

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



OPEC. Uczestnicy 157. Konferencji Organizacji Krajów Eksportujących Ropę Naftową (157th Meeting of the Organization of the Petroleum Exporting Countries) obradujący 14 października 2010 r. w Wiedniu stwierdzili, że podaż ropy na rynkach światowych jest wystarczająca, zapasy surowca rosną, a moce produkcyjne rafinerii nie są w pełni wykorzystane.

W związku z tym podjęli decyzję o pozostawieniu limitów wydobycia ropy naftowej na dotychczasowym poziomie. Ocenili również pozytywnie skutki działania długoterminowej strategii OPEC obowiązującej od 2005 r., podkreślając jednocześnie konieczność jej modyfikacji. Obecni na konferencji ministrowie z krajów członkowskich OPEC zaaprobowali zmiany i nowy kształt strategii długoterminowej. Zostanie ona ostatecznie zatwierdzona i opublikowana na 158. Nadzwyczajnej Konferencji OPEC w Quito, w Ekwadorze, zaplanowanej na 11 grudnia 2010 r.

Już po konferencji minister ds. zasobów mineralnych i ropy naftowej Arabii Saudyjskiej Ali Al-Naimi powiedział, że przedział cenowy 70–80 USD za baryłkę jest bardzo dobrą wielkością dla producentów, odbiorców i firm naftowych, a obserwowany obecnie wzrost cen powyżej 80 USD nie jest powodem do alarmu. Odmienne podejście reprezentuje Libia – szef narodowego koncernu *National Oil Corp.* Szokri Ghanem uważa, że cena baryłki ropy powinna wynosić co najmniej 100 USD.

Polska. Komunikat z 28 stycznia 2010 r. miał zakończyć trwające od paru miesięcy rozmowy trójstronne, w których udział biorą *PGNiG SA*, *OAO Gazprom* i *EuRoPol GAZ S.A.*, w sprawie przedłużenia obowiązującego kontraktu długoterminowego na dostawy gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej do Polski i jednocześnie zamknąć okres niepewności co do utrzymania ciągłości zaopatrzenia w gaz odbiorców krajowych. Jednak zastrzeżenia dotyczące okresu obowiązywania kontraktu oraz warunków dostępu stron trzecich do gazociągu jamalskiego wysuwane zarówno w kraju, jak i w Komisji Europejskiej sprawiły, że podpisanie umowy zostało odłożone. Negocjacje trwały długo i dopiero 29 października 2010 r. *PGNiG SA* poinformowało o podpisaniu ze spółką *Gazprom Export* aneksu do umowy międzyrządowej z 25 września 1996 r. (tzw. umowa jamalska). Aneks zapewnia dostawy 9,03 mld m³ gazu w 2010 r., 9,77 mld m³ w 2011 r. i 10,24 mld m³ w latach 2012–2022. Zniesiona została klauzula o zakazie reeksportu gazu do krajów trzecich bez zgody *Gazprom Exportu*. Szacunkowa średnioroczna wartość kontraktu na dostawy gazu, biorąc pod uwagę obecny poziom cen,

wynosi 8,5 mld zł. Formuła cenowa pozostaje bez zmian, chociaż zaznaczono, że co 3 lata istnieje możliwość renegotjacji. Tego samego dnia wicepremierzy Waldemar Pawlak i Igor Sieczin podpisali w Warszawie porozumienie dotyczące dostaw gazu ziemnego z Rosji i zmieniające zasady funkcjonowania gazociągu tranzytowego. Według analityków *BRE Banku* za 1000 m³ gazu ziemnego importowanego z Rosji płacimy teraz 350–370 USD. Dla porównania cena gazu w węźle Zeebrugge w Holandii wynosi 280 USD/1000 m³, ale obowiązuje ona w kontraktach krótkoterminowych. Ukraina płaci 305 USD/1000 m³, obecna cena dla Białorusi wynosi 193 USD/1000 m³, ale od 1 stycznia 2011 r. będzie to 210–220 USD/1000 m³.

Spółka *Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło* rozpoczęła koło Sanoka wiercenie otworu poszukiwawczego Niebieszczany-1, który ma osiągnąć głębokość 4800 m. Lokalizacja wiercenia została wyznaczona na podstawie wyników zdjęcia sejsmicznego 2-D Kostarowce–Zahutyń. Otwór Niebieszczany-1 wykonywany jest w celu zbadania możliwości akumulacji węglowodorów w głębokich strukturach karpaccich. Koszty szacuje się na 55 mln zł, a prace wiertnicze potrwać ok. 6 miesięcy. W 2011 r. sanocki oddział *PGNiG SA* planuje odwiercenie otworu Dukla-1 do głębokości 5500 m.

Z kolei firma *Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA* z Piły będzie wiercić otwory Wytowno S-1 (ok. 6 km na E od Ustki) i Lębork S-1 dla *LNG Energy Ltd.*, która uzyskała koncesje Starogard Gdański, Sławno i Słupsk.

Świat. Na dorocznej konwencji SEG (*Society of Exploration Geophysicists*), która tym razem odbyła się w Denver, pokazano wiele nowych programów opracowanych przez takie firmy jak *Schlumberger*, *Halliburton*, *PGS*, *Paradigm*, *WesternGeco* czy *CGGVeritas*. *Landmark*, *Intel* i *Appro* rozpoczęły współpracę w tworzeniu oprogramowania do projektowania zdjęć sejsmicznych 3-D i doboru parametrów optymalnych do wykonywania tych zdjęć w trudnych rejonach (*Seismic Coverage Validation Engine*). Program, który pracuje na komputerze *Appro GreenBlade* z procesorem Xeon *Intela*, spełnia wymagania skomplikowanych i rozbudowanych schematów rejestracji danych sejsmicznych 3-D. Inny spośród nowych pakietów oprogramowania firmy *Landmark* prezentowany w Denver to *DecisionSpace*, który służy do optymalizacji zastosowań aplikacji geofizycznych i geologiczno-żyzowych oraz do integracji danych wejściowych. Również w tej branży trwa proces konsolidacji i poszerzania kooperacji pomiędzy ośrodkami badawczo-rozwojowymi zajmującymi się tworzeniem oprogramowania i przetwarzaniem danych. Przykładem może być umowa o współpracy między *Landmarkiem*

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

i firmą *LMKR*, w wyniku której opracowanie nowych aplikacji dla przemysłu naftowego będzie usprawnione i przyspieszone.

Wielka Brytania. Sankcje nałożone przez Komisję Europejską na Iran negatywnie wpłynęły na proces zagospodarowania złoża gazowego Rhum, położonego 390 km od wybrzeża Szkocji, na Morzu Północnym, i doprowadziły do wstrzymania eksploatacji. Inwestycja jest prowadzona wspólnie przez *BP plc* i *National Iranian Oil Co. (NIOC)* w proporcji udziałów 50:50. Wcześniej brytyjskie Ministerstwo Spraw Zagranicznych informowało zainteresowane firmy o konieczności zastosowania się do ograniczeń wprowadzonych decyzją ministrów spraw zagranicznych UE z 25 października 2010 r. o sankcjach wobec Iranu. Współpraca *BP* i *NIOC* trwa od 2003 r., a eksploatacja gazu ziemnego rozpoczęła się w 2005 r. W pierwszym półroczu 2010 r. ze złoża Rhum wydobywano 6 mln m³/d gazu. Rzecznik brytyjskiego Foreign Office stwierdził, że brak gazu z tego źródła nie będzie miał istotnego wpływu na sytuację energetyczną, ponieważ jest to tylko 1% dostaw na rynek. W ślad za wcześniejszymi zapowiedziami *BP* ogłosił, że 18 listopada 2010 r. wstrzymuje wydobywanie gazu ze złoża Rhum.

Norwegia. Zakończył się główny etap największej inwestycji naftowej w sektorze norweskim – 7 listopada 2010 r. rozpoczęto eksploatację złoża ropy i gazu Gjøa. Szef poszukiwań *Statoil* określił przewidywany czas eksploatacji na 15 lat. Ropa naftowa będzie transportowana rurociągiem do Mongstad, natomiast gaz ziemny będzie dostarczany do terminalu St Fergus w Wielkiej Brytanii. Wydobywanie będzie prowadzone z platformy produkcyjnej zasilanej energią elektryczną doprowadzaną z lądu, co pozwoli na zmniejszenie emisji CO₂ o 210 tys. t rocznie. Dotychczasowe koszty inwestycji wyniosły ok. 4,9 mld euro, przy czym udział firm norweskich w realizacji projektu stanowi 70%. Złoże Gjøa, położone w północnej części Morza Norweskiego, zostało odkryte w 1989 r. Zasoby wydobywalne wynoszą 11,1 mln t ropy i 40 mld m³ gazu. W następnym etapie zagospodarowane będzie sąsiednie złoże Vega z zasobami szacowanymi na 3,5 mln t ropy i 18 mld m³ gazu.

Białoruś. Kolejna wizyta Hugo Cháveza w Mińsku przyniosła prezydentowi Łukaszence wymierne korzyści w postaci kontraktu na dostawy ropy naftowej. Chávez zapewnił nawet, że *białoruskim rafineriom nie zabraknie ropy przez najbliższe 200 lat*. Jak podają media białoruskie, w ciągu najbliższych 3 lat Białoruś ma otrzymać 30 mln t ropy. Z pewnością nowe źródło zaopatrzenia zmniejszy uzależnienie od Rosji w zakresie surowców energetycznych, ale pojawia się pytanie, jaką drogą ropa z Wenezueli dotrze na Białoruś. Strona białoruska najpierw sondowała możliwości transportu ropy przez terminal w Gdańsku, ale *NAFTOPORT* nie był zainteresowany. Inna możliwa trasa prowadzi do portu w Kłajpedzie i – w wyniku litewsko-białoruskiego porozumienia zawartego w październiku 2010 r. – pierwsze dostawy tą drogą nastąpią w styczniu 2011 r. Nieoczekiwanie pojawiła się też szansa na wyko-

rzystanie rurociągu Brody-Odesa, bo w listopadzie 2010 r. wiceprezes *Transnefti* Michaił Arustamow zapowiedział wstrzymanie transportu ropy rosyjskiej za pośrednictwem tego połączenia. Według informacji ukraińskich przesył ropy został wstrzymany już maju, a oficjalnym powodem były zbyt wysokie taryfy transportowe. Teraz można byłoby przywrócić pierwotny kierunek tłoczenia ropy w rurociągu, tj. Odesa-Brody, i dostarczać do rafinerii w Mozyrzcu surowiec przewożony drogą morską do Odessy. Takie wiadomości przekazał wicepremier Białorusi Władimir Siemaszka. Uaktywnienie rurociągu jest bardzo korzystne dla Ukrainy, ale niekorzystne dla projektu *Sarmatia*, który od wielu lat znajduje się w fazie uzgodnień i wciąż nie wszedł w fazę realizacji.

USA. Wznowienie wierceń w Zatoce Meksykańskiej jest uzależnione od pozytywnego wyniku inspekcji platform wiertniczych łącznie z testami głowic przeciwwybuchowych. Takie kontrole z upoważnienia Departamentu Spraw Wewnętrznych USA będzie przeprowadzać BOEMRE (*Bureau of Ocean Energy, Management, Regulation and Enforcement*). Biuro zawiadomiło zainteresowane firmy, że koszt inspekcji wykonywanej przez niezależne organizacje wyniesie 25 000–250 000 USD od platformy.

Od 15 października 2010 r. weszło w życie inne zarządzenie Departamentu Spraw Wewnętrznych USA, które również wiąże się z nowymi obciążeniami finansowymi dla firm pracujących na zewnętrznym szelfie kontynentalnym. Dotyczy ono likwidacji zagłowiczonych, ale nieczynnych otworów eksploatacyjnych oraz demontażu nieczynnych platform produkcyjnych i związanej z nimi infrastruktury (rurociągów). Likwidacja powinna się zakończyć najpóźniej rok od wygaśnięcia koncesji. Sekretarz spraw wewnętrznych USA Ken Salazar wyjaśnia, że rozporządzenie ma na celu poprawę bezpieczeństwa produkcji energii i zwiększenie ochrony środowiska. Nieużywana infrastruktura starzeje się i jest coraz bardziej podatna na uszkodzenia, szczególnie w czasie sztormów i huraganów. Zakres planowanej likwidacji i demontażu jest bardzo duży, bo dotyczy blisko 3500 otworów i 650 platform.

Trwają wyjaśnienia dotyczące zarzutów o złej jakości cementu użytego w otworze Macondo. Firma *Halliburton*, odpowiedzialna za wykonanie korka cementowego, dostarczyła próbki cementu i dodatków do należącego do *Chevronu* niezależnego laboratorium badawczego w Houston. Laboratorium stwierdziło, że z dostarczonych materiałów nie można uzyskać stabilnej mieszanki. *Halliburton* broni się, przedstawiając wyniki własnych testów, które były pozytywne. Na przełomie października i listopada 2010 r. nadal trwało oczyszczanie wybrzeży stanów Missisipi, Luizjany, Alabamy i Florydy. Jak informował kontradmirał Straży Przybrzeżnej Paul Zukunft, w usuwaniu skutków wycieku ropy brało udział 16 200 osób i 12 statków. Łączne koszty likwidacji szkód pod koniec III kwartału 2010 r. osiągnęły sumę 40 mld USD. Jednak sytuacja finansowa koncernu *BP* ulega poprawie i we wrześniu osiągnął on zysk w wysokości 1,79 mld USD.

W rejonie Garden Banks, w zachodniej części Zatoki Meksykańskiej, rozpoczęto wykonywanie pierwszego zdjęcia sejsmicznego przy zastosowaniu metody *Dual Coil*

Shooting. Pomiary są wykonywane równocześnie przez 4 statki płynące po kolistej trasie, co zapewnia rejestrację we wszystkich azymutach. Stosowane są rozstawy z bardzo długim offsetem, korzystne w warunkach śledzenia skomplikowanych struktur podsolnych występujących w Zatoce Meksykańskiej. Metoda *Dual Coil Shooting* została opracowana przez firmę *WesternGeco*, która jest również wykonawcą obecnego zdjęcia.

Iran. W czasie wizyty prezydenta Wenezueli Hugo Cháveza w Iranie w październiku 2010 r. podpisano 11 listów intencyjnych obejmujących sprawy handlu, budownictwa mieszkaniowego, sektora naftowo-gazowego, transportu morskiego i przemysłu tekstylnego. Jeden z dokumentów dotyczy udziału Wenezueli w zagospodarowaniu gazowego złoża-giganta South Pars. Po wycofaniu się z udziału w inwestycji francuskiego *Totalu* w 2008 r., a następnie norweskiego *Statoilu*, ukończenie ogromnego projektu, zaplanowanego na 20 etapów, stało się pod znakiem zapytania. Teraz rząd Wenezueli zainwestuje w zagospodarowanie złoża South Pars 780 mln USD, co stanowi 10% kosztów 12. etapu udostępnienia złoża. Oznajmił o tym szef projek-

tu Hamad Akbari, wyjaśniając, że w zamian Iran będzie inwestował w wenezuelskie złoża ropy i gazu. Akbari wspomniał również o finansowaniu projektu South Pars przez państwowy koncern *Sonangol* z Angoli.

Zasoby złoża South Pars (eksploatowanego razem z Katarrem) należące do Iranu wynoszą 14 bln m³ gazu i 2,4 mld t kondensatu.

Katar. Uruchomiono linię produkcyjną nr 6 w zakładach skraplania gazu ziemnego *Qatargas 3* o zdolności produkcyjnej 7,8 mln t skroplonego gazu rocznie. Jest to kolejny krok do osiągnięcia celu, jakim dla Kataru jest produkcja 77 mln t gazu rocznie. Projekt inwestycyjny *Qatargas 3* jest realizowany przez *Qatar Petroleum*, *Conoco-Phillips* i *Mitsui*. Nie tylko gaz z linii 6., lecz także gaz z linii 7., która ruszy w lutym 2011 r., są już zakontraktowane – poinformował o tym minister ds. energii i przemysłu Kataru Abdullah Attiyah.

Źródła: Alexander Gas & Oil Connections, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, PGNiG, Rigzone, Statoil, Upstream, World Oil.