

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski<sup>1</sup>



**Świat.** Norweski Statoil opublikował w czerwcu br. doroczny przegląd rynków energetycznych i gospodarki światowej „Energy Perspectives 2040”, w którym za jeden z najważniejszych czynników wpływających na podaż i popyt na energię uznano znaczny wzrost efektywności energetycznej. Jednocześnie przewiduje się, że zapotrzebowanie na energię na świecie będzie stale rosło i do 2040 r. zwiększy się o 40%. Nadal przeważająca część tego wzrostu będzie pokryta przez paliwa kopalne, chociaż ich udział w ogólnym bilansie źródeł energii spadnie z 81% w 2010 r. do 73% w 2040 r. Zaznaczy się to szczególnie w Europie, gdzie wpływ polityki ekologicznej jest silny. Szybciej wzrośnie udział energii jądrowej i źródeł odnawialnych.

Główny ekonomista firmy Statoil Klaus Mohn mówi, że gospodarka światowa będzie się pomyślnie rozwijać i w najbliższych trzech dekadach wzrost wyniesie średnio 2,8% rocznie. Jest to podobne tempo jak w minionym 30-leciu, chociaż trzeba się liczyć ze stopniowym spowolnieniem w okresie od 2030 r. Wzrost zapotrzebowania na energię wyniesie tylko 1,1% rocznie (z 13 mld t równoważnika ropy naftowej w 2010 r. do 18 mld t równoważnika w 2040 r.), czyli mniej niż wzrost gospodarki. Zwiększony popyt obejmie wszystkie rodzaje energii. Podobnie jak w ocenach Międzynarodowej Agencji Energetycznej (Prz. Geol., 60: 365), w prognozie Statoilu gaz ziemny jest paliwem przyszłości i zapotrzebowanie na to paliwo wzrośnie do 2040 r. o 60%.

Eksperti norweskiego koncernu uważają, że obecny stan gospodarki światowej nie sprzyja znacznym nakładom kapitałowym na ograniczanie emisji CO<sub>2</sub> i ilość dwutlenku węgla przedostającego się do atmosfery będzie rosła do 2030 r. Dopiero później można się spodziewać efektów zmniejszonego zapotrzebowania na energię, zwiększenia udziału źródeł odnawialnych i upowszechnienia instalacji wychwytywania i magazynowania CO<sub>2</sub>.

Duże znaczenie będzie miała wspomniana wcześniej poprawa efektywności zużycia energii – w optymistycznym wariantcie możemy się spodziewać redukcji kosztów energii o 40 centów na każdego dolara realnego produktu krajowego brutto.

**OPEC.** Już przed zaplanowanym na 14 czerwca br. terminem 161. konferencji OPEC w Wiedniu ceny ropy spadły poniżej 100 USD za baryłkę i część obserwatorów rynku spodziewała się możliwych cięć w limitach produkcji ropy ustalonych dla poszczególnych krajów członkowskich. W czasie posiedzenia domagali się tego delegaci Iranu

i Wenezueli, co ich zdaniem miałyby powstrzymać spadek cen, ale przeważało stanowisko Arabii Saudyjskiej, która w poprzednich miesiącach zwiększyła produkcję i w kwietniu osiągnęła poziom 1,37 mln t/d ropy. Tymczasem cena za baryłkę ropy w koszyku OPEC 13 czerwca wynosiła 95,96 USD, 15 czerwca 96,02 USD, ale 21 czerwca już tylko 89,48 USD. Cena ropy Brent 21 czerwca br. wynosiła 90,30 USD za baryłkę – wyjątkowo nisko, ostatni raz cenę poniżej 91 USD notowano 10 grudnia 2010 r. Ostatecznie uczestnicy konferencji stwierdzili, że chociaż zapotrzebowanie na ropę nieznacznie rośnie w tym roku, to jednak przyrost zostanie pokryty przez producentów spoza OPEC. Wychodząc z powyższych przesłanek, na spotkaniu zdecydowano o utrzymaniu pułapu produkcji ropy na poziomie 4,08 mln t/d, deklarując jednocześnie gotowość do szybkiej reakcji w sytuacji zagrożenia stabilności rynku. Poprzednia zmiana limitów wydobycia ropy nastąpiła w listopadzie 2007 r. i ustalono wtedy poziom 3,7 mln t/d ropy. Źródła niezależne, spoza OPEC, utrzymują, że w rzeczywistości wydobycie w OPEC przekracza 4,2 mln t/d ropy. Termin następnej zwyczajnej konferencji ustalono na 12 grudnia br.

Na odbywającym się równoległe z konferencją seminarium OPEC zabierał głos prezes Total Christophe de Margerie, który wypowiedział się na temat perspektyw wydobycia gazu z łupków w USA. Total pracuje nad długofalowymi planami inwestycji naftowych, zakładając, że akceptowalna stopa zwrotu jest możliwa do uzyskania, jeśli cena ropy będzie wynosić 100 USD za baryłkę. Gdyby cena spadła poniżej 100 USD, celowość niektórych projektów inwestycyjnych musi być ponownie rozważona. W perspektywie średnioterminowej akceptowalna stopa zwrotu może być uzyskana, jeżeli cena ropy wyniesie 80 USD za baryłkę. De Margerie nie ograniczył się jednak tylko do problemów francuskiego przemysłu naftowego, lecz stwierdził, że jeśli cena ropy spadnie do 50 USD za baryłkę, produkcja gazu z łupków w USA przestanie być opłacalna i nie będzie innego wyboru, jak zakończyć eksploatację tego typu złóż. Biorąc pod uwagę protest Totalu w listopadzie ub.r. przeciwko anulowaniu koncesji na poszukiwanie gazu z łupków (Prz. Geol., 60: 21), wydaje się, że przytoczone oceny i prognozy, jak też zainteresowanie potencjalnymi kłopotami Ameryki Północnej są trochę niespodziewane.

**Europa.** Dość niespodziewanie projekt Nabucco West zyskał wsparcie w postaci sfinalizowania umowy międzyrządowej Azerbejdżanu z Turcją dotyczącej gazociągu TANAP (Trans-Anatolian Pipeline). Dokument podpisany 28 czerwca br. przewiduje budowę połączenia przez Turcję o długości ok. 2000 km i zdolności przesyłowej 16 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Rozpoczęcie inwestycji nastąpi jeszcze w br.

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

lub na początku 2013 r., koszt ocenia się na 5–7 mld USD. Tak więc po powstaniu tego rurociągu gaz ziemny z Azerbejdżanu zostanie dostarczony do zachodniej granicy Turcji, a stamtąd może być transportowany dalej na zachód. Gazociąg Nabucco West byłby naturalnym przedłużeniem magistrali TANAP i przypuszczalnie ten argument zadecydował o akceptacji projektu przez BP i pozostałych partnerów uczestniczących w eksploatacji złoża Szach Deniz na Morzu Kaspijskim. BP, Statoil, Total i pozostali czterej udziałowcy konsorcjum Szach Deniz wybrali Nabucco West jako najkorzystniejszą i możliwą do realizacji trasę eksportu gazu do Europy. Inwestycja może powstać w tym samym czasie co drugi etap zagospodarowania złoża Szach Deniz. Ostateczna decyzja co do budowy gazociągu zostanie podjęta do końca br. To rozwiązanie eliminuje jednocześnie wcześniejszą konkurencyjną propozycję BP budowy gazociągu SEEP (South East Europe Pipeline).

**Polska.** W tym roku PGNiG zamierza wyasygnować na poszukiwania ponad 1 mld zł, przy czym w przeważającej części będą to prace w kraju. Przewiduje się zwiększenie nakładów na projekty związane z gazem z łupków. W zeszłym roku PGNiG wydało na ten cel 27 mln zł, a wszystkie dotychczasowe wydatki na ten rodzaj poszukiwań wyniosły 146 mln zł.

Ministerstwo Skarbu Państwa wiąże duże nadzieje z podpisaną 4 lipca br. umową dotyczącą wspólnego poszukiwania i wydobywania węglowodorów z łupków. Porozumienie podpisali PGNiG, KGHM, PGE Polska Grupa Energetyczna, ENEA i Tauron Polska Energia i obejmuje ono obszar 160 km<sup>2</sup> w obrębie koncesji poszukiwawczej Wejherowo, której dysponentem jest PGNiG. W pobliżu miejscowości Kochanowo, Częstkowo i Tęczp wyznaczono trzy stanowiska wiertnicze, na których zostaną umieszczone urządzenia wiertnicze i rozpocznie się prace. Przewiduje się odwiert z jednego stanowiska otworu pionowego i 12 otworów kierunkowych poziomych, w których będzie wykonywane szczelinowanie. Zakłada się, że wymienione wyżej prace potrwać trzy lata i w 2016 r. rozpocznie się wydobywanie gazu ziemnego. W obrębie tej samej koncesji znajduje się odwiert Lubocino-1, w którym w 2011 r. po wykonaniu zabiegów szczelinowania hydraulicznego uzyskano przyływ gazu z łupków. Łączne nakłady na wiercenia, badania sejsmiczne 3-D i instalacje wydobywcze w pierwszym etapie wyniosą 1,72 mld zł. Na etapie poszukiwań operatorem będzie PGNiG.

Koncern ExxonMobil w latach 2009–2010 uzyskał sześć koncesji na poszukiwanie gazu z łupków w środkowej i wschodniej Polsce. W oficjalnym komunikacie z 18 czerwca poinformowano o zakończeniu poszukiwań w Polsce. Jak uzasadnił decyzję rzecznik koncernu Patrick McGinn: „nie udowodniono ciągłego przemysłowego przyływu węglowodorów w naszych dwóch odwiertach wykonanych w basenie lubelskim i podlaskim”. Ciekawy jest komentarz do tej informacji zamieszczony nazajutrz w Oil & Gas Financial Journal powołujący się na Bloomberg i Wall Street Journal. Problemem nie jest brak gazu, lecz polska biurokracja rządowa. W opinii komentatorów trudności wynikają z funkcjonowania Ministerstwa Środowiska odpowiedzialnego za koncesje. Z powodu zbyt małej ilości urządzeń wiertniczych w Polsce oraz długich okresów bezczynności podczas demontażu i przeniesienia na inną

lokalizację w oczekiwaniu na zgodę urzędu Exxon i inne firmy wydały niepotrzebnie setki tysięcy dolarów. Przypuszczalnie Exxon nie jest jedynym koncesjodawcą rozczarowanym brakiem reakcji polskich organów nadzoru w takich sprawach. Firmy zagraniczne przyzwyczajone do dogodnych warunków działania w Ameryce Północnej zderzają się z agencjami rządowymi, które nie wyszły jeszcze z przyzwyczajenia z epoki centralnego planowania. Chociaż przejście do gospodarki rynkowej nastąpiło 23 lata temu, menedżerowie zachodni uważają, że deklarowane przez rząd polski dążenie do wykorzystania zasobów gazu z łupków i zmniejszenia zależności od importu gazu z Rosji nie ma przełożenia na zachowania polskiej biurokracji. Tym krytycznym uwagom towarzyszy w Oil & Gas Financial Journal opublikowana obok relacja o sukcesach firmy San Leon Energy zatytułowana „Poszukiwania gazu z łupków w Polsce zostają pobudzone przez San Leon Energy”. Opisano w niej wyniki wiercenia Siciny-2 na monoklinie przedsudeckiej, w którym zidentyfikowano pięć interwałów perspektywicznych dla występowania gazu niekonwencjonalnego. Z otworu o głębokości końcowej 3520 m pobrano łącznie 265 m rdzeni z trzech karbońskich kompleksów gazonośnych stwierdzonych poprzednio w otworze Siciny-1 odwierconym przez Państwowy Instytut Geologiczny w 1972 r. Ostatecznie wydzielono:

– interwał 1 (3200–3520 m) ze związłymi piaskowcami „A” w znacznym stopniu nasyconymi gazem. Porowatość efektywna wynosi 3,86%, przepuszczalność 20–200 mD, ale analiza petrofizyczna wskazuje, że występujące w piaskowcach naturalne spękania poprawią obecne parametry porowatości i przepuszczalności. Przeciętna zawartość skał ilastych nie przekracza 33%, co jest czynnikiem korzystnym podczas wykonywania szczelinowania hydraulicznego. Ilość gazu wolnego obliczona dla tego interwału to 1,8 mld m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>;

– interwał 2 (2870–3110 m) zbudowany z piaskowców „B” z przewarstwieniami łupkowymi z obecnością gazu zamkniętego. Porowatość waha się od 3% do 9%, średnia porowatość efektywna wynosi 3,58%, a przepuszczalność w granicach 20–300 mD. W warstwach łupkowych występuje rozproszona substancja organiczna, średnio 1,48–2,14% całkowitej ilości węgla TOC. Szacuje się, że w tym interwale ilość gazu wolnego wynosi 700 mln m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>;

– interwały 3, 4 i 5 (2065–2610 m) złożone z silnie spękanych łupków bogatych w substancję organiczną. Z analiz rdzeni i profilowań geofizycznych wynika, że porowatość całkowita wynosi 1,4–8,5%, a średnia przepuszczalność 80–100 mD. Całkowita ilość węgla TOC zmienia się od 1,2% do 3,25%, a dojrzałość waha się w granicach 1,2–1,5. Próbkę gazu pobrane z otworu i profilowanie płuczki wskazują, że jest to gaz suchy, głównie metan, z niewielką ilością etanu i propanu.

Obecnie w rejonie wiercenia Siciny-2 wykonywane jest zdjęcie sejsmiczne 3-D o powierzchni 220 km<sup>2</sup> z terminem zakończenia w sierpniu br.

Przedstawiciele San Leon Energy uważają rezultaty odwiertu Siciny-2 za bardzo ważne, podwyższające perspektywiczność obszarów występowania gazu z łupków w Polsce i zmniejszające ryzyko poszukiwawcze.

**Norwegia.** W pobliżu historycznego złoża Ekofisk Statoil wraz z partnerem Total E&P Norge odkrył duże

złoże gazowo-kondensatowe King Lear. W otworze poszukiwawczym 2/4-21 stwierdzono występowanie 48-metrowego interwału gazu z kondensatem w odwiercie głównym oraz 70-metrowego interwału złożowego w odgałęzieniu bocznym 2/4-21A. Jest to złożo wysokotemperaturowe, o wysokim ciśnieniu i jednym z problemów do rozwiązania podczas eksploatacji będzie zapewnienie bezpiecznego prowadzenia operacji wiertniczych. Zasoby złoża King Lear szacuje się na 9,5–27 mln t równoważnika ropy naftowej i przedstawiciele Statoilu określają je jako odkrycie „o dużym znaczeniu”, jedno z ośmiu odkryć zaliczanych do tej kategorii, dokonanych w ciągu ostatnich 15 miesięcy na Morzu Północnym, na Morzu Barentsa, w Tanzanii i w Brazylii.

**Kanada.** W sąsiedztwie eksploatowanych od 1997 r. ogromnych złóż Hibernia i Terra Nova odkryto nowe złożo. W basenie Flemish Pass, ok. 500 km na wschód od Nowej Funlandii, w wierceniu Mizzan O-16, stwierdzono występowanie akumulacji węglowodorów o zasobach rzędu 13–27 mln t równoważnika ropy naftowej. Operator, którym jest Statoil, odwiercił poprzednio otwór Mizzan F-09, a teraz planuje w okresie 2012–2013 wykonanie dwóch otworów poszukiwawczych i dalszych w latach następnych. Pozwolą one na ocenę, jak i kiedy w sposób opłacalny będzie można zagospodarować złożo. Kolejne obiekty do rozpoznania to Harpoon odległy o ok. 20 km i Cupids w odległości 80 km od złoża Mizzan. Statoil jest zaangażowany również w projektach inwestycyjnych Hibernia i Terra Nova.

**Rosja.** Na konferencji prasowej Gazpromu 29 czerwca br. poinformowano o porozumieniu Gazprom Nefiti z japoń-

skim konsorcjum JOGMEC (Japan Oil, Gas & Metals National Corp.) podpisanym w czasie międzynarodowego forum ekonomicznego w Sankt Petersburgu. Porozumienie przewiduje wspólne zbadanie potencjału ropo- i gazonośnego bloku Ignialinskiej, znajdującego się ok. 1000 km na północny wschód od Irkucka, z zasobami przekraczającymi 40 mln t ropy. Planuje się wykonanie zdjęcia sejsmicznego 3-D o powierzchni 450 km<sup>2</sup> do końca 2013 r., opróbowanie odwierconych wcześniej dwóch otworów i wywiercenie dwóch nowych. Blok Ignialinskiej leży w pobliżu złóż ropy i gazu Wierchnieczonskoje i Tałakanskoje, na pograniczu obwodu irkuckiego i republiki Sacha (Jakucji). Dodatkowym atutem jest bliskość ropociągu Wschodnia Syberia–Pacyfik (ok. 80 km). JOGMEC zapowiada, że w przypadku uzyskania zachęcających wyników japońskie firmy z sektora prywatnego wezmą udział w zagospodarowaniu zasobów. Jest to kolejny krok w rozszerzaniu współpracy rosyjskich koncernów z zagranicznymi odpowiednikami.

**USA.** Władze federalne USA żądają od BP kwoty od 15 mld USD do 25 mld USD tytułem pokrycia szkód powstałych po wycieku ropy z otworu Macondo w Zatoce Meksykańskiej w 2010 r. To więcej niż odszkodowanie wynikające z ustawy Clean Water Act oszacowane przez analityków z firmy Tudor Pickering Holt i może być potraktowane jako wstęp do dialogu z rządem. Jednocześnie BP może wynegocjować oddalenie postępowania karnego, które jest poważnym zagrożeniem.

*Źródła: Bloomberg, Energianews, ft.com, Hart's E&P, IEA, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, PGNiG SA, RusEnergy, Statoil, Upstream, World Oil*