



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski*



Świat. Wojna w Libanie i huragan *Chris* w Zat. Meksykańskiej były wystarczającym powodem do niepokoju na rynku ropy naftowej i wzrosty cen na początku sierpnia br., ale uszkodzenie rurociągu w Prudhoe Bay na Alasce dodatkowo pogorszyło sytuację. 6 sierpnia br. *BP Exploration Alaska Inc.*

stwierdziła wyciek ropy, spowodowany korozją rur — został zamknięty 35-kilometrowy odcinek tranzytowego rurociągu *Trans-Alaska Pipeline System*, transportujący 122 tys. t/d ropy do terminalu w Valdez. Awaria wyniknęła przypuszczalnie z zaniedbań *BP*, ponieważ już wcześniej federalny nadzór rurociągów miał informacje o korozji i nieszczelnościach 3 rurociągów niskiego ciśnienia. Zamknięcie rurociągu spowodowało zmniejszenie wydobywania z zespołu złóż Prudhoe Bay z 45 400 t/d do 27 200 t/d ropy, co zaowocowało natychmiastową i poważną reakcją rynku. Następnego dnia na giełdzie nowojorskiej cena ropy w kontraktach na wrzesień wzrosła o 3% i osiągnęła 77,30 USD za baryłkę; w Londynie było to nawet 78,30 USD/baryłkę. Nie wiadomo, jak długo potrwa naprawa rurociągu i kiedy dostawy ropy wrócą do poprzedniego poziomu — w związku z tym pojawiło się kilka scenariuszy rozwoju wydarzeń. Jeśli konflikt zbrojny nie rozszerzy się na Syrię i Iran, ceny ropy utrzymają się na poziomie 70 USD za baryłkę i jest to najbardziej optymistyczny wariant. Drugi scenariusz dopuszcza możliwość uderzenia na Iran, co oczywiście skutkuje wstrzymaniem eksportu ropy irańskiej, ale zakłada utrzymanie żeglugi przez cieśninę Ormuz — wtedy nastąpi znaczny wzrost cen. Jeszcze bardziej dotkliwe skutki miałyby trzeci wariant, w którym cieśnina Ormuz w wyniku działań wojennych zostałaby zablokowana i zatrzymana byłaby większość dostaw ropy z rejonu Zatoki Perskiej — wtedy wzrost cen ropy byłby jeszcze wyższy i gwałtowny. Możliwy jest też czwarty scenariusz, w którym kraje Zatoki Perskiej ogłosiłyby embargo na eksport ropy do USA, przy czym bardzo prawdopodobne jest to, że do takiej akcji przyłączyłaby się Wenezuela. Wtedy bardzo silnie wzrosłyby ceny ropy w USA, natomiast reszta świata odczułaby skutki embarga znacznie słabiej. Powyższe scenariusze zostały opracowane przez analityków z firmy *Standard & Poor's Ratings Services*.

Magazynowanie dwutlenku węgla pod ziemią jest uważane za skuteczną i bezpieczną metodę zmniejszenia ilości tego gazu wydalanego do atmosfery (*Prz. Geol.* 2/2006, str. 117; 9/2006 str. 755). Jednak wyniki eksperymentu prowadzonego od dwóch lat w Teksasie podważają tę optymistyczną ocenę.

Pod patronatem Departamentu Energii USA, na wyeksploatowanym złożu ropy, zbudowano instalację zatłaczania CO₂. W czerwcu 2004 r. wykonano otwór tłoczący, a w

październiku otwór kontrolny. W ramach eksperymentu zatłoczono 1600 t CO₂ na głębokość 1500 m do 24-metrowego interwału oligoceńskich piaskowców rzecznych (formacja Frio), o porowatości 24% i przepuszczalności rzędu 2–3 darcy, uszczelnionego kilkoma seriami łupkowymi, w którym występują solanki i nie ma węglowodorów. Po 51 godzinach CO₂ pojawił się w otworze obserwacyjnym, odległym o 30 m od otworu tłoczącego. Dalsze pomiary, w tym profilowania geofizyczne, wykazały, że dwutlenek węgla obniża pH płynów złożowych i w konsekwencji intensyfikuje rozpuszczanie minerałów. Szczególnie podatne na rozpuszczanie są węglany, np. wypełniające szczeliny i spękania. W ten sposób powstają drogi krążenia dla CO₂, który może migrować ku powierzchni. Drugim potencjalnym zagrożeniem może być uwalnianie z solanki, pod wpływem CO₂, toksycznych substancji organicznych i metali, które mogą zatruwać wody podziemne. Takie są wnioski z pomiarów i analiz opublikowane przez Y. Kharka ze Służby Geologicznej USA, ale dotyczą one jednego specyficznego stanowiska obserwacyjnego i niewątpliwie wymagają weryfikacji drogą podobnych badań w różnych ośrodkach skalnych i regionach.

Włochy. W otworze poszukiwawczym, odwierconym w grudniu ub. roku w złożu gazowym Sillaro, w dolinie Padu, stwierdzono dwa nowe horyzonty gazonośne, które po opróbowaniu okazały się znacznie bardziej wydajne niż pierwotnie oceniano. Według informacji operatora — jest to nawet 10-krotnie większa wydajność i dzięki temu złożo będzie mogło być podłączone bezpośrednio do krajowego systemu gazociągów wysokiego ciśnienia. Gaz pochodzi z piaszczystych utworów pliocenkich. Przemysłowa eksploatacja, w ilości 226 tys. m³/d gazu, rozpocznie się w I półroczu 2007 r. Operatorem jest australijska firma z Perth, *Po Valley Energy Ltd.*, która już rozpoczęła wiercenie pierwszego otworu rozpoznawczego; drugi będzie wykonany na przełomie 2006/2007. *Po Valley Energy Ltd.* stara się także o 8 dalszych koncesji eksploatacyjnych w pobliżu Bolonii i Mediolanu. W Australii prowadzi eksploatację złóż gazu ziemnego na szelfie północno-zachodnim.

Rosja. Jesienią ub. roku *Gazprom* zapowiedział, że w I kwartale br. zostaną wybrane 2 lub 3 firmy zagraniczne, które wejdą w skład konsorcjum prowadzącego zagospodarowanie gazowego złoża-giganta Sztokmanowskoje na M. Barentsa. O udział w konsorcjum ubiegały się firmy norweskie, amerykańskie i francuskie. Negocjacje nie zostały jeszcze zakończone, ale nieoficjalne informacje wskazują, że zwycięzcami w przetargu mogą być *Statoil* i *Norsk Hydro*. Tymczasem spółka zależna *Gazpromu*, *Siewmorneftiegaz*, rozpoczęła wiercenie otworu nr 7 w złożu Sztokmanowskoje, położonego 550 km od półwyspu Kola. Wiercenie jest prowadzone z półzanurzalnej platformy *Deepsea Delta*, znajdującej się na wodach o głębokości 340 m. *Siewmorneftiegaz* nie dysponował platformą spełniającą wymagania do pracy w tak trudnym akwenie, więc wydzierżawiono ją od koncernu *Norsk Hydro*. Plat-

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

forma *Deepsea Delta* wytrzymuje fale o wysokości 30 m i prędkość wiatru 55 m/s i można z niej wiercić otwory do głębokości 7600 m.

Zasoby złoża gazowo-kondensatowego Sztokmanowskoje są obliczane na 3,7 biliona m³ gazu ziemnego i 31 mln t kondensatu.

Końcowy komunikat ze szczytu G8 w St. Petersburgu, zawierający m. in. plan działań na rzecz globalnego bezpieczeństwa energetycznego, został podpisany przez wszystkich uczestników spotkania. Wzywa on do poprawy klimatu inwestycyjnego, zapewnienia przejrzystości, przewidywalności i stabilności rynków energetycznych, zwiększenia efektywności wykorzystania energii z uwzględnieniem zrównoważonego rozwoju i wpływu na zmiany klimatu. Tymczasem obszerny raport Międzynarodowej Agencji Energetycznej stwierdza, że istnieje wiele czynników wpływających negatywnie na pozycję Rosji jako pewnego i niezawodnego dostawcy gazu ziemnego dla Europy. Na pierwszym miejscu należy wymienić zbyt małe inwestycje w zakresie zagospodarowania nowych złóż gazu tak, aby można było zastąpić złoża eksploatowane obecnie. Według raportu — przyczyną jest monopol *Gazpromu*, który kontroluje 90% sektora gazowego i nie jest w stanie samodzielnie zapewnić odpowiednich nakładów inwestycyjnych, a jednocześnie ogranicza dostęp stron trzecich.

Drugim ważnym problemem są straty gazu spalane w pochodniach i ulatniające się z gazociągów w czasie transportu. Wielkość tych strat jest ogromna, *Gazprom* oficjalnie podaje liczbę 15 mld m³ gazu, ale z analizy obrazów satelitarnych z Zachodniej Syberii wynika, że mogą one sięgać 60 mld m³! Ok. 31% stanowią wycieki z gazociągów przesyłowych, 27% nieszczelności gazociągów rozdzielczych i 14% gazu spalane w pochodniach. Gaz ziemny, spalany bezproduktywnie w pochodniach, jest w znacznej części gazem towarzyszącym — wydobywanym przy eksploatacji ropy naftowej. Z powodu niskich cen, dużych odległości ośrodków wydobywania od potencjalnych odbiorców i braku niezbędnej infrastruktury, wykorzystanie gazu dla potrzeb lokalnych jest niewielkie. *Gazprom* również nie chce odbierać i kupować gazu od firm naftowych, i skutkiem tego jest ogromna emisja CO₂ i CH₄ do atmosfery. Straty gazu bardzo obniżają efektywność wykorzystania energii i wyniki ekonomiczne branży gazowniczej. Raport Międzynarodowej Agencji Energetycznej potwierdza obawy Komisji Europejskiej, która niedawno zaczęła dostrzegać negatywne skutki nadmiernego uzależnienia energetycznego naszego regionu od jednego dostawcy.

Los koncernu *Jukos*, który w 2003 r. zajmował 15 miejsce na liście największych firm naftowych z wydobywaniem rocznym 80,2 mln t ropy, został przypieczętowany decyzją sądu arbitrażowego w Moskwie z 1 sierpnia br. o ogłoszeniu bankructwa. Syndyk *Jukosu* E. Rebgun dowodził, że długi firmy wynoszą 18,26 mld USD i o pół miliarda przewyższają jej majątek. Przeciwnego zdania jest główny akcjonariusz *Jukosu*, *Group Menatep Ltd.*, który twierdzi, że majątek *Jukosu* wynosi 37,7 mld USD (uwzględniając obecną sytuację na rynku ropy) czyli znacznie przewyższa długi. Przedstawiciele urzędu podatkowego odrzucili jednak te argumenty i stwierdzili, że przedłożony plan naprawy sytuacji finansowej jest nie do przyjęcia.

Jukos w 2003 r. miał nawet plany współpracy z amerykańskim potentatem *ExxonMobil*, ale po ogłoszeniu roszczeń urzędu podatkowego z tytułu zaległości podatkowych w kwocie 28 mld USD rozpoczął się upadek rosyjskiego koncernu. Niebawem nastąpiło aresztowanie prezesa M. Chodorkowskiego i postawienie dalszych zarzutów o

defraudacje i oszustwa podatkowe. Pod koniec 2004 r. rząd rosyjski zorganizował przymusową aukcję głównych złóż *Jukosu*, należących do spółki zależnej *Juganskneftiegaz*, które po zaniżonej cenie kupiła państwowa *Rosneft*. To zdecydowało o gwałtownym spadku kursu akcji *Jukosu*. Nie pomogła wyprzedaż rafinerii w Możejkach na Litwie i udziałów w słowackim *Transpetrolu*. Zresztą te ostatnie transakcje były przytaczane w sądzie jako dowody, że *Jukos* nie chce współpracować z władzami.

Syndyk E. Rebgun próbuje również przejąć kontrolę nad holenderską filią *Jukosu*, *Yukos Finance*, organizując nadzwyczajne zgromadzenia akcjonariuszy w celu usunięcia dotychczasowego zarządu. Umożliwiłoby to odzyskanie 1 492 mln USD pochodzących ze sprzedaży rafinerii w Możejkach.

W. Brytania. Ocena wyników 61 wierceń poszukiwawczych i rozpoznawczych, wykonanych w 2005 r. na szelfie brytyjskim, wypada bardzo pozytywnie, bo trafność wyniosła 53%. Jest to znaczna poprawa w porównaniu z latami ubiegłymi, kiedy trafność wynosiła 25–33%, jednak inne też było ukierunkowanie poszukiwań — wiercenia lokalizowano blisko eksploatowanych złóż, w strefach lepiej rozpoznanych. Obecnie aktywność wiertnicza koncentruje się w środkowej części sektora brytyjskiego. Bardzo duża jest rozpiętość kosztów udokumentowania zasobów: w południowym basenie gazowym wynoszą one 3,8 USD za baryłkę równoważnika ropy naftowej, w części północnej 2 USD za baryłkę oraz 0,8 USD za baryłkę w części środkowej.

Biopaliwa. Powstaje coraz więcej instalacji produkujących biopaliwa z różnorodnych surowców roślinnych. W porcie Kuantan w Malezji powstaje wytwórnia biopaliw, w której głównym surowcem będzie olej palmowy. Produkcja paliwa do silników wysokoprężnych jest już zakontraktowana na rynek niemiecki, na okres 5 lat. Koszty mają być konkurencyjne w stosunku do biopaliw produkowanych w Europie, ponieważ olej palmowy jest tańszy od oleju rzepakowego. Inwestycja ma być uruchomiona w październiku 2007 r. Początkowo zdolności produkcyjne określono na 100 tys. t biopaliwa rocznie, ale w czerwcu br. rząd Malezji zaaprobował zwiększenie rocznej produkcji o 200 tys. t. Inwestorem jest australijska firma *Mission Biofuels Ltd.*

Również Indonezja planuje rozwój produkcji biopaliw i chce, aby w 2010 r. ich udział w krajowym bilansie energii wynosił 10%. Rząd ogłosił o planach budowy 11 zakładów biopaliw, które w 2010 r. mają produkować 1,3 mln m³ paliw rocznie. Jednocześnie zapowiedziano ułatwienia w zakładaniu plantacji roślin, takich jak: palma kokosowa, trzcina cukrowa, maniok i jatrofa, będących surowcami do wytwarzania biopaliw. Ok. 6,5 mln ha nieużytków zostanie udostępnionych inwestorom w celu zakładania nowych plantacji. Pierwszą wytwórnię biopaliw o wydajności 30 tys. t rocznie będzie budować, w prowincji Jambi, japońska firma *Nippon Oil Corp.*

Kolejnym krajem w Europie, gdzie rośnie zużycie biopaliw, jest Szwecja. Od 1 sierpnia br. paliwo do silników wysokoprężnych sprzedawane w stacjach *Statoil* pod nazwą *Biodiesel 5* będzie zawierać 5% oleju rzepakowego. Nowe paliwo nie wymaga żadnych zmian w silnikach.

Źródła: *BP, Gazeta.ru, IEA, OPEC, Statoil, Offshore, Oil&Gas Journal, Upstream, World Oil*