

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Stan gospodarki światowej wpłynął na poziom wydobycia gazu ziemnego na świecie – wzrosło ono tylko o 2,7% w porównaniu z 11-procentowym wzrostem w 2010 r. (tab. 1, patrz także Prz. Geol. 59: 460). Jak zwykle, wydobycie jest zróżnicowane w regionach traktowanych jako całość, przy czym jeszcze większe różnice występują w poszczególnych krajach produkujących gaz. Takim przykładem jest Libia, gdzie wojna domowa spowodowała spadek wydobycia o 63,2%. Duży rynek gazowniczy, jaki stanowi Europa Zachodnia, coraz bardziej jest uzależniony od importu, bo wydobycie z Morza Północnego spada. W Danii i w Wielkiej Brytanii zmniejszenie produkcji gazu sięga 25%, spadek, choć niewielki, nastąpił również w Norwegii, zwiększyła się natomiast produkcja w Holandii i we Włoszech, ale w ogólnym bilansie nie wystarcza to do podtrzymania ubiegłorocznego poziomu. Europa Wschodnia łącznie państwami byłego ZSRR wykazuje wzrost, do czego przede wszystkim przyczynił się przyrost wydobycia w Rosji o 24%. Spośród mniejszych producentów wyróżnia się Azerbejdżan, gdzie wzrost wyniósł prawie 60%. W Ameryce Północnej o dodatnim wyniku decyduje wzrost wydobycia w USA, który wyniósł 7% (w 2010 r. przyrost wynosił 2,4%). W Ameryce Południowej obserwuje się spadki lub stagnację produkcji, jedynie Brazylia wykazuje wzrost, chociaż mniejszy niż w zeszłym roku. Pogłębia się regres w wydobyciu gazu w Afryce, oprócz wspomnianego wyżej załamania produkcji w Libii znaczny spadek nastąpił w Nigerii, nieco mniejszy w Algierii i w Egipcie. Dobre wyniki na Bliskim Wschodzie, w tym wzrost wydobycia w Iranie o 25%, przyczyniają się do tego, że przyrost wydobycia w państwach OPEC dwukrotnie przewyższa wzrost w skali globalnej. Daleki Wschód jako całość wykazuje wzrost, ale w odróżnieniu od roku ubiegłego w Indonezji, w Malezji i w Indiach wydobycie zmniejszyło się. Wskaźnik dla Chin jest niemal taki sam – 10-procentowy przyrost, natomiast najlepszy wynik uzyskała Tajlandia, gdzie wzrost wyniósł 19%.

W najnowszych prognozach Międzynarodowa Agencja Energetyczna (MAE) zapowiada wzrost roli gazu ziemnego jako nośnika energii, więc zapewne zaznaczy się to również w statystykach wydobycia gazu. W opublikowanym 7 czerwca br. w Montrealu opracowaniu MAE „World Energy Outlook” pojawia się nawet nośne hasło „Czy wchodzimy w złoty wiek gazu?”. Agencja stawia tezę, że rynek gazu ziemnego przechodzi zasadniczą transformację. Jednym z ważnych czynników wpływających na zmianę sytuacji jest odnowienie wątpliwości co do rozwija-

jania energii jądrowej, co przy tendencji do zmniejszania udziału węgla kamiennego i brunatnego w wytwarzaniu energii elektrycznej kieruje uwagę na gaz. Jednocześnie na świecie zwiększają się obroty skroplonym gazem ziemnym, a szybki wzrost znaczenia gazu z łupków w USA jest wskazówką i zachętą dla innych krajów. MAE przewiduje, że zapotrzebowanie na energię (wszystkie rodzaje) na świecie będzie rosło w tempie 1,2% rocznie, podczas gdy zapotrzebowanie na gaz ziemny będzie się zwiększało o 2% na rok. Do 2035 r. gaz z zasobów niekonwencjonalnych będzie stanowił 25% produkcji gazu ogółem.

Europa. Nadal nie ma decyzji o rozpoczęciu budowy gazociągu Nabucco. W komunikacie konsorcjum z 16 maja br. potwierdzono wcześniejsze doniesienia, że Azerbejdżan nie jest w stanie zapewnić dostatecznej ilości gazu. Zamiast 31 mld m³ gazu rocznie może dostarczyć tylko 10 mld m³. Pojawił się więc projekt dostaw gazu ze złoża Szach Deniz II i budowy gazociągu o nazwie Nabucco West. W tym wariantcie do przesyłu gazu do granicy turecko-bułgarskiej wykorzystany zostałby system gazociągów tureckich, dalej nowy gazociąg byłby poprowadzony po pierwotnej trasie, tj. przez Bułgarię, Rumunię i Węgry do austriackiego węzła w Baumgarten. Długość Nabucco West wynosi 1300 km w porównaniu z 3900 km w pierwszej wersji. Dyrektor konsorcjum Nabucco Gas Pipeline International Reinhard Mitschek uważa, że skrócenie gazociągu, a tym samym obniżka kosztów, umożliwią realizację inwestycji.

Polska. Na Zwyczajnym Walnym Zgromadzeniu Akcjonariuszy PGNiG 6 czerwca br. podjęto uchwałę o powołaniu spółki PGNiG Poszukiwania, w skład której wejdą: Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło, Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków, Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA w Pile, Poszukiwania Naftowe „Diamant” w Zielonej Górze, a także Zakład Robót Górniczych Krosno. Jak wynika z uzasadnienia uchwały, powstanie nowej spółki wzmocni pozycję Grupy Kapitałowej PGNiG w warunkach wzmożonego popytu na usługi wiertnicze i serwisowe związanego z rozwojem poszukiwań gazu ze złóż niekonwencjonalnych.

Zróżnicowane podejście do problemu gazu z łupków w poszczególnych krajach Unii Europejskiej, od intensywnego rozwoju poszukiwań aż do zakazu tej działalności, spowodowało wzmożone zainteresowanie wielu instytucji europejskich. Raport o gazie z łupków przygotowuje grecka europosłanka Niki Tzavela, członek komisji ds. przemysłu, badań i energii w Parlamencie Europejskim. W założeniach wspólnej polityki energetycznej państwa członkowskie mogą wybierać najkorzystniejszy dla siebie profil źródeł

¹Ul. Czerniakowska 28 A m. 4, 00-714 Warszawa; jpzagorski@sasiedzi.pl.

Tab. 1. Wydobycie gazu ziemnego na świecie w latach 2010–2011 (według Oil & Gas Journal, 2012)

Kraj	Wydobycie [mld m ³]		Zmiana 2010 : 2011 [%]
	2010	2011	
Ameryka Północna	855	896,8	104,9
Kanada	144,1	144,8	100,5
Meksyk	72,4	67,9	93,9
USA	638,6	684,0	107,1
Ameryka Południowa	149,5	150,5	100,7
Argentyna	38	36,8	96,8
Brazylia	12,4	14,5	116,6
Trynidad	41,5	39,4	95,0
Wenezuela	23,5	20,2	85,9
Pozostałe	34	39,7	116,8
Europa Zachodnia	272,9	254,6	93,3
Dania	7,7	5,9	76,4
Holandia	74,4	77,3	103,8
Niemcy	14,4	12,1	83,7
Norwegia	103,7	101,2	97,6
Wielka Brytania	62,4	47,6	76,2
Włochy	7,5	8,0	106,0
Pozostałe	2,9	2,7	92,3
Europa Wschodnia + kraje b. ZSRR	698,1	850,5	121,8
Azerbejdżan	14,6	23,3	159,9
Kazachstan	34,2	34,8	101,8
Inne kraje b. ZSRR	117,4	136,7	116,4
Rosja	515,1	638,2	123,9
Rumunia	6,3	6,5	102,4
Pozostałe kraje Europy Wschodniej	10,5	11,0	105,0
Afryka	174,7	152,7	87,4
Algieria	83,2	77,3	92,9
Egipt	40,9	37,6	92,0
Libia	12,7	4,7	36,8
Nigeria	30,3	26,0	85,9
Pozostałe	7,7	7,1	92,7
Bliski Wschód	429,7	483,3	112,5
Arabia Saudyjska	71	77,0	108,4
Iran	137	170,9	124,8
Katar	109,8	117,0	106,6
Oman	27,8	29,1	104,6
Zjednoczone Emiraty Arabskie	46,6	49,9	107,2
Pozostałe	37,6	39,3	104,5
Daleki Wschód	408,5	426,2	104,3
Chiny	93,7	102,6	109,6
Indie	50,3	48,4	96,2
Indonezja	80	76,7	95,8
Malezja	62,7	62,3	99,3
Pakistan	42,3	42,3	100,0
Tajlandia	30,6	36,4	119,0
Pozostałe	48,9	57,5	117,6
Australia + Oceania	49,6	49,4	99,5
Australia	45,2	44,9	99,2
Pozostałe	4,5	4,5	99,9
Razem świat	3179,1	3263,9	102,7
W tym OPEC	533,8	563,5	105,6
W tym Morze Północne	197,5	177,8	90,0

energii. Dokument Tzaveli ma podkreślić znaczenie gazu z łupków dla gospodarki europejskiej, będzie także zawierać zbiór regulacji dotyczących działalności firm poszukiwawczych i wydobywczych i wytyczne dla władz krajowych dotyczące dostępu do informacji. Zdaniem autorki gaz z łupków może pozytywnie wpłynąć na bezpieczeństwo energetyczne i na obniżenie cen gazu w krajach UE. Podobne akcenty znalazły się w wystąpieniu dyrektora wykonawczego Międzynarodowej Agencji Energetycznej Nobuo Tanaki w Warszawie przy okazji publikacji raportu MAE „Polityki energetyczne państw MAE. Polska 2011. Przegląd”. Tanaka docenia wysiłki Polski w zakresie zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego, szczególnie w sektorze gazowniczym, w postaci budowy terminalu LNG i intensyfikacji rozpoznania zasobów gazu niekonwencjonalnego. Zwraca też uwagę, że jeśli wielkość zasobów gazu z łupków w Polsce potwierdzi się, będzie to ważny czynnik w zmniejszeniu emisji CO₂ w sektorze wytwarzania energii elektrycznej.

Morze Północne. W komunikacie z 21 maja br. Total E&P UK informuje, że w ciągu 12 godzin po rozpoczęciu obciążania ciężką płuczką otworu G-4 na złożu Elgin ustał wyciek gazu. Na platformę wrócili pracownicy, którzy ostatecznie uszczelnili i zlikwidowali odwiert. Nadal będzie prowadzona kontrola stanu otworu i badanie zawartości gazu w wodzie morskiej. Po wykonaniu korka cementowego w otworze G-4 wstrzymane zostanie głębienie równoległego otworu ratunkowego wierzonego z platformy Sedco714. Władze brytyjskie wyraziły zgodę na rezygnację z wiercenia drugiego planowanego otworu ratunkowego.

Litwa. Wydaje się, że długotrwały spór (trwający od lipca 2010 r.) w sprawie podziału krajowego operatora gazowniczego Lietuvos Dujos dobiega końca (Prz. Geol., 58: 1061). Zgodnie z planami rządu litewskiego i dyrektywą UE powstaną trzy nowe spółki, w tym jedna kontrolowana przez państwo, zajmująca się eksploatacją gazowego systemu przesyłowego, i dwie spółki dystrybucyjne z udziałem Gazpromu i E.ON. Koncern E.ON posiada 38,9% udziałów Lietuvos Dujos, a Gazprom – 37%. Litewski minister ds. energii Arvydas Sekmotas powiedział, że ostateczny rozdział nastąpi w 2014 r. W kwietniu br. dotychczasowy prezes Lietuvos Dujos Walerij Gołubiew ustąpił ze stanowiska, ale pozostał w zarządzie spółki.

Szwedzka firma Tethys Oil AB rozpoczęła wiercenie otworu Skomantai-1 koło Kłajpedy. Będzie to wiercenie kierunkowe o głębokości pomiarowej 2381 m i rzeczywistej głębokości pionowej 2042 m. W otworze zlokalizowanym około 2 km od złoża ropy Pociai w obrębie koncesji Gargždai mają zostać zbadane perspekty-

wieczność piaskowców kambryjskich, jak również potencjał roponośny łupków sylurskich. Właścicielem koncesji Gargždai jest litewska firma UAB Minijos Nafta, Tethys Oil posiada 25% udziałów.

Turkmenistan. Projekt gazociągu z Turkmenistanu do Pakistanu i Indii ma już 20 lat, ale dotychczas nie wyszedł poza fazę wstępnych dyskusji. Teraz być może sytuacja się zmieni, bo w maju br. w Aszchabadzie prezydenci Afganistanu, Pakistanu i Turkmenistanu, a także indyjski minister ds. ropy naftowej podpisali porozumienie o budowie prawie 1800-kilometrowego gazociągu TAPI (Turkmenistan–Afganistan–Pakistan–Indie). Częścią składową porozumienia jest 20-letni kontrakt na dostawy 33 mld m³ gazu rocznie od 2018 r. Poinformował o tym przedstawiciel ministerstwa ds. ropy naftowej i zasobów naturalnych Pakistanu, Muhammad Ejaz Chaudhry. Gaz będzie pochodził początkowo ze złoża Dauletabad, a następnie, po zagospodarowaniu, ze złoża-giganta Gałkynysz (dawna nazwa Jolotan Południowy) o zasobach 13,1–21,2 bln m³ gazu. Trasa gazociągu ma przebiegać przez Herat i Kandahar w Afganistanie, Kwetę i Multan w Pakistanie do miejscowości Fazilka na granicy z Indiami, a stamtąd do Nowego Delhi i będzie przekraczać kilka pasm górskich, w tym Safed Koh osiągające wysokość 3535 m i Toba Kakar o wysokości 3485 m. Jednak największą przeszkodą jest obecność talibów w południowym Afganistanie i na pograniczu z Pakistanem oraz separatystów w Beludżystanie. Finansowanie inwestycji ma zapewnić Azjatycki Bank Rozwoju. W 2008 r. koszt gazociągu obliczano na 7,6 mld USD, obecnie szacuje się go na 10–12 mld USD. Analitycy z IHS Energy powątpiewają w powodzenie tej inwestycji: „Gdy oddziały NATO wycofają się w 2014 r., budowa kosztownego gazociągu w kraju ze słabym rządem centralnym wydaje się prawie nie do zrealizowania”. Przedsięwzięcie jest popierane przez USA, które liczą na wzmocnienie współpracy Pakistanu i Indii i jednocześnie na osłabienie Iranu.

Argentyna. W 1992 r. państwowy koncern naftowy YPF (Yacimientos Petroliferos Fiscales) został sprzedany hiszpańskiemu Repsolowi i po tej transakcji firma przestała przynosić straty. Jednak w ostatnim okresie YPF był krytykowany przez rząd z powodu niezadowolających wyników finansowych i spadającego wydobywania ropy, co powodowało wzrost kosztów importu. Anulowano również przyznane wcześniej 15 koncesji na wydobywanie ropy i gazu. W kwietniu br. prezydent Argentyny Cristina Fernandez de Kirchner skierowała do parlamentu wniosek o przejęcie przez państwo większościowego pakietu 51% akcji YPF. W ciągu kilkunastu dni uchwała została przyjęta przez senat i przez izbę niższą parlamentu. Repsolowi pozostawiono 6% udziałów bez prawa głosu w najważniejszych sprawach. Personel hiszpański natychmiast odsunął i tymczasowe

kierowanie koncernem powierzono ministrowi planowania i wiceministrowi gospodarki Argentyny. Nieco później prezydent de Kirchner mianowała dyrektorem wykonawczym YPF Manuela Galuccio, poprzednio pracującego dla Schlumbergera.

Jak można było się spodziewać, decyzja rządu argentyńskiego spotkała się z negatywną reakcją Hiszpanii, jednak skrytykowały ją również kraje Ameryki Łacińskiej z wyjątkiem Wenezueli, argumentując, że wywłaszczenie Repsolu może zahamować inwestycje zagraniczne w Argentynie. Tymczasem w maju Repsol anulował kontrakty na dostawy skroplonego gazu ziemnego dla Argentyny. Stanowiły one 12,5% importu gazu skroplonego. Hiszpański koncern żąda odszkodowania w wysokości 8,2 mld euro.

Kuba. Ukończono wiercenie rozpoczętego w lutym br. przez Repsol otworu zlokalizowanego na północ od Hawany. Odwiert zakończony na głębokości 4500 m (przy głębokości wody 1706 m) bez uzyskania objawów złożowych zostanie zlikwidowany. W 2004 r. Repsol wykonał wiercenie Yamagua-1 o głębokości 3410 m, w którym stwierdzono występowanie kompleksu skał węglanowych o bardzo dobrych własnościach zbiornikowych, ale również był to otwór negatywny. Przedstawiciel Repsolu oświadczył, że hiszpański koncern rezygnuje z kontynuacji programu poszukiwawczego w tym rejonie.

Platforma Scarabeo 9 zostanie przeniesiona na zachodni kraniec Kuby, aby wierceć następny otwór dla Petroleos de Venezuela.

Wiertnictwo. W koreańskiej stoczni Hyundai Heavy Industries powstanie nowy statek wiertniczy do wierceń głębokowodnych zamówiony przez Diamond Offshore Drilling. Jednostka o nazwie Ocean BlackLion będzie mogła wierceć przy głębokości wody dochodzącej do 3650 m. Wyposażona zostanie w dwie głowice przeciwybuchowe z siedmioma szczękami i wyciąg o udźwigu na haku 1250 t. Będzie to czwarty statek wiertniczy tego samego typu eksploatowany przez Diamond Offshore Drilling. Koszt wyniesie 655 mln USD, termin przekazania do użytku wyznaczono na IV kwartał 2014 r.

Również w stoczni Hyundai powstaje półzanurzalna platforma wiertnicza przeznaczona do wierceń na Morzu Barentsa i przystosowana do całorocznej pracy w trudnych, subarktycznych warunkach i przy maksymalnej głębokości wody wynoszącej 3050 m. Konstrukcja platformy zamówionej przez firmę Fred Olsen Energy z Oslo zostanie zakończona w marcu 2015 r., koszt budowy wyniesie 700 mln USD.

Źródła: Bloomberg, Hart's E&P, IEA, LNG Energy, Nabucco GmbH, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, PGNiG SA, Rigzone, RusEnergy, Statoil, Upstream, World Oil