



## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski<sup>1</sup>



**Świat.** Współpracownicy redakcji czasopisma World Oil starający się przewidzieć rozwój sytuacji w przemyśle naftowym w br. nadal akcentują znaczenie zasobów niekonwencjonalnych, przede wszystkim ropy i gazu z łupków. Nie jest to już tylko problem USA, niemal we wszystkich regionach świata trwają badania lub choćby przygotowania do nich.

Co więcej, nawet na zasobnym w konwencjonalną ropę Bliskim Wschodzie rozpoczęto szacunki zasobów gazu z łupków i przygotowywane są projekty rozpoznania. Dotychczasowe doświadczenia pokazują, jak wiele jest różnic w warunkach geologicznych złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych i jak odmienne podejście metodyczne przy wierceniu i dowiercaniu otworu należy stosować. Jest to jednocześnie szansa dla firm amerykańskich, które wdrożyły technologie wykorzystywane w eksploatacji gazu z łupków. W kilku wypowiedziach bardzo mocno podkreślono znaczenie przemysłu naftowego dla gospodarki amerykańskiej, m.in. w zmniejszaniu bezrobocia, co potwierdza się już zresztą w stanach wydobywających najwięcej gazu z łupków i metanu z pokładów węgla, gdzie liczba miejsc pracy od 2010 r. zwiększyła się o 8%. Wskazywane są najważniejsze inwestycje, które mogłyby pomóc w osiągnięciu tego celu, jak rurociąg Keystone XL czy otwarcie dla poszukiwań akwenów wschodniego wybrzeża USA, i jednocześnie przyczynić się wydatnie do zapewnienia niezależności surowcowej kraju. Zahamowanie spadku wydobywania gazu, a następnie jego wzrost, umożliwi przejście z węgla na gaz w przemyśle, w tym także w przemyśle stalowym, co poprawi konkurencyjność. Rola ropy naftowej i gazu ziemnego w gospodarce jest zbyt mało eksponowana i zadaniem menedżerów naftowych powinno być zdobycie zrozumienia i poparcia ze strony tej części społeczeństwa, która nie jest związana bezpośrednio z branżą. Akcje ekologów i antyglobalistów, wspieranych przez Hollywood i celebrytów, przeciw wydobywaniu paliw kopalnych nie napotykają przeciwwagi w postaci merytorycznej kampanii wyjaśniającej i edukacyjnej prowadzonej przez przemysł.

Zespół ekspertów World Oil składa się, z dwoma wyjątkami, z przedstawicieli przemysłu amerykańskiego, toteż ich opinie koncentrują się zwykle na zagadnieniach z USA, co najwyżej – nieco szerzej – z Ameryki Północnej. Tym razem jest inaczej, bo William Pike niemal całą swoją wypowiedź poświęca problemom Rosji. Uważa on, że stagnacja w produkcji ropy i gazu przy jednoczesnym rosnącym zapotrzebowaniu wewnętrznym stwarza poważne zagrożenie.

Prezydent Rosji Władimir Putin wyznacza przemysłowi priorytety w rodzaju zagospodarowania złóż wschodniej Syberii, ale zakres trudności przy udostępnianiu jest ogromny, o czym świadczy choćby przykład kolejnych opóźnień w udostępnieniu zasobów na Morzu Barentsa (Sztokmanowskoje). Z kolei Doug Nester, który dotychczas zajmował się Zatoką Meksykańską, a teraz pracuje w Iraku, zwraca uwagę na zmiany zachodzące na Bliskim Wschodzie. Rośnie zapotrzebowanie na gaz ziemny, przede wszystkim dla elektrowni, ale także dla przemysłu. Jednym z rozwiązań może być ograniczenie spalania gazu w pochodniach, co wymaga opracowania odpowiednich technologii. Drugi zakres potencjalnych kontraktów dla firm zagranicznych to usługi serwisowe przy rekonstrukcji odwiertów. Również plany Arabii Saudyjskiej, Turcji, Iraku i innych państw regionu dotyczące gazu z łupków wiążą się z transferem technologii. Profesor Alexander Kemp z uniwersytetu w Aberdeen w Wielkiej Brytanii spodziewa się wzrostu nakładów na inwestycje złożowe na szelfie brytyjskim, ale inne wskaźniki nie są zachęcające. Wydobywanie ropy i gazu ostro spada, platformy wiertnicze są przestarzałe i kończy się okres ich eksploatacji – 15% ma ponad 40 lat, 33% ponad 30 lat. Z tym obrazem kontrastuje ocena sytuacji na Norweskim Szelfie Kontynentalnym przedstawiona przez Sveina Tollefsena ze Statoilu. Przypomniawszy sukcesy Statoilu w intensyfikacji wydobywania i stwierdził, że przedłuży to okres eksploatacji wielu dojrzałych złóż. Nowo odkryte złoża o znacznych zasobach, rozszerzanie rozpoznania na północ i nowe możliwości sejsmiki sprawiają, że, zdaniem autora, norweski przemysł naftowy ma świetlane, rokujące nadzieje perspektywy.

Podobnie jak w roku ubiegłym, żaden z ekspertów nie pokusił się o podanie przybliżonych cen ropy w 2013 r., przypuszczają jedynie, że utrzymają się one raczej na względnie wysokim poziomie. Biorąc pod uwagę sytuację gospodarczą na świecie i liczbę politycznych punktów zapalnych, trudno się spodziewać precyzyjnych ocen.

**OPEC.** Agencja Informacji Energetycznej (EIA – Energy Information Administration), organ Departamentu Energii USA, szacuje dochody państw OPEC pochodzące z eksportu ropy w 2012 r. na 1154 mld USD i jest to wzrost o 12,5% w porównaniu z dochodem w 2011 r. wynoszącym 1026 mld USD. W prognozach na 2013 r. przewidywane są dochody w wysokości 1117 mld USD. Wysokie zyski nie dziwią, bo średnia cena ropy Brent w 2012 r. wynosiła 110 USD za baryłkę, zaś cena ropy West Texas Intermediate utrzymywała się przeważnie w granicach 90–95 USD za baryłkę. Minister ds. ropy naftowej Arabii Saudyjskiej

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

Ali Al-Naimi powiedział, że jego kraj „dołoży starań, aby ceny ropy utrzymywały się na poziomie zbliżonym do 100 USD za baryłkę, co pomoże gospodarce światowej”. Z kolei Międzynarodowy Fundusz Walutowy uważa, że dla zrównoważenia budżetu Arabii Saudyjskiej i Zjednoczonych Emiratów Arabskich odpowiednia jest cena 80 USD za baryłkę. Dochody rozkładają się nierównomiernie, udział Arabii Saudyjskiej wynosi 30%, natomiast wskutek sankcji USA i Unii Europejskiej znacznie się zmniejszyły się zyski Iranu.

**Europa.** Dotychczas informacje o cenach gazu płaconych przez kraje europejskie za surowiec dostarczany przez Gazprom i związanych z tym dysproporcjach pochodziły ze źródeł nieoficjalnych, często z zachodnich przecieków dziennikarskich. Nie ujawniał ich Gazprom, również Komisja Europejska nie uzyskała takich danych od importerów. Sporadycznie ceny bywały upubliczniane przy okazji konfliktów takich jak Ukraina–Rosja, kiedy dowiedzieliśmy się, że cena płacona Gazpromowi przez Ukrainę w ub.r. wzrosła z 416 USD do 432 USD za 1000 m<sup>3</sup>. Teraz rosyjski dziennik Izwestia w artykule „Macedonia i Polska płacą Gazpromowi najwięcej w Europie” opublikował dane o cenach w I półroczu 2012 r., spodziewane w 2013 r. obniżki cen i przewidywany poziom dostaw w 2013 r. w porównaniu z 2012 r. dla 21 państw (bez Litwy, Łotwy i Estonii). Średnia cena gazu od Gazpromu w Europie wynosiła 413,1 USD, ale pięciu importerów płaciło ponad 500 USD. Wśród nich znalazły się: Macedonia (564,3 USD), Polska (525,5 USD), Bośnia i Hercegowina (515,2 USD), Czechy (503,1 USD) i Bułgaria (501 USD). Z kolei kraje, które płaciły najmniej, to Wielka Brytania (313,4 USD), Holandia (371,4 USD), Niemcy (379,3 USD), Finlandia (384,8 USD), Węgry (390,8 USD), Francja (393,7 USD) i Austria (397,4 USD). W Macedonii i Bośni 100% dostaw pochodzi z Gazpromu, w Bułgarii 90%, natomiast w Wielkiej Brytanii gaz rosyjski stanowi 10%.

Bardzo ważną wiadomością są przewidywane obniżki cen gazu. Obniżki zaczęły się już w styczniu 2012 r. i korektę cen uzyskały kolejno GDF, Wingas, ENI, E.ON, słowacki SPP, austriacki Centrex i inne. W bieżącym roku spodziewane jest zmniejszenie cen gazu rządu 14%, ale skala zniżek jest bardzo zróżnicowana – od 27% dla Polski, 26% dla Czech i 25% dla Szwajcarii do 2% dla Węgier. W dalszym ciągu najdroższy gaz będzie miała Macedonia (497,5 USD), ponieważ obniżka wyniesie 12%. Obiektywnie nie ma mocnych przesłanek do obniżki cen, bo w Europie cena w transakcjach spot kształtuje się na poziomie ok. 342 USD za 1000 m<sup>3</sup>, ceny ropy są stabilne, ale znaczniejsi odbiorcy prowadzą intensywne pertraktacje na rzecz uzyskania niższych cen, ponadto swój wpływ ma rozpoczęcie przez Komisję Europejską postępowania w sprawie stosowania przez Gazprom praktyk monopolistycznych. Nie bez znaczenia jest także konieczność ustępstw wobec państw zaangażowanych w projekt South Stream.

Optymistycznie przedstawiają się prognozy Gazpromu dotyczące wzrostu sprzedaży gazu. W 2013 r. sprzedaż ma się zwiększyć o 8%, do 151,8 mld m<sup>3</sup> (w 2012 r. było to 140,5 mld m<sup>3</sup>), a w 2015 r. aż do 209 mld m<sup>3</sup>. Ekspertzy zewnętrzni zwracają uwagę na fakt, że gospodarka Europy nie wykazuje widocznego ożywienia i zapotrzebowanie na gaz ziemny raczej nie wzrośnie w takim stopniu.

**Polska.** Utworzona w lipcu 2012 r. spółka PGNiG Poszukiwania z dniem 1 lutego br. została przemianowana na Exalo Drilling. W skład nowej jednostki weszły: Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło, Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków, Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA w Pile, Poszukiwania Naftowe „Diament” w Zielonej Górze i Zakład Robót Górniczych Krosno. Powstał w ten sposób nowy podmiot na krajowym rynku usług wiertniczych. W zeszłym roku łączne przychody wymienionych spółek wynosiły 1,2 mld zł. Exalo Drilling, dysponujące parkiem 56 urządzeń wiertniczych i rekonstrukcyjnych, w tym 29 urządzeń o zakresie wiercenia powyżej 2000 m, będzie świadczyć usługi wiertniczo-serwisowe w kraju i za granicą.

**Ukraina.** W czasie Światowego Forum Ekonomicznego w Davos prezydent Ukrainy Wiktor Janukowycz wraz z dyrektorem generalnym Shella podpisali umowę dotyczącą eksploatacji gazu z łupków. Rząd ukraiński traktuje porozumienie jako ważny krok w dywersyfikacji dostaw surowców energetycznych i zmniejszeniu uzależnienia od Gazpromu. W minionym roku import gazu z Rosji wyniósł na Ukrainie 32,5 mld m<sup>3</sup>. Według danych amerykańskiej Agencji Informacji Energetycznej zasoby gazu w łupkach na Ukrainie wynoszą 1,2 bln m<sup>3</sup>, według źródeł ukraińskich są o wiele większe. Wcześniej Shell uzyskał koncesję produkcyjną Juziwska, z której spodziewa się osiągnąć wydobywanie 10–20 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie przy nakładach rządu 410 mln USD w pierwszej fazie. Koncesję produkcyjną Oleska na zachodniej Ukrainie przyznano również Chevronowi. Wartość głównego kontraktu Shella wynosi 10 mld USD.

**Rumunia.** Rząd rumuński w ub.r. przyłączył się do stanowiska Francji i wstrzymał poszukiwania gazu z łupków, zanim się jeszcze na dobre zaczęły. Z tego powodu koncern Chevron zawiesił w kwietniu ub.r. prace poszukiwawcze w obrębie koncesji Barlad w okręgu Vaslui we wschodniej Rumunii. Nowy rząd premiera Rumunii Victora Ponty po przedłożeniu przez Chevron dodatkowych certyfikatów i rozmowach z lokalnymi władzami cofnął zakaz wierceń poszukiwawczych.

**Rosja.** Gaz ziemny, który ma zasilać gazociąg South Stream, będzie pochodził ze złóż na półwyspie Jamał. Wymaga to nowych inwestycji w sieci krajowej, których koszt Gazprom ocenił na 16,9 mld USD, natomiast nakłady na odcinek przez Morze Czarne i część lądową z Bułgarii do Chorwacji i Włoch wyniosą 38,4 mld USD. Michaił Korczemkin, analityk East European Gas Analysis, uważa, że ze względu na konieczność budowy dodatkowych rurociągów i tłoczni koszt przekroczy 65 mld USD. Udział Gazpromu wyniesie 40 mld USD, natomiast resztę pokryją partnerzy konsorcjum, tj. ENI, EDF i Wintershall. Koszt gazociągu Nord Stream według danych Gazpromu wyniósł 23 mld USD.

**Brazylia.** Seria sukcesów złożowych na Oceanie Atlantyckim u wybrzeży Brazylii zapoczątkowana odkryciem w 2006 r. wielkiego złoża ropy Tupi (obecnie przemianowane na Lula) w basenie Santos trwa nadal. W styczniu Petrobras zakomunikował o odkryciu złoża Sul de Tupi. W otworze 4-RJS-698 na głębokości 5220 m w utworach

podsolnych stwierdzono węglanową serię zbiornikową z ropą o ciężarze  $0,8871 \text{ g/cm}^3$  ( $28^\circ \text{ API}$ ). Wiercenie będzie kontynuowane do głębokości 5600 m. Jest to strefa głębokowodna, głębokość wody osiąga 2188 m. W grudniu ub.r. brazylijski koncern ogłosił o przewierceniu w otworze 1-SES-172 serii roponośnej z lekką ropą o miąższości 67 m w trzeciorzędowej formacji Calumbi. Wiercenie zakończono na głębokości 5347 m, przy głębokości wody 2583 m. W basenie Sergipe-Alagoas, w którym znajduje się wiercenie, jest to już czwarte odkrycie. Inna nowa akumulacja węglowodorów, o nazwie Mandarin, jest zlokalizowana w basenie Campos w utworach podsolnych. Piaszczysta seria roponośna (eocen) o miąższości 100 m zalegająca na głębokości 2965 m zawiera ciężką ropę o własnościach zbliżonych do ropy ze złoża Marlim Sul (ciężar właściwy  $0,9593\text{--}0,9792 \text{ g/cm}^3$ ,  $13\text{--}16^\circ \text{ API}$ ). Głębokość wody w tym rejonie wynosi 1874 m. Jak widać, wszystkie nowe złoża znajdują się w basenach głębokowodnych; w przypadku otworu 1-SES-172 w basenie zaklasyfikowanym nawet jako ultragłębokowodny.

**USA.** Próby wykorzystania łączności satelitarnej do transmisji danych sejsmicznych rozpoczęto w USA w 2000 r. Była to odpowiedź na problem operowania ogromnymi pakietami danych rejestrowanych podczas wykonywania morskich zdjęć sejsmicznych 3-D. Rozwiązaniem mogłoby być instalowanie na statkach sejsmicznych superkomputerów zdolnych do przetwarzania dużych ilości danych i wykonywanie tam większości operacji. Drugim rozwiązaniem jest transmisja danych do lądowych ośrodków obli-

zeniowych. W zeszłym roku firma WesternGeco uruchomiła szybką satelitarną transmisję danych sejsmicznych ze statku WesternGeco Patriot pracującego na Oceanie Atlantyckim u wybrzeży Brazylii do ośrodka w Houston. Wykonując zdjęcie sejsmiczne 3-D z rejestracją siedmioma kablami hydrofonowymi po 240 kanałów każdy, używano od 17 GB do 192 GB danych dziennie, średnio 93 GB na dobę z próbkowaniem 2 ms. Zastosowany system łączności Seismic Star opracowany przez firmę Space Data International umożliwił przesyłanie nieskompresowanych danych z prędkością 311 mbps (2 GB/min) za pośrednictwem satelity do ośrodka NASA w White Sands, co trwało 52 min, a stamtąd światłowodem z prędkością 45 mbps do centrum obliczeniowego w Houston. W początkowej fazie testów wystąpiły problemy z interferencją anteny nadawczej z radarem okrętowym, ale zostały rozwiązane. Wkrótce będzie możliwe zwiększenie prędkości transmisji do 466 mbps, a następnie do 622 mbps. Niektóre operacje przetwarzania, w tym kontrola jakości, będą nadal wykonywane na statku. Satelitarna transmisja danych sejsmicznych redukuje czas od momentu rejestracji na morzu do otrzymania sekcji z końcową migracją głębokościową przed sumowaniem o 34 dni, co jest ogromną zaletą dla zleceniodawcy i wydatnie przyspiesza cykl interpretacji geologicznej.

*Źródła: FT, Gaz-System, Hart's E&P, izvestia.ru, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, oilru.com, Petrobras, PGNiG, Rigzone, RusEnergy, Statoil, World Oil*