

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Informacje o wielkości emisji dwutlenku węgla pochodzącej z wytwarzania energii na świecie, które podaje Międzynarodowa Agencja Energii (MAE), wskazują na stabilizację poziomu emisji w ciągu ostatnich trzech lat. Nastąpiło to przy równoczesnym ożywieniu gospodarki, co może sygnalizować, że nie potwierdza się dotychczasowa zależność

między tymi dwoma czynnikami. Jednak dyrektor agencji Fatih Birol uważa, że jest to tylko możliwość zmiany trendu, niekoniecznie definitywna. Globalna emisja w ub.r. wynosiła 32,1 gigaton CO₂, czyli tyle, ile w poprzednich dwóch latach. Obniżyła się emisja w USA i Chinach, w Europie jej poziom jest stabilny i te regiony kompensują wzrost w pozostałych krajach. Największy spadek – 3% – 160 mln t CO₂ nastąpił w USA. Komentatorzy amerykańscy przypisują to wzrostowi produkcji gazu z łupków i źródłom odnawialnym. MAE zwraca uwagę, że do zahamowania emisji CO₂ związanej z wytwarzaniem energii oprócz działań rynkowych przyczyniły się też kosztowne zmiany w technologii. Chociaż jest to wiadomość pozytywna, to jednak ta zmiana nie wystarczy, żeby wprowadzić świat na ścieżkę utrzymania wzrostu globalnej temperatury poniżej 2°C do końca tego wieku. Jeszcze jedną okolicznością, która może zniwelować dotychczasowe osiągnięcia USA w zakresie ograniczania emisji CO₂, są działania prezydenta Trumpa. Chce on wycofać przepisy wprowadzone przez Baracka Obamę ograniczające emisję gazów powodujących efekt cieplarniany, tzw. Clean Power Plan. Obecnie 21 spośród 27 stanów objętych tym planem spełnia jego wymogi.

W statystykach wydobycia gazu ziemnego na razie nie widać wpływu nowej prowincji produkcyjnej – Basenu Lewantyńskiego we wschodniej części Morza Śródziemnego. Nowoodkryte duże złoża Lewiatan, Tamar, Aphrodite, Mari czy Zohr są dopiero w fazie zagospodarowania i produkcja na skalę przemysłową dopiero się zaczyna. Nawet Egipt, mimo serii niedawnych odkryć w delcie Nilu, boryka się ze spadkiem wydobycia w 2016 r. (po znacznym wzroście o 25% w 2015 r.).

Wydobycie gazu ziemnego na świecie w 2016 r. w porównaniu z rokiem poprzednim utrzymało się na niezmiennym poziomie (tab. 1), chociaż w niektórych regionach nastąpił wzrost. Najbardziej widoczny był w Afryce, głównie dzięki rosnącej produkcji w Algierii. W Europie, czyli w najbardziej interesującym nas regionie, sytuacja nieznacznie się poprawiła dzięki zwiększonemu wydobyciu z Morza Północnego Wielkiej Brytanii i Norwegii. Pozostali liczący się producenci, również nieuwzględnieni

Tab. 1. Wydobycie gazu ziemnego na świecie 2015–2016 (wg Oil and Gas Journal, 2017)

Kraj	2015 [mld m ³]	2016 [mld m ³]	Zmiana 2015 : 2016 [%]
Ameryka Północna	1031,5	1026,2	99,5
Kanada	149,1	162,6	109,1
Meksyk	66,1	60,3	91,2
USA	816,2	803,3	98,4
Ameryka Południowa	178,3	171,5	96,2
Argentyna	34,9	36,5	104,7
Boliwia	22,0	22,1	100,4
Brazylia	34,1	29,3	85,8
Trynidad	39,5	34,4	87,2
Wenezuela	23,2	23,1	99,7
Pozostałe	24,6	26,1	105,9
Europa	242,6	246,7	101,7
Dania	4,6	4,5	97,4
Holandia	53,2	51,8	97,3
Niemcy	8,3	7,6	91,8
Norwegia	119,2	122,2	102,5
Rumunia	11,5	10,3	89,4
Wielka Brytania	35,1	38,3	109,3
Włochy	6,8	5,8	85,5
Pozostałe	3,9	6,3	159,2
Rosja + b. ZSRR	872,9	877,9	100,6
Azerbejdżan	19,4	18,6	96,2
Kazachstan	44,4	46,6	104,8
Rosja	635,8	639,8	100,6
Inne kraje b. ZSRR	173,2	172,9	99,8
Afryka	168,7	184,3	109,2
Algieria	78,1	94,7	121,3
Egipt	44,3	43,1	97,3
Libia	15,2	15,3	100,5
Nigeria	23,8	23,8	100,0
Pozostałe	7,3	7,3	100,5
Bliski Wschód	581,1	588,8	101,3
Arabia Saudyjska	84,9	84,9	100,0
Bahrajn	10,9	14,2	130,9
Irak	23,2	29,1	125,3
Iran	157,9	157,9	100,0
Katar	188,2	186,8	99,2
Kuwejt	16,6	16,9	101,8
Oman	29,2	29,2	100,0
Zjedn. Emiraty Arab.	44,7	56,0	125,3
Pozostałe	25,5	13,8	54,0

¹ Ul. Czerniakowska 28a m. 4, 00-714 Warszawa; ostoja53@gmail.com.

Tab. 1. Wydobycie gazu ziemnego na świecie 2015–2016 (wg Oil and Gas Journal, 2017) (cd.)

Kraj	2015 [mld m ³]	2016 [mld m ³]	Zmiana 2015 : 2016 [%]
Daleki Wschód	449,8	450,7	100,2
Brunei	12,4	12,0	96,6
Chiny	133,2	136,5	102,5
Indie	33,7	31,5	93,3
Indonezja	72,3	73,2	101,2
Malezja	63,5	64,2	101,2
Pakistan	41,0	41,6	101,4
Tajlandia	39,9	37,7	94,5
Wietnam	11,2	11,2	100,0
Pozostałe	42,6	42,8	100,4
Australia + Oceania	58,0	61,6	106,2
Australia	53,0	56,2	106,1
Pozostałe	5,0	5,3	107,6
Razem świat	3582,8	3607,7	100,7
W tym OPEC	668,8	690,2	103,2
W tym Europa – morze	174,0	180,0	103,4

w tabeli, wykazują spadki produkcji. Rosja wg danych Oil & Gas Journal utrzymała poziom produkcji, wzrost niemal o 5% nastąpił w Kazachstanie. Z kolei u potencjalnego dostawcy gazu dla Południowego Korytarza Gazowego, czyli w Azerbejdżanie, wydobycie zmniejszyło się o 4%. Na Bliskim Wschodzie, przy bardzo zróżnicowanej wielkości produkcji gazu w poszczególnych krajach, znaczne przyrosty w Iraku, Bahrajnie i Zjednoczonych Emiratach Arabskich nie równoważą spadku produkcji w Katarze i sumaryczny wzrost jest tylko 1-procentowy. W Azji od paru lat utrzymuje się dysproporcja w możliwościach pokrycia rosnącego zapotrzebowania na energię między Chinami i Indiami. W Chinach wydobycie gazu rośnie, natomiast w Indiach systematycznie spada. W tej części świata wyróżnia się Australia, w której w ub.r. odnotowano 6-procentowy wzrost produkcji. Na półkuli zachodniej wskaźniki w roku 2016 były niekorzystne zarówno w Ameryce Północnej, jak i Południowej. W Ameryce Łacińskiej mimo zwiększonego wydobycia w Argentynie bilans dla regionu jest ujemny. Na północy dzięki zwiększonemu wydobyciu w Kanadzie ogólny wynik był tylko nieznacznie gorszy od tego w roku poprzednim. Spadek produkcji jest szczególnie niekorzystny dla Meksyku, bo powoduje konieczność zwiększenia importu gazu z USA.

Polska. Wyniki Grupy PGNiG w 2016 r. przedstawione na konferencji prasowej 8 marca br., obejmujące wzrost sprzedaży gazu i zwiększenie liczby przyłączeń nowych odbiorców oraz większy niż w roku poprzednim zysk netto, w opinii Zarządu PGNiG SA są dobre i wskazują na pozytywne efekty intensyfikacji działalności segmentów dystrybucji i obrotu. Sytuacja w segmencie poszukiwań i wydobycia są mniej korzystne, wydobycie gazu wynosiło 4458 mln m³, co oznacza spadek o 3,7%, wydobycie ropy wynosiło 1318 tys. t – spadek o 7,8%. Niskie ceny ropy wpłynęły również na obniżenie przychodów w tym segmencie. Dalsze plany Grupy PGNiG zostały określone w strategii na lata 2017–2022 z perspektywą do 2026 r. opu-

blikowanej 14 marca br. Kierunki działania mają być dostosowane do zmian zachodzących na rynkach światowych, rosnącej konkurencji na rynku w kraju i konieczności dywersyfikacji kierunków zaopatrzenia w gaz po roku 2022, czyli po zakończeniu kontraktu jamalskiego. W okresie objętym strategią zakłada się osiągnięcie skumulowanego wyniku EBITDA (*earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*) w wysokości ok. 33,7 mld PLN, co powinno umocnić pozycję grupy i poprawić konkurencyjność. Realizację tego celu ma zapewnić zwiększenie hurtowego i detalicznego obrotu gazem poprzez zwiększenie sprzedaży na rynku krajowym i w znacznie większym stopniu na rynkach zagranicznych. Kontynuowana będzie rozbudowa podziemnych magazynów gazu, co po ukończeniu obiektu Kosakowo pozwoli uzyskać całkowitą pojemność magazynową – 3 mld m³. Dużą wagę przywiązuje się do rozbudowy sieci dystrybucyjnej i zwiększenia ilości przyłączy – w okresie 2017–2022 będzie to 300 tys. nowych przyłączy. Na inwestycje w segmencie dystrybucji przeznaczona jest 10 mld PLN, co stanowi 29% całości nakładów inwestycyjnych, które wynoszą 34 mld PLN. W zakresie poszukiwań i wydobycia przewiduje się wzrost udokumentowanych zasobów węglowodorów o 35%, w tym krajowych o 7%. Roczne wydobycie węglowodorów zwiększy się z 5,3 mln t równoważnika ropy w 2017 r. do 7,5 mln t równoważnika ropy w 2022 r. Wydobycie krajowe powinno być utrzymane na poziomie 4,08–4,48 mln t równoważnika ropy rocznie. Produkcja zagraniczna będzie pochodzić z zasobów w Norwegii i Pakistanie. Po 2022 r. zamiarem operatora będzie znaczne zwiększenie produkcji ze złóż w Norwegii do poziomu 2,5 mld m³ gazu rocznie. Do osiągnięcia tych wskaźników będzie konieczne utrzymanie jednostkowych kosztów zagospodarowania złóż i wydobycia. To z kolei wymaga skoncentrowania poszukiwań w rejonach o największym prawdopodobieństwie odkrycia nowych zasobów, niekiedy weryfikacji posiadanych koncesji pod kątem efektywności oraz skrócenia okresu rozpoznania złóż. Nakłady w segmencie poszukiwań i wydobycia w okresie 2017–2022 wyniosą 15 mld PLN, co stanowi 45% środków przeznaczonych na inwestycje.

Europa. Większość eksportu skroplonego gazu ziemnego z USA jest kierowana na rynki Ameryki Łacińskiej, znaczne ilości także do Azji i tylko 17% trafia do Europy. Do 2016 r. gaz z USA w ogóle nie docierał do Europy z powodu restrykcji eksportowych, teraz najważniejszym powodem niewielkiego udziału eksportu do tego regionu jest różnica cen. Ceny płacone przez największych odbiorców, tj. Japonię i Południową Koreę, są wyższe od tych europejskich. Jednak tegoroczna zima, ze styczniem najzimniejszym od 7 lat, spowodowała opróżnienie podziemnych magazynów gazu i jest potrzebne uzupełnienie zapasów. Jednocześnie zbliża się moment uruchomienia trzeciej linii produkcyjnej w zakładach skraplania gazu Sabine Pass w Luizjanie i na rynku pojawiają się dodatkowe ilości LNG. Co więcej, cena LNG w Azji spada i zbliża się do tej w Wielkiej Brytanii. Powstają więc warunki do zwiększenia eksportu LNG z USA do Europy. Dotychczas takie dostawy odbierają Hiszpania, Portugalia i Włochy. Cheniere Energy Inc., operator zakładów Sabine Pass, ocenia jednak, że różnice w cenach są niewystarczające i dlatego

obecny poziom dostaw nie jest duży. Ponadto jest przecież konkurencja ze strony Rosji i Norwegii, które dostarczają rurociągami tańszy gaz. Wszystkie powyższe zastrzeżenia są istotne, ale w opinii analityków rynku energii eksport gazu skroplonego z USA do Europy będzie wzrastał.

Izrael. Plan gazociągu z Izraela do Włoch przedstawiony przez izraelskiego ministra ds. energii Yuvala Steinitza, jako wejście do grona poważnych eksporterów gazu ziemnego, wywołał liczne komentarze w mediach europejskich i bliskowschodnich, a także rosyjskich. Budowa podmorskiego gazociągu o długości 2200 km, której koszt szacuje się na 6–7 mld USD, byłaby istotnie otwarciem nowego szlaku transportowego do Europy zasilanego gazem z nowych złóż we wschodniej części Morza Śródziemnego. Na spotkaniu w Tel Awiwie 3 kwietnia br. przedstawiciele Izraela, Włoch, Grecji i Cypru w obecności komisarza Komisji Europejskiej ds. klimatu i energii Miguela Ariasa Cañete podpisali wstępne porozumienie o przystąpieniu do tej inwestycji. Minister Steinitz zapowiada podpisanie umów międzyrządowych do końca br., żeby inwestycja została ukończona w 2025 r. Izrael i Cypr zapewniają, że już obecnie dysponują zasobami pozwalającymi na eksport 400–500 mld m³ gazu, a w ciągu paru lat zwiększą się one do 3 bln m³. Trasa gazociągu rozpoczyna się w izraelskiej strefie ekonomicznej, biegnie przez wody terytorialne Cypru, następnie na północ od Krety i wokół Peloponezu przez Morze Jońskie do Apulii w południowych Włoszech. Lokalnie gazociąg będzie układany na głębokości przekraczającej 3000 m. Ministrowie ds. energii lub gospodarki uczestniczący w podpisaniu porozumienia, jak również komisarz Cañete, podkreślali zalety tej inicjatywy i korzyści dla ich krajów. Ostrożniejsze są opinie przemysłu i firm konsultingowych, które wskazują nie tylko na ryzyko polityczne towarzyszące realizacji takiego przedsięwzięcia, ale i na niepewność co do terminowego zapewnienia dostaw gazu. Jednym z powodów są opóźnienia w zagospodarowaniu złóż na Morzu Śródziemnym, m.in. przekraczające rok opóźnienie we wdrożeniu eksploatacji złoża Lewiatan. Ponadto Izrael podpisał końcowe lub wstępne kontrakty na dostawę gazu do Jordanii, Egiptu i Autonomii Palestyńskiej, prowadzi również rozmowy na temat budowy gazociągu podmorskiego do Turcji. Wszystkie te czynniki mogą sprawić, że dobry i potrzebny projekt może dołączyć do długiej listy inwestycji, które nie wyszły z fazy listów intencyjnych i wstępnych założeń projektowych.

Arabia Saudyjska. Dwuletni okres zastoju w inwestycjach energetycznych dobiegł końca i zarówno koncerny, jak i firmy państwowe ogłaszają plany nowych przedsięwzięć. Saudyjski bank inwestycyjny Arab Petroleum Investments Corp. (APICORP) opublikował zamierzenia krajowe obejmujące projekty w dziedzinie energii. W ciągu najbliższych 5 lat królestwo przeznaczy na inwestycje 124 mld USD, nie licząc 42 mld USD na projekty, które już są w fazie realizacji. Tym samym Arabia Saudyjska znajduje się na czele krajów Bliskiego Wschodu i Afryki Północnej pod względem wielkości planów inwestycyjnych.

Na drugim miejscu sytuuje się Iran z kwotą 103 mld USD, ale przewyższa Arabię wielkością nakładów na inwestycje rozpoczęte wynoszącą 51 mld USD. APICORP szacuje łączne nakłady w regionie na inwestycje planowane i rozpoczęte w latach 2017–2021 na 960 mld USD, podczas gdy rok temu było to 60 mld USD mniej. W podziale na gałęzie branży energii najwięcej, bo 207 mld zostanie przeznaczonych na budowę elektrowni, 195 mld na projekty związane z ropą naftową i 159 mld USD na projekty gazowe.

Rosja. Na Morzu Łąptiewów Rosnieft rozpoczęła wiercenie Centralnaja-Olginskaja-1 na bloku Chatanga u wybrzeży półwyspu Tajmyr. Będzie to otwór kierunkowy o głębokości pionowej 5000 m, wiercony z lądu, z odgałęzieniem poziomym o odchyleniu do 15 tys. m. Głębokość morza wynosi 32 m. Jest to najdalej wysunięty na północ otwór poszukiwawczy w Rosji – znajduje się na szerokości 71°59'N (złożo Goliat na Morzu Barentsa znajduje się na szerokości 71°30'N). W 2016 r. na zlecenie Rosniefti wykonano na tym obszarze 35 tys. km profili sejsmicznych 2D i 5 tys. km² zdjęć 3D oraz badania aerogeofizyczne na powierzchni 207 tys. km². W sumie rozpoznaniem objęto 800 tys. km² i zlokalizowano tam 114 perspektywicznych obiektów strukturalnych. Blok Chatanga w Kraju Krasnojarskim ma powierzchnię 18 709 km². Zasoby geologiczne węglowodorów na Morzu Łąptiewów są szacowane na 1,3 mld t równoważnika ropy naftowej.

Wiercenie w Kraju Krasnojarskim rozpoczyna również Łukoil. W obrębie bloku Wostoczno-Tajmyrskij o powierzchni 13 800 km² zaprojektowano otwór poszukiwawczy 1-P o głębokości 5500 m, który ma rozpoznać utwory dolnego kambru.

Jemen. Trwająca od trzech lat wojna domowa w Jemenie poza destabilizacją regionu i zagrożeniem dla sąsiadów może spowodować zakłócenia w transporcie ropy z Zatoki Perskiej do Europy. Według danych amerykańskiej Agencji Informacji Energetycznej z 2013 r. dzienny tranzyt ropy przez cieśninę Bab al Mandab wynosił 516 tys. t. Wspierani przez Iran rebelianci Huti, walczący z rządem, kontrolują część wybrzeża Morza Czerwonego przylegającą do cieśniny i parokrotnie dokonywali ataków rakietowych na jednostki USA i Emiratów Arabskich uczestniczące w konflikcie po stronie rządowej. Aczkolwiek ataki ustały po zniszczeniu nabrzeżnych stacji radarowych należących do Huti, to pojawiło się nowe zagrożenie w postaci możliwości zaminowania szlaku morskiego w cieśninie Bab al Mandab. Ostrzega o tym wywiad marynarki wojennej USA, który zaobserwował próby stawiania pól minowych w rejonie portu Mokka. Zamknięcie, nawet krótkotrwałe, szlaku żeglugowego przez Morze Czerwone wywoła poważne zaburzenia w dostawach ropy. Zmiana trasy prowadzącej przez Morze Czerwone i Kanał Sueski na trasę wokół Afryki wydłużyłaby czas rejsu tankowca o 15 dni. Jest to więc ryzyko destabilizacji sytuacji na rynku ropy i wzrostu cen, którego nie można lekceważyć.

Źródła: Financial Times, Hart's E&P, Lukoil, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, PGNiG, Rosnieft, World Oil