

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Ceny ropy naftowej w ub.r. zmieniły się w dość dużym przedziale. Ropa Brent 2 stycznia 2012 r. kosztowała 106,64 dolarów za baryłkę, średnia cena wynosiła 111,31 dolarów. Największe wahania występowały w pierwszym półroczu, maksymalną cenę zanotowano 19 marca – 125,62 dolarów, cena minimalna była 21 czerwca – 90,30 dolarów

(ryc. 1). Wzrost cen w I kwartale ub.r. można powiązać z ogłoszeniem 23 stycznia przez Unię Europejską embarga na eksport ropy z Iranu. Od 2 lutego ceny wzrastały, ale zwiększenie wydobycia w innych krajach członkowskich OPEC doprowadziło do zahamowania wzrostu cen, a następnie do powolnego spadku. W drugim półroczu rynek był bardziej uspokojony, a rok zamknął się 31 grudnia ceną 111,22 dolarów. Czynnikiem destabilizującym mógł być np. atak Hamasu ze strefy Gazy na Izrael rozpoczęty 16 listopada, jednak nie odbił się on na notowaniach rynkowych.

Podobnie kształtowały się ceny ropy WTI, z tym że zmieniały się one w nieco mniejszym przedziale, od 82 dolarów do 106 dolarów za baryłkę.

Dość niepokojące są długoterminowe prognozy cenowe opierające się na szybko rosnącym zapotrzebowaniu na ropę w krajach rozwijających się, przede wszystkim w Chinach i Indiach. Analitycy OECD przedstawili na początku marca br. raport o potencjalnych następstwach nierównowagi między popytem i podażą ropy naftowej. Mimo rozpoczęcia eksploatacji nowych złóż i zasobów należy się spodziewać silnego wzrostu cen, ponieważ sytuacja rynkowa jest niestabilna i ryzyko ewentualnych niedoborów wpływa na bieżący poziom cen. Potwierdzeniem jest skok cenowy z 8 lutego, kiedy notowania ropy Brent wynosiły 118,59 dolarów za baryłkę. Choć USA zmniejszają swoje zapotrzebowanie na import surowców energetycznych (największym importerem ropy są obecnie Chiny), to jednak wpływ tego czynnika nie powinien być przeceniany. W styczniu br. chiński import ropy był większy o 7,4% w porównaniu z takim samym okresem roku ubiegłego. Na podstawie tych przesłanek OECD stwierdza, że istnieje niebezpieczeństwo wzrostu cen ropy do 150 dolarów, a nawet do 270 dolarów za baryłkę do 2020 r. To z kolei będzie miało negatywny wpływ na całą gospodarkę światową, jeśli nie zmienią się zachowania konsumentów. Analityczka Isabell Koske przypomina m.in. efekty oszczędności w zużyciu paliwa przez samochody wprowadzone po kryzysie naftowym w 1973 r.

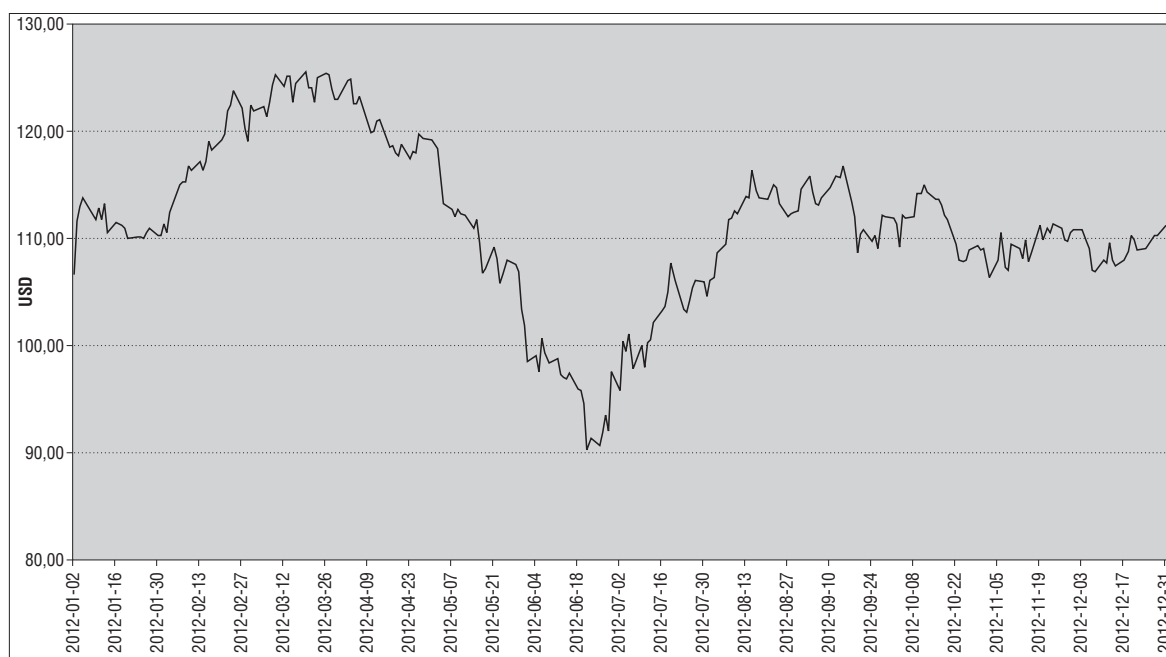
Zakres zadań, jakie są stawiane przed geofizyką poszukiwawczą, rozszerza się, w ostatnich latach są to prace w basenach głębokowodnych i monitoring złożowy. Konieczne jest doskonalenie istniejącej metodyki, jak również opracowanie nowych rozwiązań. Na czoło wysuwają się sejsmika 4-D i sejsmika na dnie morskim. Różnicę między sejsmika

3-D i 4-D można przedstawić jako różnicę między fotografią i filmem, czyli pomiędzy obrazem statycznym i serią obrazów kolejno zapisywanych. Sejsmika 4-D jest stosowana zarówno w poszukiwaniach, jak i w eksploatacji, co zmniejsza ryzyko nietrafionych wierceń i pozwala zredukować koszty. Główne obszary zastosowania rejestracji 4-D to obecnie Morze Północne, Afryka Zachodnia, Brazylia i Indie. Ze względu na powtarzalność wyników konieczne są bardzo precyzyjna lokalizacja pierwotnej trasy rejestracji, a także stosowanie tych samych warunków wzbudzania fal sejsmicznych. W monitoringu złoża można równolegle wykorzystywać sejsmikę 4-D i sejsmikę denną. Stosując stałe instalacje geofonów lub hydrofonów na dnie morskim (OBC – *Ocean Bottom Cable*), unikamy zakłóceń spowodowanych holowaniem, zmienną głębokością wody, zmiennymi warunkami meteorologicznymi i stanem morza, które występują przy rejestracjach przy użyciu kabli hydrofonowych (streamerów).

Przykładem stałego monitoringu złoża w pełnym wymiarze jest system zainstalowany na zlecenie Statoilu przez CGG Veritas na złożu Ekofisk na Morzu Północnym. Składa się on z 200 km kabli z geofonami zagłębionych na 1 m i zajmuje powierzchnię 60 km². Rejestracje są wykonywane co pół roku. W tych zaawansowanych badaniach wykorzystywane są dane sejsmiczne, pomiary geofizyki wiertniczej, rdzenie i dane eksploatacyjne. Geolodzy Statoilu uważają, że uzyskanie map nasycenia skał zbiornikowych stanowi przejście z etapu oceny jakościowej do ilościowej. Metodyka sprawdziła się na złożu Statfjord, gdzie zwiększono stopień szczypania złoża, teraz podobne badania są prowadzone na złożu Gullfaks. Najnowszym projektem jest system stałego monitoringu na złożu Grane. Jeszcze bardziej zaawansowaną operacją jest aktualizacja opracowanego modelu złoża po wprowadzeniu informacji o przepływie płynów złożowych, uzyskanych w czasie eksploatacji. Pozwala to na ocenę wartości poszczególnych części zbiornika i identyfikację pominiętych stref nasycenia.

Polska. Wiadomości dotyczące rurociągu Odessa–Brody–Płock napływające z Ministerstwa Gospodarki nie są zbyt pomyślne dla powodzenia tej inwestycji. Sprawa ta była poruszana na spotkaniu wicepremiera Janusza Piechockińskiego z ministrem energetyki i gospodarki Azerbejdżanu Natiqiem Alijewem 1 lutego br. w Warszawie, ale bez konkretnych ustaleń i terminów. Tymczasem parę dni później Ministerstwo Gospodarki przypomniało o możliwej utracie funduszy z unijnego Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko przeznaczonych na ropociąg Brody–Płock. Kwota 495 mln zł była zarezerwowana na okres 2007–2013, ale projekt w rzeczywistości nie rozpoczął się, przede wszystkim nadal nie ma umowy międzyrządowej.

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



Ryc. 1. Cena ropy Brent w 2012 r. (za portalem rp.pl)

Duński koncern DONG Energy poinformował o sprzedaży swoich aktywów w Polsce. Trzy farmy wiatrowe o mocy zainstalowanej 111,5 MW (Karcino, Karnice i Jagniątkowo) stanowią pokaźną część potencjału polskiej energetyki wiatrowej, ponadto DONG Energy posiadał przygotowane projekty inwestycyjne na 700 MW. Nabywcami są polskie spółki PGE i Energa. Łączna wartość transakcji wynosi 1 mld zł.

Również hiszpańska IBERDROLA Renovables Energia SAU sprzedała na rzecz PGE i Energi 75% udziałów w farmach wiatrowych Karścino i Bystra. Pozostałe 25% udziałów należy do Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju.

Europa. Złoże gazu ziemnego Szach Deniz na Morzu Kaspijskim ma ogromne zasoby, ale gdyby wszystkie projekty gazociągów zakładające dostawy gazu z tego złoża zostały zrealizowane, to przypuszczalnie wkrótce zabrakłoby surowca. W porozumieniu Grecji, Włoch i Albanii podpisanym 13 lutego br. w Atenach przewidziano budowę 800-kilometrowego gazociągu TAP (Trans Adriatic Pipeline) o zdolności przesyłowej 10 mld m³ gazu rocznie (z możliwością zwiększenia do 20 mld m³). Do realizacji inwestycji powołano konsorcjum, w skład którego wchodzi: Statoil (operator złoża Szach Deniz), E.ON Ruhrgas i szwajcarska grupa Axpo. Układanie gazociągu ma się rozpocząć w 2015 r. Projekt jest bardzo popierany przez Grecję, która spodziewa się, że nakłady inwestycyjne w kraju przekroczą 1,5 mld euro. Trasa gazociągu ma prowadzić z Turcji przez Grecję i Albanie (odcinki lądowe), a następnie przez Adriatyk do południowych Włoch. Dotychczas nie jest znany kosztorys tej inwestycji. Projekt TAP stanowi konkurencję zarówno dla gazociągu Nabucco West, jak i dla South Stream. Wiceminister energetyki i gospodarki Azerbejdżanu poinformował, że decyzja o zapewnieniu dostaw gazu ze złoża Szach Deniz ma zapaść w czerwcu br.

Czechy. Oddanie do użytku gazociągu Gazelle jest istotnym elementem dywersyfikacji zaopatrzenia w gaz ziemny dla Czech. Nowe połączenie uruchomione 14 stycznia br. umożliwia dostawy gazu z gazociągu Nord Stream

i jednocześnie łączy sieć czeską z systemami gazowniczymi Niemiec i Francji. Obecność premiera Czech Petra Nečasa, minister gospodarki i technologii Niemiec Anne Ruth Herkes i ministra energetyki Rosji Anatolija Janowskiego w łoczni Brandov miała podkreślić znaczenie tej inwestycji. Gazociąg o długości 166 km, średnicy 1400 mm i przepustowości 30,5 mld m³ gazu rocznie przebiega od punktu odbiorczego Olbernhau–Brandov na granicy niemiecko-czeskiej w Rudawach, gdzie znajduje się końcowa stacja gazociągu OPAL, przez węzeł Přimda do przejścia Waldhaus–Rozvadov i połączenia z gazociągiem MEGAL. Koszt wyniósł 393 mln euro, a inwestorem jest firma NET4GAS, która rozpoczęła budowę w 2010 r. NET4GAS jest spółką zależną RWE i wyłącznym operatorem liczącej ponad 3600 km czeskiej sieci gazowniczej.

Wielka Brytania. Wprowadzone w ostatnim okresie zmiany opodatkowania przemysłu naftowego korzystne dla inwestycji w nowe złoża mają pomóc w zahamowaniu spadku wydobycia ropy. W 2012 r. produkcja wynosiła 210 tys. t/d ropy i był to spadek o 14% w stosunku do 2011 r. i o 30% w porównaniu z 2010 r. Również przyrost nowych zasobów nie zapewnia utrzymania stanu posiadania. Zestawienie aktywności poszukiwawczo-wydobywczej w 2013 r. opublikowane przez organizację Oil & Gas UK zapowiada znaczny wzrost nakładów inwestycyjnych. Firmy naftowe podają, że łączny koszt projektów realizowanych w br. wyniesie 13 mld funtów (14,9 mld euro), a całkowity koszt inwestycji w brytyjskim sektorze Morza Północnego może osiągnąć 100 mld funtów (114,7 mld euro). Dyrektor Oil & Gas UK Malcolm Webb podkreśla, że w obecnym systemie podatkowym możliwe będzie zagospodarowanie zasobów ropy i gazu poprzednio nieuwzględnianych w bilansach. Od stycznia 2012 r. brytyjski Departament ds. Energii i Zmian Klimatu zatwierdził już 33 projekty na sumę 13,4 mld funtów (15,4 mld euro). Rośnie też liczba wierceń. W ciągu ostatnich 3 lat wykonywano tylko po 21 otworów poszukiwawczych rocznie, natomiast w bieżącym 3-letnim okresie będzie to łącznie 130 wierceń. Realizacja projek-

tów przewidzianych na lata 2011–2012 powinna przynieść przyrost produkcji generujący przychody dla gospodarki rządu 100 mld funtów (114,7 mld euro) i 25 mld funtów (28,7 mld euro) dla brytyjskiego skarbu państwa w postaci podatków od wydobycia.

Pakistan. Kraj boryka się z zaspokojeniem rosnącego zapotrzebowania na energię – deficyt gazu ziemnego jest szacowany na 84 mln m³/d. Podobne trudności mają Indie, gdzie spada wydobycie w najważniejszym basenie Kriszna-Godawari i powiększa się uzależnienie od importu gazu. Wiele lat temu powstał projekt gazociągu z Iranu do Pakistanu i Indii, odbyło się wiele spotkań koordynacyjnych i wreszcie podpisano umowę o budowie, ale realizacja napotykała liczne przeszkody. Co prawda we wrześniu 2011 r. oficjalne źródła irańskie informowały, że „gazociąg dotarł już niemal do granicy Pakistanu” (Prz. Geol., 11/2011, str. 721), ale połączenia nadal nie ma. Ministerstwo Spraw Zagranicznych Indii zapowiada wznowienie negocjacji zawieszonych od 2007 r., ale jednocześnie stawia Iranowi warunki przyjęcia odpowiedzialności za transport gazu do granicy indyjskiej i płatności loco granica. W tej sytuacji ponownie zaktualizowały się plany dostaw gazu ziemnego z Turkmenistanu. Ten projekt również nie jest nowy, już w 1997 r. występował z nim Gazprom, ale obecnie potrzeby energetyczne Indii i Pakistanu skłaniają te kraje do wspólnego działania i porozumienia z Turkmenistanem i Afganistanem. Teraz indyjska Rada Ministrów podjęła uchwałę o przystąpieniu do spółki, która zbuduje gazociąg, a także o udziale indyjskiego urzędu gazowniczego GAIL w inwestycji. Projekt TAPI (Turkmenistan–Afganistan–Pakistan–Indie) przewiduje budowę gazociągu o długości 1700 km i przepustowości 32 mld m³ gazu rocznie. Koszt rurociągu ocenia się na od 7,6 mld dolarów do 10 mld dolarów. Gaz ziemny będzie pochodził z turkmeńskiego złoża Galkynysz (poprzednio Dauletabad). Jako termin oddania gazociągu do eksploatacji wstępnie podawany jest 2018 r. Inwestycja może liczyć na poparcie USA ze względu na ograniczenie wpływów Rosji i Chin w tym regionie Azji, a także zablo-

kowanie importu gazu z Iranu. Jednak zagraniczni inwestorzy nie wykazują zainteresowania tym projektem z wielu powodów. Jednym z nich jest brak możliwości samodzielnego inwestowania w Turkmenistanie. Drugim powodem jest bezpieczeństwo gazociągu, i to zarówno w czasie budowy, jak i eksploatacji. Trasa przyszłego gazociągu przebiega przez prowincje Herat i Kandahar w Afganistanie, określane przez ONZ jako strefy o wysokim stopniu zagrożenia terroryzmem, a także przez liczne pola minowe. Zapowiedź rządu afgańskiego, że do ochrony gazociągu przeznaczy 7–10 tys. ludzi, nie gwarantuje spokoju, natomiast wydatnie zwiększa koszty. Również w Pakistanie rząd nie jest w stanie uspokoić sytuacji w Beludżystanie, gdzie ruchy separatystyczne są bardzo silne.

USA. ExxonMobil sprzedał 30% udziałów w 20 blokach koncesyjnych w Zatoce Meksykańskiej na rzecz Neftegaz America Shelf LP. Jest to dziesięć bloków w strefie Alaminos Canyon, pięć bloków w strefie East Breaks, dwa bloki w Kathley Canyon i trzy bloki w centralnej części zatoki o łącznej powierzchni 450 km². Transakcja stanowi wypełnienie umowy o strategicznej współpracy podpisanej w 2011 r. między ExxonMobil i Rosnieftią (Nieftiegaz jest spółką zależną Rosniefti) przewidującej podejmowanie wspólnych przedsięwzięć w zakresie poszukiwań i zagospodarowania złóż węglowodorów w Rosji i innych krajach.

Wiertnictwo. Statek wiertniczy Dhirubhai Deepwater KG1 firmy Transocean w czasie wiercenia na Oceanie Indyjskim ustanowił nowy rekord głębokości wody, wynoszący 3165,3 m, a sam odwiert osiągnął głębokość 5625 m. Poprzedni rekord głębokości wody 3107,1 m z 2011 r. należał również do Transoceanu. Granicę 3000 m przekroczone w 2004 r. w Zatoce Meksykańskiej.

Źródła: Alexander Gas & Oil Con., DONG, Gazprom, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, Oil & Gas UK, Rigzone, Statoil, Upstream, wnp.pl, World Oil