

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski<sup>1</sup>



**Świat.** Ceny ropy w 2011 r. wahały się dość znacznie, chociaż skoki cen nie były tak duże jak w roku 2009. Ruch cen ilustruje wykres ceny ropy Brent (ryc. 1). Minimalną cenę 93,01 USD za baryłkę odnotowano 7 stycznia 2011 r., maksymalną – 125,73 USD/baryłkę – 29 kwietnia 2011 r. Okres najwyższych cen w kwietniu i maju ub. roku to konsekwencja wydarzeń w Afryce Północnej i trzęsienia ziemi w Japonii. Później występowały mniejsze oscylacje, ale z tendencją spadkową, dopiero koniec grudnia przyniósł ponowny wzrost cen, spowodowany groźbami zablokowania cieśniny Ormuz przez Iran. Średnia cena ropy Brent w 2011 r. wynosiła 110 USD/baryłkę (w 2010 r. było to 80 USD).

Podsumowaniom roku ubiegłego towarzyszą zwykle prognozy na rok następny. Od wielu lat było to trudne zadanie i nie inaczej jest teraz. Dziennikarze z miesięcznika *Offshore* pokusili się o taką próbę, ale tylko na pierwszą połowę roku 2012. Biorąc pod uwagę ceny ropy naftowej z przełomu lat 2011/2012 – cena ropy gatunku WTI w transakcjach „futures” osiąga 100 USD za baryłkę, cena ropy Brent przekracza 112 USD – oraz wzrost wydatków konsumpcyjnych w USA, należałoby się spodziewać tendencji zwyżkowej w związku z poprawą stanu gospodarki i wzrostem zapotrzebowania na energię. Również wiadomości z Chin i Indii zapowiadają rosnący popyt na surowce energetyczne. Z drugiej strony rośnie wydobycie ropy w Libii i te dodatkowe ilości surowca zmniejszają napięcia na rynku. Kryzys w Europie nie kończy się i może się przekształcić w recesję o dużym zasięgu, co będzie skutkować zmniejszeniem zapotrzebowania na ropę. Nie można zapominać o roli OPEC, która kontroluje ok. 70% dostaw ropy i niejednokrotnie energicznie interweniuje na rynku, grając na zwyżkę lub (rzadziej) niżkę cen. Jeśli nie zaostry się konflikt Zachodu z Iranem, w I półroczu br. można się spodziewać przeciętnej ceny 98 USD za baryłkę, z odchyleniami w granicach 20% w górę i w dół. Ze względu na rosnącą liczbę niewiadomych autorzy prognozy nie pokusili się o jej przedłużenie na II półrocze.

Statek sejsmiczny *Polarcus Alima* zakończył na jesieni ub. roku badania na Morzu Barentsa i wyruszył na miejsce następnych prac do Nowej Zelandii. Wybrano trasę Północną Drogą Morską (zwaną też Przejściem Północno-Wschodnim) i jednostka wypłynęła 15 września 2011 r. z Hammerfest, aby pokonać 3000 mil morskich i po dziewięciu dniach dotrzeć bez przeszkód do Przylądka Dieżniowa w Cieśninie Beringa. Rejs przez Ocean Arktyczny

skrócił czas podróży o dziewięć dni. Jest to kolejny przykład na to, że okres dostępności Północnej Drogi Morskiej rzeczywiście się wydłużył i korzyści z wyboru tego szlaku żeglugowego są wymierne.

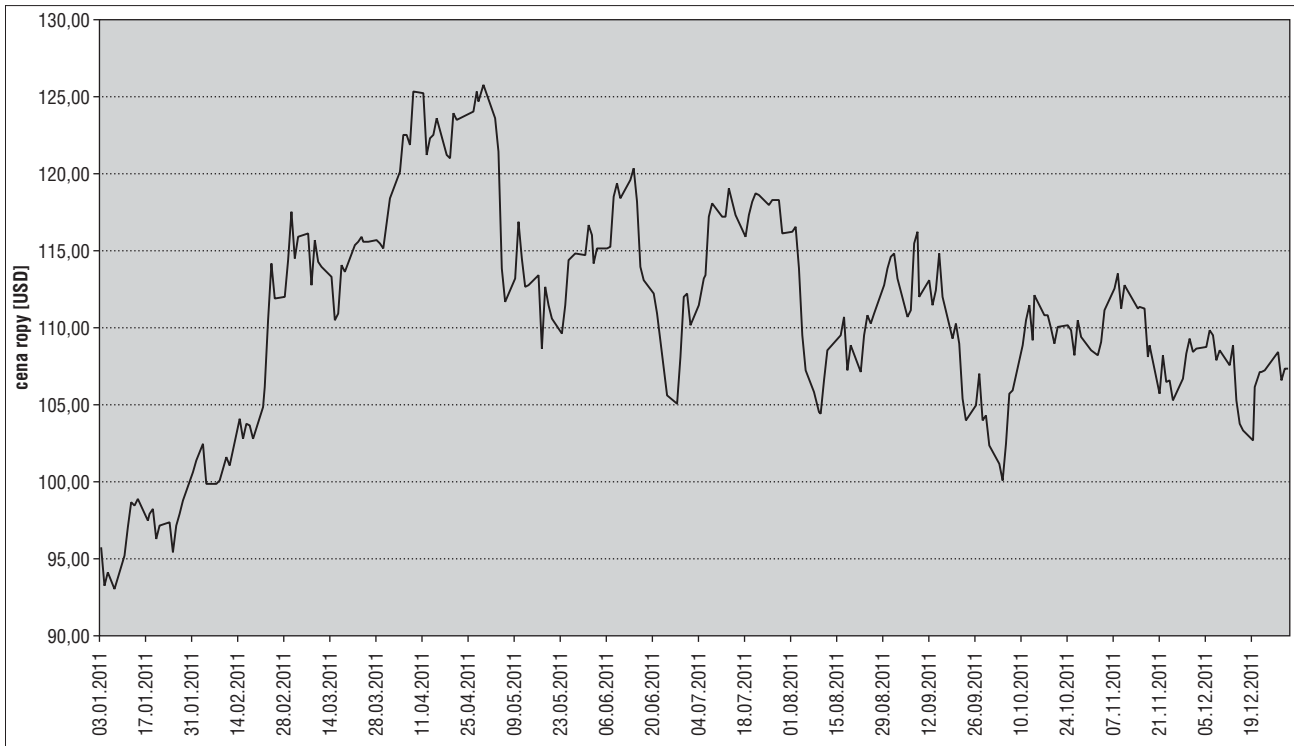
Statek *Polarcus Alima* zbudowany w 2005 r. posiada nowatorską konstrukcję kadłuba opatentowaną pod nazwą X-BOW przez norweską firmę Ulstein. Kształt części dziobowej zapewnia większą prędkość, mniejsze zużycie paliwa, stabilność kursu w trudnych warunkach nawigacyjnych oraz redukcję wibracji i szumów, szczególnie ważną dla statku wykonującego badania sejsmiczne. Jednostka ma klasę lodową 1A.

**Europa.** Po raporcie Międzynarodowej Komisji Energii Atomowej potwierdzającym kontynuowanie prac nad wyprodukowaniem broni jądrowej w Iranie Unia Europejska zapowiedziała wprowadzenie sankcji w postaci wstrzymania importu ropy irańskiej. Uprzedzono też o możliwości rozszerzenia ograniczeń na dziedzinę finansów, energetyki i transportu. Wcześniej sankcje gospodarcze wprowadziły USA, Kanada i Wielka Brytania. Dodatkowe sankcje w postaci zakazu transakcji finansowych z irańskim bankiem centralnym ogłosił 31 grudnia 2011 r. prezydent USA Barack Obama.

Gdyby doszło do skrajnie niekorzystnego rozwoju wydarzeń, skutki mogą być bardziej dotkliwe dla Europy niż dla Iranu. Prezes ENI SpA Paolo Scaroni podał, że koncern może stracić 2 mld USD za niedostarczoną ropę, objętą wcześniej zawartymi kontraktami, wyrażając jednocześnie opinię, że włoskie rafinerie szybko przestawią się z przeróbki ropy irańskiej na inne gatunki. Jednak inni komentatorzy uważają, że rafinerie w Grecji, w Hiszpanii i we Włoszech nie zmienią tak łatwo procesów produkcyjnych, ich sytuacja pogorszy się i kryzys finansowy ulegnie pogłębieniu. Z drugiej strony, chociaż Iran może sprzedać ropę na innych rynkach, to jednak eksportując do Chin i na Daleki Wschód, uzyska niższą cenę.

Reakcja Iranu była dość gwałtowna i na początku stycznia wiceprezydent Mohammad Reza Rahimi oświadczył, że „jeśli podjęte będą kroki przeciwko ropie irańskiej, ani jedna kropla ropy nie przejdzie przez cieśninę Ormuz”. Po tej wypowiedzi nastąpiły manewry irańskiej marynarki wojennej w Zatoce Perskiej i próby rakiet średniego zasięgu. Szerokość cieśniny Ormuz wynosi 54 km, ale szerokość toru wodnego w jednym kierunku to tylko 3,2 km, więc zablokowanie nie byłoby trudne, chociaż USA ostrzegają, że V Flota nie dopuści do blokady. W przypadku rzeczywistych zakłóceń ruchu tankowców alternatywą byłoby większe wykorzystanie ważnych rurociągów eksportowych

<sup>1</sup>Ul. Czerniakowska 28 A m. 4, 00-714 Warszawa; jpzagorski@sasiedzi.pl.



Ryc. 1. Cena ropy Brent w 2011 r. (wg Reuters)

w Arabii Saudyjskiej, Iraku i Abu Zabi, w tym najważniejszego – Petroline z Arabii do Morza Czerwonego o zdolności przesyłowej 650 tys. t/d ropy.

**Rosja.** Na konferencji prasowej 29 grudnia ub. roku szef Gazpromu Aleksiej Miller poinformował, że w najbliższym czasie koncern przystąpi do opracowania założeń techniczno-ekonomicznych trzeciej i czwartej nitki gazociągu Nord Stream. Pozwoli to na osiągnięcie zdolności przesyłowej 110 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Tymczasem uruchomiony 8 listopada 2011 r. gazociąg Nord Stream o nominalnej zdolności przesyłowej 27,5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie transportuje obecnie ok. 530 tys. m<sup>3</sup> na dobę. Zapowiedziano również, że terminy projektowe zostaną dotrzymane i druga nitka gazociągu ruszy w 2012 r.

Spółka Nord Stream AG nie wyjaśnia przyczyn niskiego wykorzystania przepustowości rurociągu, ale przypuszczalnie powodem są zastrzeżenia odbiorców co do jakości gazu. W grudniu ub. roku dwukrotnie wystąpiły zakłócenia w pracy gazociągu. Najpierw 2 grudnia nastąpiła kilkugodzinna przerwa w przepływie gazu, potem przesył był wstrzymany przez cztery dni, od 12 do 16 grudnia. Według wyjaśnień Gazpromu powodem były prace na odcinku lądowym k. Wyborga.

**Polska.** GAZ-SYSTEM S.A. rozpoczął przygotowania do utworzenia połączenia z siecią gazowniczą Słowacji. Wspólnie ze słowackim Eustream a.s. opracuje studium wykonalności takiego gazociągu, który byłby elementem korytarza gazowego północ-południe, łączącym polski terminal w Świnoujściu z planowanym terminalem LNG na chorwackiej wyspie Krk na Adriatyku, a potencjalnie z gazociągiem Nabucco. W założeniach korytarz północ-południe ma się składać z wielu gazociągów, zarówno

nowych, jak i już istniejących we wszystkich państwach regionu (Polska, Słowacja, Czechy, Węgry).

Eustream a.s. jest operatorem systemu przesyłowego o łącznej długości 2270 km.

**Dania.** Na podstawie wyników badań sejsmicznych 2-D i 3-D wykonanych w 2010 r. przez Geofizykę Toruń w obrębie koncesji PGNiG S.A. zaprojektowano otwór poszukiwawczy do głębokości 2600 m i 4 grudnia ub. roku rozpoczęto jego głębienie. Wiercenie Felsted-1 zlokalizowane jest w południowej Danii, w pobliżu Aabenraa, ok. 20 km od granicy niemieckiej. Realizatorem jest spółka Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA w Pile, która przeznaczyła do wykonania odwiertu urządzenie IRI 1200. Otwór ma posłużyć do zbadania perspektywicznych utworów dolomitu głównego i zostać dowiercony do utworów czerwonego spągowca.

**Turcja.** Ministerstwo Spraw Zagranicznych Turcji wydało niezbędne zezwolenia na budowę i eksploatację gazociągu South Stream w tureckim sektorze Morza Czarnego. W ten sposób rozwiązano poważny problem opóźniający zamknięcie etapu projektowego i sfinalizowanie umów z udziałowcami inwestycji (Gazprom – 50%, ENI – 20%, Wintershall i EDF – po 15%). Prezes Gazpromu Aleksiej Miller w swoim komentarzu podkreśla znaczenie zgody Turcji dla dotrzymania planowanego terminu uruchomienia gazociągu do końca 2015 r. W komunikacie o spotkaniu, na którym podpisano porozumienie, pojawiła się też informacja o zwiększeniu dostaw gazu rosyjskiego do Turcji z 25 do 27 mld m<sup>3</sup> rocznie.

**Norwegia.** Najnowsze wyniki poszukiwań w rejonie wyspy Jan Mayen, na Morzu Norweskim i w południowej części Morza Barentsa mogą zmienić kierunki i priorytety

polityki koncesyjnej. Norweski Dyrektoriat Naftowy analizował dane z tych obszarów i przygotował dla parlamentu dokument zatytułowany „Przyszłość norweskiego przemysłu naftowego” zawierający szacunki zasobów i wynikające z nich zalecenia, aby agendy rządowe inicjowały opracowania studialne i wstępne badania w nowych rejonach. Stopień rozpoznania Morza Norweskiego można określić jako średni do dobrego i z tego powodu do niedawna nie wiązano z tym regionem dużych nadziei. Teraz pojawiła się szansa na nowe odkrycia, szczególnie w części głębokowodnej. Zasoby oszacowano na 218 mln t do 1,3 mld t równoważnika ropy naftowej ze stopniem pewności 90%. Morze Barentsa jest słabo zbadane, z ograniczonym rozpoznaniem geofizycznym i niewielką liczbą wierceń poszukiwawczych. Momentem przełomowym było odkrycie wiosną 2011 r. złoża Skrugard, zlokalizowanego ok. 100 km na północ od złoża Snøhvit. Zasoby w regionie mogą być większe, od 150 mln t do 2,3 mld t równoważnika ropy naftowej. W 2011 r. zaplanowano tam wykonanie 11 otworów poszukiwawczych.

Okolicznością, która przyczyniła się do intensyfikacji prac na Morzu Barentsa, było uregulowanie w kwietniu 2010 r. sporu z Rosją dotyczącego rozgraniczenia stref ekonomicznych. Teraz interesujący pod względem poszukiwań obszar (łącznie z częścią Oceanu Arktycznego), na którym występują skały osadowe, obejmuje 489 tys. km<sup>2</sup>. W strefie płytkowodnej głębokość wody przeważnie nie przekracza 400 m, aby na skłonie kontynentalnym wzrosnąć ku zachodowi i północy do 2500 m. W zimie ten akwen przeważnie pokryty jest lodem dryfującym. Potwierdzeniem wysokiej perspektywiczności Morza Barentsa jest najnowsze odkrycie z początku stycznia br. – złożo ropy Havis. Otwór 7720/7-1 o głębokości 2200 m (przy głębokości wody 365 m) przewiercił horyzont gazonośny o miąższości 48 m i horyzont roponośny o miąższości 128 m. Według szacunków Statoilu zasoby tej akumulacji wynoszą od 27 do 40 mln t równoważnika ropy naftowej. Złożo Havis jest dziewiątym sukcesem w tym rejonie w ciągu dziewięciu miesięcy i jest położone 7 km na południowy zachód od złoża Skrugard, w obrębie tej samej koncesji.

Regionem, w którym poszukiwania dopiero się rozpoczynają, jest wyspa Jan Mayen. Grzbiet Jan Mayen/Dreki rozciągający się od wyspy Jan Mayen do północnego cypla Islandii jest zbudowany z utworów wulkanicznych. Jest najslabiej zbadany i przewidziany do rozpoznania w trzeciej kolejności. Niedawno firma Spectrum udostępniła dane z 10 000 km profili sejsmicznych, na których zidentyfikowano kompleksy bazaltów (przypuszczalnie mezozoicznych), liczne anomalie wskazujące na obecność węglowodorów i pałapki strukturalne i stratygraficzne.

**USA.** W 2007 r. Exxon wspólnie ze Statoilem odkrył złożo ropy naftowej Julia, jedno z największych w Zatoce Meksykańskiej. Krótko przed wygaśnięciem 10-letniego okresu koncesji Exxon wystąpił o przedłużenie na pięć lat, ale otrzymał odmowę. Uzasadnieniem były zastrzeżenia Departamentu Spraw Wewnętrznych USA do projektu zagospodarowania złoża. Po katastrofie Deepwater Horizon wprowadzono dodatkowe wymagania i początkowo Exxon oponował przeciwko nowym warunkom. Jednak groźba utraty koncesji i ogromnego złoża ropy o zasobach wydobywalnych ocenianych na 137 mln t była na tyle poważna, że obydwa koncerny przystąpiły do długich i żmudnych negocjacji z rządem USA. Ostatecznie na początku stycznia br. zawarto porozumienie, na mocy którego Exxon i Statoil zobowiązały się do zainstalowania platformy produkcyjnej i rozpoczęcia wydobywania do czerwca 2016 r. Do 11,2 mln USD rocznie podwyższona została również opłata dzierżawna za blok koncesyjny do czasu osiągnięcia łącznej produkcji 12 mln t ropy. Stawka opłaty eksploatacyjnej wyniesie 18,75%. Rzecznik Departamentu Spraw Wewnętrznych USA powiedział, że porozumienie zawiera zachętę do terminowego i dobrze przygotowanego zagospodarowania złoża przez operatora, a jednocześnie zapewnia odpowiednie wpływy do skarbu USA.

Wiercenia poszukiwawcze i eksploatacyjne w Zatoce Meksykańskiej schodzą na coraz większe głębokości. Najpierw był otwór Davy Jones 1 odwiercony w 2009 r. na strukturze o tej samej nazwie, w dolnoeocieńskich piaszczystych utworach formacji Wilcox. Wiercenie osiągnęło głębokość 8876,3 m, strop soli napotkano na głębokości 6083,2 m. W momencie rozpoczęcia eksploatacji w ub. roku był to najgłębszy otwór produkcyjny w USA. Sukces złożowy i znaczna miąższość horyzontu produktywnego (61 m) w formacji Wilcox zachęciła do odwiercenia w obrębie sąsiedniego bloku South Marsh Island 234 otworu Davy Jones 2 zarurowanego do głębokości 9366,8 m. Stwierdzono dwa poziomy roponośne: w formacji Wilcox o miąższości 36,5 m i w kredowej formacji Tuscaloosa o miąższości 58,5 m.

Kolejny rekord ustanowiła w ub. roku firma Energy XXI otworem Blackbeard East, który przekroczył głębokość 10 000 m i został pogłębiony do 10 363 m. Przewiercono dwa piaszczyste horyzonty produktywne o dużej porowatości: w dolnym miocenie o miąższości netto 52,1 m i oligoceni (formacja Frio). Wymienione wiercenia znajdują się w płytkowodnej części Zatoki Meksykańskiej – głębokość wody w rejonie otworu Davy Jones 1 wynosi 26 m.

*Źródła: GAZ-System, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, PGNiG, Reuters, Rigzone, RusEnergy, Statoil, Wall Street Journal, World Oil*