

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Na początku roku ceny ropy z indeksem WTI i Brent oscylowały wokół kwoty 50 USD za baryłkę, ale przewidywania dalszych ruchów cenowych bardzo się różnią pomiędzy sobą. Analitycy z grupy Goldman Sachs uważają, że trend spadkowy utrzyma się przez dłuższy czas, ponieważ pozycja konsumentów ropy jest znacznie mocniejsza niż

w latach ubiegłych, natomiast producenci są pod naciskiem wzrostu wydobycia w USA i stanowiska OPEC. Biorąc pod uwagę powyższe okoliczności można się spodziewać spadku cen nawet do 30 USD za baryłkę.

Z kolei sekretarz generalny OPEC Abdalla El-Badri w wywiadzie z 26 stycznia br. ostrzega przed skutkami zmniejszenia nakładów na poszukiwania nowych zasobów, co może skutkować wzrostem cen ropy do 200 USD za baryłkę. Podobne jest stanowisko Międzynarodowej Agencji Energetycznej, która zwraca uwagę, że niskie ceny ropy mogą zahamować inwestycje we wszystkie rodzaje energii.

W świetle powyższych opinii nie dziwi charakter wypowiedzi uczestników prognozy, na temat perspektyw przemysłu naftowego w 2015 r., publikowanej tradycyjnie w grudniowym wydaniu World Oil. Autorzy niemal zgodnie stwierdzają, że niemożliwe jest określenie kierunku decyzji OPEC, jako mających największy wpływ na sytuację na rynku ropy. Przytaczają też liczne przykłady decyzji o ograniczaniu inwestycji podjętych pod wpływem niskich cen ropy już w listopadzie i grudniu, czyli w okresie formułowania prognozy. Kilkakrotnie powraca temat złóż niekonwencjonalnych jako tego czynnika, który najbardziej przyczynił się do wzrostu wydobycia ropy w USA. Aż 40% całkowitej produkcji wynoszącej 1,21 mln t/d stanowi ropa z łupków i ropa zamknięta. Te osiągnięcia przemysł zawdzięcza bardzo dużemu udziałowi szczelinowania i wierceń poziomych, a to z kolei wydatnie wpłynęło na wzrost kosztów. Do sukcesów przyczyniły się także znaczne postępy w modelowaniu ośrodka skalnego i badaniu zjawisk przepływu w ośrodku porowatym w skali mikro i nano. Jednocześnie komentatorzy zwracają uwagę na konieczność uzyskania szerokiej aprobaty społecznej przy wprowadzaniu na większą skalę tych technologii. Przemysł naftowy już znacznie wcześniej był wymieniany jako jeden z głównych sprawców globalnego ocieplenia, a teraz ta negatywna opinia pogłębiła się jeszcze bardziej wskutek kampanii przeciwko szczelinowaniu. Mimo wzrostu znaczenia odnawialnych źródeł energii, bilans energetyczny będzie musiał być wspierany paliwami konwencjonalnymi i uświadomienie tego faktu powinno pomóc w uzyskaniu

poparcia ze strony decydentów, ale i w zmniejszeniu liczby oponentów. Paul Coppinger, prezes Petroleum Equipment & Services Association zwraca uwagę na znaczenie rewolucji naftowej, która sprawiła, że uzależnienie USA od importu ropy od 2005 r. zmniejszyło się z 60 do 25% obecnie.

Wyrażane są też opinie, że okres niskich cen ropy powinien być czasem przygotowania się firm do zmienionych i zwiększonych zadań po powrocie koniunktury, w tym do większego udziału wierceń poziomych i zaawansowanych metod dowiercania. Te przygotowania będą dotyczyć kadry specjalistów, sprzętu i technologii. Przypomnienie katastrofy Macondo było okazją do podkreślenia znaczenia zaostrożonych kryteriów dotyczących norm jakościowych i procedur kontroli elementów urządzeń wiertniczych kluczowych dla bezpieczeństwa. Ulepszono m.in. systemy telemetryczne zarzadzania, wprowadzono nowe gatunki cementu, opracowano nowe typy czujników uruchamiających głowicę przeciwybuchową.

Ponownie poruszono sprawę otwarcia dla poszukiwań Zewnętrznego Szelfu Kontynentalnego i przyspieszenia istotnych dla przemysłu regulacji, które są wydawane przez rządowe agencje ds. bezpieczeństwa urządzeń technicznych i ochrony środowiska. W sumie dyskutanci koncentrują się na akcentowaniu zadań i czynników, jakie w najbliższym okresie mogą być istotne z punktu widzenia przedsiębiorców. Specyfiką prognoz zamieszczanych w World Oil jest dobór komentatorów, prawie wyłącznie z USA, toteż koncentrują się oni na zagadnieniach amerykańskich, ale w poprzednich latach pojawiały się również odniesienia do innych regionów świata. W tym roku takich uwag nie ma w ogóle. Dwaj autorzy spoza USA dostosowali się do kolegów i również zajmują się tylko krajowymi problemami. Alexander Kemp z Wielkiej Brytanii przytacza niepokojące dane o spadku wydobycia ropy w brytyjskim sektorze Morza Północnego. Poza naturalnym spadkiem wydobycia ze starych złóż, powodem jest malejąca ilość nowych odkryć i spadek liczby wierceń (tylko 15 wierceń w 2013 r.). Rekomendacje opracowane na zlecenie rządu przez organizację Oil & Gas UK nie będą łatwe do wdrożenia, bo przewidują obniżenie podatku od wydobycia ropy ze starych złóż, który obecnie wynosi 50% i redukcję tegoż podatku dla nowych złóż z 62 do 50%. Komentarz Svena Tollefsena ze Statoilu jako jedyny zawiera akcenty optymistyczne, ale tylko w odniesieniu do sytuacji Norwegii. Twierdzi, że wzmożone zapotrzebowanie na usługi w 2013 i 2014 r. spowodowało nadmierny wzrost ich cen i teraz przy zmniejszeniu inwestycji muszą one dostosować się do popytu. Będzie się to wiązało z utratą wielu miejsc pracy, ale działania oszczędnościowe, redukcja administracji,

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

standaryzacja rozwiązań technicznych, bardziej wnikliwa ocena ryzyka związanego z projektami, w tym rezygnacja z najbardziej kosztownych inwestycji, powinny złagodzić negatywne skutki obecnej dekonjunkury.

Polska. W ramach rundy przetargowej APA 2014 rząd norweski przyznał koncesję PL 799 dla PGNiG Upstream International. PGNiG posiadające 40% udziałów będzie operatorem, pozostali partnerzy to Statoil, VNG Norge AS i Explora Petroleum AS. Blok PL 799 znajduje się w pobliżu złoża Skarv. W tej samej rundzie koncesję PL 797 otrzymał Lotos Exploration & Production Norge AS.

W marcu 2014 r. PGNiG SA nawiązało współpracę z Chevron Polska Energy Resources w zakresie poszukiwań gazu z łupków (Prz. Geol., 62 (5): 226), dotyczącą m.in. bloku koncesyjnego Tomaszów Lubelski. Program współpracy w obrębie tego bloku, który przewidywał wykonanie badań sejsmicznych i odwiercenie jednego otworu, został zrealizowany. Pod koniec stycznia br. koncern Chevron ogłosił o zakończeniu prac związanych z gazem łupkowym w Polsce i zrezygnował z 2 koncesji. W komunikacie zarządu, o wynikach IV kwartału 2014 r., zapowiedziano jednocześnie zmniejszenie nakładów na poszukiwania i wydobywanie o 13%.

Rosja. Wprowadzenie sankcji wobec Rosji w postaci wycofania się z inwestycji w tym kraju nie zostało dobrze przyjęte przez wiele zachodnich firm naftowych. Takie stanowisko zajmował poprzedni prezes Totalu Christophe de Margerie (zginął w katastrofie lotniczej w październiku ub. roku), a obecnie podtrzymuje je szef oddziału Total Exploration & Production Russia Jacques de Boisseson. W rozmowie z rosyjskim ministrem energii Aleksandrem Nowakiem powiedział, że polityka Totalu nie zmieniła się, a obecne trudności są zjawiskiem przejściowym. Rozpoczęte projekty inwestycyjne będą kontynuowane i dotyczy to przede wszystkim zagospodarowania złoża ropy Chariaga w Nienieckim Okręgu Autonomicznym za kręgiem polarnym. Total ma 40% udziałów w tym projekcie. J. de Boisseson potwierdził zaangażowanie Totalu w innych ważnych inwestycjach, jak budowa zakładów skraplania gazu ziemnego Yamal LNG u ujścia Obu (udział Totalu 20%) i rozpoczęcie eksploatacji gazowo-kondensatowego złoża Termokarstowe, planowane na kwiecień br.

Do restrykcji wobec Rosji nie przyłączył się również norweski Statoil, który uczestniczy w projekcie Chariaga, posiadając 30% udziałów.

W zachodniej Syberii trwa budowa elektrociepłowni gazowej, która będzie zasilala w energię zespół złóż Mesojaka w Jamalsko-Nienieckim Okręgu Autonomicznym. Są to położone najdalej na północ rosyjskie złoża lądowe, daleko za kołem polarnym. W elektrowni zostanie zainstalowanych 6 turbin gazowych, każda o mocy 13 MW. Zagospodarowanie złóż prowadzą wspólnie Rosneft i Gazprom Nieft. Złoże Mesojaka jest znane jako pierwsze stanowisko występowania gazohydratów w strefie wiecznej zmarzliny, co stwierdzono w 1964 r.

Gazprom Nieft donosi o pierwszych sukcesach w poszukiwaniach ropy z łupków w Chanty-Mansyjskim Okręgu Autonomicznym. W dwóch wierceniach wykonanych na złożu Južnoje Priobskoje uzyskano przyływ ropy z dolnokredowej formacji Bażenow. Horyzonty perspektywiczne

zalegają na głębokości od 2000 do 3000 m i są podścielone utworami o niskiej przepuszczalności. W obu otworach wykonano szczelinowanie hydrauliczne. W najbliższym czasie przewiduje się odwiercenie dwóch dalszych otworów, a następnie wykonanie odcinków poziomych w celu potwierdzenia obecności ropy ruchomej i oszacowania wielkości zasobów. Prowadzone będą również uzupełniające badania sejsmiczne 3D. Równolegle oddział Gazprom Niefti, Gazprom Nieft Chantos prowadzi poszukiwania węglowodorów w formacjach łupkowych na złożu Krasnoleniskij – tam również planuje się wykonanie czterech wierceń poziomych z wielostopniowym szczelinowaniem.

USA. Dane z grudnia ub. roku opublikowane przez amerykańską Agencję Informacji Energetycznej (EIA) potwierdzają, że wydobywanie ropy naftowej w USA w kolejnym roku jest wyższe niż wydobywanie w Arabii Saudyjskiej. W grudniu 2014 r. wydobywanie wynosiło 1,18 mln t/d, a prognoza na 2015 r. zapowiada wzrost do 1,26 mln t/d. Jest to więcej niż w pomyślnym roku 1970 – 1,02 mln t/d i o wiele więcej niż w latach 2005–2008, kiedy produkcja ropy była najniższa. Przewaga w stosunku do Arabii Saudyjskiej wzrosła do 326 tys. t/d.

Wysokie było również wydobywanie gazu ziemnego. Według informacji EIA, w grudniu 2014 r. wydobywanie osiągnęło poziom 2,06 mld m³/d gazu (bez Alaski), o 11,6% więcej niż rok temu.

Hiszpania. Rozpoczęcie prac poszukiwawczych w pobliżu Wysp Kanaryjskich wywołało zaniepokojenie organizacji ekologicznych i turystów, ale najnowsze wiadomości o wynikach pierwszego wiercenia raczej rozwiewają te obawy. Hiszpański Repsol poinformował w styczniu br. o zakończeniu wiercenia Sandia, rozpoczętego 18 listopada 2014 r. Odwiert wiercony ze statku wiertniczego „Rowan Renaissance”, osiągnął głębokość 2211 m (przy głębokości wody 882 m). Pobrane próbki wykazały obecność gazu ziemnego, ale są to ilości bez znaczenia przemysłowego. Horyzonty produktywne mają niewielką miąższość i są zawodnione. Z tego względu nie przewiduje się dalszych wierceń w tym rejonie, otwór został zlikwidowany, a statek wiertniczy wraca na wody Angoli.

Morze Północne. Likwidacja wycofywanych z użytkowania instalacji wiertniczych na Morzu Północnym staje się coraz większym problemem. O jego skali świadczą liczby: tylko w brytyjskiej części znajduje się 475 platform wiertniczych i produkcyjnych, 10 000 km rurociągów, 15 terminali i 5000 odwiertów. Złoża są coraz starsze, ich okres eksploatacji kończy się i konieczny jest ich demontaż oraz usunięcie. Według szacunków organizacji Oil & Gas UK, w okresie najbliższych 25 lat koszt likwidacji tych urządzeń sięgnie 31,5 mld GBP, czyli 42 mld EUR. Specjalistyczna firma Decom North Sea, zajmująca się likwidacją i złomowaniem, zwraca uwagę na fakt, że tylko niewielki procent instalacji i konstrukcji stalowych jest ponownie wykorzystywany jako części składowe innych platform i urządzeń, co wydatnie zwiększa koszty likwidacji. Często jest to zaledwie 1% całego urządzenia. Jedną z przyczyn są decyzje operatorów, którzy ze względów bezpieczeństwa wolą wybrać nowy sprzęt zamiast sprzętu po renowacji.

Grenlandia. Brak sukcesów poszukiwawczych w połączeniu z niskimi cenami ropy powoduje wycofywanie się firm naftowych z prac na arktycznych wodach wokół Grenlandii. W styczniu br. norweski Statoil zrezygnował z 3 spośród 4 posiadanych koncesji u zachodnich wybrzeży wyspy w ramach ogólnego zmniejszenia nakładów na poszukiwania. Podobne kroki podjął GDF Suez, wycofując się z dwóch koncesji, i duński DONG Energy. Najbardziej zaangażowany w tym regionie był brytyjski Cairn Energy, który w okresie 2010–2012 kosztem 1,2 mld USD odwiercił 8 otworów, jednak bez odkryć o znaczeniu przemysłowym.

Wiertnictwo. W listopadzie miesięcznik World Oil w artykule „153-letni otwór produkuje bez przerwy, zarówno w czasie koniunktury, jak i zastoju” przypomniał o najstarszym czynnym otworze produkcyjnym w USA. Jest to otwór McClintock 1 w Pensylwanii, w pobliżu miejscowości Titusville, odwiercony w sierpniu 1861 r. do głębokości 188,5 m. W swoim najlepszym okresie odwiert dostarczał 24 t ropy na dobę, zużywanej do produkcji nafty oświetleniowej. W długiej historii kilkakrotnie zmieniał właścicieli, w 1919 r. kupił go Quaker State Oil Refining Corp. i eksploatował do 1952 r. W 2000 r. wiercenie przekazano Muzeum Wiertniczemu Drake’a i po oczyszczeniu odwiertu wznowiono wydobywanie – obecnie codziennie uzyskuje

się ok. 13–14 kg ropy. Ta przerwa w eksploatacji spowodowała, że tytuł artykułu jest niezgodny ze stanem faktycznym, ponieważ produkcja ropy nie trwała nieprzerwanie przez 153 lata.

W nawiązaniu do powyższej informacji warto wspomnieć o najstarszych krajowych otworach eksploatacyjnych. Według danych Oddziału PGNiG SA w Sanoku takie odwierty znajdują się na złożu Wańkowa i odwiercono je w 1886 r. Najgłębszy jest otwór Ropienka-6, który osiągnął głębokość 408 m i po 128 latach ciągłej eksploatacji produkuje obecnie ok. 60 kg ropy dziennie. W pierwszym roku eksploatacji wydobywanie wyniosło 325 t ropy, a skumulowane wydobywanie sięga 10 tys. t ropy. Z odwiertu Ropienka-4, o głębokości 354 m, w pierwszym roku eksploatacji uzyskano produkcję 324 t ropy. Dziś wydobywa się z niego na dobę ok. 30 kg ropy. Kolejnym czynnym odwiertem jest Ropienka-5 o głębokości 317 m, z którego wydobywa się jeszcze ok. 40 kg ropy dziennie. Wszystkie odwierty zostały wykonane metodą udarową. Ropa pochodzi z piaszkowcowo-lupkowych utworów warstw menilitowych jednostki skolskiej.

Źródła: Alexander Gas&Oil Conn., Chevron, Gazprom, Hart's E&P, Interfax, International Oil & Gas Engineer, Oil & Gas Journal, Oil & Gas Financial Journal, oilru.com, PGNiG, reuters.com, Statoil, World Oil