



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹

Świat. Statystyka wydobycia gazu ziemnego na świecie, prowadzona przez *Oil & Gas Journal* i zawierająca dane za rok 2008, wykazuje wzrost 6,8%, co stanowi znaczną różnicę w porównaniu z rokiem 2007, kiedy przyrost wyniósł tylko 0,8% (tab. 1). We wszystkich głównych regionach geograficznych, z wyjątkiem Australii i Oceanii, nastąpił wzrost wydo-

bycia gazu ziemnego. Najwyższy skok wartości zanotowano w Afryce i na Bliskim Wschodzie. W Europie Zachodniej Holandia, Norwegia i Dania mają dodatnie wskaźniki i dzięki temu na Morzu Północnym nastąpił wzrost o 5,2%, natomiast Wielka Brytania coraz bardziej oddala się od czołówki producentów gazu. Dla Rosji dane statystyczne są korzystniejsze niż w 2007 r. — poprzednio był to niewielki spadek produkcji, teraz jest niewielki wzrost. Dobre wyniki uzyskał Azerbejdżan — wzrost o 17% i Kazachstan — o 8,3%. W Afryce znaczny przyrost nastąpił w Libii, ale zadziwiający jest wynik Egiptu — skok wartości o 326%. Redakcja *Oil & Gas Journal* przypuszcza, że dane za 2007 r. były niekompletne i rzeczywista produkcja gazu ziemnego w Egipcie była wyższa niż 13,9 mld m³. Na Dalekim Wschodzie czołowi producenci mają dodatnie wskaźniki wydobycia, jedynie w Tajlandii utrzymuje się tendencja spadkowa. Na półkuli zachodniej sytuacja jest zróżnicowana, ponieważ występują zarówno dość istotne spadki produkcji (Kanada czy Trynidad), jak i przyrosty (Meksyk i Brazylia).

Analitycy z *Deutsche Bank* prognozują możliwość znacznego spadku produkcji ropy wywołanego niskimi cenami tego surowca. Rozpatrywano koszty produkcji ropy (koszty eksploatacji + opłaty licencyjne i podatki) w głównych regionach naftowych. Należą do nich Zatoka Meksykańska, Brazylia i Afryka Zachodnia. Analiza wykazała, że średni koszt wydobycia baryłki ropy poza OPEC — w Rosji, Norwegii, W. Brytanii i na Alasce wynosi ok. 15 USD, a więc znacznie poniżej obecnej ceny ropy. Jedynie w Kanadzie koszt produkcji baryłki z piasków bitumicznych zbliża się do 28 USD. Gdyby cena ropy spadła do 30 USD, w tych regionach nastąpi spadek produkcji rzędu 95 tys. t/d, w tym spadek produkcji ropy z piasków bitumicznych o 55 tys. t/d. Cena ropy na poziomie 20 USD oznacza zmniejszenie produkcji o 470 tys. t/d. Wykorzystując statystyki produkcji ropy z lat ubiegłych można wnioskować, że zmniejszające się wydobycie w krótkim okresie doprowadzi do spadku podaży, dotyczy to przede wszystkim basenów lądowych USA, Alaski, Kanady, W. Brytanii, Norwegii i Rosji. W tych regionach w ciągu 2 lat zmniejszenie dostaw ropy osiągnie 200 tys. t/d. Ponieważ koszty zagospodarowania nowych złóż są tam znacznie wyższe, decy-

zje o dalszych inwestycjach mogą być odkładane. Uwzględniając także wzrost podatków analitycy z *Deutsche Bank* uważają, że średnia cena ropy przy założeniu 15% stopy zwrotu wynosi obecnie 68 USD za baryłkę w Angoli, 62 USD/b w Zatoce Meksykańskiej, 60 USD/b w głębokowodnych strefach Nigerii i ok. 60 USD/b w Brazylii. W dużym stopniu zależy to od skali inwestycji dotyczących zagospodarowania złóż. Biorąc pod uwagę te szacunki w długofalowym planowaniu firm naftowych nie będzie niespodzianką niski poziom nowych inwestycji w br., najniższy od roku 1989.

Polska. W 2007 r. w obrębie bloku koncesyjnego *Fences* na monoklinie przedsudeckiej wykonano zdjęcie sejsmiczne 3-D, które udokumentowało kilka pułapek strukturalnych w utworach czerwonego spągowca. Po pozytywnym wyniku otworu Kromolice-1 w odległości ok. 2 km zaprojektowano otwór Kromolice-2, w którym przewiercono 8 m porowatego piaskowca. W lutym br. w tym interwale wykonano próby złożowe, które wykazały obecność suchego gazu. Jerzy Maciołek z *FX Energy*, która posiada 49% udziałów w tym bloku (51% posiada PGNiG SA), zapowiedział pogłębienie otworu przynajmniej o 45 m oraz dodatkowe rdzeniowanie i pomiary geofizyczne w celu określenia miąższości strefy złożowej.

Słowenia. Do uczestników projektu gazociągu South Stream dołączyła Słowenia. W komunikacie ministerstwa gospodarki stwierdzono, że w wyniku rozmów z delegacją rosyjską, przeprowadzonych w Lublanie 19 lutego br., dokonano postępu w uzgodnieniach dotyczących udziału Słowenii w inwestycji *Gazpromu*. Zapowiedziano kontynuację negocjacji w marcu br. Odgałęzienie projektowanej magistrali mogłoby przebiegać przez Słowenię. Według najnowszych szacunków *Gazpromu* koszt South Stream sięgnie 32 mld USD.

Rosja. Z udziałem prezydenta Rosji i premiera Japonii 18 lutego br. uruchomiono instalację skraplania gazu ziemnego w miejscowości Prigorodnoje na Sachalinie. Obecni byli też brytyjski książę Andrzej i minister gospodarki Holandii Maria van der Hoeven, ponieważ głównym udziałowcem obok *Gazpromu* jest *Shell*. Jest to zakończenie głównego etapu projektu Sachalin-2 o zdolności produkcyjnej 9,6 mln t skroplonego gazu rocznie. Na podstawie 20-letniej umowy 60% produkcji będzie przeznaczona dla Japonii, co stanowić będzie 7% całkowitego importu skroplonego gazu ziemnego. Jest to dla tego kraju szczególnie ważne wobec znacznego spadku dostaw gazu z Indonezji. W czasie spotkania prowadzone były też rozmowy na temat projektu Sachalin-3. Potwierdził to Eiichi Sasaki, przedstawiciel Japońskiego Banku Współpracy Międzynarodowej. Projekt Sachalin-3 obejmuje bloki: Weniskij, Kirinskij, Odoptu E i Ajaszki. Inwestycja ma

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

Tab. 1. Wydobycie gazu ziemnego na świecie w latach 2007–2008 w mld m³ (według *Oil and Gas Journal*, 2009)

Kraj	Wydobycie [mld m ³]		Zmiana 2007:2008 [%]
	2007	2008	
Ameryka Północna	795,15	837,33	105,3
Kanada	167,96	158,54	94,4
Meksyk	62,58	71,67	114,5
USA	564,61	607,12	107,5
Ameryka Południowa	142,78	146,28	102,5
Argentyna	42,95	42,20	98,2
Brazylia	9,84	12,48	126,9
Trynidad	39,90	39,05	97,9
Wenezuela	24,54	25,13	102,4
Pozostałe	25,55	27,43	107,3
Europa Zachodnia	281,18	294,74	104,8
Dania	8,58	9,34	108,9
Holandia	76,55	85,75	112,0
Niemcy	17,07	15,50	90,8
Norwegia	89,48	99,16	110,8
W. Brytania	76,31	73,41	96,2
Włochy	9,64	8,55	88,6
Pozostałe	3,54	3,03	85,6
Europa Wschodnia+b.ZSRR	843,57	862,53	102,2
Azerbejdżan	9,34	10,98	117,6
Kazachstan	26,60	28,81	108,3
Inne kraje b. ZSRR	152,54	162,44	106,5
Rosja	638,17	643,83	100,9
Rumunia	5,97	6,08	101,9
Pozostałe Europa Wsch.	10,96	10,39	94,8
Afryka	146,33	184,83	126,3
Algieria	93,67	93,39	99,7
Egipt	13,94	45,56	326,8
Libia	7,52	11,74	156,1
Nigeria	24,34	27,08	111,3
Pozostałe	6,86	7,05	102,9
Bliski Wschód	284,71	337,66	118,6
Arabia Saudyjska	55,33	72,73	131,5
Iran	84,05	99,47	118,4
Katar	51,65	61,41	118,9
Oman	19,16	19,81	103,4
Zjedn. Emiraty Arab.	44,63	44,29	99,2
Pozostałe	29,89	39,94	133,6
Daleki Wschód	318,45	343,99	108,0
Chiny	68,85	80,05	116,3
Indie	28,18	29,12	103,3
Indonezja	66,51	77,26	116,2
Malezja	48,48	48,82	100,7
Pakistan	40,01	41,40	103,5
Tajlandia	14,72	14,04	95,4
Pozostałe	51,70	53,31	103,1
Australia + Oceania	44,36	42,72	96,3
Australia	39,84	38,23	96,0
Pozostałe	4,53	4,50	99,3
Razem świat	2856,53	3050,10	106,8
W tym OPEC	464,39	535,53	115,3
W tym M. Północne	197,23	207,54	105,2

być oddana do użytku w latach 2017–2020, a jej zdolność produkcyjna wyniesie 28,6 mld m³ gazu rocznie.

Nawiązując do informacji podanej przez *Transneft* o końcowej fazie budowy ropociągu Wschodnia Syberia–Pacyfik premier Putin poinformował o planach gazociągu transsyberyjskiego, równoległego do ropociągu i biegnącego do Chin i wybrzeża Oceanu Spokojnego. Realizacja tego projektu prawdopodobnie rozpoczęłaby się po zakończeniu II etapu rurociągu Wschodnia Syberia–Pacyfik, czyli po roku 2014.

Przed poprzednią konferencją OPEC nasiliły się pogłoski o możliwym przystąpieniu Rosji do tej organizacji, teraz przed kolejnym spotkaniem zaplanowanym na marzec rząd rosyjski ogłosił, że przygotowuje memorandum o współpracy. Wicepremier Igor Sieczyn powiedział, że dokument zawiera propozycje w zakresie monitoringu cenowego, analiz rynku, wymiany informacji i działań na rzecz bezpieczeństwa na rynku energii. Jednocześnie potwierdził, że na obecnym etapie byłby to raczej status obserwatora, a nie członka OPEC. W podobnym tonie wypowiadał się minister spraw zagranicznych Siergiej Ławrow, który odbył serię wizyt na Bliskim Wschodzie. Deklaracje rosyjskie mają złagodzić krytyczne nastawienie niektórych członków OPEC do postawy Rosji, od której oczekiwano bardziej zdecydowanego poparcia dla ograniczenia produkcji ropy. Przewodniczący OPEC Chakib Khelil powiedział, że gdyby organizacja nie wprowadziła redukcji limitów wydobycia ropy we wrześniu i październiku ub. roku, to cena ropy spadłaby do 20 USD za baryłkę. Teraz jednak cena kształtuje się wokół 40 USD i również dochody Rosji są kalkulowane według tej ceny, a nie według ceny 20 USD. Także szef libijskiego koncernu *National Oil Co.* Shokri Ghanem stwierdził, że nadal oczekuje na deklarację Federacji Rosyjskiej o zmniejszeniu wydobycia ropy, co wpłynęłoby nie tylko na rynek ropy naftowej, lecz również na rynek gazu ziemnego.

Afryka Północna. Ostatnie miesiące przyniosły serię odkryć w Algierii, Libii i Egipcie. W Algierii *PetroVietnam* odwiercił w rejonie Tughhurt dwa otwory, których łączna produkcja wynosi 802,4 t/d ropy i 164 tys. m³/d gazu. Z kolei w obrębie koncesji Hassi Ba Hamou w otworze HBH-5, w którym osiągnięto głębokość 928 m, stwierdzono horyzont gazonośny w utworach dewońskich. W próbach uzyskano wydajność 268 tys. m³/d gazu.

W Libii na uwagę zasługuje otwór D1-NC7A w basenie Ghadamis, w którym stwierdzono występowanie 3 poziomów zbiornikowych nasyconych ropą. Z interwału 2522,5–2529,8 m uzyskano przyływ 90,8 t/d ropy i 636 tys. m³/d gazu, z interwału 2720–2723,6 m uzyskano 68 t/d ropy i 597 tys. m³/d gazu, a z interwału 2752,3–2884,6 m uzyskano w kolejnych testach od 107,4 t/d do 170,1 t/d ropy i od 781 tys. m³/d do 817 tys. m³/d gazu. Jest to ropa lekka o ciężarze 0,7223 g/cm³ (64,4° API). Operatorem tego bloku są libijska NOC i *Arabian Gulf Oil Co.* Również w basenie Ghadamis firma *Woodside Energy* z Australii odkryła poprzez otwór F1-NC210 złożę ropy o wydajności 38,8 t/d z głębokości 1164,3 m. W tym samym basenie objawy ropy i gazu stwierdzono w otworze H1-47/02 wierconym do głębokości 3192,8 m. Seria produkcyjna zawiera 5 poziomów piaskowcowych. Na Morzu Śródziemnym w basenie Syrty w obrębie bloku Arous Al-Bahar w otworze Al Amir-1x przewiercono poziom produktywny o

miąższości 152,4 m. Głębokość końcowa otworu wynosi 3376,2 m przy głębokości wody 855,5 m.

Sporo sukcesów odnotowano w Egipcie, szczególnie na Pustyni Zachodniej. *Apache Corp.* donosi o odkryciu ropy w utworach jurajskich w otworze Sultan-3x w obrębie koncesji Khalda. Z 3 interwałów w próbach uzyskano przyływ 682,8 t/d ropy i 311 tys. m³/d gazu. Na N od otworu Sultan-3x znajduje się wiercenie Adam-1x z poziomem gazonośnym w utworach jurajskich o miąższości 31 m. Uzyskano w nim wydajność 806 tys. m³/d gazu. Ok. 8 km na NE od Adam-1x położony jest otwór Maggie-1x. Stwierdzono w nim poziomy produktywny w utworach kredowych (8,2 m miąższości) i jurajskich (25,2 miąższości). Z dolnego poziomu uzyskano przyływ gazu w ilości 1,1 mln m³/d i 120,2 t/d kondensatu. Inne nowe złożę w utworach jurajskich odkryto w otworze Zain-1, odwierconym do głębokości 5181,6 m. W testach produkcyjnych uzyskano przyływ 720,8 t/d ropy i 396 tys. m³/d gazu. Pogłębienie i zmiana kierunku w otworze Al Amir-1x w obrębie koncesji NW Gemsa, w którym poprzednio stwierdzono tylko nieprzemysłowe objawy, przyniosły poprawę w postaci przewiercenia 2 interwałów złożowych w dolomitach. Z górnego uzyskano przyływ 56,5 t/d ropy ciężkiej o ciężarze 0,9593 g/cm³ (16° API). W otworze osiągnięto głębokość 5720 m. W delcie Nilu w otworze El Basant-2 o głębokości końcowej 3050 m stwierdzono obecność poziomu gazowo-kondensatowego o miąższości 37 m o dobrych własnościach zbiornikowych. Pozytywne rezultaty uzyskano też na morzu w obrębie koncesji *West Mediterranean Deep Water*. *British Petroleum* przewiercił tam piaskowcowy poziom gazonośny w utworach plioceńskich. Wiercenie zostało zakończone na głębokości 1957 m, przy głębokości wody 920 m. Na tym samym obszarze w otworze Dekhila-1x, w którym osiągnięto głębokość końcową 2706,9 m, przy głębokości wody 1183 m, stwierdzono występowanie kilku horyzontów produktywnych o łącznej miąższości 45,1 m.

Uganda. Najnowsze doniesienia o odkryciach złożowych w pobliżu Jeziora Alberta potwierdzają opinię o wysokiej perspektywiczności tego regionu. Kanadyjska firma *Heritage Oil Ltd.* poinformowała niedawno o wynikach wiercenia Buffalo-1 na złożu Kingfisher. Stwierdzono występowanie interwału złożowego o dużej miąższości (123 m), z horyzontem nasyconym gazem o miąższości netto 15 m i podścielającym horyzontem nasyconym ropą o miąższości netto 43 m. W styczniu br. w obrębie tego samego bloku wykonano otwór Giraffe-1, w którym osiągnięto głębokość 705 m. Przewiercono interwał produktywny o ogólnej miąższości 89 m, w tym poziom roponośny o miąższości netto 38 m i porowatości dochodzącej do 30%. Od czasu pierwszych sukcesów w 2006 r. w Ugandzie odkryto zasoby ropy naftowej rzędu 82 mln t. Szacuje się, że zasoby basenu Jeziora Alberta mogą wynosić ponad 270 mln t ropy. Bardzo wysoko potencjał naftowy Ugandy ocenia firma *Tullow Oil plc.* Brian Glover, szef poszukiwań firmy, uważa, że pozytywne wyniki wierceń poszukiwawczych planowanych na rok bieżący mogą wprowadzić Ugandę na listę 50 największych światowych producentów ropy.

Również sąsiadujący z Ugandą Sudan ma duże możliwości. Wskazują na to odkrycia *China National Petroleum Corp.* w basenach Muglad i Melut. Jednakże wojna domowa trwająca od 1982 r. i faktyczny rozpad państwa na

Sudan północny i południowy hamują poszukiwania i zagospodarowanie złóż.

Kuba. Zapotrzebowanie Kuby na ropę naftową jest w 53% pokrywane dostawami z Wenezueli. Współpraca obu krajów rozszerza się i do transportu ropy powołano spółkę *Transportes Alba*, która zakupiła już dwa tankowce o nośności 72 000 DWT. Również *Petroleos de Venezuela SA* (PdVSA) jest zaangażowana w poszukiwaniach naftowych w kubańskiej strefie ekonomicznej w Zatoce Meksykańskiej. Strefa o powierzchni 112 000 km² została podzielona na 59 bloków, z czego 14 znajduje się w akwenu głębokowodnym, poniżej 3000 m. Ministerstwo przemysłu ogłosiło program intensyfikacji poszukiwań i zwiększenia krajowej produkcji węglowodorów. W ramach tego programu dyrektor generalny *Cubapetroleo* Julio Jimenez zapowiedział wykonanie 24 wierceń, z czego 16 ma być zakończonych do końca tego roku. Poszukiwania mają objąć również rejon, w którym w 2004 r. hiszpański *Repsol* uzyskał nieprzemysłowe objawy bituminów. Oprócz *Repsolu* w sektorze kubańskim działają *StatoilHydro*, *Petrovietnam*, *Petrobras* i *ONGC*.

Wenezuela. Wiceprezydent Chin Xi Jinping i prezydent Hugo Chavez podpisali umowę o utworzeniu funduszu na rzecz rozwoju poszukiwań i wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego. Zadaniem funduszu jest zwiększenie eksportu ropy wenezuelskiej do Chin do wielkości 136 tys. t/d do roku 2015 (obecnie jest to ok. 48 tys. t/d ropy). Udział Chin wynosi 8 mld USD, Wenezuela wniesie 4 mld USD. Według prezydenta Chaveza w przyszłości głównym zapleczem surowcowym będą złoża ciężkiej ropy w basenie Orinoko z zasobami szacowanymi na 23,6 mln t. Realizacja tych zadań wymaga zorganizowania transportu ropy na dużą skalę i przygotowania rafinerii chińskich do przerobu ropy z Wenezueli. Jeśli chodzi o transport, to PdVSA planuje utworzyć z *China National Petroleum Corp.* (CNPC) konsorcjum transportowe. Zwię-

kszenie dostaw ropy do Chin pozwoliłoby Chavezowi osiągnąć strategiczny cel, jakim jest zmniejszenie eksportu ropy do USA. Jednak eksperci z firmy konsultingowej *Purvin&Gertz* zwracają uwagę na trudności w rafinacji ropy o wysokiej kwasowości i dużej zawartości metali ciężkich. Twierdzą oni, że rafinerie chińskie nie dysponują taką technologią. Potwierdza to również CNPC przyznając, że ciężka ropa z Wenezueli jest najtrudniejszym w przeróbce typem ropy.

Pakistan. Trwające od 15 lat negocjacje w sprawie budowy gazociągu z Iranu do Pakistanu i Indii znów zostały zawieszono wskutek niemożności ustalenia formuły cenowej. Pakistan domaga się przyjęcia stawki w wysokości 70% ceny ropy naftowej do obliczenia ceny gazu, natomiast dla Iranu jest to 78% ceny ropy. Spory dotyczyły również korekty cen gazu — Iran proponował korektę po roku od uruchomienia gazociągu i kolejne korekty co 3 lata. Inną przeszkodą była klauzula w projekcie kontraktu dotycząca działania siły wyższej. Iran chciał, aby brzmiała ona „wojna między państwami” zamiast „działania wojenne”.

Teraz pakistańskie Ministerstwo ds. Ropy Naftowej wystąpiło z propozycją importu skroplonego gazu ziemnego z Kataru. Przyjmując cenę ropy na poziomie 100 USD za baryłkę, koszt gazu dostarczanego gazociągiem z Iranu wynosiłby 395 USD/1000 m³, podczas gdy koszt gazu skroplonego z Kataru 431 USD/1000 m³ — nieco drożej, ale nie byłoby potrzeby budowania gazociągu kosztującego co najmniej 7,4 mld USD. Zapewnienie źródła dostaw gazu z importu jest konieczne wobec przewidywanego wyczerpywania się złóż krajowych i deficytu gazu ok. 300 mln m³/d w 2015 r.

Źródła: Alexander Gas & Oil Connections, FX Energy, Hart's E&P, Offshore, Oil&Gas Financial Journal, Oil&Gas Journal, Rigzone, StatoilHydro, Upstream, World Oil