

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

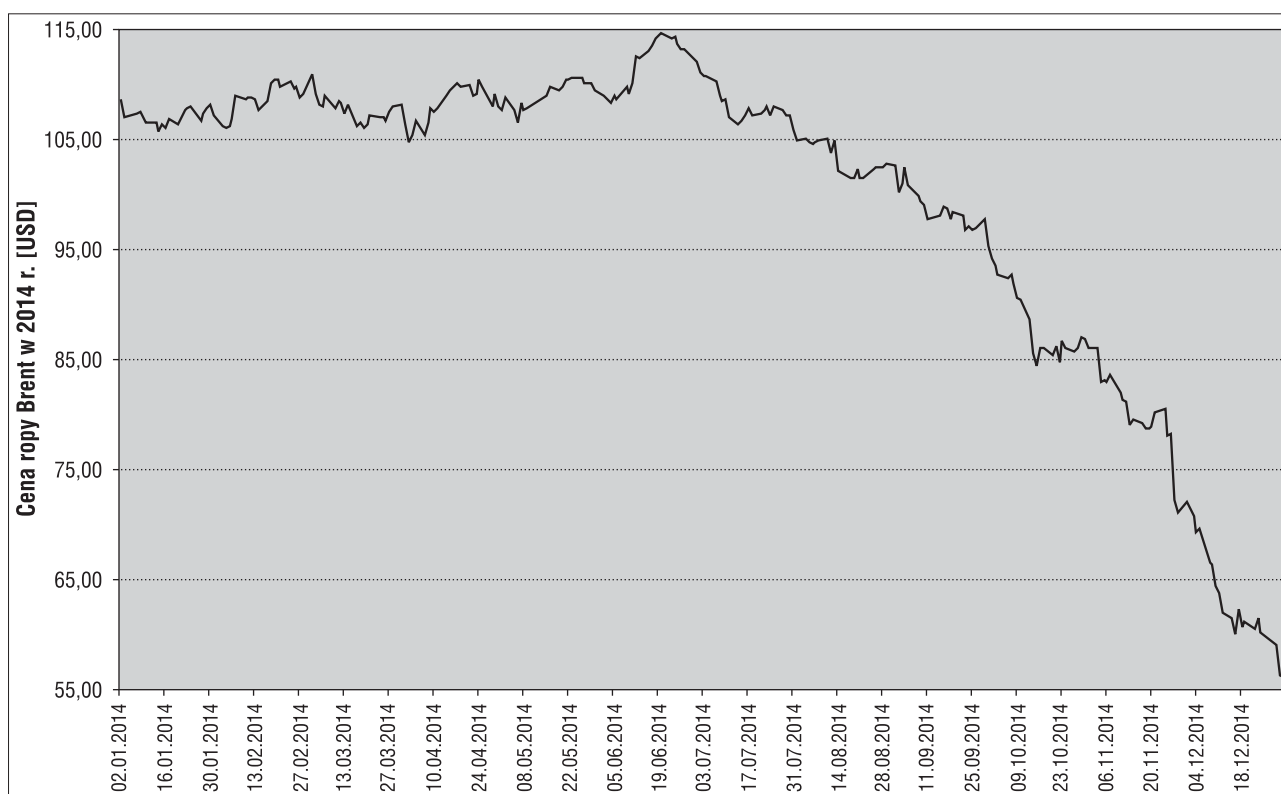
Jerzy Zagórski<sup>1</sup>



**Świat.** Na początku ub.r., 2 stycznia 2014 r., cena ropy Brent wynosiła 108,62 USD za baryłkę i utrzymywała się w przedziale 105–115 USD aż do początku czerwca. Później nastąpił krótkotrwały wzrost do 114,71 USD (20.06.2014 r.) – był to jednocześnie początek ofensywy bojowników państwa islamskiego w Iraku – po czym rozpoczął się długi, utrzymujący się do końca roku, okres spadku cen, który doprowadził do notowania 56,18 USD za baryłkę (31.12.2014 r.). Te zmiany cen, których nie można już nazwać wahaniami, lecz gwałtownymi spadkami, są dobrze widoczne na wykresie (ryc. 1). Rozpiętość cen wyniosła 58,53 USD i jest wyjątkowo duża, bo od 2008 r. nie było takich różnic w ciągu jednego roku. Średnia cena ropy w 2014 r. wynosiła 99,45 USD za baryłkę. Dla porównania cena ropy WTI w tym samym okresie zmieniała się od 106,82 do 53,55 USD, średnia wynosiła 92,59 USD, a 6 stycznia br. na giełdzie nowojorskiej notowano 48,68 USD za baryłkę. Ostatni raz cena

ropy WTI poniżej 50 USD kształtowała się w kwietniu 2009 r.

Obniżka cen ropy już wpłynęła na plany firm naftowych na 2015 r. Nakłady na poszukiwania i wydobycie zmniejszają się znacznie – w przypadku ConocoPhillips jest to redukcja o 20%, w przypadku Lundin Petroleum AB 31%. Jeśli cena ropy zbliży się do 40 USD, zagrożone będą projekty inwestycyjne na złożach piasków bitumicznych w Kanadzie. Imperial Oil, Enbridge Inc. czy Canadian Natural Resources Inc. zawieszają unowocześnienie istniejących instalacji i wstrzymują rozpoczęcie nowych inwestycji. Shell Canada zapowiada zmniejszenie personelu w rejonie Athabasca o 10%. Pogorszenie koniunktury odczuwają też producenci sprzętu, ponieważ firmy wiertnicze anulują zamówienia na urządzenia wiertnicze. Spodziewane jest ograniczenie nakładów na wiercenia morskie, szczególnie głębokowodne, ponieważ operatorzy w pierwszej kolejności będą zmniejszać udział najbardziej kapitałochłonnych prac.



Ryc. 1. Cena ropy Brent w 2014 r. (wg reuters.com)

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

**Polska.** Zatwierdzona 29 grudnia 2014 r. przez Radę Nadzorczą „Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG SA na lata 2014–2022” obejmuje kluczowe zadania, nazwane w dokumencie „obszarami biznesowymi”. Ze względu na zaopatrzenie kraju w surowce energetyczne najbardziej istotny jest pkt 3 „Wzmocnienie i transformacja obszaru poszukiwań i wydobywania”, w którym stwierdza się, że głównym celem PGNiG SA jest utrzymanie stabilnego wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej w kraju. Zwiększenie produkcji ma nastąpić za granicą (zakup koncesji poszukiwawczo-wydobywczych). Zapowiada się również kontynuację prac w celu potwierdzenia wydobywalnych zasobów węglowodorów niekonwencjonalnych oraz „uzyskanie ekonomicznie opłacalnego wydobywania błękitnego paliwa w możliwie najkrótszym czasie”. Oczywiście tego typu długofalowy program nie zawiera szczegółowych rozwiązań i dopiero bieżące informacje pozwolą na zorientowanie się, jakie środki zostały przeznaczone na realizację wymienionych zadań.

Najnowszym przykładem jest wiadomość o wspólnych pracach PGNiG SA i LOTOS Petrobaltic w obrębie koncesji Górowo Iławeckie, których zadaniem jest poszukiwanie akumulacji ropy naftowej w utworach kambru. Przewidziano wykonanie badań sejsmicznych 2D w ilości 200 km i reprocessingu materiałów archiwalnych. Wyniki będą podstawą do planowania następnych etapów rozpoznania. Porozumienie w tej sprawie podpisano 8 stycznia br. Obszar syneklizy bałtyckiej był intensywnie badany w latach 1968–1970 po odkryciu w 1967 r. złoża ropy Krasnoborsk w obwodzie kaliningradzkim, głównie przez ówczesne Zjednoczenie Przemysłu Naftowego.

Przyjęta, po długim okresie przygotowań, ustawa zmieniająca Prawo geologiczne i górnicze miała w założeniu zachęcić obecnych i potencjalnych inwestorów oraz ułatwić uzyskiwanie koncesji. W trakcie prac nad projektem zgłaszano liczne postulaty, konieczne m.in. ze względu na potrzebę skrócenia okresu na uzyskiwanie koncesji (dotychczas średnio rok). Stanowisko Organizacji Polskiego Przemysłu Poszukiwawczo-Wydobywczego zrzeszającej 19 firm, w tym spółki skarbu państwa PGNiG i PKN Orlen, jest ze zrozumiałych względów powściągliwe, ale przypomniano w nim o utrudnieniach, które nie zostały usunięte. Okres wydawania pozwoleń jest nadal bardzo długi, w skrajnych przypadkach sięga 1000 dni. Znamienne jest, że w ub.r. wykonano tylko 13 odwiertów w poszukiwaniu złóż niekonwencjonalnych, w tym 3 otwory poziome ze szczelinowaniem.

Znacznie bardziej krytyczna jest opinia Forum Obywatelskiego Rozwoju (FOR). Wskazuje ona na nieprecyzyjne zapisy oraz próby regulacji form współpracy niezależnych przedsiębiorstw występujących wspólnie o koncesje. Czas ważności koncesji został ustalony na 30 lat, co byłoby elementem stabilizacji, ale wynik postępowania kwalifikacyjnego uprawniający do jej otrzymania będzie weryfikowany co 5 lat. A więc firma, która przez parę lat zainwestowała co najmniej dziesiątki milionów złotych (koszt pionowego otworu wiertniczego do głębokości 3000 m wynosi ok. 35,5 mln PLN), może po pięciu latach utracić koncesję. Co więcej, koncesjodawca musi składać wnioski o ponowne przeprowadzenie postępowania kwalifikacyjnego przy każdorazowej zmianie danych zawartych we wniosku. Może to być np. zmiana adresu członka zarządu.

Innym problemem jest dążenie do zapisania w ustawie trybu działania podmiotów prawa handlowego w przypadku, gdy chcą one występować wspólnie wobec organu koncesyjnego. Szczegółowo opisano kształt umów o współpracy pomiędzy firmami, procedury podejmowania uchwał, uprawnienia zarządu, a nawet zakładanie wspólnego rachunku bankowego.

Niezależnie od niedociągnięć legislacyjnych występuje jeszcze jeden ważny aspekt działalności koncesyjnej. Forum Obywatelskiego Rozwoju (FOR) zwraca uwagę na istotny czynnik, jakim jest podejście organów administracyjnych do inwestorów. Dominuje skoncentrowanie się na drobiazgowym przestrzeganiu procedur, zamiast tak często deklarowanego dążenia do poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju przez tworzenie nowych sektorów gospodarki i sprzyjanie powstawaniu nowych podmiotów gospodarczych. Taki przykład, jak odebranie koncesji spółce Miedzi Copper Corp. po wdrożeniu tzw. procedury sprawdzającej, nie jest zachętą dla przedsiębiorców.

**Niemcy.** Wykorzystanie gazociągu OPAL (Ostsee– Pipeline–Anbildungsleitung) rozprowadzającego gaz ziemny z gazociągu Nord Stream do wschodnich Niemiec i Czech nadal zależy od decyzji Komisji Europejskiej. W 2009 r. KE i Niemcy ustaliły, że zgodnie z regulacjami antymonopolowymi dostawca gazu, czyli Gazprom może dysponować 50% ilości gazu przesyłanego gazociągiem. W ub.r. Gazprom, z poparciem niemieckiej Bundesnetzagentur, starał się o zniesienie tej klauzuli. Komisja miała rozstrzygnąć sprawę w październiku ub.r., ale to nie nastąpiło i zapowiedziano, że decyzja zostanie podjęta do końca stycznia br.

**Rosja.** Informacje przekazywane po podpisaniu wielkiego kontraktu gazowego z Chinami w maju ub.r. podawały, że dostawy gazu rozpoczną się w 2017 r. Już 1 września 2014 w Jakucku ruszyły prace budowlano-konstrukcyjne (Prz. Geol., 62: 499), co zapowiadało pomyślny postęp robót. W Jakucji powstały cztery bazy magazynowo-sprzętowe, ale nadal jest to etap przygotowawczy. Jak powiedział dyrektor oddziału Gazprom Transgaz Tomsk, który koordynuje realizację projektu, prace na większą skalę rozpoczną się w tym roku i pierwsze dostawy gazu do Chin nastąpią w 2019 r. Pełną zdolność przesyłową, czyli 38 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie gazociąg osiągnie w 2024 r. Problemem jest nie tylko budowa rurociągu o długości 4000 km w skrajnie trudnych warunkach klimatycznych i terenowych, lecz także terminowe zagospodarowanie dwóch złóż gazowych Czajandinskoje i Kowykta.

Tymczasem odżył projekt gazociągu Ałtaj, zwanego też Gazociągiem Zachodnim. Ma on dostarczać gaz ze złóż w rejonie Urengoj w Zachodniej Syberii do Chin. Trasa prowadzi przez Niżniewartowsk, Nowosybirsk, Barnaul do granicy chińskiej (niewielki odcinek na styku granic Rosji, Kazachstanu i Mongolii), co jest podkreślane przez stronę chińską jako zaleta ze względu na brak tranzytu przez obce terytoria. Umowę Gazpromu z China National Petroleum Corp. o dostawach 30 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie (docelowo może to być nawet 100 mld m<sup>3</sup>) przez okres 30 lat podpisano 9 listopada ub. roku w Pekinie w czasie Konferencji Gospodarczej Azja–Pacyfik. Nie są znane warunki finansowania inwestycji, ani harmonogram jej realizacji.

Odcinek rosyjski ma długość 2700 km, ale w pustynnej prowincji Xinjiang nie ma większych ośrodków przemysłowych ani miejskich i aby doprowadzić gaz do potencjalnych odbiorców, gazociąg powinien mieć długość 8000 km. To z kolei rzutuje na opłacalność projektu. Analitycy z RusEnergy zwracają uwagę, że biorąc pod uwagę koszty wydobycia gazu na Syberii i koszty transportu, długość magistrali nie powinna przekraczać 5000 km.

**Afryka.** Zagraniczne firmy naftowe z niepokojem obserwują nasilenie konfliktów granicznych, które zagrażają rozwojowi poszukiwań i mogą blokować dostęp do ogromnych zasobów ropy i gazu. Najbardziej znane są spory między Kenią i Somalią oraz między Ghaną i Wybrzeżem Kości Słoniowej, ale właściwie na wszystkich akwenach począwszy od Zatoki Gwinejskiej przez Przyładek Dobrej Nadziei aż po Zatokę Adeńską istnieją punkty zapalne. Przyczyną jest brak rozgraniczenia sektorów ekonomicznych na morzu lub też nieprecyzyjne wyznaczenie linii granicznych, niekiedy strony odwołują się nawet do uzgodnień zawartych kilkadziesiąt lat temu między państwami kolonialnymi. Kontrowersje występują na obszarze o powierzchni przekraczającej 13 mln km<sup>2</sup>, gdzie spośród 100 granic stref tylko 32 zostały uzgodnione. Konflikty występują także na lądzie. Znaczne odkrycia węglodorów w rejonie jeziora Malawi czekają na zagospodarowanie, ale wymaga to zakończenia negocjacji między Tanzanią i Malawi. Spór dotyczy 6 bloków koncesyjnych, których granice się nakładają. Komentatorzy uważają, że istnieje chęć rozwiązania tych problemów ze strony zainteresowanych państw. Jednym ze sposobów może być tworzenie transgranicznych stref poszukiwań i eksploatacji, jak się stało już w przypadku porozumienia Gwinei Bissau i Senegalu.

**USA.** Jeszcze zanim nastąpiły gwałtowne spadki cen ropy naftowej i związane z tym zmiany w strategii firm naftowych, pojawiły się wiadomości o fuzjach i przejęciach. Największe zainteresowanie wzbudziło przejęcie przez Halliburtona koncernu Baker Hughes, jednego z największych dostawców usług, sprzętu i technologii dla sektora ropy i gazu. Transakcja sfinalizowana 17 listopada 2014 r. i opiewająca na kwotę 34,6 mld USD przewiduje, że akcjonariusze Baker Hughes otrzymają 1,12 akcji Halliburtona i dodatkowo 19 USD za każdy posiadany udział. Po ukazaniu się tej informacji kurs akcji Baker Hughes wzrósł o 15%. Po połączeniu powstanie przedsiębiorstwo zatrudniające 136 000 osób, co oznacza zwolnienia, bo obecnie personel Halliburtona liczy 80 000 zatrudnionych, a personel Baker Hughes 61 000 pracowników. Szczególnie ważne dla Halliburtona jest wzbogacenie portfela usług o technologię intensyfikacji wydobycia na sta-

nych złożach oraz dostęp do specjalności Baker Hughes, jaką jest produkcja najlepszych świdrów. Jednak koncern Schlumberger, główny rywal Halliburtona, nadal będzie niemal o połowę większy.

Ceny benzyny, które w ub. roku przekroczyły granicę 4 USD za galon, w drugim półroczu za sprawą tańszej ropy znacznie się obniżyły. Średnia cena wynosiła 25 czerwca 2014 r. 3,69 USD/gal (97,6 centa US za litr), przy dużej rozpiętości regionalnej, bo w Tulsa w Oklahomie było to 3,40 USD/gal, a w Los Angeles 4,19 USD/gal. W październiku średnia cena wynosiła 3,12 USD/gal, a 31 grudnia już tylko 2,30 USD/gal. Tym razem tankowanie było najdroższe w San Francisco – 2,85 USD/gal, najtańsze w Tulsa – 1,88 USD/gal.

**Kanada.** Wykupienie przez hiszpański Repsol SA kanadyjskiej firmy Talisman Energy Inc. było podyktowane podobną motywacją, jak w przypadku Halliburtona. Hiszpański koncern zwiększył swój stan posiadania o aktywa kanadyjskie, w USA, Kolumbii, Azji południowo-wschodniej i na Morzu Północnym, co umożliwi zwiększenie wydobycia do 92,5 tys. t/d równoważnika ropy. Liczy też na wzmocnienie swojej pozycji w OECD. Nowa grupa zatrudniająca ponad 27 000 pracowników będzie działać w 50 krajach. Repsol zapłacił za 100% akcji Talisman 13 mld USD, z czego 4,7 mld stanowi zadłużenie. Cena za 1 akcję Talismana wyniosła 8 USD. Transakcja podana do wiadomości 16 grudnia ub. roku ma być sfinalizowana w II kwartale 2015 r. Atutem Talisman Energy jest doświadczenie w rozpoznaniu złóż niekonwencjonalnych. Firma posiadała w Polsce 3 koncesje poszukiwawcze, ale w 2013 r. sprzedała je i wycofała się z naszego kraju.

**Francja.** Podobna transakcja dużego kalibru zapowiadała się w Europie. Największa regionalna firma serwisowa Technip SA zamierzała wykupić znaną firmę geofizyczną CGG SA oferując cenę 1,47 mld euro (1,8 mld USD). W sytuacji poważnego pogorszenia się warunków funkcjonowania firm naftowych mogłoby to być korzystnym rozwiązaniem. Ewentualna umowa była popierana przez rząd francuski, który jest udziałowcem obu firm. Jednak zarząd CGG stwierdził, że dotychczasowa strategia działania jako niezależnego kontraktora geofizycznego sprawdziła się, zaś proponowane warunki nie są korzystne dla perspektyw rozwoju firmy i nie przyniosą poprawy jej pozycji. Ostatecznie Technip SA 14 grudnia 2014 r. wydał komunikat o rezygnacji z prób połączenia obu spółek.

*Źródła: Alexander Gas&Oil Conn., Bloomberg, CGG, cire.pl, Financial Times, Gazprom, FOR, Hart's E&P, Interfax, Oil & Gas Journal, Oil & Gas Financial Journal, OPPPW, PGNiG, reuters.com, rp.pl, World Oil*