



WIADOMOŚCI GOSPODARCZE

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski*



Świat. Statystyka wydobycia gazu ziemnego w 2004 r. (tab. 1) różni się dość wyraźnie od danych z wcześniejszego roku. W 2003 r. odnotowano wzrost produkcji gazu o 5,6% w porównaniu z rokiem 2002, w 2004 r. zaś przyrost wyniósł tylko 1,3%. Jeszcze mniej korzystnie przedstawia się sytuacja na Morzu Północnym, skąd pochodzi zaopatrzenie dla Europy Zachod-

niej. Nastąpił wyraźny spadek wydobycia w sektorze brytyjskim i nie zrekomensował tego wzrost w sektorze norweskim. W rezultacie w regionie tym wydobyto o 4% mniej gazu niż w roku 2003. W Europie Zachodniej największy wzrost produkcji odnotowano w Danii — o 16%; z kolei w Holandii nastąpił teraz spadek o 20% zamiast 45-procentowego wzrostu, jaki zarejestrowano w 2003 r. Ogółem w Europie Zachodniej wydobycie zmniejszyło się o 8%, podczas gdy w 2003 r. odnotowano 13-procentowy wzrost. Jednocześnie zmniejszyło się wydobycie gazu w Rosji, a w pozostałych krajach b. ZSRR nastąpiła stabilizacja poziomu produkcji. Przyrost wydobycia gazu nastąpił w Afryce, Azji i na Bliskim Wschodzie. W Afryce jest to głównie skutek dużego wzrostu produkcji w Nigerii (o 68%). Na Bliskim Wschodzie u większości producentów mamy do czynienia z umiarkowanym wzrostem, a w Iranie nawet

ze wzrostem skokowym, bo o 59,4%. W Azji wydobycie gazu ziemnego zwiększono o 8,3% — dla Europy byłby to wynik zadowalający, ale w Azji tak gwałtownie rośnie zapotrzebowanie na energię, że w tym regionie świata jest niewystarczający. Mogłyby temu częściowo zaradzić wielkie inwestycje gazociągowe, ale wiele z nich od lat pozostaje w sferze negocjacji i wstępnych projektów, gdyż napięcia polityczne są silniejsze niż argumenty ekonomiczne i techniczne. Zaopatrzenie ogromnego rynku północnoamerykańskiego przy spadku wydobycia gazu w USA jest wspomagane produkcją w Kanadzie i Meksyku, ale i tam bliżej jest do stagnacji niż do wyraźnego wzrostu wydobycia. Na osobne omówienie zasługuje Ameryka Południowa. Wskaźnik wzrostu dla regionu, przekraczający 30%, jest pozytywnym zjawiskiem (w 2003 r. był to spadek o 1%). Przyczynia się do tego wzrost wydobycia w Wenezueli. Przyrost wydobycia gazu ziemnego tym kraju o 182% jest zadziwiający, szczególnie w zestawieniu z 10-procentowym wzrostem wydobycia ropy naftowej.

W sytuacji deficytu gazu ziemnego w wielu rejonach zaskoczeniem mogą być informacje Banku Światowego o ilościach gazu spalane go bezproduktywnie w pochodniach. Statystyka pochodzi, co prawda, z roku 2000 (tab. 2), ale stan obecny nie różni się zbytnio. Mimo nowych rozwiązań technicznych, umożliwiających wykorzystanie gazu wydobywanego razem z ropą (m.in. jednostki FONG — *Floating Oil and Natural Gas*), nadal ogromne ilości marnują się. Na czoło wysuwa się Afryka, przede wszystkim ze względu na odległość nowo odkrywanych złóż od ładu i

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

Tab. 1. Wydobywanie gazu ziemnego na świecie w latach 2003–2004 w mld m³ (według *Oil Gas Journal*)

Region lub kraj	Wydobywanie [mld m ³]		Zmiana 2003:2004 [%]
	2003	2004	
Ameryka Północna	823,8	802,4	-2,6
Kanada	200,4	202,9	1,3
Meksyk	46,5	47,4	1,9
USA	577,0	552,1	-4,3
Ameryka Południowa	102,9	134,4	30,6
Argentyna	41,2	45,7	10,8
Brazylia	9,3	9,6	3,4
Trynidad	25,8	29,6	15,0
Wenezuela	12,1	34,2	182,5
Pozostałe	14,5	14,8	1,6
Europa Zachodnia	333,3	305,9	-8,2
Dania	7,4	8,6	16,6
Holandia	103,6	82,8	-20,1
Niemcy	19,8	19,3	-2,9
Norwegia	73,3	76,7	4,5
W. Brytania	108,3	101,1	-6,6
Włochy	15,1	13,0	-13,7
Pozostałe	13,1	4,4	-66,3
Europa Wschodnia i b. ZSRR	787,4	758,7	-3,6
Kazachstan	13,5	14,1	4,0
Inne kraje b. ZSRR	111,8	110,9	-0,8
Rosja	637,6	607,4	-4,7
Rumunia	5,1	5,6	9,4
Pozostałe Europa Wsch.	19,4	20,7	6,7
Afryka	116,5	128,6	10,4
Algieria	80,3	84,3	5,0
Egipt	14,2	14,1	-0,6
Libia	7,0	7,1	1,0
Nigeria	8,9	15,0	68,0
Pozostałe	6,0	8,1	34,2
Bliski Wschód	189,1	231,0	22,2
Arabia Saudyjska	51,6	55,0	6,6
Iran	46,1	73,6	59,4
Katar	22,7	29,4	29,4
Zjedn. Emiraty Arab.	40,0	42,5	6,0
Pozostałe	28,5	30,5	7,0
Azja	246,5	266,8	8,3
Chiny	34,0	40,8	20,0
Indie	27,9	26,4	-5,3
Indonezja	58,3	62,5	7,2
Malezja	42,1	43,3	2,8
Pakistan	30,1	36,7	22,2
Tajlandia	21,8	22,4	3,0
Pozostałe	32,3	34,7	7,4
Australia i Oceania	38,5	39,5	2,7
Australia	33,1	35,1	6,0
Pozostałe	5,4	4,4	-11,8
Razem świat	2638,3	2671,9	1,3
W tym OPEC	328,1	399,8	21,8
W tym M. Północne	220,0	211,1	-4

Tab. 2. Spalanie gazu ziemnego na świecie w 2000 r. (według danych Banku Światowego)

Region	Ilość spalanego gazu [mld m ³]
Afryka	36,9
Ameryka Łacińska	9,9
Ameryka Północna	12,0
Azja + Oceania	11,0
Bliski Wschód	16,0
Europa	3,0
Rosja + kraje b. ZSRR	19,0
Razem	107,9

usytuowanie ich w akwenach głębokowodnych. Tylko w Nigerii spalano w 2000 r. 17,5 mld m³ gazu. Ponieważ krajowy popyt na gaz ziemny, stosowany jako paliwo, jest ograniczony, Nigeria planuje budowę zakładów przeróbki gazu ziemnego na paliwa płynne. W innych regionach spala się mniej gazu, ale i tak całkowita jego ilość (107,9 mld m³) stanowi poważny problem. Prócz aspektu ekonomicznego jest to przecież ogromna emisja zanieczyszczeń.

OPEC. Posiedzenie 135. Konferencji OPEC, które odbyło się 16.03.2005 r. w Isfahanie (Iran), przyniosło wreszcie oczekiwaną od paru miesięcy decyzję o zwiększeniu wydobywania ropy (tab. 3). Postanowiono zwiększyć produkcję ropy o 68 tys. t/d (500 tys. b/d), z jednoczesnym upoważnieniem przewodniczącego konferencji do kolejnego podniesienia limitu wydobywania o 68 tys. t/d jeszcze przed następnym spotkaniem członków OPEC, wyznaczonym na 07.06.2005 r. W sumie można się więc spodziewać zwiększenia produkcji ropy o 136 tys. t/d. W komunikacie z konferencji przyznano, że ceny ropy szybko rosną, lecz nadal podtrzymano tezę o wystarczającej podaży. Zwraca się natomiast uwagę na lokalne niedobory mocy przerobowych rafinerii, które mogą powodować tendencję do utrzymywania nadmiernych zapasów ropy. Inne czynniki wpływające destabilizująco na ceny to ostra zima na półkuli

Tab. 3. Limity wydobywania ropy naftowej w krajach należących do OPEC

Kraj	Limity wydobywania [tys. t/d]	
	Od 01.11.2004	Od 16.03.2005
Algieria	117,2	119,4
Arabia Saudyjska	1193,4	1215,4
Indonezja	190,2	193,8
Iran	539,1	549,0
Katar	95,2	97,0
Kuwejt	294,7	300,2
Libia	196,6	200,3
Nigeria	302,5	308,0
Wenezuela	422,5	430,4
Zjedn. Emiraty Arabskie	320,4	326,4
Razem	3672,0	3740,0

północnej i spodziewany dalszy, szybki wzrost popytu w krajach rozwijających się.

W ocenie analityków z państw importujących ropę, przyczyny wysokich cen ropy są inne. Kraje OPEC nie wykorzystały poprzednich lat na zwiększenie zdolności produkcyjnych i dlatego teraz utraciły praktycznie kontrolę nad rynkiem i cenami. Przyczyniło się do tego m.in. zahamowanie zagranicznych inwestycji w przemyśle naftowym w Arabii Saudyjskiej, Iranie i Iraku. Drugim, istotnym czynnikiem był brak stabilizacji politycznej w Wenezueli, Nigerii, Indonezji i Iraku. W Rosji i państwach b. ZSRR po długim okresie obniżonego popytu na ropę nastąpiło ożywienie gospodarki i związany z tym wzrost popytu wewnętrznego, co wpłynęło na zmniejszenie eksportu. Jednak specjaliści przyznają, że kraje zużywające najwięcej ropy też nie wykorzystywały szansy na racjonalizację zużycia energii i zwiększyły w ten sposób swoje uzależnienie od dostaw z importu. Dotyczy to szczególnie USA.

Indonezja. Wydobycie ropy naftowej w Indonezji zmniejsza się i według szacunkowych danych w 2004 r. było o 4% niższe od wielkości z 2003 r. Spada również eksport ropy — w 2003 r. było to 13 600 t/d, a w 2004 r. tylko 4080 t/d. Z powodu rosnącego zapotrzebowania na ropę naftową i produkty naftowe Indonezja stanie się wkrótce importem netto. Skłoniło to rząd do powołania specjalnego zespołu, mającego zbadać warunki utrzymania członkostwa Indonezji w OPEC. Minister ds. energii i zasobów mineralnych Indonezji Purnomo Yusgiantoro, pełniący w poprzedniej kadencji obowiązki przewodniczącego konferencji OPEC, przyznał, że powyższe okoliczności stawiają pod znakiem zapytania przynależność jego kraju do OPEC. Podkreślił jednocześnie, że będzie to trudna decyzja.

Polska. Sprawozdania i podsumowania wyników poszukiwań, rozpoznania i zagospodarowania złóż mogą być zwięzłe lub bardzo długie, pełne liczb dotyczących metrażu wierceń, wyników opróbowania i objawów złożowych, lecz chyba najlepszym wskaźnikiem efektywności są dane dotyczące wydobywania ropy i gazu. W 2004 r. w Polsce wydobyto o 14% więcej ropy naftowej i o 5,8% więcej gazu ziemnego niż w 2003 r. W liczbach bezwzględnych było to 898 217 t ropy (w tym PGNiG S.A. — 644 819 t, a *Petrobaltic* — 253 397 t) i 5 307 mln m³ gazu (PGNiG S.A. — 5 239 mln m³ i *Petrobaltic* — 28,3 mln m³). Te ilości bituminów to efekt 30 wierceń (22 poszukiwawczych i 8 rozpoznawczych), wykonanych w 2004 r., a jeszcze 5 otworów jest w trakcie wiercenia. Tylko jeden otwór znajdował się w Karpatach, 14 na przedgórzu Karpat i 15 na niżu Polski. W 17 otworach uzyskano objawy gazu — w 10 na przedgórzu i w 7 na niżu. Cztery otwory z objawami ropy znajdują się na niżu. Oznacza to, że trafność wierceń wynosiła 78%.

Badania sejsmiczne, wykonane na zlecenie PGNiG S.A. w celu przygotowania obiektów do wierceń, były zlokalizowane przede wszystkim na niżu. Było to 806 kmb profili sejsmicznych 2-D i 457 km² zdjęć 3-D. W Karpatach wykonano tylko profile 2-D, ale za to o 406 kmb więcej niż w 2003 r. Na przedgórzu Karpat wykonano 112 kmb profili 2-D i 184 km² zdjęć 3-D. W odróżnieniu od roku poprzedniego było tam mniej profili 2-D, natomiast ze względu na

zwiększone wymagania co do rozpoznania obiektów poszukiwawczych zastosowano zdjęcia 3-D.

Pod koniec 2004 r. zakończono dokumentację kilku nowych złóż, a dokumentacje kilku następnych były w końcowym stadium opracowania. Są to: złożo ropy naftowej Lubiatów w niecce szczecińskiej i złożo gazu ziemnego Elżbieciny, Nowy Tomyśl, Jabłonna i Jabłonna W, Paproć-Cicha Góra oraz Wysocko Małe na monoklinie przedsudeckiej. Na przedgórzu Karpat przyrosty zasobów wydobywalnych gazu ziemnego wiązane są ze złożami Cierpisz, Kupno, Łukowa, Wola Różaniecka-Luchów oraz Żołyń E i Żołyń Centrum. W rejonie Sędziszowa Małopolskiego, w otworze Cierpisz-2 stwierdzono występowanie utworów miocenu do głębokości 2028 m i obecność w nich 3 poziomów gazonośnych. Najwyższa wydajność gazu, uzyskana w próbach złożowych, to $V_{\text{abs}} = 530 \text{ m}^3/\text{min}$. Opróbowano też przewiercone w tym otworze dolomity malmu i wapienie karbonu dolnego, ale wyniki były negatywne. Bardzo dobre rezultaty przyniósł też otwór Jasionka-9K koło Rzeszowa, z którego, z najgłębszego horyzontu mioceńskiego (w interwale 1329–1373 m), po perforacji uzyskano przyływ gazu $V_{\text{abs}} = 436 \text{ m}^3/\text{min}$. W tym samym rejonie z otworu Stobierna-4, również z horyzontu mioceńskiego, uzyskano przyływ gazu $V_{\text{abs}} = 416 \text{ m}^3/\text{min}$. Na monoklinie przedsudeckiej najlepszy rezultat uzyskano w otworze Zaniemyśl-3, wykonywanym wspólnie z firmą *FX Energy*. Z próbnika złoża, zapiętego w stropie utworów czerwonego spągowca, odczytano wydajność $V_{\text{abs}} = 2256 \text{ m}^3/\text{min}$ gazu o zawartości 77% metanu. W otworze Jabłonna-3 na podstawie profilowań geofizycznych stwierdzono, że cały przewiercony interwał wapienia podstawowego (66,2 m) jest nasycony gazem. Test produkcyjny wykonany po kwasowaniu wskazał wydajność $V_{\text{abs}} = 1341 \text{ m}^3/\text{min}$. Nieco mniejszą wydajność — $V_{\text{abs}} = 1156 \text{ m}^3/\text{min}$ gazu — uzyskano po perforacji i kwasowaniu w otworze Jabłonna-2. W nowym złożu Nowy Tomyśl, w otworze Nowy Tomyśl-2K, w utworach dolomitu głównego stwierdzono przyływ gazu o zawartości 14,5% metanu, natomiast w wapieniu podstawowym po kwasowaniu wydajność gazu oceniono na $V_{\text{abs}} = 946 \text{ m}^3/\text{min}$. Z kolei w otworze Lwówek-2K z utworów dolomitu głównego początkowo uzyskano niewielki przyływ gazu palnego gazolinowego, a później po perforacji i kwasowaniu przystąpiono do testu produkcyjnego, za pomocą którego wydajność określono na $V_{\text{abs}} = 934 \text{ m}^3/\text{min}$ gazu z zawartością 52% metanu. W otworze ropnym Grotów-2 dolomit główny występuje w interwale 3224,5–3258,5 m, a najlepsze właściwości zbiornikowe, określone na podstawie danych geofizyki wiertniczej, występują w interwale 3228,5–3256,5 m. Test produkcyjny po kwasowaniu wykazał przyływ ropy $Q = 80 \text{ m}^3/\text{dobę}$, przy wykładniku gazowym $160 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$. Odwiert ten będzie przekazany do eksploatacji.

Podobnie jak w latach ubiegłych, tylko część potencjału wykonawczego spółek zależnych PGNiG S.A. (przedsiębiorstw geofizycznych i geologiczno-wiertniczych) była wykorzystana do zleceń własnych. Całkowity metraż odwiercony w 2004 r. wynosił 256 333 mb, z czego zlecenia PGNiG S.A. stanowiły 59 674 mb (czyli 23,2%), a dla zleceńodawców spoza PGNiG S.A. wykonano 196 659 mb. Jeśli chodzi o badania sejsmiczne, to ogółem *Geofizyka Toruń* i *Geofizyka Kraków* wykonały w 2004 r. 4250 kmb profili 2-D i 2064 km² zdjęć 3-D. Prace dla potrzeb

PGNiG S.A. stanowiły odpowiednio 1324,7 kmb (31%) i 641,1 km² (31%).

W. Brytania. Niedaleko Hull, w Aldbrough na wybrzeżu M. Północnego rozpoczęto budowę podziemnego magazynu gazu. Zbiornik powstanie poprzez wyługowanie soli i będzie się składać z 9 komór o łącznej pojemności 420 mln m³. Pierwszy etap zostanie zakończony 01.10.2007 r., drugi etap w 2009 r. Inwestycja jest wspólnym przedsięwzięciem *Scottish and Southern Energy plc* i *Statoil UK*. W projekcie podziemnego magazynu przewidziano, że w celu uniknięcia dewastacji pól uprawnych otwory ługujące sól będą wiercone jako kierunkowe z platformy oddalonej o 800 m od brzegu i ze stanowisk na krawędzi klifu. Utwory solonośne zalegają na głębokości ok. 2000 m. Do wypłukiwania kawern będzie używana woda morska, która później, jako stężona solanka, zostanie skierowana z powrotem do morza.

Norwegia. Rozpoczęta 4 lata temu prywatyzacja koncernu *Statoil* wchodzi w kolejną fazę. Najpierw zaferowano 100 milionów akcji w cenie 107 koron norweskich za akcję (ok. 13 €) inwestorom instytucjonalnym, w lipcu zaś ministerstwo ds. ropy naftowej i energii wystawi na sprzedaż 17,65 mln akcji dla nabywców prywatnych. Minister Thorhild Widvey stwierdziła, że pozycja koncernu na rynku pozwala na zmniejszenie zaangażowania państwa norweskiego i umożliwienie inwestowania podmiotom norweskim i zagranicznym. Państwo pozostanie dominującym udziałowcem i będzie czerpać korzyści ze wzrostu ceny akcji. Dotychczas skarb państwa miał 76% udziałów, teraz będzie mieć 71%.

Kanada. Znaczna część produkcji ropy naftowej ze złóż w prowincji Alberta dostarczana jest do odbiorców w USA. Ropa jest transportowana dwoma głównymi rurociągami z kanadyjskiego terminalu w Hardisty na granicy Alberty i Saskatchewan do rafinerii w Illinois. Jeden ropociąg biegnie przez Montanę, Wyoming, Nebraskę i Missouri, drugi aż do Winnipeg i następnie skręca na południe przez Minnesotę i Wisconsin. W związku ze spodziewanym w najbliższych latach wzrostem wydobycia ropy naftowej w Kanadzie *TransCanada Corp.* planuje budowę nowego ropociągu, nazwanego Keystone, o długości 3000 km z Hardisty do Wood River i Patoka w stanie Illinois. Na terenie USA w przeważającej części byłby to całkowicie nowy rurociąg, o średnicy 762 mm, natomiast na odcinku kanadyjskim, o długości ok. 1200 km, byłaby to przebudowa istniejącej magistrali gazowej, należącej do *TransCanada*. W skład inwestycji, której koszt jest szacowany na 1,7 mld USD, wchodziłaby również budowa 15 tłoczni. Oddanie do użytku nowego ropociągu planowane jest na rok 2008 lub 2009. Jednak *TransCanada* nie jest jedynym inwestorem, który chce dostarczać ropę z Alberty do USA. Podobne plany ma druga wielka, kanadyjska firma budująca i eksploatująca rurociągi — *Enbridge Inc.* Oprócz połączenia Hardisty–Illinois, po trasie zbliżonej do projektu *Trans-*

Canada, Enbridge proponuje też ropociąg z Alberty do Kolumbii Brytyjskiej.

Pakistan. Akcje sabotażowe, podczas których niszczone są instalacje najważniejszego pakistańskiego złoża gazu ziemnego Sui, stają się coraz poważniejszym problemem dla władz. Ataki raketowe i eksplozje ładunków pod gazociągami spowodowały w styczniu bieżącego roku śmierć 15 osób i zmniejszenie wydobycia gazu o połowę. Armia pakistańska zamierza ulokować garnizon wojskowy w Sui i w związku z tym opracowano nawet plan usunięcia ludności cywilnej z okolicy obiektu. Jeśli plan dojdzie do skutku, wszyscy mieszkańcy obszaru w promieniu 5 km od złoża zostaną wysiedleni. Być może ułatwi to kontrolę terenu i zapobiegnie akcjom sabotażowym w bezpośredniej okolicy, ale nie zlikwiduje zagrożenia. Od wielu miesięcy nieczynne jest np. lotnisko w Sui z powodu uszkodzenia raketami pasów startowych i częściowego zniszczenia budynków portu lotniczego. Ataki są organizowane przez zamieszkujące prowincję Beludżystan plemiona Mazari i Bugti. Nie uznają one zwierzchności Islamabadu, a podłożem konfliktu są żądania rekompensaty finansowej za prawo wstępu i eksploatacji złóż.

Singapur. Porwanie w cieśninie Malakka indonezyjskiego tankowca *Tri Samudra* skłoniło władze Singapuru do wdrożenia szczególnych środków bezpieczeństwa. Nie wiadomo, czy ataku dokonali „zwykli” piraci, czy rebelianci z Sumatry. W każdym razie uprowadzony 12.03.2005 r. statek zaginął. W rękach rebeliantów tankowiec przewożący metanol, o nośności 1289 t i niewielkim zanurzeniu, może się stać odpowiednim narzędziem do zaatakowania i zniszczenia urządzeń portowych, nabrzeżnych zbiorników ropy i produktów naftowych lub innych jednostek pływających, np. dużych tankowców. Cieśnina Malakka jest jednym z najbardziej uczęszczanych szlaków żeglugowych. Przepływa tędy 80% tankowców transportujących ropę z Bliskiego Wschodu do odbiorców w Azji Południowo-Wschodniej. Cieśnina o długości prawie 1000 km w najwęższym miejscu ma szerokość 15 km. Według danych Międzynarodowego Biura Żeglugi, w 2004 r. w rejonie tym wydarzyło się 37 ataków pirackich. W Singapurze potencjalnym obiektem ataku mogłyby być port oraz rozlokowane na pobliskich wyspach zakłady petrochemiczne. Zgodnie z nowymi regulacjami zarządu portu, wszystkie jednostki wpływające do zagrożonej strefy muszą uzyskać zezwolenie od kapitanatu portu. Przez port w Singapurze przewija się rocznie ok. 10 000 tankowców przewożących ropę i 700 chemikaliowców. Singapur, Malezja i Indonezja postanowiły zwiększyć liczbę okrętów patrolowych i skoordynować ich działania.

Jerzy Zagórski

Źródła: Biul. OPEC, *Statoil*, *Oil&Gas Financial Journal*, *Oil&Gas Journal*, *Upstream*, *World Oil*