


WIADOMOŚCI GOSPODARCZE
Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego
Jerzy Zagórski¹


OPEC. Delegaci z państw należących do OPEC, zebrani 5 grudnia ub. roku w Abu Zabi, postanowili utrzymać dotychczasowe limity wydobycia ropy. Było to pewnym zaskoczeniem dla krajów importujących największe ilości ropy i spodziewających się zwiększenia dostaw w celu utrzymania ceny baryłki na poziomie 90 USD. Członkowie OPEC

stwierdzili jednak, że ilość ropy na rynku jest wystarczająca do pokrycia zwiększonego zapotrzebowania w zimie, a skoki cen są wywołane przez spekulantów. Następna Zwyczajna Konferencja OPEC została zaplanowana na marzec 2008 r., ale dodatkowe spotkanie może się odbyć w styczniu i dopiero wtedy można się spodziewać oficjalnej zmiany limitów.

W komentarzu do tej decyzji Międzynarodowa Agencja Energetyczna stwierdziła, że nie przyczyni się ona do uspokojenia rynku, a ewentualne styczniowe korekty mogą być spóźnione, jeśli zimowa pogoda na półkuli północnej okaże się surowsza niż zwykle.

Bezpośrednio przed konferencją OPEC na giełdzie nowojorskiej nastąpił niewielki wzrost cen, cena ropy WTI wynosiła 89,04 USD/b. Po ogłoszeniu stanowiska OPEC cena spadła do 87,49 USD, aby 2 dni później powrócić do poziomu 90 USD za baryłkę.

Polska. Jednobrzmiące komunikaty PGNiG SA i duńskiej firmy *Energinet.dk* informują o podpisaniu w dniu 15.11.2007 r. umowy o współpracy obejmującej budowę rurociągu *Baltic Pipe*. Stroną porozumienia jest również

polski operator gazociągów przesyłowych GAZ-SYSTEM SA. Jest to kontynuacja zamierzeń zawartych w liście intencyjnym z maja 2007 r. Realizacja gazociągu *Baltic Pipe* jest ściśle powiązana z inną ważną inwestycją skandynawską, a mianowicie gazociągiem *Skandled*, który ma dostarczać 5 mld m³ gazu rocznie z szelfu norweskiego do Norwegii, Szwecji i Danii. Jednak najnowsze porozumienie nie stanowi ostatecznej decyzji o podjęciu budowy *Baltic Pipe*. To rozstrzygnięcie nastąpi w 2008 r. i jest uzależnione od postanowień powziętych przez udziałowców i uzyskania odpowiednich decyzji administracyjnych.

Pojawiło się więcej informacji o wynikach wiercenia otworu Trzek-1, odwierconego w rejonie Poznania przez *Aurelian Oil & Gas plc*. Stwierdzono występowanie horyzontu gazonośnego o miąższości 89 m i wykonano perforację interwału 3652–3657 m, a następnie szczelinowanie. Uzyskano początkowy przyływ gazu w ilości 215 tys. m³/d, ograniczony następnie do 71 tys. m³/d przy ciśnieniu głowicowym 72 atm. Gaz zawiera 12,8% azotu. Dane wskazują, że mamy do czynienia z przemysłową akumulacją gazu ziemnego, co więcej, w sprzyjającej lokalizacji — tylko 4,3 km od najbliższego gazociągu odbiorczego. Jeśli wyniki kolejnych analiz i testów potwierdzą się, w 2008 r. możliwe będzie rozpoczęcie wydobycia i sprzedaży gazu.

Operator uważa, że wyniki otworu Trzek-1 uzasadniają intensyfikację poszukiwań i niebawem rozpoczyna wykonywanie zdjęcia sejsmicznego 3-D (dotychczas były tam tylko profile 2-D), po czym wyznaczona zostanie lokalizacja następnego otworu planowanego do odwiercenia w 2008 r., przypuszczalnie w południowo-wschodniej części obiektu strukturalnego.

W tygodniku *Oil & Gas Journal* ukazał się obszerny artykuł przygotowany przez redaktora działu wierceń N. Rach, poświęcony poszukiwaniom prowadzonym przez

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

firmę *FX Energy* w basenie permskim w Polsce. Przedstawiono listę bloków koncesyjnych *FX Energy* wraz z charakterystyką formacji perspektywicznych, występujących w tym obszarze. Wiele miejsca zajęła prezentacja przedsiębiorstw wiertniczych z grupy *PGNiG SA*, które wierciły otwory zaprojektowane przez *FX Energy*, ich sprzętu i stosowanych technologii wiercenia ze szczególnym uwzględnieniem rodzaju płuczki. Przytoczona została opinia R. Hardmana, jednego z dyrektorów *FX Energy*, że *polska część basenu permskiego jest nadal niedostatecznie rozpoznana w porównaniu z resztą basenu i potencjalne zasoby węglowodorów są znaczne*.

Rosja. Równoległe z przygotowaniem do budowy gazociągu *Nabucco* trwają intensywne działania Rosji w sprawie realizacji konkurencyjnego projektu gazociągu *South Stream*. W listopadzie 2007 r. w Moskwie podpisano protokół dodatkowy do włosko-rosyjskiego memorandum z 23 czerwca ub. roku, przewidujący powołanie do 15.01.2008 r. zespołu ds. przygotowania inwestycji i opracowania założeń techniczno-ekonomicznych. Do końca 2008 r. zespół przygotowuje projekt gazociągu tak, aby mógł on być oddany do eksploatacji w 2013 r. Dokument podpisali prezes *Gazpromu* A. Miller i generalny dyrektor włoskiego *ENI* P. Scaroni, a jego rangę podniosła obecność prezydenta W. Putina i premiera Romano Prodi.

W listopadzie ub. roku do projektu *South Stream* przyłączyła się również Bułgaria — ostateczna decyzja o jej udziale ma zapaść w styczniu 2008 r. w czasie wizyty W. Putina w Sofii. Spółka *South Stream* będzie zarejestrowana w Holandii lub Szwajcarii, wstępny podział udziałów wyniesie 50:50.

Gazociąg o długości 900 km pobiegnie od tłoczni Bielegowaja w Kraju Krasnodarskim (jest to również początek gazociągu *Goluboj Potok-Blue Stream*) pod dnem Morza Czarnego do Warny, tam rozdzieli się na odgałęzienie północne przez Rumunię i Węgry do Austrii i odgałęzienie południowe przez Grecję i Albanii do Włoch. P. Scaroni szacuje koszt *South Stream* na 10 mld USD, jednak analitycy uważają, że przekroczy on 14 mld USD.

Szwecja. Firma *OPAB (Oljeprospektering AB)*, należąca do grupy *Svenska Petroleum Exploration AB*, wystąpiła o koncesję na poszukiwania na Bałtyku, na południe od wyspy Gotlandia. Byłby to pierwszy otwór poszukiwawczy w sektorze szwedzkim M. Bałtyckiego od 1987 r. Szef *OPAB* T. Berglund ocenia potencjalne zasoby w tym rejonie na 40 mln t ropy i uważa, że wydobycie może osiągnąć 6800 t/d ropy, znacznie więcej niż produkuje *Petrobaltic* z odwiertów odległych o 65 km od proponowanej lokalizacji. Uzyskanie zezwolenia na prowadzenie wierceń nie będzie łatwe, ponieważ Gotlandia i otaczające ją wody są strefą turystyczną.

Svenska Petroleum Exploration AB należy do saudyjskiego biznesmena Mohammeda Al-Amoudi.

Niemcy. Rządowe plany zamknięcia w ciągu 15 lat wszystkich elektrowni jądrowych spotkały się z zastrzeżeniami Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE). Elektrownie jądrowe dostarczają w Niemczech 12% energii. Agencja ostrzega, że spowoduje to z jednej strony zwiększenie emisji CO₂, ponieważ nowe elektrownie będą

zużywać paliwa kopalne, a z drugiej strony zmniejszy się bezpieczeństwo energetyczne kraju ze względu na uzależnienie od importu surowców energetycznych, przede wszystkim gazu ziemnego dostarczanego głównie z Rosji. MAE wzywa rząd niemiecki do ponownego rozważenia strategii w zakresie wykorzystania energii jądrowej.

Zamierzona likwidacja elektrowni jądrowych zbiega się w czasie z zamykaniem kopalń węgla kamiennego. Obecnie czynnych jest jeszcze 8 kopalń zatrudniających 33 tys. osób. Krajowe wydobycie od dawna jest deficytowe — szacuje się, że od 1949 r. na dotacje do produkcji węgla wydano ponad 150 mld EUR. Na początku grudnia ub. roku Bundesrat zatwierdził uchwałoną wcześniej przez Bundestag ustawę o zamknięciu do 2018 r. wszystkich kopalń. Górnicy będą odchodzić na emeryturę lub będą przechodzić do innych zawodów. Koncern węglowo-energetyczny *RAG* zostanie sprzedany, a zysk zostanie przeznaczony na pokrycie kosztów likwidacji kopalń obliczanych na 30 mld EUR. Już po zamknięciu kopalń rząd będzie finansować wydatki na ich odwodnienie, co pochłonie dodatkowo 6,9 mld EUR. W ustawie jest zapis pozwalający na zmianę decyzji w 2012 r., jeśli sytuacja energetyczna kraju będzie tego wymagać. Elektrownie węglowe w 2005 r. dostarczały 10% energii elektrycznej. Połowa węgla zużywanego obecnie w Niemczech pochodzi z importu.

Azerbejdżan. Wiercenie *SDX-04* w złożu *Szach Deniz* znacznie poszerzyło kontur złoża w kierunku południowym. W otworze *SDX-04* stwierdzono obecność horyzontów gazowo-kondensatowych o dużej wydajności w plicieńskich formacjach *Fasila* i *Balakhany VII*. W próbach uzyskano przyływ 990 tys. m³/d gazu. Odkryto również zalegający głębiej nowy poziom gazonośny o wysokim ciśnieniu złożowym. Głębokością końcową 7300 m ustanowiono rekord głębokości na Morzu Kaspijskim. Złoże *Szach Deniz* znajduje się na wodach o głębokości od 50 do 600 m.

Jest to duże osiągnięcie i w opinii specjalistów z *British Petroleum* i *StatoilHydro* (główni udziałowcy) uzasadnia przystąpienie do realizacji drugiego etapu zagospodarowania złoża *Szach Deniz*, a to z kolei oznacza co najmniej podwojenie zdolności produkcyjnych. Inwestycje I etapu zapewniają wydobycie w ilości 8,6 mld m³ gazu rocznie. Łącznie z produkcją II etapu pokryje to nie tylko potrzeby rynku krajowego Azerbejdżanu, lecz także umożliwi eksport gazu ziemnego do Gruzji, Turcji i odbiorców w Unii Europejskiej. Od 18.11.2007 r. gaz ze złoża *Szach Deniz* płynie do Turcji i Grecji nowym rurociągiem przez Dardanelski i Morze Trackie.

Wielkość zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego w Azerbejdżanie jest bardzo istotna dla powodzenia projektu ropociągu *Brody-Płock*. W listopadzie ub. roku prezydent *Ilham Alijew* oświadczył, że zdolności produkcyjne jego kraju są wystarczające, aby zapewnić dostawy ropy do Płocka, natomiast nieodzownym warunkiem jest podpisanie długoterminowych kontraktów. Jako przykład możliwości produkcyjnych podał wydobycie 1,6 mln t ropy rocznie z jednego z nowo udostępnionych złóż, a takich stref złożowych jest znacznie więcej.

Irak. W odróżnieniu od reszty kraju sytuacja w Kurdyjskim Okręgu Autonomicznym ze stolicą w Irbilu jest ustabilizowana i niemal zupełnie nie ma tam aktów terroru i zamieszek. Z tego powodu zagraniczni inwestorzy, w tym również firmy naftowe, chętnie rozpoczynają działalność. Kurdyjski rząd regionalny w sierpniu ub. roku uchwalił własne prawo naftowe, regulujące warunki przyznawania koncesji i zawierania kontraktów. Na tej podstawie podpisano już kilka kontraktów typu *production-sharing* z firmami zagranicznymi, m.in. z austriackim ÖMV. Jednak iracki minister ds. ropy naftowej Husajn Al Shahrastani oznajmił, że te umowy są nieważne i firmy naftowe nie uzyskają zezwolenia na eksport ropy. Podkreślił, że ropa naftowa jest własnością całego narodu i dochody z eksportu powinny być przeznaczane na potrzeby wszystkich prowincji proporcjonalnie do gęstości zaludnienia. Zasugerował też, że sąsiedzi Iraku nie zgodzą się na przewóz ropy z Kurdystanu przez swoje terytorium. Jednocześnie zaznaczył, że firmy, które podpisały kontrakty z rządem kurdyjskim nie będą dyskryminowane przy ubieganiu się o inne kontrakty w Iraku. Parlament Iraku do tej pory nie przygotował prawa naftowego i nie powołał Federalnej Rady ds. Ropy i Gazu, która byłaby upoważniona do wydawania koncesji. Z kolei premier Kurdyjskiego Okręgu Autonomicznego Neczerwan Barzani oświadczył, że *kontrakty naftowe podpisane przez rząd Kurdystanu będą realizowane. Nikt nie będzie w stanie anulować umów zawartych przez Kurdystan.*

Ekwador. Po Wenezueli i Boliwii również Ekwador przygotowuje się do nacjonalizacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Lewicowy prezydent Rafael Correa zamierza wzmocnić rolę państwa w gospodarce, w tym także ograniczyć zyski zagranicznych koncernów naftowych. Minister górnictwa i ropy naftowej G. Chiriboga zapowiedział przeprowadzenie audytu kontraktów eksploatacyjnych. Dotychczasowe kontrakty z udziałem operatora w wydobywaniu (PSA — *Production Sharing Agreement*) mają być zastąpione kontraktami na wykonanie serwisu. Dotyczyć to będzie takich firm działających w Ekwadorze jak: *Petrobras*, *Repsol*, francuska *Perenco*, amerykańska *City Oriente* czy chińska *Andes Petroleum*. Rząd spodziewa się, że teraz 99% zysków ze sprzedaży ropy trafi do skarbu państwa.

Ekwador jest piątym co do wielkości producentem ropy w Ameryce Łacińskiej z wydobywaniem 72 tys. t/d, z czego 25,7 tys. t/d jest eksportowane do USA. Min. Chiriboga zapowiedział również, że Ekwador stara się o przyjęcie do OPEC i na najbliższym spotkaniu członków OPEC wiosek ten będzie rozpatrywany. Ekwador wystąpił z OPEC w 1992 r.

USA. Pierwsze wiercenie w Zatoce Meksykańskiej wykonano w 1937 r., ale za początek ery naftowej w tym regionie uznaje się odwiercenie pierwszych otworów w obrębie bloków *Vermilion 71* i *Ship Shoal 32* w 1947 r. Platformy były posadowione na wodach o głębokości 5,5–6 m, już poza zasięgiem widoczności z lądu. W tym roku przypada więc 60-lecie otwarcia dla poszukiwań i wydobywania obszaru, który obecnie daje ok. 15% produkcji ropy nafto-

wej i ok. 8,5% produkcji gazu ziemnego w USA. Zresztą o roli, jaką odgrywa Zatoka Meksykańska najlepiej świadczą zaburzenia na rynku naftowym, które nastąpiły po ograniczeniu wydobycia ropy spowodowanym przez zniszczenie instalacji po huraganach *Ivan* w 2004 r. i *Katrina* w 2005 r. W skali roku były to tylko kilkuprocentowe spadki, ale ze względu na swoje położenie i bliskość ważnych rafinerii i ośrodków przemysłu petrochemicznego zatoka ma szczególną pozycję.

Następne lata to okres zwiększania zasięgu głębokościowego wierceń, jak też i obszaru objętego poszukiwaniami oraz wdrażania nowych rozwiązań technicznych. W 1953 r. zainstalowano pierwszą platformę typu *jack-up* (platforma samopodnosząca), a już w 1959 r. taką platformę posadowiono na wodzie o głębokości 60 m. Rok 1954 to data budowy pierwszego rurociągu podmorskiego. Istotnym elementem poszukiwań były badania sejsmiczne rozpoczęte w Zatoce Meksykańskiej w 1948 r. Wzbudzenie fal sejsmicznych odbywało się wtedy przy użyciu materiałów wybuchowych, co powodowało znaczne straty w rybołówstwie. Zatoka jest bardzo ważnym rejonem rybołówstwa i władze federalne zawiesiły na kilka lat wykonywanie morskich prac sejsmicznych. Dopiero wynalazek *air-gun* (działo powietrzne), czyli wzbudzenie energii przy użyciu sprężonego powietrza, umożliwił kontynuację rozpoznania sejsmicznego. W 1974 r. wykonano próbne zdjęcia sejsmiczne 3-D, co zapoczątkowało nowy etap w geofizyce poszukiwawczej i otworzyło nowe możliwości dla interpretacji geologicznej.

Zwiększająca się głębokość wody wymagała modyfikacji urządzeń eksploatacyjnych, m.in. skonstruowania uzbrojenia otworów, przystosowanego do instalowania na dnie morza. Pionierskie rozwiązania wypróbowano właśnie w rejonie Zatoki Meksykańskiej. Najnowsze osiągnięcie to zainstalowanie na złożu *Cheyenne* głowicy eksploatacyjnej na głębokości 2747 m. Postęp nastąpił także w konstrukcji platform wiertniczych i wydobywczych, w 1962 r. rozpoczęła pracę pierwsza platforma półzanurzalna *Blue Water No. 1*. Liczba platform stale rosła i w 1974 r. osiągnęła 800 jednostek. Kolejne osiągnięcia to wprowadzenie platform stabilizowanych przy pomocy naciągów linowych zakotwiczonych na dnie (1983) i pływających platform eksploatacyjnych (1985). W zakresie rozpoznania geologicznego ważnym momentem było rozpoczęcie wierceń w utworach podsolnych (1989) i odkrycie przez koncern *Phillips* w 1993 r. pierwszego złoża w formacji podsolnej. W Zatoce Meksykańskiej ustanowiono też w 2005 r. rekord głębokości wiercenia morskiego: w otworze wierconym ze statku *Discoverer Spirit* osiągnięto głębokość 10420,8 m. Z innego statku wiertniczego *Discoverer Deep Seas* odwiercono w 2003 r. otwór w strukturze Toledo przy rekordowej głębokości wody wynoszącej 3051 m.

Obecnie w zatoce pracuje od 60 do 70 urządzeń wiertniczych (w sierpniu 2007 r. było ich 73), w tym 15 w strefie ultragłębokowodnej (ponad 1500 m).

Źródła: Alexander Gas & Oil Connections, Gazprom, Hart's E&P, Offshore, Oil&Gas Financial Journal, Oil&Gas Journal, OPEC, PGNiG, Rigzone, Statoil, World Oil