

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Statystyka wydobycia gazu ziemnego na świecie pokazuje dość ustabilizowany obraz, przeważnie bez wyróżniających się spadków lub przyrostów. Wzrost wydobycia wyniósł 3% (tab. 1), podczas gdy w 2011 r. wyniósł 2,7%, co oznacza, że ożywienie gospodarki światowej postępuje powoli. Dla Europy Zachodniej pozytywnym zjawiskiem jest zahamowanie spadku wydobycia, zmiana w stosunku do 2011 r. dla regionu wynosi 101,8%, głównie dzięki dobrym wynikom Norwegii. Jednocześnie spadło wydobycie w Danii i w Niemczech, a przede wszystkim w Wielkiej Brytanii, gdzie zmniejszenie wynosi niemal 20%. Na tym tle umacnia się pozycja Holandii jako drugiego po Norwegii producenta gazu. W Europie Wschodniej dominujący producent, czyli Rosja, praktycznie nie zwiększył produkcji, podczas gdy kraje azjatyckie byłego ZSRR wykazują wzrost, przy czym najlepszy rezultat osiągnął Azerbejdżan, z przyrostem wydobycia wynoszącym niemal 17%, chociaż jest to znacznie mniej niż rok wcześniej (Prz. Geol., 7/2012, str. 366).

W Ameryce Północnej, podobnie jak w ub.r., o dodatnim wyniku dla regionu decyduje 6-procentowy wzrost produkcji gazu w USA. W Kanadzie nastąpiło odwrócenie tendencji zwykłej i wydobycie spadło o 3,5%. W Ameryce Południowej zwraca uwagę wzrost produkcji gazu w Brazylii, który wyniósł 16,6%. Coraz ważniejszymi producentami są (nieuwzględnione w tabeli) Boliwia (wydobycie 17,6 mld m³ gazu), Peru (11,6 mld m³) i Ekwador (10,1 mld m³). Trend spadkowy utrzymuje się w Argentynie, chociaż nadal zajmuje drugie miejsce za Trynidadem. Utrzymanie poziomu produkcji obserwuje się również w Afryce, chociaż w Egipcie i Nigerii nastąpił spadek. Postępuje odbudowa wydobycia w Libii, o czym świadczy spektakularny wskaźnik wzrostu wydobycia o 88%, ale daleko jeszcze do powrotu do stanu z 2010 r. z produkcją 15,6 mld m³.

Wzmocnienie sektora gazowego na Bliskim Wschodzie przyczyniło się do zwiększenia produkcji, szczególnie w Zjednoczonych Emiratach Arabskich i w Arabii Saudyjskiej. Znaczne wahania występują w Iranie, bo po wzroście w 2011 r. teraz nastąpił wyraźny spadek. Wydobycie na Dalekim Wschodzie wykazuje niewielki przyrost, ale w poszczególnych krajach występują zarówno spadki, jak i przyrosty. Najbardziej wydobycie zwiększyło się w Tajlandii (14,1%), z kolei Indie są coraz bardziej uzależnione od importu, bo wydobycie spadło o 11,2%. Chiny, będące największym odbiorcą gazu, zwiększyły wydobycie o 6,1%.

Produkcja gazu ziemnego w krajach OPEC zwiększyła się w 2012 r. o 1,7%, przy czym jeśli chodzi o ten surowiec, kartel ma tylko 17-procentowy udział, odmiennie niż w produkcji ropy naftowej. Produkcja gazu z Morza Północnego w 2012 r. nieznacznie zwiększyła się (2,1%) w porównaniu z 2011 r., ale jest to tylko 5,4% produkcji światowej.

OPEC. Prognoza zapotrzebowania na ropę naftową z OPEC w 2013 r. została obniżona o 13 600 t/d. ze względu na wzrastające wydobycie w krajach spoza OPEC. Poprzednio komitet doradczy monitorujący sytuację rynkową przewidywał, że popyt wyniesie 4,09 mln t/d, teraz obniżył kwotę do 4,03 mln t/d ropy. Komitet przyznał, że istotną rolę w tych zmianach odgrywa udział ropy z łupków w USA. Jednocześnie OPEC ostrzega o problemach, przed jakimi stoi przemysł naftowy USA, m.in. związanych z ilością i strukturą wierceń.

Polska. Firma MicroSeismic z Houston podała wiadomość o rozpoczęciu instalacji systemów monitorowania, rejestracji i analiz wpływu szczelinowania hydraulicznego w rejonach poszukiwań gazu z łupków w Polsce. Stosowane będą rozstawy geofonów rozmieszczone promieniście (10–12 rozstawów), z połączeniami kablowymi lub bezprzewodowymi. Pomiary umożliwią kontrolowanie zachowania się ośrodka skalnego w czasie szczelinowania i po jego zakończeniu. Rejestracje w czasie rzeczywistym pozwolą użytkownikom dostosować wydajność pomp oraz rodzaj podsadki i płynów roboczych stosowanych w zabiegach pobudzania eksploatacji. Instalacje będą rozmieszczone na obszarze 12–40 km². Dyrektor MicroSeismic, Peter Duncan, nie ujawnił zleceniodawcy i rejonu prac.

Wielka Brytania. Kraj ten importuje gaz ziemny z Norwegii, Holandii i Kataru. W marcu br. Centrica, jeden z największych brytyjskich dostawców energii elektrycznej i gazu, podpisała 20-letni kontrakt na dostawy skroplonego gazu ziemnego z USA. Kontrahentem jest firma Cheniere Energy, która od 2018 r. będzie dostarczać rocznie 1,75 mln t skroplonego gazu ze swojego terminalu Sabine Pass w Teksasie. Premier Wielkiej Brytanii David Cameron określił transakcję jako istotny element dywersyfikacji zaopatrzenia w energię, a przyszłe dostawy gazu z USA jako jej długofalowe, pewne i korzystne źródło. W październiku ub.r. cena gazu w USA utrzymywała się poniżej 14,3 centa za 1 m³, podczas gdy w Wielkiej Brytanii było to 36 centów za 1 m³.

Tymczasem na spotkaniu poświęconym zaopatrzeniu Europy w gaz ziemny rosyjski wicepremier Wiktor Zub-

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

Tab. 1. Wydobywanie gazu ziemnego na świecie w latach 2011–2012 (wg Oil & Gas Journal, 2013)

Kraj	Wydobywanie [mld m ³]		Zmiana 2011:2012 [%]
	2011	2012	
Ameryka Północna	896,8	935,5	104,3
Kanada	144,8	139,7	96,5
Meksyk	67,9	67,7	99,6
USA	684,0	728,1	106,4
Ameryka Południowa	150,5	155,7	103,4
Argentyna	36,8	36,3	98,6
Brazylia	14,5	16,9	116,6
Trynidad	39,4	40,4	102,5
Wenezuela	20,2	20,3	100,7
Pozostałe	39,7	44,7	112,5
Europa Zachodnia	254,6	259,1	101,8
Dania	5,9	5,3	89,9
Holandia	77,3	77,8	100,7
Niemcy	12,1	10,1	83,6
Norwegia	101,2	114,1	112,8
Wielka Brytania	47,6	38,9	81,7
Włochy	8,0	8,3	104,5
Pozostałe	2,7	4,7	173,8
Europa Wschodnia + b. ZSRR	850,5	874,9	102,9
Azerbejdżan	23,3	27,3	116,9
Kazachstan	34,8	38,7	111,1
Inne kraje b. ZSRR	136,7	151,5	110,8
Rosja	638,2	640,1	100,3
Rumunia	6,5	6,8	105,3
Pozostałe Europa Wschodnia	11,0	10,6	95,9
Afryka	152,7	154,8	101,4
Algieria	77,3	77,1	99,8
Egipt	37,6	36,2	96,2
Libia	4,7	8,8	188,5
Nigeria	26,0	23,8	91,3
Pozostałe	7,1	8,9	125,4
Bliski Wschód	483,3	489,7	101,3
Arabia Saudyjska	77,0	83,9	109,0
Iran	170,9	160,0	93,6
Katar	117,0	119,6	102,2
Oman	29,1	30,6	105,3
Zjednoczone Emiraty Arabskie	49,9	55,5	111,0
Pozostałe	39,3	40,1	102,0
Daleki Wschód	426,2	439,3	103,1
Chiny	102,6	108,9	106,1
Indie	48,4	43,0	88,8
Indonezja	76,7	82,9	108,1
Malezja	62,3	60,4	97,0
Pakistan	42,3	44,7	105,7
Tajlandia	36,4	41,6	114,1
Pozostałe	57,5	57,9	100,7
Australia + Oceania	49,4	53,1	107,7
Australia	44,9	48,3	107,7
Pozostałe	4,5	4,8	107,4
Razem świat	3263,9	3362,2	103,0
W tym OPEC	563,5	572,8	101,7
W tym Morze Północne	177,8	181,5	102,1

kwow podkreślił rolę Rosji jako wiarygodnego dostawcy i powiedział, że może ona sprzedawać Wielkiej Brytanii 40 mld m³ gazu rocznie, prawie tyle, ile wynosił import tego surowca w ciągu ostatnich 3 lat. Równocześnie zaakcentował konieczność określenia wielkości zapotrzebowania na gaz rosyjski jako warunku dalszych inwestycji proeksploatacyjnych. Przypomniał też propozycję budowy dodatkowych dwóch nitek gazociągu Nord Stream z przedłużeniem do Wielkiej Brytanii (Prz. Geol., 9/2012, str. 466). Zachęty ze strony wicepremiera Zubkowa (jest on jednocześnie przewodniczącym Rady Dyrektorów Gazpromu) mają przyczynić się do zahamowania spadku eksportu rosyjskiego gazu do Europy. W 2011 r. było to 150 mld m³, w 2012 r. 138 mld m³ gazu. Projekt przedłużenia Nord Streamu do Wielkiej Brytanii został sceptycznie przyjęty przez BP.

Rosja. Przejęcie brytyjsko-rosyjskiego konsorcjum TNK-BP przez Rosneft sprawiło, że powstała największa firma naftowa na świecie, z produkcją 206 mln t ropy, 47 mld m³ gazu i 97 mln t produktów rafineryjnych. Umowę podpisali 21 marca br. w Moskwie dyrektor generalny Rosneft Igor Sieczin i dyrektor generalny BP Bob Dudley. Obaj będą zasiadać w komisji przygotowującej połączenie firm. BP otrzymało za swoje udziały w TNK-BP 16,7 mld dolarów w gotówce i 12,8% akcji Rosneft i obecnie posiada łącznie prawie 20% udziałów rosyjskiego koncernu. Wpływy ze sprzedaży będą częściowo przeznaczone na spłatę odszkodowań, które BP musi zapłacić za katastrofę w Zatoce Meksykańskiej. TNK-BP powstało w 2003 r. jako konsorcjum, do którego weszły działający w Rosji oddziały BP i rosyjska grupa kapitałowa AAR. Komentatorzy szacują całkowitą wartość transakcji na 55 mld dolarów.

Norwegia. Budowa gazociągu Polarled zwiększy możliwości wykorzystania złóż już eksploatowanych, jak również ułatwi zagospodarowanie przyszłych odkryć w tym rejonie kraju. Jest to poważna inwestycja, której koszty wyniosą 4,3 mld dolarów. Sam tylko kontrakt na dostawę 325 tys. t rur opiewa na kwotę 350 mln dolarów. Gazociąg o długości 482 km połączy złoże Aasta Hansteen na Morzu Norweskim z zakładem przeróbki gazu w Nyhamna na północ od Bergen i ma być ukończony w III kwartale 2015 r. Do tej pory nie układano rurociągu o takiej średnicy (910 mm) tak głęboko – w najgłębszym miejscu będzie to 1265 m. Rune Bjørnson, szef pionu gazowego Statoilu, podkreślił znaczenie, jakie dla lokalnych firm będą miały zamówienia na usługi budowlano-montażowe, dostawy materiałów czy transport związane z realizacją inwestycji.

Iran. Prezydent Iranu Mahmud Ahmadineżad i prezydent Pakistanu Asif Ali Zardari wzięli udział w uroczystości rozpoczęcia budowy planowanego od dawna gazociągu Iran–Pakistan (Prz. Geol., 4/2013, str. 223). Symboliczny pierwszy spaw odcinka rur wykonano 11 marca br. w porcie Czababar nad Zatoką Omańską, ok. 100 km od granicy z Pakistanem. Gaz w ilości 21 mln m³/d będzie dostarczany magistralą nr 7 z Iranshahr. Odcinek pakistański o długości 780 km do Nawabshah w prowincji Sindh ma być gotowy w ciągu 2 lat. Nadal jednak nie wyjaśniono, jakie instytucje finansowe udzielą niezbędnych kredytów szacowanych na 7,5 mld dolarów. Rząd Pakistanu chce zrealizować tę

inwestycję, nie zważając na zapowiedzi sankcji ze strony USA, które próbują izolować Iran.

USA. Koncern Shell ogłosił, że zawiesza swoje plany wierceń na Morzu Czukockim i na Morzu Beauforta na 2013 r. (Prz. Geol., 11/2012, str. 584). Statek wiertniczy Noble Discoverer i barka Kulluk po serii awarii i uszkodzeń w ub.r. zostały odholowane do stoczni w Azji w celu wykonania napraw. Na początku kwietnia br. ConocoPhillips zakomunikował o rezygnacji z wierceń na Morzu Czukockim w 2014 r. Jako przyczynę podano niepewność co do skutków wdrożenia nowych przepisów federalnych dotyczących prac w tym rejonie i ich konsekwencji finansowych. Również Statoil oznajmił, że postanowił „ponownie rozważyć” plany wierceń na Alasce w 2015 r. i przesunąć je na dalszy okres. Powyższe decyzje trochę zmieniają perspektywę rychłego udostępnienia zasobów węglowodorów znajdujących się w Arktyce i przypominają o skali trudności w realizacji projektów wierceń poszukiwawczych na tym obszarze.

Dążąc do redukcji kosztów wierceń, w tym kosztów paliwa silnikowego, firma wiertnicza Patterson-UTI Drilling zastosowała do napędu urządzeń wiertniczych silniki zasilane gazem ziemnym zamiast silników wysokoprężnych. Pierwsza taka wiertnica pracuje w hrabstwie Harrison w Zachodniej Wirginii. Ten rodzaj silników charakteryzuje się niższą emisją tlenków azotu, CO₂ i cząstek organicznych niż silniki wysokoprężne i spełnia surowe stanowe i federalne normy emisji. Takie silniki mają też dłuższe przebiegi między przeglądami okresowymi i wymianą oleju. Mogą być zasilane gazem z separatorów na wiertni, gazem skroplonym lub propanem. Zapewniają także utrzymanie osiągniętych na wysokości do 2400 m, co ma znaczenie podczas wierceń w terenach górskich. Wprowadzenie w wiertnictwie na szerszą skalę silników, które mogą być zasilane gazem z wiercenia, będzie bardzo ważne ze względu na ograniczenie spalania gazu w pochodniach. Silniki gazowe produkuje firma Waukesha należąca do koncernu General Electric, obecna także w Polsce, gdzie sprzedaje pompy odśrodkowe.

Afryka Wschodnia. Wydłuża się lista odkryć złóż ropy i gazu na lądzie i na morzu. W północno-zachodniej Kenii, w otworze Ngamia-1, na głębokości 1515 m przewiercono piaszczysty horyzont produktywny o miąższości ponad 100 m, a następnie w interwale 1800–1940 m kilka innych horyzontów z ropą i gazem. Również odległe o 22 km wiercenie Twiga South-1 okazało się sukcesem, ponieważ stwierdzono trzy poziomy roponośne z ropą średnią o ciężarze 0,8397 g/cm³, piaszczyste, o dobrych własnościach zbiornikowych, z których uzyskano łączny przypływ 382 t/d ropy. Tullow Oil i Africa Oil, które prowadzą poszukiwania w obrębie tego bloku koncesyjnego, spodziewają się uzyskania przypływu ponad 700 t/d po zastosowaniu ulepszonych uzbrojenia odwiertu. W otworze Paipai-1 w północnej Kenii w piaszczystych utworach dolnej kredy stwierdzono obecność lekkich węglowodorów i wiercenie

zakończono na głębokości 4255 m w skałach magmowych podłoża. Większość bloków koncesyjnych, na których jest prowadzone rozpoznanie, znajduje się we wschodnio-afrykańskiej dolinie ryftowej mającej swoje przedłużenie na terytorium Etiopii. W Etiopii również są planowane prace poszukiwawcze i Africa Oil dysponuje tam koncesją o powierzchni 42 500 km².

W Ugandzie, gdzie oprócz Tullow Oil wiercenia poszukiwawcze prowadzi też Total, na północ od jeziora Alberta, węglowodory stwierdzono w otworach Nigiri-1 i Lyec-1. W otworze Lyec-1 o głębokości końcowej 290 m przewiercono horyzont roponośny o miąższości netto 12 m. Kolejnym wierceniem w tym rejonie będzie Okuma-A.

Spośród 12 wierceń wykonanych na lądzie we wschodniej Afryce w I kwartale 2013 r. cztery były negatywne.

W Mozambiku, na morzu, w otworze Coral-3, odkryto w formacji Mamba złożę gazu o zasobach geologicznych szacowanych na 2,1 bln m³. Operatorem jest włoski koncern ENI. Również na morzu, w sektorze Tanzanii, w obrębie bloku 2, w otworze Tangawizi-1, w piaskowcach trzeciorzędowych stwierdzono akumulację gazu ziemnego o zasobach wydobywalnych wynoszących 113–170 mld m³. Nowe złożę znajduje się w pobliżu wcześniej odkrytych złóż Zafarani i Lavani. Blok 2 rozpoznano dotychczas tylko sejsmiką 2-D, teraz Statoil wspólnie z firmą ExxonMobil planuje wykonanie zdjęcia 3-D.

Gazohydraty. Tytuł informacji przekazanej 12 marca br. przez JOGMEC (Japan Oil, Gas and Metals National Corporation) – „Potwierdzono produkcję gazu z warstw gazohydratów” – był na tyle frapujący, że wiadomość cytowano w wielu mediach, nie tylko branżowych. Japoński koncern podał, że przygotowania do pierwszego testu produkcyjnego na morzu rozpoczęły się w ub.r. odwierceniem przez statek wiertniczy Chikyu w niecce Nankai na Oceanie Spokojnym otworu produkcyjnego i otworów kontrolnych. Test rozpoczęto 12 marca br. i z interwału, w którym występują gazohydraty, po dekompresji uzyskano przypływ metanu. Potwierdzono również dysocjację gazohydratów w otworze kontrolnym oddalonym o 20 m od otworu produkcyjnego. Wskutek usterek w pracy pompy podającej wodę do wytworzenia dekompresji i równoczesnego zwiększenia zanieczyszczeń piaszczystych oraz znacznego pogorszenia warunków pogodowych test zakończono 18 marca br. Następny test będzie wykonany do sierpnia br. JOGMEC zaznaczył, że pierwszy test produkcyjny jest operacją doświadczalną, która dostarczy wartościowych informacji dotyczących warunków dysocjacji gazohydratów pod dnem morskim i wpływu na otaczające środowisko, i stanowi znaczny postęp w badaniach nad gazohydratami i przygotowaniem ich eksploatacji. Nie jest to jednak przemysłowa produkcja metanu.

Źródła: Alexander Gas & Oil Con., Gazprom, Hart's E&P, JOGMEC, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, Rigzone, Rosneft, Statoil, tehrantimes.com, Upstream, World Oil