

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



OPEC. W przededniu 152. Konferencji OPEC, rozpoczynającej się 15 marca br. w Wiedniu, ceny ropy na giełdach surowcowych nieco spadły ze względu na ograniczenia produkcji, które miały być wprowadzone. Tymczasem OPEC, mimo utyskiwań, że światowy kryzys finansowy silnie wpływa na obniżenie popytu na ropę, nie zdecyd-

wał się na zmianę limitów ustalonych w grudniu ub. roku. Stwierdzono, że grudniowe decyzje konferencji przyczyniły się do zbliżenia ceny ropy w koszyku OPEC do 40 USD za baryłkę (13 marca cena koszyka wynosiła 44,15 USD/b). Równocześnie zwrócono uwagę na wzrost wydobycia w tym okresie o 54,4 tys. t/d w krajach nienależących do OPEC, co osłabia wpływ akcji tej organizacji.

Postanowiono, że następne spotkanie członków OPEC, poświęcone omówieniu niezbędnych bieżących działań, odbędzie się 28 maja br., a kolejna konferencja zostanie zwołana 9 września br. w Wiedniu.

Polska. W 2008 r. przemysł naftowy dostarczył krajowi 737 tys. t ropy naftowej i 4,13 mld m³ gazu ziemnego — wielkości porównywalne z rokiem 2007, przy czym wydobycie ropy było nieco wyższe niż w roku poprzednim, natomiast wydobycie gazu było nieznacznie niższe. Na lądzie wydobyto 480 tys. t ropy (PGNiG SA), a na Morzu Bałtyckim *Petrobaltic* uzyskał ze złóż B3 i B8 257 tys. t ropy. Produkcja gazu niemal w całości pochodziła ze złóż eksploatowanych przez PGNiG SA.

Również rozmieszczenie i ilość prac poszukiwawczych w 2008 r. nie uległy większym zmianom w porównaniu ze stanem w latach ubiegłych. Rozpoznanie koncentrowało się na przedgórzu Karpat i na monoklinie przedsudeckiej. W Karpatach fliszowych wykonywano tylko badania sejsmiczne (403 kmb profili 2-D i 45,2 km² zdjęć 3-D), nie było natomiast prac wiertniczych. Była to zmiana w stosunku do roku 2007, kiedy to odwiercono 6 otworów, ale nie prowadzono rozpoznania sejsmicznego w tym regionie.

Na przedgórzu Karpat w ramach rozpoznania sejsmicznego przygotowującego prace wiertnicze wykonano 313 kmb profili 2-D i 51,6 km² zdjęć 3-D, co stanowi odpowiednio 20% i 8,5% badań sejsmicznych wykonanych w kraju dla PGNiG SA oraz odwiercono 21 otworów — 13 poszukiwawczych i 8 rozpoznawczych. Pozytywne rezultaty złożowe w postaci przemysłowego przyływu gazu ziemnego uzyskano w 9 otworach. W większości otworów gaz pochodzi z horyzontów złożowych w piaszczystych utworach miocenijskich. Najwyższą wydajność stwierdzono w wierceniu kierunkowym Załęże-1K w węglanowych utworach dewonu. Po perforacji i udostępnieniu do prób

18-metrowego interwału uzyskano przyływ gazu. Po wykonaniu kwasowania wydajność zwiększyła się do 820 Nm³/min. Objawy gazu występowały również w spągowej części utworów miocenu. Wiercenie zakończono w utworach prekambry przy rzeczywistej głębokości pionowej 2676 m. Rozpoznanie nowej akumulacji gazu ziemnego kontynuowano w otworze Załęże-2K. Dobre wyniki złożowe osiągnięto również w otworze Pruchnik-24K, gdzie utwory miocenu mają znaczną miąższość, lecz w górnej części profilu przeważają skały drobnoziarniste o bardzo niskiej porowatości i przepuszczalności. W wyniku interpretacji pomiarów geofizyki wiertniczej wytypowano 3 poziomy o najkorzystniejszych parametrach zbiornikowych i w tych interwałach przeprowadzono perforację, a następnie zapięto próbniki i wykonano test hydrodynamiczny, w wyniku czego otrzymano przyływ gazu o wydajności absolutnej 393,6 Nm³/min. Wiercenie zostało zakończone w utworach prekambry, rzeczywista głębokość pionowa wyniosła 1999 m. Z kolei gazonośność utworów miocenu i górnej jury, stwierdzoną poprzednio w otworze Góra Ropczycka-1K, potwierdzono w otworze Góra Ropczycka-2. Analiza pomiarów geofizycznych wykonanych w węglanowych utworach górnourajskich (wapienie, wapienie dolomityczne i dolomity) wskazywała na dobre własności zbiornikowe i duże nasycenie węglowodorami. Po opróbowaniu 8-metrowego interwału uzyskano przyływ gazu ziemnego o wydajności absolutnej 246 Nm³/min. Mniejszy przyływ uzyskano z horyzontu w utworach miocenu autochtonicznego wykształconego w postaci skał ilasto-mułowcowych z przewarstwieniami piaskowców. Wiercenie Góra Ropczycka-2 zakończono w utworach jury górnej na głębokości 2090 m.

W otworze Jana-1, zlokalizowanym na przedłużeniu ciągu strukturalnego, w którym znajduje się złożo gazu ziemnego Jeżowe, odkryto akumulację gazu o znaczeniu przemysłowym. Rozpoznano 3 miocenijskie poziomy o podwyższonym nasyceniu węglowodorami i po perforacji z każdego z nich otrzymano przemysłowy przyływ gazu. Testy hydrodynamiczne i dalsze pomiary potwierdzają odkrycie nowego wielohoryzontowego złoża gazu ziemnego. Wiercenie osiągnęło głębokość 688 m i zostało zakończone w utworach kambry dolnego. W innych wierceniach z przemysłowymi przyływami gazu, jak Morawsko-4, Cierpisz-5K, Markowice-4 i Kupno-3, stwierdzono występowanie nowych horyzontów gazonośnych, bądź też poszerzono kontur znanych złóż. Pozostałe otwory wykonane w 2008 r. na przedgórzu Karpat zostały zlikwidowane z powodu niskich parametrów złożowych, znacznego wykładnika wodnego lub niewielkich wydajności węglowodorów, niespełniających kryteriów wymaganych do dokumentacji złożowej.

Na nizu Polski, a właściwie tylko na monoklinie przedsudeckiej, wykonano 821,9 kmb profili sejsmicznych 2-D (53,4% badań sejsmicznych wykonanych w kraju) i 505,8 km² zdjęć sejsmicznych 3-D oraz 8 wierceń. Cele poszuki-

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

wawcze nadal były skoncentrowane na utworach cechsztyńskiego dolomitu głównego i czerwonego spągowca. Utwory dolomitu głównego na złożu Grotów charakteryzują się bardzo zmiennymi własnościami zbiornikowymi i z tego powodu zaprojektowano otwór Grotów-9K z zadaniem określenia interwałów o najkorzystniejszych parametrach złożowych. Wybrany do prób kompleks składa się z dolomitów i anhydrytów z domieszką substancji ilastych i charakteryzuje się średnią porowatością 15%. Po kwasowaniu otrzymano z niego przyływ ropy i gazu. W otworze Grotów-9K będą wykonane zabiegi intensyfikacji i dalsze pomiary wydajności. Wiercenie zakończono na głębokości 3700 m.

W otworze Kromolice-1 odkryto nowe złożo gazu ziemnego w piaskowcach czerwonego spągowca. Piaskowce te z domieszkami ilastymi, dolomitycznymi i żelazistymi nawiercono na głębokości 3547 m. Porowatość zmienia się w dość szerokich granicach, od 4,4% do 28,9%, podobnie jak nasycenie węglowodorami. Badanie próbnikiem złoża wytypowanego interwału dało przemysłowy przyływ gazu o wydajności absolutnej 951 Nm³/min. Rozpoznanie strefy Kromolice było kontynuowane w otworze Kromolice-2 (wierconym wspólnie z *FX Energy*). Próby złożowe wykonane w lutym br. wykazały obecność suchego gazu ziemnego w 8-metrowym interwale porowatego piaskowca.

Na podstawie wyników z otworów Siekierki-3 i Siekierki-4 można wnioskować, że własności zbiornikowe piaskowców eolicznych w dolnych partiach czerwonego spągowca poprawiają się. W związku z tym zaprojektowano otwór Grundy-2, w którym zamierzano rozpoznać własności zbiornikowe i nasycenie utworów dolomitu głównego, a następnie zbadać występowanie gazu w utworach czerwonego spągowca. Utwory dolomitu głównego, wykształcone w postaci dolomitów z przewarstwieniami anhydrytów, anhydrytów dolomitycznych i dolomitów anhydrytycznych, napotkano w interwale 3896–3927 m i nie były one opróbowane. Wiercenie pierwotnie było zaplanowane do głębokości 4390 m, ale piaskowce czerwonego spągowca nawiercone od 4230 m wykazywały bardzo niskie wartości porowatości i przepuszczalności, wobec tego otwór pogłębiono do 5001 m. W głębszych partiach profilu czerwonego spągowca występują piaskowce eoliczne z domieszkami ilastymi, wapienistymi i żelazistymi o bardzo zmiennych własnościach zbiornikowych. Wartości współczynników zawodnienia, obliczone na podstawie pomiarów geofizycznych, wskazywały na obecność interwału nasyconego węglowodorami, jednak po opróbowaniu próbnikiem złoża nie uzyskano przyływu. Charakterystyka geologiczno-złożowa utworów czerwonego spągowca w tym rejonie sugeruje występowanie akumulacji gazu ziemnego w warunkach niskiej przepuszczalności i anomalnych ciśnień (*tight gas*). Eksploatacja złóż gazu tego typu wymaga wykonania szczelinowania, dlatego też otwór Grundy-2 został zastanowiony w celu przeprowadzenia dalszych, rozszerzonych badań obejmujących m.in. symulacje zabiegów intensyfikacyjnych.

Ogółem w 2008 r. na zlecenie PGNiG SA wykonano w kraju 1538,5 kmb profili sejsmicznych 2-D i 602,5 km² zdjęć sejsmicznych 3-D oraz 82 446 mb wierceń (łącznie z wierceniami eksploatacyjnymi i przygotowującymi podziemne magazyny gazu). Trafność wierceń wyniosła 39%. Udokumentowano 4 złoża gazu ziemnego na przedgórzu Karpat Grodzisko Dolne, Jeżowe, Łapanów i Wola Rokietnicka) i 1 złożo gazu na niżu Polski (Roszków) oraz 2 złoża ropno-gazowe na niżu Polski (Ołobok i Radoszyn). Dokumentacje tych złóż zostały przyjęte i zatwierdzone przez

Ministerstwo Środowiska. Przyrost zasobów wydobywalnych w zestawieniu ze stanem na 31.12.2007 r. w kategorii gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysoko-metanowy) wyniósł 1,2 mld m³, a w kategorii ropy naftowej 660 tys. t. Kolejne 21 dokumentacji złożowych znajduje się w opracowaniu (14 dokumentacji z przedgórza Karpat i 7 dokumentacji z niżu Polski). Plan PGNiG SA na rok 2009 przewidywał wydobywanie gazu ziemnego w ilości 4,6 mld m³, jednak w marcu br. prognoza została obniżona do 4,3 mld m³ z powodu opóźnień w zagospodarowaniu niektórych złóż.

Zarząd *MPR Sarmatia* w kwietniu br. zaakceptował *Studium wykonalności projektu euroazjatyckiego systemu transportu ropy naftowej*, czyli rurociągu Odessa-Brody-Płock. Najważniejszym elementem jest pozytywna ocena opłacalności projektu. Przyjęto też raport przewidujący realizację inwestycji w 3 etapach:

I — import z Azerbejdżanu 5–7 mln t ropy, która byłaby przerabiana w rafineriach ukraińskich, słowackich i czeskich, jeszcze przed powstaniem łącznika polsko-ukraińskiego;

II — budowa odcinka Brody-granica Polski, co umożliwi przesył do 20 mln t ropy rocznie;

III — zwiększenie przepustowości do 40 mln t rocznie.

Zatwierdzenie tych planów jest przewidziane na najbliższym walnym zgromadzeniu spółki. Nadal nie jest wyjaśniona sprawa kontraktów na zakup ropy ze strony *PKN Orlen* i *Grupy Lotos*.

Europa. Ostatnia decyzja szczytu państw Unii Europejskiej z 20 marca br. o przeznaczeniu 200 mln euro na gazociąg Nabucco z budżetu przeznaczzonego na inwestycje energetyczne może zaktywizować działania na rzecz tego projektu. Losy tego dofinansowania ważyły się do ostatniej chwili. Wstępne informacje mówiły nawet o skreśleniu Nabucco z listy priorytetowych projektów energetycznych, później dopuszczano wsparcie tylko kwotą 50 mln euro. Głównym oponentem były Niemcy, które chciały szerszego zaangażowania instytucji europejskich w realizację gazociągu Nord Stream. Na kolejnej naradzie pod hasłem *Gaz ziemny dla Europy: Bezpieczeństwo i partnerstwo*, zaplanowanej na 24–25 kwietnia br. w Sofii, okazało się, jak będzie wykorzystane to dofinansowanie. Będą w niej uczestniczyli przedstawiciele konsorcjum powołanego do budowy gazociągu Nabucco oraz delegaci z krajów zainteresowanych tą inwestycją, w tym także z Turkmenistanu i Kazachstanu. Podobne spotkanie odbyło się w końcu stycznia br. w Budapeszcie.

Norwegia. Równoległe z dyskusją nad gazociągiem Nabucco w Brukseli omawiano dofinansowanie gazociągu Skanled. Uznano tę inwestycję za ważną dla unijnego systemu gazociągów i przyznano na ten cel kwotę 150 mln euro. Niestety, kilka dni później, 29 kwietnia br., konsorcjum Skanled poinformowało o zawieszeniu tego tak ważnego projektu. Jako przyczyny podano wycofanie się niemieckiego koncernu E.ON i niepewność, co do terminu rozpoczęcia eksploatacji nowych złóż gazu ziemnego w Norwegii. W tej sytuacji upada również projekt budowy gazociągu Baltic Pipe z Danii do Polski i szansa na dostawę 2,5–3 mld m³ gazu rocznie od innego dostawcy niż Gazprom.

Węgry. Austriacki koncern ÖMV, posiadający 20% udziałów MOL, starał się od pewnego czasu doprowadzić

do fuzji obu firm, ale ostatecznie wystawił na sprzedaż swój pakiet akcji. Kupił go *Surgutnieftgaz*, czwarty co do wielkości producent ropy w Rosji, za 1,4 mld euro. Transakcja jest dużym zaskoczeniem dla obserwatorów, a przede wszystkim dla Komisji Europejskiej. Już poprzednio Austria podejmowała działania niezgodne z ogólnymi kierunkami polityki energetycznej UE, jak to było w przypadku przyłączenia się do projektu gazociągu South Stream i sprzedaży udziałów w kluczowym węźle gazowniczym w Baumgarten *Gazpromowi*. Teraz inny rosyjski koncern został udziałowcem największej obok ÖMV i *PKN Orlen* firmy paliwowo-energetycznej w Europie Środkowej. Większość węgierskiej sieci gazociągów jest własnością MOL. Dla *Surgutnieftgazu* jest to pierwsza zagraniczna akwizycja.

Irak. W sierpniu 2008 r. na złożu Taq Taq w irackim Kurdystanie, ok. 60 km na NE od Kirkuku (Prz. Geol., vol. 55: 1111) rozpoczęto wiercenie otworu TT-10. Interpretacja danych z otworu potwierdziła występowanie systemu spękań, podobnych do obserwowanych w poprzednich otworach, wierconych w kredowych formacjach roponośnych. Ponadto analiza wskazywała na wzrost porowatości szkieletu skalnego w kierunku centrum złoża. Dopiero w marcu br. zakończono próby złożowe. Wyniki były bardzo dobre, bo łączna wydajność z 3 kredowych poziomów wyniosła 6016,6 t/d lekkiej ropy o ciężarze 0,7883 g/cm³ (48§ API) z niskim wykładnikiem ropa-gaz. Opróbowano formację Shiranish o miąższości 136 m z przyplływami ropy 2407,2 t/d i 1874 t/d, niżej leżącą formację Kometan o miąższości 67 m z wydajnościami 2635,7 t/d i 2012,8 t/d oraz najstarszą formację Qamchuqa o miąższości 136 m z przyplływem 1506,9 t/d. Głębokość końcowa otworu TT-10 wynosi 2247 m. Operatorem jest spółka kanadyjskiej firmy *Addax Petroleum Corp.* i tureckiej *Genel Enerji AS*.

Afganistan. Minister energii Mohammad Ibrahim Adel ogłosił o otwarciu przetargu na 3 bloki poszukiwawcze. Są to Jangalikagan z zasobami gazu ziemnego szacowanymi na 537 mln m³, Juma-Bashikurd z zasobami 933

mln m³ gazu i Kashkari, w obrębie którego znajdują się złoża ropy Kashkari, Angoat i Aqdarya. Roponośność utworów kredowych i jurajskich na tym obszarze została potwierdzona odkryciami wykonanymi przez Rosjan w latach 70. XX w. Według najnowszych ocen Służb Geologicznych USA w 4 basenach na północy kraju znajduje się 17–19,8 mld m³ gazu i 25 mln t ropy. Prezentację oferty przetargowej zaplanowano 26 kwietnia br. w Kabulu, a następnie w Dubaju, Londynie, Calgary, Houston i Singapurze. Podobnie jak w przypadku projektu gazociągu Iran–Afganistan–Pakistan–Indie, kluczową sprawą dla powodzenia procedury koncesyjnej będą problemy stabilizacji wewnętrznej i bezpieczeństwa w Afganistanie.

Kanada. Największa kanadyjska firma naftowa *EnCana Corp.* w 2007 r. posiadała aktywa w wysokości 46,9 mld USD, co postawiło ją obok zajmującej 4. pozycję na liście największych firm naftowych USA *Anadarko Petroleum Corp.* Teraz dzięki połączeniu *Petro-Canada* i *Suncor Energy Inc.* powstaje silny konkurent dla *EnCany*. Aktywa obu firm są podobne — wg danych z 2007 r. dla *Petro-Canada* było to 24,1 mld USD, dla *Suncor Energy* 24,4 mld USD. Działalność *Suncor Energy Inc.* koncentruje się przede wszystkim na eksploatacji i przeróbce kanadyjskich piasków roponośnych. *Petro-Canada* prowadzi poszukiwania i eksploatację ropy naftowej i gazu ziemnego w kraju oraz na Morzu Północnym, Libii, Syrii i Trynidadzie, posiada też 2 rafinerie i sieć sprzedaży detalicznej produktów naftowych. Nowy koncern pod nazwą *Suncor* będzie produkować 92,4 tys. t/d równoważnika ropy, zdolności przerobowe rafinerii wyniosą 58,8 tys. t/d produktów, a zapleczem surowcowym będą zasoby (udokumentowane i przypuszczalne) rzędu 1 mld t równoważnika ropy. Wartość transakcji połączeniowej wynosi 19,3 mld dolarów kanadyjskich (15,7 mld USD).

Źródła: Alexander Gas & Oil Connections, europa.eu, Hart's E&P, MOL, Offshore, Oil&Gas Financial Journal, Oil&Gas Journal, OPEC, Petrobaltic, PGNiG, Rigzone, rp.pl, RusEnergy, Sarmatia, Scandinavian Oil-Gas Magazine, Upstream, World Oil