

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski<sup>1</sup>



**Świat.** Średnia cena ropy West Texas Intermediate (WTI) na rynkach światowych w 2013 r. wynosiła 97,91 dolara za baryłkę, natomiast w 2012 r. było to 94,12 dolara. Odmienne kształtowała się cena na bliższym nam rynku europejskim – średnia cena za baryłkę ropy Brent w 2012 r. wynosiła 111,65 dolara i spadła w 2013 r. do 108,64 dolara. Według prognoz IEA na lata 2014–2015 nastąpi spadek cen zarówno ropy WTI, jak i Brent. Indeks dla WTI w 2014 r. ma się kształtować na poziomie 93,33 dolara, w 2015 r. ma to być 89,58 dolara. Z kolei cena ropy Brent z 105,42 dolara w 2014 r. ma się obniżyć do 101,58 dolara w 2015 r. Jeszcze bardziej zdecydowane są prognozy Deutsche Banku. Niedawno przewidywano, że cena ropy Brent w 2014 r. wyniesie 105,25 dolara, teraz podaje się już tylko 97,50 dolara. Podobnie cena WTI ma wynosić 88,75 dolara zamiast szacowanej wcześniej 98,75 dolara. Nie są to dobre wiadomości dla eksporterów ropy naftowej i obrady czerwcowej konferencji OPEC będą miejscem trudnych decyzji.

Jeśli chodzi o wahania cen ropy Brent w ciągu roku, to 2013 r. rozpoczął się 2 stycznia ceną 111,22 dolara i zakończył się w dniu 31 grudnia ceną 110,67 dolara (ryc. 1), ale w pierwszym półroczu zmiany były dość znaczne, bo 8 lutego za baryłkę trzeba było zapłacić 118,59 dolara, po czym 17 kwietnia cena spadła do 97,58 dolara. W drugim półroczu ceny były nieco bardziej wyrównane, jedynie na przełomie sierpnia i września wzrost napięcia w Syrii zazna-  
czył się podwyżką do 116 dolarów.

**Polska.** Trzeci etap szczelinowania w otworze Lewino-1G2 przeprowadzony w grudniu 2013 r. z wykorzystaniem doświadczeń zebranych w poprzednich próbach zakończył się sukcesem w postaci uzyskania stabilnego przy-  
pływu gazu w ilości 1270–1700 m<sup>3</sup>/d. Geolodzy z firmy San Leon Energy podkreślają, że wcześniej szczelinowano jedynie interwały w utworach dolnego ordowiku. Dopiero najnowsze zabiegi przeprowadzono również w utworach górnego ordowiku i teraz w projekcie odgałęzienia poziomego przewiduje się objęcie szczelinowaniem i opróbowaniem całego kompleksu ordowiku i co za tym idzie – zwiększenie wydajności. Osady górnego ordowiku charakteryzują się wyższą porowatością efektywną i większym nasyceniem gazem, chociaż mają mniejszą miąższość. Duże znaczenie w poprawie skuteczności szczelinowania przypisuje się też użyciu propantów ceramicznych. Również profilowanie temperatury w pierwszym etapie szczelinowania dostarczyło informacji o intensywności powstawa-

nia spękań, a tym samym wskazówek do korekty schematu szczelinowania.

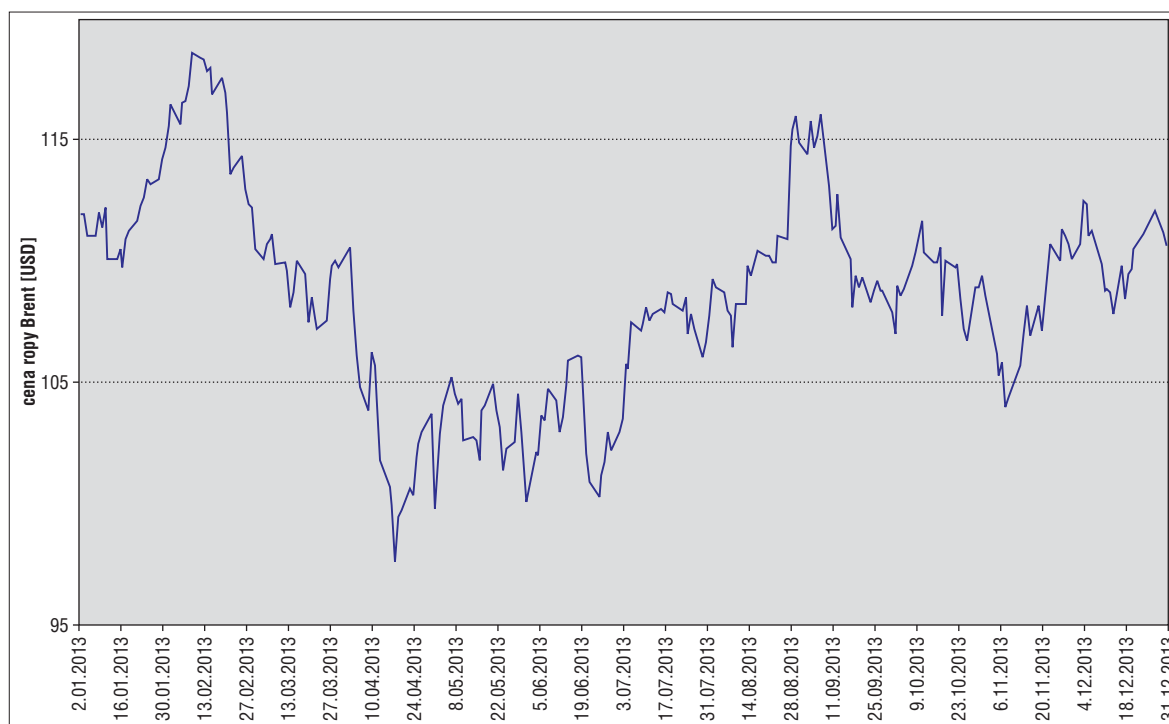
Symulacja potencjalnej wydajności (przy założeniu całkowitego oczyszczenia odwiertu z płynu szczelinującego) daje szacunkową wielkość 5700–11 300 m<sup>3</sup>/d gazu. Dodatkowym atutem jest kondensat uzyskiwany w otworze Lewino-1G2. W warunkach amerykańskich produkcja z otworów poziomych jest 7–30 razy większa niż z otworu pionowego w tej samej formacji, szczególnie jeśli schemat szczelinowania jest modyfikowany i optymalizowany w czasie zabiegów. Dalsze prace wiertnicze w otworze Lewino-1G2 to wykonanie z tego samego stanowiska urządzenia wiertniczego odgałęzienia poziomego o długości 1500 m. W jego projektowaniu bardzo przydatne będą wyniki badań sejsmicznych 2-D, które w tym rejonie są dobrej jakości.

Na monoklinie przedsuddeckiej FX Energy wspólnie z PGNiG SA rozpoczęło 12 grudnia ub.r. eksploatację złoża gazu Lisewo. Instalacje produkcyjne będą obsługiwać również złożo Komorze-3. Początkowa wydajność otworu Lisewo-1 wynosiła 141 tys. m<sup>3</sup>/d gazu. Kolejny sukces złożowy w tym rejonie to otwór Szymanowice-1 zlokalizowany ok. 2 km od wiercenia Lisewo-2. Z 33,5-metrowego interwału w stropie piaszczystych utworów czerwonego spągowca w próbach uzyskano przyływ gazu. Rezultat okazał się na tyle dobry, że odwiert po zagłowiczeniu jest przygotowywany do eksploatacji. Porowatość piaskowców dochodzi do 18%. Otwór był rdzeniowany do głębokości 3673 m.

W ramach rundy przetargowej APA 2013 ogłoszonej przez norweskie Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii firma Lotos Exploration & Production Norge uzyskała dwie koncesje w południowej części Morza Północnego. Koncesja 498B jest położona w pobliżu złoża Ula, a koncesja 503C w rejonie złoża Sleipner. Po sfinalizowaniu formalności Lotos będzie udziałowcem 26 koncesji na norweskim szelfie kontynentalnym.

Także PGNiG Upstream International uzyskało koncesję – PL 756 na Morzu Norweskim. Blok koncesyjny o powierzchni 171 km<sup>2</sup> znajduje się ok. 200 km od wybrzeża. Głębokość wody wynosi 300 m. PGNiG Upstream International jest operatorem z 50% udziałów, pozostali partnerzy to japoński Idemitsu Petroleum Norge i norweski Rocksource Exploration posiadający po 25% udziałów. W zobowiązaniach koncesyjnych przewidziano wykonanie zdjęcia sejsmicznego 3-D, a następnie, po dokonaniu oceny perspektywiczności rejonu, podjęcie decyzji o wierceniu otworu poszukiwawczego (przed upływem 2 lat). Nowa koncesja PGNiG SA jest zlokalizowana w pobliżu ciągu struktur Tyrihans, Kristin, Åsgard, Heidrun, Alve, Norne

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



Ryc. 1. Cena ropy Brent w 2013 r. (za portalem reuters.com)

i Urd. Obecnie PGNiG SA ma udziały w 14 koncesjach na norweskim szelfie kontynentalnym.

Rozszerzenie zagranicznej działalności poszukiwawczej polskich firm obejmuje właściwie tylko Morze Północne. W innych regionach operatorzy rezygnują z koncesji i wycofują polski personel. Dotyczy to koncesji PGNiG SA w Libii i Egipcie, gdzie już wcześniej wstrzymywano prace z powodu napiętej sytuacji politycznej. Z kolei w kraju znów zmniejszyła się liczba zagranicznych koncesjodawców zainteresowanych poszukiwaniami gazu z łupków. Koncern ENI nie złożył wniosku o przedłużenie ważności koncesji Malbork i Młynary; nie jest pewne, czy wygaśnie też trzecia koncesja ENI, tj. Elbląg.

**Europa.** Jak poinformowały portal RusEnergy i Niezawisimaja Gazieta, gazociągiem Nord Stream przesyła się obecnie 12 mld m<sup>3</sup> gazu, podczas gdy projektowa zdolność przesyłowa pierwszej nitki wynosi 27,5 mld m<sup>3</sup> (druga nitka ma taką samą przepustowość). Gazprom twierdzi, że cała moc gazociągu jest zakontraktowana, ale eksperci wątpią w ekonomiczną efektywność inwestycji. Ogromne nakłady nie spowodowały zakończenia tranzytu przez Ukrainę, co było jednym z celów budowy alternatywnej trasy eksportowej. Powody to wysoka cena gazu i wstrzymanie uruchomienia gazociągu NEL, który miał rozprowadzać rosyjski gaz w północnych Niemczech. Nawet jeśli zapotrzebowanie Europy na gaz wzrośnie, to nadal konieczne będzie wykorzystanie gazociągów ukraińskich.

Norweska firma DeepOcean specjalizująca się w pomiarach morskich, instalacjach podwodnych, ich obsłudze i kontroli wygrała przetarg na inspekcję gazociągu Nord Stream ogłoszony przez konsorcjum Nord Stream AG. Dwuletni kontrakt przewiduje badanie stanu obu nitek gazociągu przy zastosowaniu urządzeń ROV i ROTV (*remote operated tow vehicle*). Prace będą prowadzone ze specjalistycznego statku Deep Vision w ciągu 4–6 miesięcy w roku.

Dla Komisji Europejskiej oprócz kontraktów Gazpromu związanych z budową gazociągu South Stream punktem spornym jest wykorzystanie gazociągu OPAL, będącego drugim przedłużeniem Nord Stream i ukończonego w 2011 r. Zgodnie z postanowieniami trzeciego pakietu energetycznego 50% mocy przesyłowej powinno być udostępnione stronom trzecim – takie warunki Niemcy uzgodniły z Komisją Europejską w 2009 r., natomiast Gazprom zakładała wyłączność eksploatacji rurociągu. W ub.r. niemiecka agencja Bundesnetzagentur zmieniła zdanie i zgodziła się na monopol Gazpromu. Po szczycie UE–Rosja, który odbył się 28 stycznia br., agencja RIA Novosti podała, że Unia Europejska i Rosja uzgodniły warunki wykorzystania pełnej mocy gazociągu OPAL. Zamieszczono też wypowiedź prezydenta Rosji Władimira Putina: „Mieliliśmy pewne problemy z gazociągiem OPAL. Zgodziliśmy się, że będzie on wykorzystany nie w 50%, lecz w 100%. Tak więc osiągnięto postęp w bardzo skomplikowanych sprawach”. Komisja Europejska nie opublikowała żadnej informacji na ten temat, jedynie unijny komisarz ds. energii Günther Öttinger poinformował, że decyzja KE w tej sprawie będzie podjęta do końca lutego br.

**Wielka Brytania.** Zmiana stanowiska brytyjskiego rządu w sprawie wykorzystania zasobów gazu z łupków (Prz. Geol., 61 (9): 507) zaowocowała zwiększonym zainteresowaniem poszukiwaniami i koncesjami ze strony firm naftowych, zarówno krajowych, jak i zagranicznych. W październiku ub.r. GDF Suez kupił 25% udziałów w 13 koncesjach w basenie Bowland, którymi dysponuje australijska firma Dart Energy. Teraz podobnej transakcji dokonał Total, kupując 40% udziałów w dwóch koncesjach, także należących do Dart Energy. W najbliższych 2–3 latach inwestycje Totalu w Wielkiej Brytanii wyniosą 47 mln dolarów. Ogółem na lądzie wyznaczono 170 koncesji dotyczących gazu z łupków.

**Rosja.** Rosyjski minister energetyki Aleksandr Nowak poinformował o rekordowym wydobyciu ropy naftowej w 2013 r. – było to 523,2 mln t, o 1% więcej niż w 2012 r. Przewidywano, że wyniesie ono 505–510 mln t ropy. Wydobycie gazu sięgnęło 668 mld m<sup>3</sup> i wzrosło o 2%. Eksport ropy spadł o 2%, eksport gazu zwiększył się o 8–10%. Źródła rosyjskie zapowiadają dalszy wzrost produkcji.

W komunikacie z 6 lutego br. zamieszczonym w dzienniku *Wiedomosti* zawiadomiono o rezygnacji Gazpromu z budowy gazociągu Jamał II przez terytorium Polski, omijającego Ukrainę. Powodem ma być brak poparcia Polki dla realizacji projektu. Gazeta powołuje się na wypowiedzi polskiego wicepremiera Janusza Piechocińskiego, który określił budowę nowego gazociągu „rosyjską inicjatywą, bardziej telewizyjną niż realnym rzeczowym projektem”. Przypomina też memorandum Gazpromu i EuRoPol GAZU podpisane 4 kwietnia 2013 r. w Sankt Petersburgu o współdziałaniu w projekcie budowy gazociągu Jamał–Europa II o zdolności przesyłowej co najmniej 15 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. W rzeczywistości nie byłaby to druga, równoległa nitka gazociągu jamalskiego, lecz nowy rurociąg z Białorusi przez Polskę na Słowację. Dotychczas Gazprom nie informował o tej decyzji, natomiast 5 lutego br. wydał komunikat, że Aleksiej Miller i prezes konsorcjum Nord Stream AG Matthias Warnig odbyli spotkanie, na którym dyskutowano sprawę budowy trzeciej i czwartej nitki gazociągu Nord Stream. Analizy wykonane przez konsorcjum wskazują, że inwestycja jest uzasadniona ekonomicznie i możliwa do realizacji zarówno z technicznego, jak i ekologicznego punktu widzenia, a także pod kątem uzyskania niezbędnego finansowania przez banki. Jest ona potrzebna również ze względu na spodziewane w dłuższej perspektywie zwiększenie zapotrzebowania na gaz rosyjski na rynku europejskim.

W basenie zachodniosyberyjskim, w okręgu autonomicznym Chanty-Mansyjsk, w rejonie złóż Sałym i Wierchnie-Sałym, rozpoczęto wiercenie pilotażowego otworu poziomego z zadaniem zbadania łupków formacji Bażenow i określenia optymalnych parametrów wiercenia i opróbowania następnego pięciu otworów poziomych, w których zostanie wykonane wielostopniowe szczelinowanie hydrauliczne. Formacja Bażenow (wołg–dolny berias) zawiera 80% zachodniosyberyjskich zasobów ropy i znaczną część zasobów gazu. Skalami macierzystymi są bogate w substancję organiczną głębokowodne łupki krzemionkowe i wapniste. W pierwszym otworze wykonanym w tym rejonie w 1953 r. odkryto akumulację gazu zamiast spodziewanej ropy, dopiero późniejszymi wierceniami nawiercono horyzonty roponośne. Prace na złożu Wierchnie-Sałym prowadzi spółka Sałym Petroleum Development, założona w 1996 r. przez Shell i Gazprom Niefit posiadające po 50% udziałów.

Jest to w istocie początek poszukiwań gazu z łupków na Syberii, chociaż Gazprom w oficjalnych komentarzach sceptycznie ocenia perspektywę jego wydobycia na świecie.

**Australia.** W 2007 r. u północno-zachodnich wybrzeży Australii, w basenie Browse, odkryto złożę gazu Prelude o zasobach wydobywalnych wynoszących 56–84 mld m<sup>3</sup>. W pobliżu znajduje się odkryte w 2009 r. złożę Concerto będące w stadium rozpoznania. Analizy techniczno-ekonomiczne wykonane przez operatora, którym jest Shell, wykazały, że budowa instalacji skraplania gazu na lądzie wraz z gazociągami podmorskim (odległość od brzegu ok. 200 km) jest nieopłacalna, byłoby to uzasadnione dopiero wtedy, gdy zasoby wynosiłyby przynajmniej 140 mld m<sup>3</sup> gazu. Wobec tego Shell wybrał eksploatację przy zastosowaniu pływającej instalacji skraplania gazu (FLNG – *floating liquefied natural gas*). Zbudowany w stoczni w Korei Południowej statek Prelude FLNG wypłynął w swój pierwszy rejs w grudniu ub.r. Jest to obecnie największy statek na świecie, o długości 488 m, szerokości 74 m i nośności 600 tys. DWT. Jednostka będzie zakotwiczona na wodzie o głębokości 170 m przy pomocy wieżowego systemu kotwiczona linowego pozwalającego na obrót statku wokół osi bez zmiany pozycji. Po odwierceniu ośmiu otworów eksploatacyjnych planuje się osiągnięcie produkcji w ilości 3,6 mln t skroplonego gazu ziemnego, 1,3 mln t kondensatu i 400 tys. t gazu płynnego rocznie. Produkty będą odbierane przez tankowce z instalacji FLNG na morzu i kierowane bezpośrednio do odbiorców.

**USA.** Sąd apelacyjny w San Francisco 22 stycznia br. stwierdził, że pozwolenia na poszukiwania węglowodorów na obszarze 120 tys. km<sup>2</sup> na Alasce zostały wydane z naruszeniem prawa i nie można rozpocząć planowanych wierceń. W ślad za tą decyzją Shell ogłosił zawieszenie wierceń projektowanych na Morzu Czukockim i Morzu Beauforta. Prace przygotowawcze trwały od siedmiu lat i pochłonęły ok. 5 mld dolarów, jednak po serii awarii w 2012 r. zostały przerwane. Jednocześnie nasiliła się kampania Greenpeace i innych organizacji ekologicznych domagających się zakazu wierceń naftowych w Arktyce. Przedstawiciel Shella oświadczył, że w tej sytuacji, bez określonej perspektywy możliwości kontynuacji prac, koncern nie będzie dalej angażował środków, starając się równocześnie rozwiązać problem drogą współpracy z odpowiednimi agencjami rządowymi i sądem.

*Źródła: Alexander Gas & Oil Connections, europa.eu, Gazprom, Hart's E&P, Lotos Petrobaltic, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, oil.ru, PGNiG, RIA Novosti, Rigzone, Rus Energy, San Leon Energy, Shell, Statoil, World Oil*