–	–	9 655
Indonezja	124 400	2,7	–	–	–	10 425,0	–
Islandia	3 900	–	–	–	–	573,0	–
Japonia	507 500	15,7	57,0	–	2 148,9	5 373,0	2 033
Kanada	329 800	83,6	21,1	694	32,4	–	2 371
Meksyk	170 400	8,6	2,3	–	21,8	964,5	332
Niemcy	311 100	4,4	33,7	284	5 498,0	6,6	23 933
Norwegia	46 000	31,8	–	–	8,3	–	–
Nowa Zelandia	17 900	5,0	–	–	–	586,6	325
Polska	97 400	0,6	–	100	–	–	472
Portugalia	22 600	1,6	–	–	68,2	23,0 ¹	2 829
Rosja	684 600	37,8	36,9	–	–	79,0 ²	–
USA	2 299 000	56,7	192,0	17 460	1 172,5	2 998,5	25 237
W. Brytania	211 600	1,1	11,9	–	21,4	–	3 263
Włochy	176 600	8,8	–	30	458,2	810,5	3 731
Świat ogółem³	11 294 900	717,5	619,7	34 800	13 444,9	10 469,7	122 158
W tym Unia Europejska	1 728 200	70,6	212,7	1 317	9 568,7	1 414,3	63 462

¹ Azory; ² Kamczatka; ³ ta pozycja nie jest sumą liczb dla poszczególnych krajów wymienionych w tabeli

do zagospodarowania. Jednak wagę tych wiadomości osłabia pytanie, dlaczego Haiti nie wykorzystało dotychczas swoich zasobów surowców energetycznych, skoro są one tak łatwo dostępne, i nie oferowało koncesji poszukiwawczych.

Polska. Lakończy komunikat z 28 stycznia 2010 r. zakończył trwające od października ub. roku negocjacje polsko-rosyjskie w sprawie importu gazu rosyjskiego i równocześnie zamknął okres niepewności, co do utrzymania ciągłości zaopatrzenia w gaz odbiorców krajowych. Komunikat informuje, że w wyniku rozmów trójstronnych (PGNiG SA, OAO Gazprom i EuRoPol Gaz SA) podpisano porozumienie przewidujące przedłużenie obowiązującego kontraktu długoterminowego na dostawę

wy gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej do Polski do 2037 r. oraz możliwość zwiększenia ilości gazu dostarczanego do Polski maksymalnie do poziomu 10,2 mld m³ rocznie. Dla strony rosyjskiej ważny jest punkt porozumienia mówiący o przedłużeniu kontraktu na przesył gazu rosyjskiego przez terytorium Polski do Europy Zachodniej do 2045 r. na dotychczasowych warunkach. Jednocześnie stwierdza się, że *strony uważają za uregulowane rozbieżności dotyczące stawki opłat tranzytowych za przesył gazu należącego do OAO Gazprom w latach 2006–2009*. Podobny komunikat ukazał się na stronie Gazpromu, z tym że jako maksymalny poziom dostaw gazu podano liczbę 11 mld m³. Jeszcze więcej rozbieżności pojawia się w doniesieniach prasy rosyjskiej. Moskiewskie *Wiedomosti* podają, że Polska zobowiązała

się do odbioru minimum 85% zakontraktowanych ilości gazu. Nie wiadomo też, jakie będą opłaty tranzytowe. Stawki za tranzyt 1000 m³ gazu na odległość 100 km w 2003 r. wynosiły 2,74 USD, w 2009 r. 2,05 USD i miały zmniejszać się do 1 USD w latach 2014–2019. Kolejna różnica dotyczy rabatu w cenie gazu obiecanego w zamian za anulowanie długów za tranzyt. *Gazprom* nie potwierdza tej informacji.

W styczniu br. przed kolejną turą rozmów polsko-rosyjskich na temat dostaw gazu w dzienniku *Kommersant* ukazał się artykuł pod tytułem *Polsce brakuje rosyjskiego gazu*. Autorki komentują udzielenie zezwolenia dla *Gaz-Systemu* na wykorzystanie rezerw magazynowych gazu ziemnego pisząc, że [...] *Polska znajduje się na skraju kryzysu energetycznego*. Stwierdzają też, że sprawy zarządu *EuroPolGazu* i jego polityki taryfowej zostały już uregulowane, chociaż wspominają o żądaniach *PGNiG SA*, aby *Gazprom* zapłacił 410 mln USD tytułem opłat za tranzyt gazu rosyjskiego i za niewykonane dostawy od *RosUkrEnergo*.

W 2007 r. *Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA* nabyło udziały w 3 koncesjach produkcyjnych na Morzu Norweskim (Prz. Geol., 55: 365). Teraz w sąsiedztwie tych terenów spółka Grupy *PGNiG, PGNiG Norway A/S*, uzyskała 15% udziałów w koncesji poszukiwawczo-wydobywczej PL558. Operatorem koncesji PL558 jest *E.ON Ruhrgas Norge A/S* posiadający 30% udziałów. W br. zaprojektowano tam wiercenie poszukiwawcze *Idun N*. Zasoby złóż *Skarv-Idun* określono na 48,3 mld m³ gazu. Wydobycie gazu ziemnego rozpocznie się w III kwartale 2011 r. Materiały geologiczne wraz z interpretacją danych sejsmicznych, będące podstawą wniosku koncesyjnego złożonego w norweskim ministerstwie ds. ropy naftowej i energii, przygotowano w *PGNiG Norway A/S*.

Współpraca *PGNiG SA* z firmą *Tullow Oil plc* rozpoczęta kilka lat temu w Pakistanie jest kontynuowana w Ugandzie. Spółka należąca do Grupy *PGNiG, Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków*, będzie wierceć w północno-zachodniej Ugandzie, w rejonie Jeziora Alberta. W planach jest wykonanie otworów poszukiwawczych *Kasamene-2* i *Kasamene-3* oraz rekonstrukcja otworu *Kigogole-1*. Poprzednio dla *Tullow Oil* odwiercono 12 otworów i 3 otwory dla kanadyjskiej firmy *Heritage Oil Corp.*, w tym otwór *Kasamene-1*, w którym uzyskano przepływ 476 t/d ropy. Komunikat *Tullow Oil* z 22 stycznia br. informuje o przewierceniu w otworze *Kasamene-2*, odległym o 1 km od *Kasamene-1*, interwału złożowego o miąższości 132 m, w tym horyzontu roponośnego o miąższości 39 m i horyzontu gazonośnego o miąższości 8 m. Wiercenie zakończono na głębokości 866 m.

Prace wiertnicze krakowskiego przedsiębiorstwa w Afryce rozpoczęły się w 2001 r. od kontraktu w Ghanie, później wykonywano otwory poszukiwawcze i eksploatacyjne oraz rekonstrukcje odwiertów w Mozambiku.

USA. W 2002 r. Rosja zdystansowała USA w produkcji gazu ziemnego wydobywając 539 mld m³ gazu wobec 536 mld m³ produkcji amerykańskiej. Teraz Agencja Informacji Energetycznej podała, że wydobycie gazu w USA w ub. roku wzrosło o 3,7% osiągając 624 mld m³, najwyższy poziom w minionej dekadzie. Jak informowało rosyjskie

ministerstwo energetyki, produkcja gazu w Rosji spadła o 12% do 582 mld m³. Przyrost wydobywania gazu w USA pochodzi przede wszystkim ze zwiększenia udziału gazu z łupków. Niższe ceny gazu zachęciły sektor energetyczny do inwestycji w zasoby niekonwencjonalne takie, jak łupki gazonośne czy metan z pokładów węgla. Departament Energii USA wskazuje też na mniejsze szkody wywołane w ub. roku przez huragany.

Wzrost wydobywania gazu w USA oznacza, że ekspansja *Gazpromu* na rynek amerykański będzie trudniejsza. Jak powiedział Michaił Korczemkin, szef *East European Gas Analysis*, celem *Gazpromu* jest 10-procentowy udział w rynku gazowym do 2020 r. W sumie sukces USA przyczynił się do powstania dużej nadwyżki w podaży skroplonego gazu ziemnego w Europie, jednak ceny gazu pozostały na względnie wysokim poziomie, zniechęcając energetykę do zmiany paliwa w elektrowniach. W lipcu ub. roku gaz skroplony z Kataru w Wielkiej Brytanii kosztował 75 USD/1000 m³ w porównaniu z ceną 210–220 USD/1000 m³ z dostaw gazociągami w kontraktach długoterminowych dla odbiorców z UE. Dostawy gazu z Norwegii i Kataru do Europy w III kwartale ub. roku przekroczyły wzrost konsumpcji, natomiast eksport rosyjski spadł, m.in. wskutek zamknięcia w kwietniu 2009 r. magistrali z Turkmenistanu. Udział *Gazpromu* zmniejszył się także, ponieważ koncern nie brał pod uwagę zmniejszenia popytu i stosował niezmienną formułę cenową.

Złoże ropy naftowej *Hawkins* w Teksasie, ok. 160 km na wschód od *Dallas*, odkryte w 1940 r. było jednym z najważniejszych osiągnięć naftowych w czasie II wojny światowej. Od 1960 r. wydobyto z niego przeszło 110 mln t ropy i nadal jest jednym z 245 czynnych otworów eksploatacyjnych. *ExxonMobil* kosztem 340 mln USD zamierza wydłużyć czas eksploatacji jeszcze o 25 lat. Nowe instalacje będą odzyskiwać azot z gazu ziemnego i ponownie zatłaczać go do złoża, co pozwoli wydobyć dodatkowo 5,4 mln t ropy. Prace rozpoczną się w I kwartale br. Przedstawiciele *ExxonMobil* podkreślają, że nakłady na intensyfikację produkcji ze złóż już częściowo wyeksploatowanych, ale krajowych, są bardziej efektywne niż inwestowanie w nowych basenach w odległych regionach świata.

Wielka Brytania. Brytyjsko-holenderski koncern *Royal Dutch Shell* utracił pozycję największej europejskiej firmy naftowej na rzecz *British Petroleum plc*. Produkcja ropy w *Shellu* spadła poniżej 400 tys. t/d równoważnika ropy naftowej, natomiast produkcja *BP* zwiększyła się do 530 tys. t/d. Obie firmy odnotowały w III kwartale ub. roku niższe przychody wskutek zmniejszonego popytu na energię spowodowanego kryzysem ekonomicznym, jednak wartość rynkowa *BP* na początku stycznia 2010 r. wzrosła do 192 mld USD, podczas gdy wartość *Shella* wynosiła 190,5 mld USD. Oba koncerny wprowadziły programy oszczędnościowe, w tym redukcję zatrudnienia. *Shell* zwolnił 5000 pracowników.

Źródła: *BP Statistical Review, Gazprom, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, pb.pl, PGNiG, Rigzone, rp.pl, USGS, Vedomosti.ru, World Oil.*