



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹

Świat. Ubiegły rok był kolejnym okresem dużych wahań cen ropy, chociaż ich rozpiętość była mniejsza niż w 2014 r., kiedy różnica w ciągu roku wynosiła 58,53 USD za baryłkę ropy Brent, teraz było to 31,69 USD. Na początku roku za baryłkę płacono 56,57 USD, 21 maja 2015 r. cena osiągnęła roczne maksimum – 67,91 USD,

a później było już tylko gorzej (dla producentów) lub lepiej (dla konsumentów) i 21 grudnia ub.r. na giełdzie w Londynie notowano tylko 36,22 USD (ryc. 1). Średnia cena wyniosła 47,75 USD za baryłkę. W br. spadek cen pogłębiał się, żeby 20 stycznia br. osiągnąć najniższy poziom 27,33 USD, po czym na przełomie stycznia i lutego cena ropy Brent oscylowała w granicach 33–35 USD.

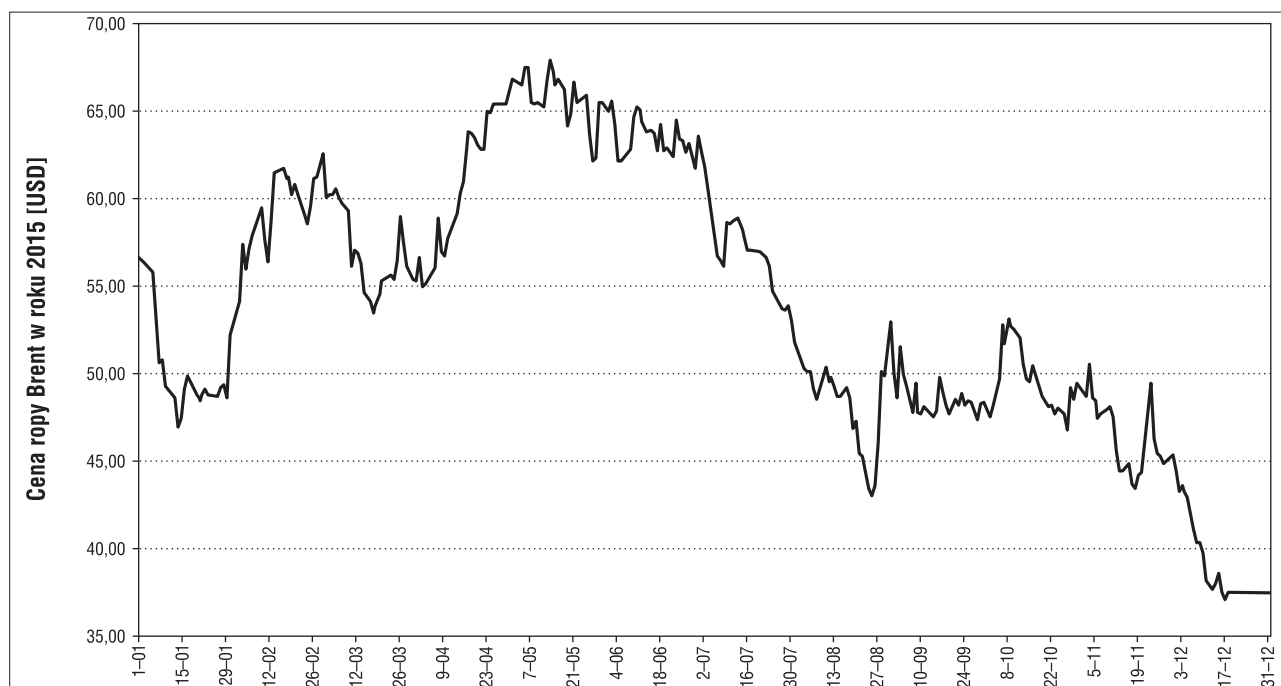
Nic więc dziwnego, że analitycy raczej unikają przedstawiania prognoz cenowych, a jeśli już się odważą, to z reguły dotyczą one dość odległych terminów – 2020 lub 2025 r. Trudne zadanie mieli również autorzy oceny perspektyw przemysłu naftowego w tym roku, zamieszczanej jak zwykle w grudniowym wydaniu World Oil. Jak napisał redaktor Kurt Abraham, branża naftowa na całym świecie od 1986 r. nie doświadczyła takiego załamania cen ropy jak obecnie, któremu towarzyszą gwałtowne zmiany aktywności operatorów, kontraktorów i producentów. Liczba czynnych urządzeń wiertniczych w USA spadła w 2015 r. o 62% w porównaniu z rokiem 2014, w Kanadzie o 58%, a na świecie – 65,3%. Wypowiedzi 13 członków rady programowej miesięcznika są raczej komentarzami i ocenami obecnej sytuacji niż prognozami, opisują jak przemysł radzi sobie w zmienionych warunkach. Najczęściej powtarzają się terminy „innowacja” i „współdziałanie” jako remedium na spadek opłacalności produkcji, jednak opisy zastosowanych lub proponowanych rozwiązań są mało konkretne. Co więcej, jak wyjaśnia Alexander Kemp z uniwersytetu w Aberdeen, wiele projektów na szelfie brytyjskim nie będzie opłacalnych nawet w przypadku zaniechania pobierania podatków. Podobnie postulowana redukcja kosztów o 20–30% będzie skuteczna przy cenie ropy 55–70 USD za baryłkę i dopiero wtedy wspomniane projekty będą mogły być zrealizowane. Ponieważ opinie odnoszą się głównie do problemów amerykańskich, porócił temat odblokowania dla poszukiwań wód przybrzeżnych USA, co mogłoby wydatnie przyczynić się do zwiększenia bazy zasobowej węglowodorów. Przypomniano, że 87% tych akwenów jest aktualnie wyłączonych z koncesji. Jednocześnie podnosi się sprawę organizowania wyprzedzającej akcji informacyjnej, która wyjaśni, jak są prowadzone obecnie morskie badania geofizyczne i wiercenia oraz jak ulepszone stosowane technologie, usuwając za-

grożenia występujące na wcześniejszych etapach prac. Jest to nawiązanie do doświadczeń przy wprowadzaniu szczelinowania hydraulicznego – wiele obaw było nieuzasadnionych, ale brak wyprzedzających informacji wywołał sprzeciwy i protesty. Niektórzy dyskutanci rezygnują z diagnozy przyczyn kryzysu i szukania środków zaradczych, ograniczając się do stwierdzenia, że cykle koniunktury oraz dekonunktury są stałym elementem sektora naftowego i trzeba przetrzymać ten niekorzystny okres. Najodważniejsza jest prognoza Davida Pursella z banku inwestycyjnego Tudor, Pickering & Holt. Zakłada on, że wkrótce na świecie nastąpi ożywienie gospodarcze, a wraz z nim wzrost globalnego popytu na ropę i w związku z tym realna jest perspektywa wzrostu ceny w II połowie br. do 80 USD za baryłkę. Obok innowacyjności powtarzające się słowa klucze to kreatywność, przedsiębiorczość i konkurencyjność, ale znamieną jest uwaga Douglasa Valleau z koncernu Hess Corp. ostrzegająca o skutkach dużych redukcji zatrudnienia stosowanych w celu obniżki kosztów, bo trudno będzie odtworzyć kadre doświadczonych specjalistów, którzy mają prowadzić prace badawczo-rozwojowe warunkujące konkurencyjność. W sumie trudno się zgodzić z optymistyczną oceną K. Abrahama, że opisane środki i metody zapewnią opłacalność przemysłu naftowego.

Europa. W strategii energetycznej Unii w zakresie bezpieczeństwa dostaw na pierwszym miejscu znajduje się dywersyfikacja źródeł energii, a z tym wiąże się m.in. potrzeba wzmocnienia pozycji Unii w imporcie gazu ziemnego. Polska inicjatywa wspólnych zakupów gazu była propozycją zmierzającą właśnie w tym kierunku. Na spotkaniu w Brukseli 10 lutego br. miał być rozpatrywany projekt dokumentu o regulacjach dotyczących bezpieczeństwa gazowego. Jednak już wcześniejsze informacje z Komisji Europejskiej wskazywały, że takie rozwiązanie nie znajdzie dostatecznego poparcia. Mówił o tym Stefan Moser, szef działu bezpieczeństwa dostaw energii w Dyrektoracie Generalnym ds. Energii. Nie będzie propozycji centralnej agencji zakupów gazu, ani scentralizowanego systemu. O wolumenach gazu, warunkach i kierunkach zakupów ma decydować rynek, a rolą komisji jest pilnowanie, żeby były zachowane zasady konkurencyjności obowiązujące w Unii. We wspomnianym wyżej dokumencie przewiduje się zmiany w planowaniu reakcji na zagrożenia kryzysowe w dostawach – planowanie będzie przeniesione z poziomu krajowego na poziom regionalny.

Polska. Gazociąg Baltic Pipe o zdolności przesyłowej 8,2 mld m³ gazu rocznie jest na liście Projektów Szczególnego Zainteresowania Unii Europejskiej, ale od dłuż-

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



Ryc. 1. Cena ropy Brent w 2015 r. (wg Reuters.com)

szego czasu ta poważna inwestycja nie była uwzględniana w długofalowych programach gospodarki energetycznej. Teraz powróciła za sprawą wypowiedzi Janusza Kowalskiego, prokurenta PGNiG SA, który w wywiadzie dla PAP z 27 stycznia br. powiedział: „Zadaniem dla PGNiG SA jest budowa połączenia gazowego z Norwegią, tak, żeby w perspektywie 2022 r. sprowadzać kilka mld m³ gazu, które spółka córka PGNiG SA będzie na Morzu Północnym wydobywać”.

Podczas wizyty w Norwegii 3 lutego br. premier Beata Szydło poruszyła temat gazociągu na konferencji prasowej, oświadczając, że polskie władze popierają projekt, gdyż jest on ważny dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Premier Norwegii Erna Solberg zgodziła się z tą oceną, ale jednocześnie stwierdziła, że w Norwegii budowa gazociągu to nie jest sprawa polityczna, lecz biznesowa. Niewątpliwie podjęcie tej inwestycji wymaga udziału partnera PGNiG SA na Morzu Północnym, jakim jest Statoil. Jednak rzeczniczka Statoilu, Elin A. Isaksen stwierdziła, że firma nie zainwestuje w tę infrastrukturę. Takie samo stanowisko zajmuje norweski operator gazociągów Gassco. Jak wynika z powyższych informacji, przyszłość gazociągu zależy nie tylko od zaangażowania Ministerstwa Energii i PGNiG SA, lecz w jeszcze większym stopniu od tego, czy Ministerstwo Finansów będzie skłonne wyasygnować 14 mld PLN.

Komunikat PGNiG SA o aktywności wiertniczej firmy w 2015 r. mówi o wykonaniu 41 odwiertów zlokalizowanych w różnych jednostkach geologicznych. Odwiercono 17 otworów eksploatacyjnych umożliwiających zwiększenie produkcji ropy naftowej (7 otworów) i gazu ziemnego (10 otworów). Pozostałe wiercenia to otwory poszukiwawcze i rozpoznawcze. Pozytywne wyniki złożowe w postaci akumulacji gazu ziemnego uzyskano w 10 otworach. Udokumentowane zasoby węglowodorów wyniosły 3,6 mln t równoważnika ropy naftowej.

Wielka Brytania. Po 30 latach od odkrycia złoża Laggan na Atlantyku koncern Total rozpoczął 8 lutego br. eksploatację gazu. Złoża gazowo-kondensatowe Laggan i Tormore znajdują się na zachód od Szetlandów. Wszystkie instalacje produkcyjne są umieszczone na dnie morskim, głębokość wody w tym rejonie wynosi 600 m. Gaz będzie przesyłany 140-kilometrowym rurociągiem do lądowego ośrodka przeróbki na wyspie Mainland, a stamtąd do terminalu Sullom Voe. Docelowo wydobywanie gazu i kondensatu osiągnie 12 240 t/d równoważnika ropy naftowej. Złoże Laggan zostało odkryte w 1986 r., natomiast w 2007 r. odkryto złoże Tormore, gdzie horyzont gazonośny znajduje się na głębokości 3936 m. Łączne ich zasoby wynoszą 31 mld m³ gazu i 3,4 mln t kondensatu. Operatorem jest Total E&P UK, który ma 60% udziałów, 20% posiada duński DONG E&P i 20% należy do brytyjskiej SSE E&P UK.

Morze Północne. Rejon dostarczający większość ropy i gazu do Europy tak, jak reszta świata odczuwa skutki niskich cen ropy, ale dodatkowym niekorzystnym czynnikiem są słabe wyniki poszukiwań. Jedyne znaczniejsze odkrycie nastąpiło w październiku ub.r. w środkowej części Morza Północnego w sektorze brytyjskim. Wiercenia wykonane przez koncern Apache na obiektach strukturalnych Beryl, Forties i Seagull potwierdzają zasoby wydobywalne o wielkości 6,8–9,5 mln t równoważnika ropy naftowej. W otworze Seagull przewiercono perspektywiczny kompleks piaskowców triasowych, o miąższości 332 m, z horyzontem roponośnym o miąższości netto 205 m. Użytkano z niego przyływ 1183 t/d ropy i 452 tys. m³/d gazu.

Niestety, kolejne wiercenia wykonane w następnych miesiącach nie zwiększyły w sposób istotny stanu zasobów. Akumulację lekkiej ropy o zasobach od 860 tys. do 2,5 mln t ropy w utworach jury górnej i środkowej odkryto otworem w obrębie bloku 248 w pobliżu złoża Vega Sør odwierconym przez Wintershall. Na skłonie złoża Visund wykonano

wiercenie 34/8-16S o głębokości 3830 m, w którym w utworach środkowego triasu stwierdzono obecność interwału o dość dobrych właściwościach zbiornikowych o miąższości 40 m z ropą, gazem i kondensatem. Wstępnie oszacowane zasoby wynoszą 340–940 tys. t ropy. Operator, którym jest Statoil, określił akumulację jako niewielką i zdecydował o likwidacji otworu. W rejonie złoża Edvard Grieg na Norweskim Szelfie Kontynentalnym odwiercono otwór poszukiwawczy Rolvsnes o głębokości 2096 m, w którym ropę odkryto w porowatym podłożu granitowym. Interwał roponośny o miąższości 30 m został opróbowany próbnikiem złoża i uzyskano przyływ 36 t/d ropy przez zwężkę 36/64". Tu również operator (Lundin Norge) podjął decyzję o likwidacji otworu. Podobnie było w przypadku odkrycia gazu na bloku 708, gdzie horyzont złożowy o miąższości 40 m w utworach węglanowych permu górnego był zawodniony, a właściwości zbiornikowe słabe. Nieco lepsze warunki stwierdzono w podścielających utworach permokarbonu, ale ilości gazu wg oceny operatora (także Lundin Norge) nie mają znaczenia przemysłowego. Odwiert o głębokości 3184 m (przy głębokości wody 288 m) został zlikwidowany. Jeszcze mniej zachęcające dla firmy Lundin były wyniki wiercenia na strukturze Ørnen. W utworach permu górnego nie było gazu, w węglanowych utworach permokarbonu tylko jego ślady, ostatecznie odwiert uznano za negatywny i zlikwidowano. Już w styczniu br., Lundin zakończył wiercenie Lorry na Morzu Norweskim. Otworem o głębokości 3224 m miały być zbadane wyklinowania w utworach jury górnej, ale nie stwierdzono w nich żadnych objawów węglowodorów i odwiert zlikwidowano. Również w styczniu Suncor Energy Norge zakończył wiercenie otworu poszukiwawczego 25/10-14S w pobliżu złoża Balder z zadaniem zbadania perspektywiczności utworów paleocenu i jury dolnej. Odwiert o głębokości pomiarowej 2474 m i głębokości pionowej 2374 m przewiercił dwa kompleksy piaskowcowe o miąższości 22 i 63 m o dobrych właściwościach zbiornikowych, jednak bez objawów węglowodorów.

Mjanma (Birma). We wrześniu ub.r. Shell rozpoczął poszukiwania w obrębie trzech bloków koncesyjnych zlokalizowanych w basenach Rakhine i Tanintharyi w Zatoce

Bengalskiej w pobliżu dużego złoża gazu Shwe, którego eksploatację rozpoczęto w 2013 r. Jest to rejon głębokowodny, głębokość wody zmienia się od 1800 do 2700 m. Shell zlecił firmie Polarcus z Dubaju wykonanie zdjęcia sejsmicznego 3D o powierzchni 10 000 km². Badania rozpoczęły się w październiku ub.r. i niedawno wykonawca poinformował o osiągnięciu rekordowej wydajności 190 km² dziennie. Rozstaw pomiarowy 10 streamerów w odległości 200 m ma szerokość 1800 m i pokrywa powierzchnię 17,6 km². Jest to największa konfiguracja sejsmiczna holowana przez jeden statek i jednocześnie największy ruchomy obiekt na kuli ziemskiej. Rejestracje wykonuje statek „Polarcus Amani”, który wszedł do służby w 2012 r. i może holować do 14 streamerów. Napędzany jest 4 śrubami o mocy 2200 kW i jego maksymalna prędkość wynosi 17 węzłów.

USA. Zmniejszenie nakładów inwestycyjnych najbardziej zaznaczyło się w Ameryce Północnej, gdzie spadek w 2015 r. wyniósł 35%, a w 2016 r. jest spodziewana obniżka jeszcze o 20%. Kryzys w przemyśle naftowym objawia się już nie tylko zahamowaniem inwestycji i redukcją zatrudnienia, ale grozi likwidacją firm. Agencja konsultingowa Douglas-Westwood twierdzi, że wskutek strat i pogorszenia warunków spłaty zadłużenia ponad 40 firm jest na krawędzi bankructwa i spełnia kryteria ustawy o upadłości.

Wydawało się, że firmy zajmujące się głównie poszukiwaniem i eksploatacją gazu z łupków z powodu stosowania kosztownych technologii będą najbardziej narażone na skutki spadających cen ropy. Istotnie wzrost wydobycia gazu łupkowego został zahamowany, w niektórych basenach wydobycie zmniejszyło się, lecz producenci dość skutecznie szukają nowych odbiorców i dzięki temu umacniają swoją pozycję finansową. Takim rozwiązaniem dla firm z Teksasu i Pensylwanii okazały się dostawy gazu do elektrowni, co spowodowało znaczny wzrost notowań giełdowych. Przykładem mogą być Southwestern EnergyCo. i Range Resources Corp. (wzrost o 11%), czy Cabot Oil & Gas Corp. (wzrost o 5,1%).

Źródła: Biznes Alert, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, PAP, PGNiG, Platts, Polarcus, Rigzone, rp.pl, Statoil, World Oil