

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Początek roku zwykle jest okazją do podsumowań, w tym także do zestawień najważniejszych sukcesów poszukiwawczych. Znamienne, że wszystkie odkryte w 2013 r. złoża znajdują się na morzu, co oznacza dalszy rozwój sektora produkcji i usług związanych z poszukiwaniami i eksploatacją ropy naftowej i gazu ziemnego. Największe złożo, Lon-

tra, odkryto na wodach Angoli. Jego zasoby (ropa i gaz) szacuje się na 122 mln t równoważnika ropy. W otworze, który osiągnął głębokość 4194,9 m, przewiercono poziom złożowy o miąższości netto 76 m. Drugie znaczące odkrycie to złożo gazu B14/B17 w Malezji na Morzu Południowochińskim o zasobach 115 mln t równoważnika ropy. Horyzont gazonośny w utworach rafowych ma miąższość 548 m, miąższość netto wynosi 483 m. Kolejne ważne akumulacje to:

- złożo ropy i gazu Ogo na wodach Nigerii o zasobach 105 mln t równoważnika ropy, interwał złożowy ma miąższość 160 m, miąższość netto wynosi 65,8 m;
- złożo ropy i gazu Nene Marine na wodach Republiki Kongo o zasobach 95 mln t równoważnika ropy;
- złożo gazu Agulha/Coral u wybrzeży Mozambiku o zasobach 95 mln t równoważnika ropy;
- złożo gazu Tangawizi na wodach Tanzanii o zasobach 78 mln t równoważnika ropy;
- złożo ropy Coronado w amerykańskiej części Zatoki Meksykańskiej o zasobach 74,8 mln t;
- złożo gazu Salamat w delcie Nilu o zasobach 68 mln t równoważnika ropy;
- złożo ropy Shenandoah amerykańskiej części Zatoki Meksykańskiej o zasobach 68 mln t;
- złożo ropy Maximino w meksykańskiej części Zatoki Meksykańskiej o zasobach 68 mln t;
- złożo ropy Bay du Nord w basenie Flemish Pass w pobliżu Nowej Fundlandii o zasobach 61 mln t;
- złożo ropy Harpoon w Kanadzie na Atlantyku o zasobach 13,6–27 mln t.

Analitik, który przygotował to zestawienie dla Oil & Gas Financial Journal, zwraca uwagę, że w 2013 r. odkryto łącznie zasoby 2,7 mld t równoważnika ropy, podczas gdy roczne światowe zużycie ropy wynosi 6,8 mld t.

Wydobycie gazu na świecie utrzymuje się na tym samym poziomie, wzrost w 2013 r. wyniósł tylko 1,1% (tab. 1) w porównaniu z 3-procentowym przyrostem w 2012 r., ale również w poszczególnych regionach różnice są niewielkie. W liczbach bezwzględnych jest to 3400 mld m³ gazu, o 762 mld m³ więcej niż 10 lat temu. W Europie Zachod-

niej po niewielkim zwiększeniu produkcji w 2012 r. (Prz. Geol., 61(5): 274) nastąpił spadek o 8,2%, co wynika ze zmniejszenia wydobycia u wszystkich ważniejszych producentów gazu. Największe spadki zanotowano w Holandii (12,7%) i Wielkiej Brytanii (11,3%). Wyjątek stanowią Niemcy, gdzie wydobycie wzrosło, ale są to zbyt małe ilości, aby odwrócić trend. W środkowej i wschodniej Europie najważniejszy jest wzrost wydobycia w Rosji wynoszący 4,4%, natomiast w pozostałych krajach w części europejskiej zmiany są niewielkie. Rosnące wydobycie gazu w krajach b. ZSRR łącznie z Azerbejdżanem i Kazachstanem sprzyjać będzie zaspokojeniu potrzeb wielkich importerów w Azji, ale wymaga też rozwoju magistrali przesyłowych.

W Afryce całkowite wydobycie nie zmieniło się w sposób zasadniczy, jednak dla Europy najważniejsze są dane z Afryki Północnej, bo stamtąd pochodzi gaz dostarczany do południowej Europy. Produkcja gazu w Libii i Egipcie zmniejszyła się, co jest spowodowane sytuacją wewnętrzną, jedynie w Algierii utrzymano dotychczasowy poziom.

Nie ma większych zmian na Bliskim Wschodzie, również stan na Dalekim Wschodzie rozpatrywanym jako całość można uznać za ustabilizowany. Uwagę zwracają jednak różnice w Chinach i Indiach. Obie potęgi przemysłowe potrzebują coraz więcej energii, w tym gazu ziemnego, tymczasem w Indiach nastąpił 16-procentowy spadek wydobycia, podczas gdy Chiny osiągnęły wzrost o 3,4%.

Inna jest sytuacja na drugiej półkuli, gdzie przeszło 4/5 produkcji gazu przypada na Amerykę Północną, i tam, mimo nieznacznych wahań, wydobycie utrzymuje się na dotychczasowym poziomie. W Ameryce Południowej coraz poważniejszym producentem staje się Brazylia z niemal 27-procentowym wzrostem w stosunku do roku ubiegłego. Kłopoty przeżywa argentyński sektor gazowy, co przejawia się trwającym od kilku lat spadkiem wydobycia. Jeśli ta tendencja utrzyma się, to miejsce Argentyny w tabeli zajmie Boliwia, która w 2013 r. osiągnęła 20-procentowy wzrost wydobycia.

Jak wskazują wyniki analiz wykonanych przez szwedzką firmę Lundin Petroleum, nie można się spodziewać, aby wykorzystanie ogromnych zasobów węglowodorów znajdujących się na obszarach arktycznych nastąpiło szybko. Wzmoczone zainteresowanie możliwością udostępnienia złóż ropy i gazu, pobudzone głównie za sprawą opracowań amerykańskiej służby geologicznej, Wood Mackenzie i Fugro Robertson, zwróciło uwagę na związane z tym problemy techniczne i logistyczne. Dostosowanie urządzeń wiertniczych i eksploatacyjnych do warunków arktycznych jest

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

Tab. 1. Wydobycie gazu ziemnego na świecie w latach 2012–2013 (wg Oil & Gas Journal, 2014)

Kraj	2012 [mld m ³]	2013 [mld m ³]	Zmiana 20012:2013 [%]
Ameryka Północna	935,5	932,4	99,7
Kanada	139,7	141,9	101,6
Meksyk	67,7	65,6	96,9
USA	728,1	724,9	99,6
Ameryka Południowa	155,7	164,1	105,4
Argentyna	36,3	34,0	93,7
Brazylia	16,9	21,4	126,8
Trynidad	40,4	42,6	105,3
Wenezuela	20,3	20,4	100,3
Pozostałe	44,7	45,8	102,6
Europa Zachodnia	259,1	237,9	91,8
Dania	5,3	4,8	91,6
Holandia	77,8	67,9	87,3
Niemcy	10,1	10,6	105,0
Norwegia	114,1	108,6	95,1
Wielka Brytania	38,9	34,5	88,7
Włochy	8,3	8,0	96,4
Pozostałe	4,7	3,5	75,0
Europa Wschodnia + b. ZSRR	874,9	920,6	105,2
Azerbejdżan	27,3	29,6	108,4
Kazachstan	38,7	41,9	108,3
Inne kraje b. ZSRR	151,5	163,7	108,1
Rosja	640,1	668,1	104,4
Rumunia	6,8	6,8	100,0
Pozostałe	10,6	10,6	100,4
Afryka	154,8	155,6	100,5
Algieria	77,1	78,1	101,3
Egipt	36,2	35,7	98,5
Libia	8,8	8,5	96,5
Nigeria	23,8	23,8	100,0
Pozostałe	8,9	9,6	107,1
Bliski Wschód	489,7	494,4	101,0
Arabia Saudyjska	83,9	84,9	101,2
Iran	160,0	157,9	98,7
Katar	119,6	118,9	99,4
Oman	30,6	31,9	104,3
Zjednoczone Emiraty Arabskie	55,5	56,0	101,0
Pozostałe	40,1	44,8	111,8
Daleki Wschód	439,3	439,1	99,9
Chiny	108,9	112,7	103,4
Indie	43,0	36,1	84,1
Indonezja	82,9	75,7	91,3
Malezja	60,4	65,0	107,7
Pakistan	44,7	43,8	98,0
Tajlandia	41,6	42,8	103,0
Pozostałe	57,9	63,0	108,8
Australia + Oceania	53,1	55,4	104,2
Australia	48,3	50,5	104,5
Pozostałe	4,8	4,9	100,8
Razem świat	3362,2	3400,2	101,1
W tym OPEC	572,8	573,2	100,1
W tym Europa – morze	181,5	168,2	92,7

kosztowne, także transport sprzętu i wydobywanych surowców będzie trudniejszy i bardziej skomplikowany, co również zwiększy niezbędne nakłady finansowe. Odrębnym zagadnieniem stanowi spełnienie wymagań dotyczących ochrony środowiska, chociaż organizacje ekologiczne w ogóle nie chcą dopuścić do rozpoczęcia poszukiwań w Arktyce. W sytuacji, gdy w prognozach zapowiadany jest spadek cen ropy w latach 2015–2016 o kilkanaście procent w stosunku do cen bieżących, trudno podejmować decyzje o uruchomieniu kosztownych projektów inwestycyjnych na obszarach wysokiego ryzyka. Brytyjska firma Cairn Energy prowadząca poszukiwania na Atlantyku w pobliżu Grenlandii mimo wyasygnowania przeszło 1 mld USD nie odkryła akumulacji o znaczeniu przemysłowym. Innym przykładem jest odłożenie przez koncern Statoil rozpoczęcia inwestycji produkcyjnych na złożu Johan Castberg na Morzu Barentsa. Shell wstrzymał plany wierceń na Alasce, zawieszono też zagospodarowanie złoża Sztokmanowskoje w rosyjskiej części Morza Barentsa. Wszystkie wymienione wcześniej czynniki potwierdzają opinię prezesa Lundin Petroleum, Iana Lundina, że nie należy się spodziewać dostaw ropy naftowej z Arktyki co najmniej przez 15 lat.

Rozpoczęcie prac poszukiwawczych w Arktyce powinno być poprzedzone rozgraniczeniem stref ekonomicznych – zainteresowane strony to Rosja, Stany Zjednoczone, Kanada, Norwegia i Dania. Ogólne zasady reguluje konwencja prawa morskiego ONZ, jednak wysuwane są roszczenia o rozszerzenie stref ekonomicznych dalej niż 200 mil morskich. Jak pokazuje przypadek negocjacji Rosji i Norwegii w sprawie granicy sektorów na Morzu Barentsa, rokowania mogą trwać wiele lat.

Jeszcze jeden element, który może opóźnić wejście firm naftowych na Ocean Arktyczny, to zmiany klimatyczne. Z obserwacji meteorologicznych z ostatnich lat wynikało, że topnienie pokrywy lodowej postępuje szybko i nieprzerwanie. Tymczasem najnowsze informacje amerykańskiego ośrodka badawczego National Snow and Ice Data Center nie potwierdzają tego. Latem 2012 r. obszar pokryty lodem skurczył się do 5,1 mln km², ale we wrześniu 2013 r. było go 1,7 mln km² więcej. Mniej lodu było u wschodnich wybrzeży Grenlandii, na południe od cieśniny Fram oraz na Morzu Karskim i Morzu Łaptiewów. Z kolei na morzach Beauforta, Czukockim i Wschodniosyberyjskim zasięg lodu był większy, zablokowane było również Przejście Północno-Zachodnie w Kanadzie. Może to być tylko incydentalna zmiana, ale prognozy o uwolnieniu od lodów w miesiącach letnich np. Północnej Drogi Morskiej wydają się przedwczesne.

Polska. W styczniu br. firma San Leon Energy informowała o zachęcających rezultatach kolejnego etapu szczelnienia w otworze Lewino-1G2 wykonanego w poszukiwaniu gazu z łupków, zaś w marcu nadeszły wiadomości o postępie w przygotowaniach do eksploatacji złoża gazu Siekierki. Odwiercono tam otwory Trzek-1, Trzek-22H, Trzek-3H i Krzesinki-1, w których w czasie próbnej eksploatacji uzyskano wydajność 57–85 tys. m³/d gazu. San Leon Energy podpisała list intencyjny z Baker Hughes Poland o wspólnym zagospodarowaniu złoża z podziałem zysków ze sprzedaży gazu. W najbliższym czasie zostaną uzgodnione techniczne szczegóły współpracy i terminy

realizacji inwestycji. Uzyskano już pozwolenia na budowę infrastruktury, zapewniony jest też odbiór gazu.

Europa. Uzależnienie Europy od gazu rosyjskiego pogłębia się. Według informacji Gazpromu udział gazu rosyjskiego na rynku europejskim zwiększył się z 26% w 2012 r. do 29,9% w 2013 r. Dostawy Gazpromu w tym okresie wzrosły o 16,3% – do 161,5 mld m³. Ogółem zużycie gazu ziemnego w Europie spadło o 1%, łączny import gazu do Europy zmniejszył się o 0,6%, natomiast wydobycie własne obniżyło się o 1,4%. Jednak Komisja Europejska nie jest zaniepokojona tą tendencją i w komunikacie po spotkaniu w Moskwie komisarza KE ds. energii Günthera Öttingera z rosyjskim ministrem energetyki Aleksandrem Nowakiem na posiedzeniu komitetu stałego w dniu 17 stycznia br. nie było żadnej wzmianki na ten temat.

Rosja. Podsumowując wyniki poszukiwań w 2013 r. agencja Rosniedra, organ rosyjskiego Ministerstwa Zasobów Naturalnych i Ekologii, poinformowała, że największe z odkrytych złóż miało zasoby 12 mln t ropy. Tymczasem w lutym br. dziennik Wiedomosti przekazał dane o nowych szacunkach zasobów gazowo-kondensatowego złoża Južno-Kirinskoje na Morzu Ochockim, odkrytego w 2010 r. Początkowo było ono uważane za złożo gazowe, teraz po wykonaniu dodatkowych wierceń rozpoznawczych w ramach projektu Sachalin-3 stwierdzono tam znaczne ilości ropy i zasoby w kategorii C₁+C₂ wynoszą 464 mln t ropy, 682 mld m³ gazu i 131 mln t kondensatu.

Ten duży sukces spowodował znaczne komplikacje w strategii zagospodarowania zasobów w regionie rosyjskiego Dalekiego Wschodu. Gazprom przewidywał, że złożo Južno-Kirinskoje stanowić będzie bazę surowcową dla zakładów skraplania gazu Władywostok LNG i że eksploatacja rozpocznie się w 2018 r. Jednak w przypadku złoża ropno-gazowego zasady prawidłowej eksploatacji zalecają w pierwszej kolejności wydobycie ropy, a później gazu, co opóźniłoby dostawy gazu do zakładów LNG. Projekt Sachalin-3 obejmuje dwa inne złoża gazowe: Kirinskoje i Mynginskoje, ale ich produkcja jest za mała w stosunku do potrzeb zakładu Władywostok LNG. Znaczne ilości gazu są wydobywane w projekcie Sachalin-1, którego operatorem jest Exxon Neftegas Limited. Gazprom proponował Exxonowi zakup gazu, ale po cenie obowiązującej na rosyjskim rynku wewnętrznym i z tego powodu transakcja nie doszła do skutku, a większość gazu z Sachalina-1 jest ponownie zatłaczana do złoża. Teraz Gazprom pertraktuje z Rosnieftią na temat wymiany ropy ze złoża Južno-Kirinskoje na gaz z Sachalina, aby dotrzymać terminu uruchomienia zakładów Władywostok LNG w 2020 r.

Innym rozwiązaniem byłoby zwiększenie zdolności produkcyjnych zakładów skraplania gazu funkcjonujących w projekcie Sachalin-2. To z kolei wymagałoby negocjacji z Shellem, który jest udziałowcem tego projektu. Komentatorzy podkreślają, że współpraca Gazpromu zarówno z Rosnieftią, jak i z Shellem nie przebiega łatwo i być może racjonalnym podejściem będzie przekazanie złoża Južno-Kirinskoje do zagospodarowania spółce Gazpromu, Gazprom Nieft.

Norwegia. Decyzje Statoilu o opóźnieniu rozpoczęcia eksploatacji ogromnego złoża Johan Sverdrup na Morzu Północnym oraz o odłożeniu projektu zagospodarowania złoża Johan Castberg na Morzu Barentsa motywowane wzrostem kosztów i podatków zaniepokoiły premier Norwegii Ernę Solberg i ministra ds. ropy naftowej i energii Torda Liena. Rząd norweski przywiązuje dużą wagę do rozwoju przemysłu naftowego i zwiększenia wydobycia ropy i gazu, tymczasem w ub.r. produkcja ropy zmniejszyła się o 6,4% w stosunku do 2012 r., a produkcja gazu spadła o 5%. Przedstawiciele sektora naftowego wskazują na wzrost podatków wprowadzony przez poprzedni socjaldemokratyczny rząd Partii Pracy, ale minister Tord Lien zwrócił uwagę na różnice w kosztach wierceń między Norwegią i Wielką Brytanią. W Norwegii koszty te należą do najwyższych na świecie i są o 45% wyższe od brytyjskich. Teraz rząd sformowany przez Partię Konserwatywną zamierza dokonać przeglądu kosztów pracy i uprościć niektóre przepisy dotyczące platform i instalacji morskich, a w dalszej kolejności rozważyć korektę podatków.

Wiertnictwo. Firma Deep Casing Tools z Aberdeen specjalizuje się w produkcji osprzętu do zarurowania i dowiercania otworu wiertniczego. Jednym z takich narzędzi jest Turbocaser Express do poszerzania otworu w celu prawidłowego zapuszczenia rur okładzinowych. Jego skuteczność została potwierdzona w Arabii Saudyjskiej, w wierceniu o głębokości 8021,7 m. W ciągu 6 godzin za pomocą Turbocaser Express poszerzono odcinek otworu o długości 685,8 m, bez obracania przewodu wiertniczego, co umożliwiło zapuszczenie do planowanej głębokości linera 7" o długości 5105,4 m. Jest to rekord szybkości oczyszczania otworu i jednocześnie rekordowa długość linera. Poprzedni rekord sprzed paru miesięcy został ustanowiony również z użyciem poszerzacza Turbocaser Express i wynosił 548,6 m poszerzanego odcinka w otworze o głębokości 7938,2 m.

Źródła: Alexander Gas & Oil Connections, Bloomberg, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, Rigzone, Rus Energy, San Leon Energy, vedomosti.ru, World Oil