



WIADOMOŚCI GOSPODARCZE

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



OPEC. Wydobycie ropy naftowej w krajach OPEC w lutym br. osiągnęło rekordowy poziom 4,09 mln t/d, co spowodowane było zwiększonym zapotrzebowaniem, a to z kolei według przedstawicieli organizacji świadczy o ożywieniu w światowej gospodarce. Ważnym sygnałem był też okresowy wzrost notowań ceny ropy WTI – 3 marca br. wyniosła ona 104,92 USD za baryłkę (cena ropy Brent w tym samym dniu wynosiła 110,95 USD). Producenci wyciągnęli wniosek, że potrzebna jest korekta poprzedniej prognozy wydo-

bycia w górę o 13 tys. t/d i zgoda na średnie wydobycie w 12 krajach członkowskich na poziomie 4,03 mln t/d. OPEC zwróciła uwagę na znaczny wzrost wydobycia w Iraku, które w lutym br. osiągnęło 462 tys. t/d i częściowo zrekompensowało spadek wydobycia w Libii i Arabii Saudyjskiej.

Świat. We wstępie do prognozy stanu poszukiwań w 2014 r. redaktor miesięcznika World Oil Kurt Abraham stwierdził z satysfakcją, że sprawdziły się opinie z grudnia 2012 r. zapowiadające 2013 r. jako okres wzrostu aktywności w sektorze poszukiwań i wydobycia. Nastąpiło to

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

mimo stopniowego spadku cen ropy o 10%. W tym roku w dalszym ciągu ważnym kierunkiem są złoża niekonwencjonalne, ale na podstawie doświadczeń zebranych w różnych regionach świata można zestawiać długą listę czynników decydujących o sukcesie w uzyskaniu opłacalnej produkcji gazu lub ropy. Mają one zróżnicowany wpływ w zależności od warunków lokalnych.

Tegoroczne prognozy mają nieco inny charakter niż te z poprzednich lat, bo komentatorzy zupełnie zrezygnowali z prób oszacowania przyszłych cen ropy w USA i w Europie, niewiele jest też przewidywań sytuacji w skali globalnej. Za najważniejszy parametr uznano wzrost nakładów na poszukiwania i wydobycie określony na podstawie ankiet z 300 firm naftowych. Nakłady zostaną podwyższone o 6,1% w porównaniu z 2013 r. i osiągną poziom 723 mld USD. Pomyślnie perspektywy rysują się w USA, gdzie wydatki zwiększą się o 7%. Tendencja wzrostowa spodziewana jest na Bliskim Wschodzie i w Ameryce Łacińskiej, natomiast spowolnienie nastąpi w Chinach i w Afryce. Te przewidywania potwierdza ważny wskaźnik, jakim jest liczba wierceń. Szacuje się, że w 2014 r. zwiększy się ona na świecie o 2,4%, przy czym w Australii i Oceanii będzie to 9,7%, w Ameryce Północnej 8%, na Bliskim Wschodzie 5,9%, w Ameryce Południowej 3,1% i w Rosji i krajach b. ZSRR 1,8%. Spadek nastąpi w Europie Zachodniej (-1,6%) i w Afryce (-1,4%). Liczba wierceń na morzu wzrosła o 4,4% – obecnie stanowią one przeszło 5% łącznej liczby otworów wiertniczych na świecie.

Obok dominujących zagadnień dotyczących Ameryki Północnej, a przede wszystkim USA (spośród 11 ekspertów tylko dwóch nie reprezentuje przemysłu amerykańskiego), więcej miejsca poświęcono jedynie Rosji i Basenowi Lewantyńskiemu na Morzu Śródziemnym. Zarówno potencjał rosyjskiej sejsmiki poszukiwawczej, jak i ilość wierceń pozwalają sądzić, że obserwowane w ostatnim okresie niedostateczne tempo wzrostu produkcji ropy i gazu (przy rosnącym zapotrzebowaniu wewnętrznym i planach eksportowych) zostanie przewyżczone. Duże znaczenie ma współpraca z zagranicznymi partnerami jak Exxon, Shell czy Total. Najnowsze przykłady to kontrakt Rosneft–Statoil na poszukiwania na Morzu Ochockim i Morzu Barentsa obejmujące obszar 102 tys. km² oraz powołanie konsorcjum Rosneft z indyjskim ONGC, również z zadaniem wspólnych poszukiwań w Arktyce.

Znaczna część wypowiedzi ekspertów nie ma przełożenia na stan przemysłu naftowego na świecie, ponieważ koncentruje się na wewnętrznych problemach USA. Komentatorzy krytykują rząd amerykański za brak jednolitej polityki energetycznej w dłuższej perspektywie i brak konsekwencji w działaniach w tej dziedzinie. Nawiązując do wypowiedzi prezydenta USA Baracka Obamy o znaczeniu osiągnięcia przewagi krajowej produkcji ropy nad importem, zwracają uwagę, że nastąpiło to pomimo utrudnień ze strony administracji i ograniczenia wierceń na terenach i wodach federalnych. Nasila się nieprzychylna nastawienie części opinii publicznej do przemysłu naftowego – już nie tylko szczelinowanie hydrauliczne, ale także sejsmika i wiercenia jako takie są na cenzurowanym. Niezbędna jest akcja informacyjna i edukacyjna o dużym zasięgu pokazująca rzeczywisty poziom zagrożeń, a jednocześnie przypominająca o związku między poziomem życia i kosztem energii. Wdrożenie nowych technologii w wiertnictwie i eksploatacji nie tylko zapewni zaspokojenie potrzeb energetycznych, lecz również zwiększy liczbę nowych miejsc

pracy – w 2012 r. był to wzrost o 7% w stosunku do 2011 r. Jednak przemysł nadal czeka na decyzje Departamentu Energii i Departamentu Spraw Wewnętrznych USA m.in. w sprawie wymagań technicznych dotyczących głowic przeciwybuchowych i warunków wykonywania badań sejsmicznych na morzu.

Polska. W dalszym ciągu PGNiG zajmuje dominującą pozycję w kraju w dziedzinie poszukiwań i wydobycia ropy i gazu. W minionym roku prace wiertnicze prowadzono w 34 otworach, ukończono 24 otwory. Próby złożowe wykonano w 16 odwiertach, w tym w siedmiu z lat poprzednich. Pozytywne rezultaty uzyskano w ośmiu odwiertach, pięć zakończyło się wynikiem negatywnym. W bieżącym roku liczba wierceń ma się zwiększyć do 55 otworów. Analiza wyników głębokich wierceń w Karpatach (Niebieszczy-1 do głębokości 3800 m i Dukla-1 do 4500 m) wskazuje na obecność interwału nasyconego węglowodarami o miąższości przekraczającej 1000 m, lecz o złych własnościach petrofizycznych, co oznacza konieczność dalszych prac studialnych nad kierunkami poszukiwań w tym regionie. W ramach wyprzedzającego rozpoznania na obszarach koncesyjnych wykonano 535,07 km profilu sejsmicznych 2-D i 969,467 km² zdjęć sejsmicznych 3-D. Na koniec 2013 r. PGNiG posiadało 85 koncesji na poszukiwania ropy i gazu o łącznej powierzchni 58,78 tys. km², 227 koncesji na wydobywanie węglowodorów i 9 koncesji na użytkowanie podziemnych magazynów gazu.

Dzięki uruchomieniu w lipcu ub.r. kopalni ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów znacznie zwiększyło się krajowe wydobycie ropy. W 2013 r. PGNiG wydobycie 815,4 tys. t ropy i 4211,2 mln m³ gazu, natomiast wydobycie Lotos Petrobaltic wyniosło 145,6 tys. t ropy i 16 mln m³ gazu. Łączna produkcja ropy w kraju osiągnęła więc 961 tys. t, produkcja gazu 4227,2 mln m³. Jeśli do powyższych liczb dodać wydobycie z koncesji zagranicznych, to łączna produkcja ropy w 2013 r. przekroczyła milion ton i wyniosła 1244,3 tys. t, a produkcja gazu 4258,3 mln m³. Nie są to dane kompletne, bo eksploatację gazu ziemnego w Polsce prowadzi również firma FX Energy, tak więc pełna informacja znajdzie się w tegorocznym bilansie zasobów kopalni publikowanym przez Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy.

Memorandum z 12 grudnia ub.r. (Prz. Geol., 62(2): 74) znalazło swój finał w postaci umowy o współpracy przy poszukiwaniu gazu z łupków w Polsce podpisanej 31 marca br. przez firmy PGNiG i Chevron Polska Energy Resources. Powołany zostanie wspólny komitet techniczny (Joint Technical Committee), który ustali zakres i harmonogram prac poszukiwawczych. Pierwszy etap obejmować będzie dokonanie oceny zasobów gazu z łupków na koncesjach Tomaszów Lubelski i Wiszniów-Tarnoszyn (PGNiG) oraz Zwierzyniec i Grabowiec (Chevron). Oprócz dwóch wymienionych Chevron posiada jeszcze koncesje Frampol i Kraśnik.

Bulgaria. Bułgarski minister ekonomii i energii Dragomir Stojnew, przemawiając w parlamencie, stwierdził, że budowa South Stream nie powinna być wstrzymana i że jest to stanowisko wszystkich krajów zaangażowanych w tę inwestycję, ponieważ ma ona strategiczne znaczenie dla całej Europy. Wypowiedź D. Stojnewa nawiązywała do negocjacji Komisji Europejskiej z Rosją w sprawie dostosowania umów zawartych przez Gazprom z państwami, przez które przebiegać będzie gazociąg, do postanowień

trzeciego pakietu energetycznego. Mimo ostrzeżeń KE 4 kwietnia br. parlament bułgarski uchwalił nowelizację ustawy energetycznej wyłączającą 24-kilometrowy odcinek przyszłego gazociągu na wodach terytorialnych Bułgarii z całego segmentu bułgarskiego. Tym samym nie będzie on podlegać przepisom Unii Europejskiej.

Ukraina. Po rozmowach z przebywającym w Brukseli ukraińskim ministrem energetyki i przemysłu węglowego Jurijem Prodanem komisarz KE ds. energii Günther Öttinger powiedział, że porozumienie dotyczące rewersu w przepływie gazu ziemnego ze Słowacji na Ukrainę może być sfinalizowane do końca kwietnia br. Formalna zgoda na ten rodzaj przesyłu nie oznacza bezwłocznego uruchomienia dostaw, bo konieczne są uzgodnienia słowackiego operatora Eustream z Ukrtransgazem i zbudowanie nowych stacji pomiarowych w granicznych punktach przesyłu. Tymczasem 25 marca br. Gazprom zakomunikował, że cena gazu dla Ukrainy, która na początku roku wynosiła 268,50 USD za 1000 m³, wzrasta do 387 USD, a od 3 kwietnia wynosić będzie 485 USD, więc poszukiwanie dodatkowych dróg zasilania staje się sprawą pilną. Ukraina zużywa ok. 50 mld m³ gazu rocznie, z czego krajowe wydobycie stanowi 30%. Wykorzystanie połączenia ze Słowacją mogłoby zapewnić dostawy rzędu 10 mld m³, a w dłuższej perspektywie nawet 20 mld m³ gazu rocznie. Warianty uzupełniające to import z Węgier (3,5 mld m³), Rumunii (1,8 mld m³) i Polski (1,5 mld m³).

Sygnaly o możliwości wykorzystania rewersu już spowodowały reakcję Gazpromu. Prezes koncernu Aleksiej Miller zapowiedział, że będzie to naruszenie umów dwustronnych, niezezwalających na reeksport gazu. Drugą barierą będzie cena gazu – dla Ukrainy kwota 400 USD/1000 m³ za gaz z kierunku zachodniego jest za wysoka.

Financial Times przypomina zakres uzależnienia UE od rosyjskiego gazu. Dla Finlandii, Estonii, Łotwy, Litwy, Czech i Bułgarii jest to 100%, dla Słowacji 99,5%, dla Niemiec i Polski 79,8% i dla Austrii 71%.

Finlandia. Rządy Finlandii i Estonii podpisały na początku kwietnia br. porozumienie o budowie dwóch terminali LNG na obu brzegach Zatoki Fińskiej i łączącego je podmorskiego rurociągu. Głównym inwestorem i operatorem będzie fińska firma gazownicza Gasum. Realizacja projektu zapewni obu krajom uniezależnienie od Rosji – obecnie stamtąd pochodzi 100% dostaw gazu ziemnego. Osiągnięcie pełnej zdolności produkcyjnej terminalu planowane jest na 2018 r.

Rosja. Gubernator Chanty-Mansyjskiego Okręgu Autonomicznego poinformował, że Total wspólnie z Łukoilem rozpocznie poszukiwania gazu z łupków na blokach koncesyjnych Wostoczno-Kowienskiej, Taszynskij i Liaminskij-3. W ten sposób francuski koncern dołączy do ExxonMobil, Shella i Statoilu, które już wcześniej rozpoczęły współpracę z firmami rosyjskim w zakresie udostępnienia zasobów węglowodorów zgromadzonych w łupkach.

Napięcia między Wschodem i Zachodem, jak obecną atmosferę polityczną określa przeważnie prasa europejska i amerykańska, nie hamują inwestycji w Rosji z udziałem kapitału zagranicznego. W komunikacie z 1 kwietnia br. Rosneft potwierdziła kontynuację budowy zakładu skraplania gazu ziemnego na Sachalinie realizowanego wspólnie z koncernem ExxonMobil. Instalacja ma być oddana do użytku w latach 2018–2019, a jej zdolność produkcyjna w pierwszym etapie wyniesie 5 mln t gazu. Inwestycja została podjęta z myślą o zaopatrzeniu rynku azjatyckiego i według analiz Rosnefti obecny poziom cen LNG w tym regionie zapewni opłacalność projektu. Rosneft jest obok Novateku jedną z dwóch firm rosyjskich, które uzyskały prawo samodzielnego eksportu gazu skroplonego po zniesieniu monopolu Gazpromu. Konkurencją na Dalekim Wschodzie może być gaz z Ameryki Północnej, ale przedstawiciele Rosnefti oceniają, że nie wszystkie terminale do eksportu LNG planowane w USA zostaną oddane do eksploatacji, ponieważ eksport zwiększyłby ceny wewnętrzne i zahamował rozwój gospodarczy.

Firma Gazprom Nieft uzyskała koncesję na poszukiwania ropy z łupków w złożu Južno-Priobskoje. Dolnokredowe formacje perspektywiczne Bażenow i Achimow zalegają tam na głębokości 2500–2700 m. W tym roku zostanie wykonana reinterpretacja danych sejsmicznych 3-D, analiza rdzeni i opracowanie nowego modelu złoża, zaś w przyszłym roku będzie wyznaczona lokalizacja otworu poszukiwawczego i wybrana technologia rozwiercania i opróbowania. Na mocy kontraktu o współpracy zawartego z firmą Schlumberger rozpoznanie potencjalnych akumulacji ropy z łupków będzie prowadzone z wykorzystaniem doświadczenia i metodyki amerykańskiego kooperanta. Badania na złożu Južno-Priobskoje są czwartym projektem Gazprom Niefti związanym z poszukiwaniem ropy z łupków. Wiceprezes firmy Wadim Jakowlew powiedział, że w ciągu ostatnich dwóch lat ilość wierceń wykonywanych z zastosowaniem najbardziej zaawansowanych technologii zwiększyła się z 4% do 35%.

USA. W Zatoce Meksykańskiej uzyskano rekordowe wydobycie ropy ze złóż Cascade i Chinook. Eksploatacja była dotychczas prowadzona w pięciu odwiertach, teraz po odwierceniu dwóch nowych otworów wydobycie zwiększyło się o 3800 t/d i osiągnęło poziom 5440 t/d. Złóża Cascade i Chinook znajdują się w odległości 25 km od siebie i są oddalone od wybrzeża Luizjany o 260 km. Średnia głębokość otworów eksploatacyjnych wynosi przeciętnie 8000 m. Głębokość wody w tym rejonie to 2500 m. Wydobycie ropy jest prowadzone z wykorzystaniem statku BW Pioneer, pierwszego statku klasy FPSO dopuszczonego do użytkowania w Zatoce Meksykańskiej. Operatorem obu złóż jest brazylijski Petrobras.

Źródła: Alexander Gas & Oil Connections, Financial Times, Hart's E&P, naturalgaseurope.com, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, PGNiG, Rigzone, World Oil