

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Zmniejszenie nakładów na poszukiwania w okresie niskich cen ropy spowodowało spadek liczby nowych odkryć. Od roku 2012 wielkość odkrywanych zasobów ropy i gazu stale maleje, w 2016 r. było to 78,8 mln t równoważnika ropy naftowej – najniższy wynik od lat 40. ub.w. O ile w najbliższych latach ta tendencja nie wpłynie w znaczący sposób na podaż ropy, to w dłuższej perspektywie, sięgającej 10 lat, zdaniem S. Młady analityka Rystad Energy, ten wpływ będzie znacznie większy. Dodatkową niekorzystną okolicznością jest przewaga ilości gazu nad ropą w nowych złożach. Bardziej pożądane węglowodory ciekłe stanowią zaledwie 40%. Zestawienie najważniejszych odkryć, które nastąpiły po załamaniu się cen ropy w listopadzie 2014 r., pozwala na nieco bardziej optymistyczne spojrzenie na przyszłość, chociaż podawane tam szacunkowe wielkości zasobów są oparte na danych z pojedynczych wierceń i mogą być obciążone znacznymi błędami. Stosunkowo niewiele wątpliwości budzi ogromne złożo gazu Zohr w głębokowodnym sektorze egipskim, odkryte w sierpniu 2015 r., ponieważ jego eksploatacja już się rozpoczęła. Odkrycie to, ze względu na swoją wielkość, może poważnie podnieść znaczenie basenu wschodniej części Morza Śródziemnego, jako źródła gazu dla regionu i Europy. Drugim takim przyszłościowym obszarem jest ultragłębokowodna strefa u wybrzeży Mauretanii i Senegalu ze złożami Tortue i Teranga odkrytymi na początku 2015 r. Potwierdzeniem jej perspektywiczności jest najnowsze odkrycie z maja br. Otwór Yakaar-1 o głębokości 4700 m przewiercił kompleks gazonośny w utworach dolnego cenomanu o miąższości 120 m, w tym 45-metrowy wielopoziomowy horyzont gazowy z bardzo dobrymi właściwościami porowatości i przepuszczalności. W maju 2015 r. ExxonMobil w ultragłębokich wodach u wybrzeży Gujany wykonał wiercenie Liza-1, którego wyniki potwierdzają odkrycie jednego z największych złóż ropy w ostatnich latach. Do istotnych należy też gazowo-kondensatowe złożo Katambi na wodach Angoli (z kwietnia 2016 r.). Na uwagę zasługują również najnowsze odkrycia z końca 2016 i początku 2017 r. Są to przede wszystkim złoża ropy Druid i Dromberg w basenie Porcupine na atlantyckim skłonie kontynentalnym o zasobach sięgających 544 mln t równoważnika ropy naftowej. Nieco mniejsze, bo blisko 300 mln t, jest złożo ropy Korpjell na Morzu Barentsa odkryte przez Statoil. Kolejne duże odkrycie jest zlokalizowane na morzu na Filipinach i jest nim akumulacja gazowo-kondensatowa Halcon o zasobach szacowanych na 178 mln t równoważnika ropy naftowej.

Złożo North El Mahala z zasobami gazu 68 mln t równoważnika ropy w sektorze egipskim powiększa serię odkryć na Morzu Śródziemnym. Podobna jest wielkość zasobów złoża ropy Zama w meksykańskim sektorze Zatoki Meksykańskiej. Jedyne na tej liście złożo lądowe Klymene znajduje się w Kazachstanie i jego zasoby są szacowane na 57 mln t ropy. W dalszym ciągu zwiększa się znaczenie Zatoki Gwinejskiej i Afryki Zachodniej jako regionu naftowego, ponieważ do Nigerii i Angoli dołączają inne państwa afrykańskie. Można tu wymienić Liberię ze złożem ropy Fatala o zasobach 50 mln t i Wybrzeże Kości Słoniowej – złożo ropy Ayame o zasobach 32 mln t. Na Morzu Barentsa wciąż zwiększa się liczba obiektów złożowych i oprócz niewielkich są dokumentowane również poważniejsze, jak gazowe Gemini Nord o zasobach 34 mln t równoważnika ropy. Jak widać, poza złożem Klymene wszystkie omawiane złoża znajdują się na morzu, co zgadza się ze światową statystyką o 70-procentowej dominacji podmorskich akumulacji węglowodorów, przy czym są to w przybliżeniu w równych proporcjach obiekty na szelfie, głębokowodne i ultragłębokowodne. Analizy Rystad Energy obejmują okres do 2027 r. i sugerują, że w tym czasie na rynku pojawi się niedobór podaży ropy, co nie pozostanie bez wpływu na ceny.

OPEC. W St. Petersburgu odbyło się kolejne, czwarte posiedzenie komitetu monitorującego porozumienie o ograniczeniu wydobycia ropy przez OPEC i kraje spoza organizacji. Podstawą ocen i analiz było sprawozdanie komitetu technicznego, który bardzo pozytywnie ocenił przestrzeganie postanowień porozumienia i stwierdził, że w okresie od stycznia do czerwca br. zgodność z ustaleniami z 10 grudnia 2016 r. wynosiła 98%. Rynek ropy jest stabilny, a powrót do stanu równowagi wyraźny. Jednocześnie mimo zadowalającej sytuacji, komitet monitorujący widzi potrzebę poprawy postępowania niektórych producentów i przeprowadzenia z nimi rozmów „dyscyplinujących”. Na spotkaniu zaaprobowano przekroczenia limitów produkcyjnych w Libii i Nigerii i uznano, że są one uzasadnione aktualnymi wymogami osiągnięcia zrównoważonego poziomu produkcji. Podkreślono zaangażowanie Nigerii w dostosowaniu się do zaleceń OPEC. Niemniej komitet będzie kontynuował monitoring, a w razie potrzeby złożo wniosek o zwołanie nadzwyczajnej konferencji 24 państw. Jednocześnie zaleca przedłużenie deklaracji o współpracy po upływie uzgodnionego terminu I kwartału 2018 r. Piąte posiedzenie komitetu monitorującego jest planowane we wrześniu br., przed konferencją OPEC zapowiedzianą na 30 listopada br.

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

Litwa. Porozumienie pomiędzy Orlen Lietuva i Lietuvos Geležinkeliai (koleje litewskie) podpisane w Wilnie 28 czerwca br. ma zakończyć długotrwały spór w sprawie taryf i przewozów ropy do rafinerii w Możejkach. Stawki za przewóz ropy i produktów ropopochodnych w okresie 2017–2023 będą nieco wyższe niż dotychczas, ale jednocześnie obie strony zobowiązały się wycofać wzajemne roszczenia dotyczące zadłużenia, co ogólnie określono jako kompromis. Podpisanie porozumienia miało uroczyście oprawę, uczestniczył w nim premier Litwy i minister transportu, podkreślano też znaczenie Orlen Lietuva jako największego płatnika podatków i ważnego pracodawcy, jednak nie uregulowano wszystkich kwestii spornych.

PKN Orlen rozpoczął działalność na Litwie w 2006 r., po nabyciu pakietu kontrolnego rafinerii w Możejkach od rosyjskiego Jukosu, później wykupił resztę udziałów i w 2009 r. powołano spółkę Orlen Lietuva. Działalność rafinerii napotykała na liczne przeszkody w postaci pożaru, następnie zamknięcia rurociągu Transnefti dostarczającego ropę z Białorusi, a wreszcie podwyżki taryf i utrudnień w przewozach ze strony kolei litewskich. W 2008 r. koleje litewskie rozebrały 19-kilometrowy odcinek torów z Możej-ek, co uniemożliwiło Orlenowi korzystanie z tańszego połączenia z kolejami łotewskimi i wydłużyło trasę transportu do 150 km. Tej sprawy nie udało się załatwić w drodze negocjacji i w grudniu 2014 r. Orlen Lietuvos złożył skargę do Komisji Europejskiej, która jeszcze jej nie rozpatrzyła.

Litewska inwestycja kosztowała PKN Orlen ponad 5,1 mld EUR. W latach 2013–2014 Możejki przyniosły ponad 181 mln EUR straty, dopiero w 2015 r. zaksięgowano zysk w wysokości 195,6 mln EUR, w 2016 r. było to 202 mln EUR.

Węgry. W Moskwie 5 lipca br. odbyło się spotkanie robocze prezesa Gazpromu A. Millera z węgierskim ministrem spraw zagranicznych i współpracy gospodarczej z zagranicą P. Szijarto, na którym uzgodniono harmonogram rozwoju transportu gazu na Węgrzech. Podpisano również memorandum pomiędzy Gazpromem i Hungarian Gas Trade Ltd. o przedłużeniu długoterminowej współpracy w zakresie dostaw gazu rosyjskiego dla Węgier. W wypowiedzi po spotkaniu minister Szijarto komentował te dość ogólnikowe informacje, wyjaśniając, że treścią porozumień jest wykorzystanie możliwości, jakie powstaną po zbudowaniu gazociągu Turk Stream (Tureckij Potok) z Rosji do Turcji i uruchomieniu połączenia z Turcji do Bułgarii i Serbii, a stamtąd na Węgry. W 2016 r. węgierski import gazu z Rosji wynosił 5,7 mld m³. Jest to kolejny krok w zacieśnianiu współpracy węgiersko-rosyjskiej w dziedzinie importu gazu ziemnego, odbiegający od ogólnych kierunków importu surowców energetycznych w Unii. Co więcej, dzień później, w czasie Szczytu Międzymorza w Warszawie Węgry podpisały wspólną deklarację mówiącą o tym, że jednym z celów 12 państw Trójmorza jest realizacja postulatów unijnej wspólnej polityki energetycznej.

Niemcy. Powstaje spółka do budowy terminalu LNG o zdolności produkcyjnej 2–3 mln t rocznie, zawiązały ją Gasunie LNG Holding BV, Oiltanking GmbH i Vopak LNG Holding BV. Trzy firmy badają możliwości funkcjonowania wielozadaniowego terminalu LNG łącznie z importem i usługami w małej skali w Brunsbüttel nad

Łabą w pobliżu Hamburga. Niemcy obecnie otrzymują regazyfikowany LNG z terminalu Zeebrugge w Belgii – ze zdolnością wysyłkową 9 mld m³ rocznie, albo z Gate LNG o zdolności wysyłkowej 12 mld m³ rocznie w Holandii, należącego do Gasunie i Vopak. Przygotowywane jest studium wykonalności decydujące o podjęciu decyzji inwestycyjnej. Byłby to pierwszy niemiecki terminal importowy LNG. W 2006 r. E.ON AG proponowało budowę terminalu LNG o zdolności produkcyjnej 7,75 mln t rocznie w Wilhelmshaven w Dolnej Saksonii, ale projekt nie został zrealizowany.

Katar. Koncern Qatar Petroleum ogłosił plany zwiększenia do 113 mln m³/d wydobycia gazu ze złoża North. To pozwoli zwiększyć produkcję skroplonego gazu ziemnego z obecnych 77 do 100 mln t rocznie, bo zapotrzebowanie na gaz skroplony rośnie szybciej niż popyt na ropę naftową. Dyrektor Qatar Petroleum uważa, że mimo wielu nowych, zaawansowanych projektów inwestycyjnych prognozowany popyt będzie bardzo duży i uruchomienie kolejnej instalacji produkcji LNG w latach 2022–2024 jest uzasadnione. Intensyfikacja produkcji na złożu North następuje po 12-letniej przerwie w budowie nowych instalacji wydobywczych. Złoże North to część gazowo-kondensatowego złoża giganta South Pars/North Dome, którego 2/3 zasobów znajduje się w sektorze irańskim. Moratorium wprowadzono w 2005 r. w celu oceny, jak zastosowane metody eksploatacji wpływają na stopień czerpania złoża.

Mimo blokady i sankcji ogłoszonych przez Arabię Saudyjską i inne kraje Zatoki Perskiej eksport ropy i gazu z Kataru jest kontynuowany.

Holandia. Przedstawiciele Statoil, Vattenfall i Gasunie podpisali w lipcu br. list intencyjny w sprawie możliwości przebudowy należącej do Vattenfall elektrowni gazowej Magnum w Eemshaven w Holandii w elektrownię zasilaną wodorem. Elektrownia posiada trzy bloki energetyczne z turbinami gazowymi, które pracują w cyklu łączonym o mocy 400 MW każdy. Pierwszym etapem będzie opracowanie studium wykonalności konwersji trzech bloków elektrowni do zasilania wodorem. Rozważane będzie również projektowanie ciągu technologicznego w dużej skali, gdzie wytwarzanie wodoru zostanie połączone z wychwytywaniem CO₂, transportem i trwałym składowaniem, łącznie z badaniem modelu biznesowego. Obecnie turbiny są zasilane gazem ziemnym, jest również prowadzona gazyfikacja biomasy. W informacji o holenderskim projekcie nie podano metody uzyskiwania wodoru, ale przypuszczalnie będzie to konwersja metanu parą wodną. Potencjalne zmniejszenie emisji CO₂ po uruchomieniu nowego zasilania oblicza się na 4 mln t CO₂ rocznie, co stanowi równoważnik emisji ponad 2 mln samochodów. Udział Statoilu w tym projekcie jest umotywowany ponad 20-letnim doświadczeniem w magazynowaniu dwutlenku węgla w składowiskach podmorskich.

Kanada. Według przewidywań Międzynarodowej Agencji Energetycznej do 2040 r. Kanada zajmie czwarte miejsce na świecie pod względem wzrostu produkcji ropy, za Irakiem, Brazylią i Iranem. Potencjalny wzrost opiera się przede wszystkim na zasobach piasków bitumicznych zlokalizowanych głównie w prowincji Alberta, których

wielkość jest szacowana na 230 mld t. Wydobycie krajowe ropy systematycznie rośnie – z 368,2 tys. t/d w 2008 r. do 523,6 tys. t/d w 2016 r., tj. o 42%. W br. szacunkowe wydobycie osiągnie poziom 560 tys. t/d. Jeszcze szybciej rośnie wydobycie ropy z piasków – 177,6 tys. t/d w 2008 r. do 345,1 tys. t/d w 2016 r., tj. o 94,3%. Produkcja ropy wykazuje stabilny wzrost i w 2030 r. ma osiągnąć poziom 696 tys. t/d, przy czym dla ropy z piasków ma to być 528 tys. t/d. Okres niskich cen ropy na świecie wpłynął na zawieszenie wielu, szczególnie dużych projektów eksploatacji piasków bitumicznych i przyczynił się do konsolidacji firm prowadzących taką działalność. W 2017 r. największą transakcją był zakup przez Canadian Natural Resources Ltd. (CNRL) 60% kanadyjskich udziałów Shella. Marathon Oil Corp. sprzedał 20% udziałów w złożach w Athabasca na rzecz CNRL i Shella, a 50% udziałów ConocoPhillips kupił Cenovus Energy.

USA. Dwóch kongresmanów republikańskich z Komisji Nauki, Przestrzeni Kosmicznej i Technologii Izby Reprezentantów zwróciło się do sekretarza skarbu Stevena Mnuchina o zbadanie zarzutów, że rząd rosyjski i współdziałające z nim ugrupowania sponsorują amerykańskie organizacje ekologiczne, które sprzeciwiają się wykorzystaniu paliw kopalnych, chcąc w ten sposób zakłócić funkcjonowanie krajowego rynku źródeł energii. Dotyczy to m.in. hamowania rozwoju przemysłu naftowego i gazowego przez ograniczanie stosowania szczelinowania hydraulicznego. Przekazywanie środków finansowych ma być dokonywane za pośrednictwem podstawionych spółek na Bermudach. Powyższe działania stanowią naruszenie przepisów federalnych dotyczących lobbingu zagranicznych czynników rządowych.

Rosja. We wrześniu 2013 r. statek Greenpeace „Arctic Sunrise” został zatrzymany na Morzu Barentsa przez rosyjską straż przybrzeżną w czasie protestu i próby blokowania prac na platformie wiertniczej Gazpromu „Prirazłomnaja”. Wydarzenie nastąpiło w rosyjskiej strefie ekonomicznej, ale na wodach międzynarodowych. Załoga została aresztowana, a statek odholowany do Murmańska.

Finał tej sprawy nastąpił 18 lipca br., kiedy Stały Trybunał Arbitrażowy w Hadze wydał wyrok z powództwa Królestwa Holandii (Holandia była armatorem „Arctic Sunrise”), nakazujący Rosji wypłatę odszkodowania w łącznej kwocie 5,4 mln EUR za bezprawne zatrzymanie statku i załogi. Załoga „Arctic Sunrise” i działacze Greenpeace byli uwięzieni przez kilka miesięcy, statek przetrzymywano do czerwca 2014 r. Minister spraw zagranicznych Holandii skomentował wyrok jako wyraźne przypomnienie, że zajęcie statku i aresztowanie załogi było naruszeniem Konwencji ONZ o Prawie Morza z 1982 r. Strona rosyjska nie brała udziału w postępowaniu przed trybunałem.

Wenezuela. Zasoby ropy naftowej podawane przez Petroleos de Venezuela (PdVSA) rosną, choć nieznacznie, od kilku lat. W publikowanych przez World Oil i Oil & Gas Journal danych statystycznych Wenezuela zajmuje pierwsze miejsce pod względem wielkości zasobów ropy. Tymczasem jak donosi agencja Bloomberg, PdVSA wzywa do składania ofert na dostawę produktów naftowych, w tym benzyny, oleju napędowego oraz półproduktów stosowanych w krakingu katalitycznym, jak ciężka benzyna i olej próżniowy. Zamówienia obejmują okres od lipca do końca roku, łącznie 1,7 mln t produktów. Krajowa produkcja nie pokrywa zapotrzebowania wynoszącego ponad 27 tys. t/d. Zdolność produkcyjna rafinerii w Wenezueli wynosi 422 tys. t/d, ale jest wykorzystywana mniej niż połowa tych możliwości, przede wszystkim z powodu zmniejszającej się produkcji ropy, jak również z powodu sprzedaży ropy na spłatę zadłużenia. Tegoroczne zobowiązania Wenezueli z tytułu zadłużenia wynoszą 3,2 mld USD. Prowadzone są rozmowy z Rosją w sprawie renegotjacji warunków spłaty zadłużenia, ponieważ nie uregulowano należności przypadających w 2016 r. Minister ds. ropy naftowej Nelson Martinez poinformował w czerwcu br., że PdVSA zaproponowała Rosji udziały w 4 lub 6 inwestycjach naftowych.

Źródła: Biznes Alert, canadaoilsands.ca, Gazprom, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, Pennenergy, PKN Orlen, Rystad Energy, World Oil