

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



OPEC. Nadzwyczajna Konferencja OPEC, której 153. sesja odbyła się w Wiedniu 28 maja br., nie przyniosła niespodzianek. Zebrani delegaci postanowili wstrzymać się ze zmianami limitów wydobycia ropy do następnego posiedzenia, wyznaczonego na 9 września br. W ocenie przedstawicieli krajów członkowskich na świecie nadal utrzymuje się

osłabienie produkcji przemysłowej, zmniejszenie obrotów w handlu i wysokie bezrobocie, które przeważają nad pozytywnymi zmianami niektórych wskaźników ekonomicznych, zapowiadających wygasanie recesji.

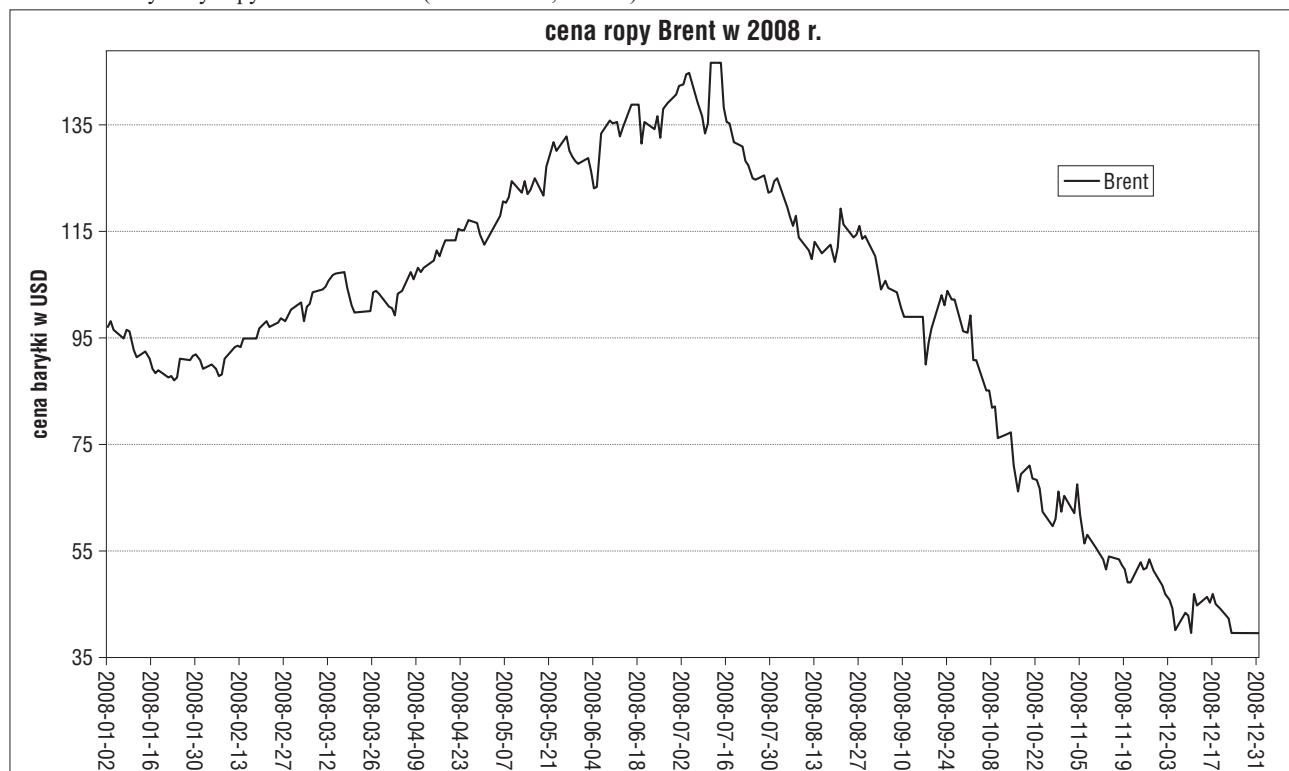
Cena ropy Brent, która przed konferencją w dniu 28 maja 2008 r. wynosiła 64,01 USD za baryłkę, w następnych dniach wykazywała tendencję wzrostową, przekraczając 5 czerwca granicę 68 USD. W odróżnieniu od gwałtownych zmian w roku 2008 (ryc. 1), w tym roku obserwuje się większe uspokojenie rynku. Na początku stycznia br. cena wynosiła 47,91 USD i utrzymywała się w przedziale 40–50 USD, aż do połowy marca 2009 r. Później nastąpił powolny wzrost i dopiero 20 maja br. cena osiągnęła 60,09 USD. W 2008 r. najwyższą cenę zanotowano 11 i 14 lipca — 146,70 USD, a najniższą 29 grudnia — 38,37 USD.

Według prognozy banku inwestycyjnego *Goldman Sachs* pod koniec br. ceny ropy naftowej mogą dojść do 85 USD za baryłkę.

Świat. Okresowy raport Międzynarodowej Agencji Energetycznej, przygotowany na spotkanie ministrów energii grupy G8, podaje, że nakłady na poszukiwania i wydobycie ropy i gazu na świecie zmniejszyły się o 21% w porównaniu z rokiem 2008. Oznacza to, że wskutek kryzysu finansowego branża naftowa przeznaczy ok. 100 mld USD mniej na inwestycje. Agencja przewiduje utrzymanie się spadkowego trendu w inwestycjach szczególnie w krajach OECD. Ponad 20 dużych projektów inwestycyjnych w dziedzinie poszukiwań i wydobycia zostało zaniechanych lub bezterminowo zawieszonych. Oznacza to utratę potencjalnych zdolności produkcyjnych w ilości 270 tys. t/d ropy i 28 mln m³/d gazu. Dalsze 35 inwestycji będzie opóźnionych co najmniej o 18 miesięcy. Spadek nakładów jest największy w regionach o wysokich kosztach zagospodarowania złóż, takich jak np. piaski bitumiczne w Kanadzie lub tam, gdzie dominują niewielkie firmy. Wielkie koncerny naftowe zmniejszają nakłady tylko o 5%.

Na konferencji w Oslo, poświęconej problematyce wychwytywania i składowania CO₂ (CCS — *Carbon Cap-*

Tab. 1. Zmiany ceny ropy Brent w 2008 r. (Reuters.com, 2008 r.)



¹ul. Czerniakowska 28 B m. 19, 00-714 Warszawa; jpzagorski@sasiedzi.pl

ture and Storage), krytykowane ustalone w protokole z Kioto tzw. procedury czystego rozwoju (CDM — *Clean Development Mechanism*). Procedury dopuszczają handel pozwoleniami na emisję, dzięki czemu państwa OECD mogą spełniać wymagania zawarte w protokole z Kioto, kupując pozwolenia od krajów rozwijających się, co jednak nie zmniejsza ilości CO₂ emitowanego do atmosfery. Nie ma natomiast wsparcia do rozwijania technologii związanych z wychwytywaniem i składowaniem CO₂, które realnie ograniczają emisję. Laureat Nagrody Nobla Rajendra Pachauri, przewodniczący Międzynarodowego Zespołu ds. Zmian Klimatu, uważa, że inwestycje związane ze składowaniem CO₂ powinny być włączone do procedur CDM. Gdyby USA i Australia włączyły się do programu ograniczania emisji CO₂ tą drogą, byłaby to zachęta do rozwijania technologii i wdrożenia na skalę przemysłową. Inni dyskutanci z Wielkiej Brytanii i Holandii przypomnieli, że do opinii publicznej nie docierają głosy ekspertów wskazujących na ujemne skutki składowania CO₂. Tymczasem pełna i obiektywna informacja jest niezbędna do uzyskania poparcia społecznego. Delegaci komentowali też wystąpienie przewodniczącego Komisji Europejskiej Jose Manuela Barroso, który uważa, że technologia CCS może przyczynić się do ożywienia gospodarki europejskiej. Zwrócono uwagę na fakt, że korzyści z planowanego transferu tej technologii do krajów rozwijających się mogą być iluzoryczne.

Agencja Informacji Energetycznej USA (EIA — *Energy Information Administration*) opublikowała dane o strukturze zużycia surowców energetycznych na świecie od 2006 r., wraz z prognozą do 2030 r. W części dotyczącej paliw płynnych podano, że przy utrzymaniu obecnego trendu, udział paliw niekonwencjonalnych (biopaliwa, piaski roponośne, ropa ciężka, paliwa z węgla kamiennego i z gazu ziemnego i inne) będzie szybko wzrastał. W 2006 r. było to 420 tys. t/d, w 2030 r. produkcja osiągnie 1,8 mln t/d, co stanowić będzie 13% dostaw. Przewiduje się, że największa część tego przyrostu przypadnie na biopaliwa i kanadyjskie piaski roponośne. Produkcja biopaliw wzrośnie ze 108 tys. t/d w 2006 r. do 788 tys. t/d w 2030 r., a produkcja paliw z piasków zwiększy się ze 163 tys. t/d do 571 tys. t/d w tym samym okresie. Drugim ważnym elementem prognozy EIA jest wzrost zużycia gazu ziemnego — przewiduje się, że w 2030 r. będzie to 4,3 bln m³, 68% więcej w porównaniu z rokiem 2006. Wymaga to wydatnego zwiększenia wydobycia gazu i ten przyrost będzie pochodził głównie z krajów spoza OECD. Wśród producentów należących do OECD największy udział będą miały USA. Jednak sytuacja producentów gazu ziemnego w USA jest przykładem pojawiania się zupełnie nowych, nieoczekiwanych przeszkód ograniczających produkcję. W ub. roku w kongresie zgłoszono inicjatywę ustawodawczą wprowadzającą zaostrzenie wymagań przy wykonywaniu szczelinowania hydraulicznego. Dotychczas zrzut wody używanej podczas szczelinowania i postępowanie z dodatkami chemicznymi nie były objęte rygorami ustawy z 1974 r. o bezpieczeństwie wody pitnej. Nowe regulacje spowodują znaczny wzrost kosztów wiercenia. W wielu regionach USA warunki złożowe powodują konieczność stosowania szczelinowania hydraulicznego, jest to zabieg szeroko rozpowszechniony (ponad 1 mln otworów). Amerykański Instytut Naftowy ocenia, że koszt otworu wiertniczego ze szczelinowaniem wzrośnie o 150 000 USD, a wydobycie ropy i gazu może zmniejszyć się o 20% w ciągu 5 lat, jeśli nowe przepisy wejdą w życie.

Prognoza przewiduje niekorzystny scenariusz, jeśli chodzi o emisję CO₂ pochodzącego ze spalania paliw kopalnych. W 2006 r. emisja CO₂ wyniosła 29 mln t, a w 2030 r. będzie to 40,4 mln t, czyli 39% więcej. Wzrost gospodarczy w krajach rozwijających się i utrzymujące się tam silne uzależnienie od paliw kopalnych spowodują, że większość zwiększonej emisji CO₂ będzie pochodzić właśnie stamtąd. Autorzy raportu EIA sceptycznie zapatrują się na możliwość wprowadzenia polityki ograniczania emisji CO₂ przez rządy takich państw jak Chiny i Indie.

Polska. Po sukcesie wierceń Kromolice 1 i 2 *FX Energy Inc.* rozpoczęło wiercenie otworu poszukiwawczego Ostrowiec-1. Lokalizacja wiercenia została wyznaczona na podstawie badań sejsmicznych 2-D. Projekt otworu przewiduje nawiercenie utworów dolomitu głębookości na głębokości 3800 m i czerwonego spągowca na głębokości 4100 m. Wiceprezes *FX Energy* Andy Pierce określił wiercenie Ostrowiec-1 jako inwestycję wysokiego ryzyka, jednak uzasadnioną dobrymi wynikami dotychczasowych poszukiwań na obszarze Wielkopolski. Firma wystąpi o pozwolenie na budowę instalacji wydobywczych i gazociągu ze złoża Kromolice. W otworze Kromolice-2 po serii opróbowań uzyskano wydajność absolutną 1,3 mln m³/d gazu.

Europa. Na konferencji UE w Pradze (8 maja br.) zadeklarowano przyspieszenie przygotowań do budowy gazociągu Nabucco. Pierwszym krokiem jest wybór 5 firm inżynieryjno-projektowych z Austrii, Bułgarii, Rumunii, Turcji i Węgier, które opracują dokumentację projektową. Wstępne wyniki ich prac będą podstawą do oficjalnego zatwierdzenia trasy gazociągu i jego charakterystyki technicznej. Dyrektor *Nabucco Gas Pipeline International GmbH* Reinhard Mitschek, który dotychczas zajmował również stanowisko wiceprezesa *ÖMV Gas Logistics*, zrezygnował z funkcji w *ÖMV* i przystąpił do tworzenia zarządu inwestycji w Wiedniu. Obecny koszt gazociągu Nabucco o długości 3300 km szacuje się na 7,9 mld euro. Do końca czerwca br. przewiduje się podpisanie międzynarodowej umowy Unii z Turcją i Azerbejdżanem o dostawach gazu i warunkach tranzytu.

Równocześnie zaktywizowały się działania Rosji i bezpośrednio po komunikacie z Pragi przedstawiciel *Gazpromu* Sergiej Kuprianow uprzedził, że Rosja *podejmie stosowne kroki w odpowiedzi na deklaracje polityczne przyjęte w Pradze*. Już 15 maja na spotkaniu w Soczi, w obecności premierów W. Putina i S. Berlusconi, szefowie *Gazpromu* i ENI podpisali aneks do listu intencyjnego z 2007 r. w sprawie budowy konkurencyjnego gazociągu South Stream. Nie jest to jeszcze umowa międzyrządowa, gdyż strona włoska chce uzyskać korzystniejsze warunki inwestowania w złoża gazu w Rosji. Na razie wynegocjowano odkupienie przez *Gazprom* od ENI za kwotę 4,1 mld euro 20% udziałów w *Gazpromniefti* (pozostałość po *Juko-sie*). Jak podaje *Kommersant*, jest to niemal dwa razy więcej niż wynosi obecna cena rynkowa. W Soczi podpisano też umowy o warunkach budowy odcinków South Stream, przebiegających przez Bułgarię, Grecję i Serbię. Powołane będą 3 spółki z 50-procentowym udziałem *Gazpromu* z siedzibą w szwajcarskim miasteczku Zug, gdzie znajduje się też siedziba *South Stream AG* (jak również *Nord Stream*, *Shtokman Development*, *RosUkrEnergo* i *Rosgaz*). Ważną zmianą w planach South Stream jest zwiększenie zdolności przesyłowej z 31 mld m³ do 47 mld m³ gazu rocznie (a nawet 63 mld m³, jak podają niektóre źródła rosyj-

skie). Bardzo rozbieżne są szacunki kosztów South Stream. Premier Putin i szef *Gazpromu* Aleksiej Miller podawali w Soczi kwotę 8,6 mld euro, jednak biorąc pod uwagę m. in. koszt 900-kilometrowego odcinka na dnie Morza Czarnego, bardziej realna wydaje się kwota 25 mld euro. Maksymalna głębokość układania rur wynosić będzie 2000 m. Pełna dokumentacja projektowa gazociągu ma być gotowa w połowie 2010 r., końcowe założenia inwestycyjne w połowie 2011 r., zaś oddanie rurociągu do użytku nastąpi w 2015 r.

Rosyjscy analitycy zwracają uwagę na konsekwencje zobowiązań *Gazpromu* wobec Kazachstanu i Turkmenistanu. Aby nie dopuścić do samodzielnego eksportu gazu przez te kraje, Rosjanie zgodzili się płacić za gaz według cen europejskich. Po doliczeniu 30-procentowego cła cena gazu loco granica Rosji nie będzie konkurencyjna. Ponadto najbliższe plany inwestycyjne *Gazpromu* obejmują też zagospodarowanie złoża Sztokmanowskoje, które podrożało z 15 mld USD do 22 mld USD i finansowanie Nord Stream. W warunkach kryzysu finansowego zaciągnięcie tak dużych kredytów będzie trudne.

Francja. Francuski Instytut Naftowy zwrócił uwagę na zasoby łupków gazonośnych w SE rejonie Francji. Utwory te były znane od dawna, lecz pomijane w okresie, gdy odkrywano złoża łatwiej dostępne. Teraz kilka firm, w tym *Total E&P France SA* i brytyjski *Devon Energy*, ubiega się o koncesje w Sewennach, w południowej części Masywu Centralnego. Nie tylko we Francji gaz z łupków i inne akumulacje węglowodorów w warunkach niskiej przepuszczalności i anomalnych ciśnień są przedmiotem zainteresowania. Funkcjonujące w Poczdamie *Geoforschungszentrum*, współpracujące z krajowymi służbami geologicznymi, gromadzi dane z 20 krajów. Analizowane są wyniki badań formacji takich jak łupki ałunowe w Szwecji, jurajskie łupki Posidonia, jak również dolnokarbońskie łupki Barnett z Teksasu. Charles Lamiroux, główny geolog w Ministerstwie Środowiska i Energii podkreśla, że poszukiwania ukierunkowane na łupki gazonośne mogą doprowadzić również do odkrycia konwencjonalnych złóż gazu ziemnego i ciężkiej ropy.

Rosja. W czasie XII Międzynarodowego Forum Ekonomicznego, odbywającego się w St. Petersburgu, szefowie *Gazpromu* i *StatoilHydro* podpisali list intencyjny w sprawie współpracy w poszukiwaniach geologicznych, zagospodarowaniu złóż i eksploatacji węglowodorów w regionach arktycznych. Pierwszym projektem będzie udostępnienie złoża-giganta Sztokmanowskoje na Morzu Barentsa. Wykorzystane będzie 40-letnie doświadczenie *StatoilHydro* w zagospodarowywaniu złóż podmorskich w bardzo trudnych warunkach Morza Północnego i Morza Barentsa oraz zaangażowanie *Gazpromu* w realizacjach wielkich inwestycji. Okres współpracy określonej w podpisanym liście wynosi 3 lata.

Z kolei nieco wcześniej, bo 12 maja br., Rosja i Japonia podpisały porozumienie w sprawie wspólnego zagospodarowania złóż we Wschodniej Syberii. Powołano spółkę *INK-Zapad*, w której 51% udziałów ma *Irkutsk Oil*, a 49% *Japan Oil, Gas & Metals National Corp.* (JOGMNC). Spółka ta ma eksploatować bloki złożowe Bolszetirskij i Zapadno-Jaraktinskij. Komunikat JOGMNC ukazał się podczas wizyty premiera Putina w Tokio. Rosyjski przywódca zachęcał japońskich biznesmenów do inwestycji w Rosji, a szczególnie do zaangażowania w budowę ruro-

ciągu Wschodnia Syberia–Pacyfik. Jednak z wypowiedzi ambasadora Japonii w Moskwie wynika, że Japonia w najbliższym czasie nie weźmie udziału w budowie odgałęzienia rurociągu do wybrzeża Pacyfiku, ponieważ jest on realizowany samodzielnie przez rosyjski koncern *Transneft*.

USA. Na konferencji w Houston, zorganizowanej przez *Meridian Resource Corp.*, przedstawiono możliwości zastosowania nanotechnologii w poszukiwaniach naftowych. Prezes firmy Paul Ching powiedział, że na Uniwersytecie Teksas prowadzone są badania nad użyciem nanoczuJNIKÓW do określania własności skał i płynów złożowych w obrębie przestrzeni porowej skał zbiornikowych. Przewiduje się zastosowanie nanoczuJNIKÓW w otworach wiertniczych w skałi przemysłowej w ciągu najbliższych 5 lat. Według P. Chinga umożliwi to zwiększenie współczynnika szczypania złóż aż o 10%, co oznaczałoby ogromny postęp w wykorzystaniu zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego.

Pakistan. Mimo, że szczegółowe uzgodnienia warunków budowy, a przede wszystkim finansowania gazociągu Iran–Pakistan jeszcze trwają, to jednak jest pewien postęp, bo 24 maja br. w Karaczi prezydenci Asif Ali Zardari i Mahmud Ahmadineżad podpisali deklarację poparcia ramowego porozumienia zawartego wcześniej przez ministrów ds. ropy naftowej obu państw, dotyczącego ustaw i przepisów związanych z gazociągiem. Umowa o zakupach irańskiego gazu ziemnego ze złoża South Pars została podpisana przez dyrektorów *National Iranian Oil Co.* i *Pakistan Interstate Gas System*. Rocznie Pakistan będzie otrzymywał 21,2 mln m³/d gazu. Budowa gazociągu o długości 2100 km ma być ukończona w ciągu 5 lat. Nadal otwarta jest możliwość przedłużenia gazociągu do Indii.

Gazohydraty. Ekspedycja Służby Geologicznej USA, Narodowego Laboratorium Technologii Energetycznych, Służby Zarządzania Zasobami Mineralnymi i *Chevron Corp.* odkryła w Zatoce Meksykańskiej stanowiska występowania piasków z wysoką zawartością gazohydratów. Wcześniej wyznaczono 3 potencjalne lokalizacje gazohydratów i dwie z nich zostały potwierdzone. Są to kompleksy piaszczyste o dużej miąższości, których nasycenie gazohydratami wynosi od 50% do ponad 90%. Wykryto również interwały łupkowe z zawartością gazohydratów. W ramach tego samego programu badano zagrożenia dla otworów wiertniczych związane z wierceniem w drobnoziarnistych osadach, w których znajdują się akumulacje gazohydratów. Opracowane są zaawansowane zestawy geofizycznych profilowań otworowych, w tym też pomiarów w czasie wiercenia, które dostarczają trójwymiarowych obrazów przewierczanych osadów i pozwalają na odpowiednie dostosowanie parametrów pracy. Rzecznik Narodowego Laboratorium Technologii Energetycznych określił odkrycia jako bardzo ważne do rozpoznania występowania gazohydratów w środowisku morskim. Obecne akumulacje gazohydratów zlokalizowane w strefie Walker Ridge występują ok. 1060 m pod dnem morskim, o 300 m głębiej niż jakiegokolwiek inne znane podmorskie akumulacje hydratów.

Źródła: Alexander Gas & Oil Connections, FX Energy, Gazprom, Hart's E&P, Kommersant, Offshore, Oil&Gas Financial Journal, Oil&Gas Journal, OPEC, Rigzone, RusEnergy, Scandinavian Oil-Gas Magazine, StatoilHydro, Upstream, World Oil