

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



OPEC. Przed zaplanowaną na 8 czerwca br. 159. Konferencją OPEC, która odbyła się w Wiedniu, powszechne były oczekiwania na zwiększenie produkcji. Tymczasem na konferencji nie ogłoszono nawet komunikatu końcowego omawiającego przebieg obrad, stwierdzono jedynie, że „nie podjęto formalnej decyzji dotyczącej porozumienia w sprawie limitów wydobycia ropy. Jednakże organizacja będzie czuwać nad ładem i stabilnością światowego rynku naftowego”.

Z nieoficjalnych przecieków wiadomo, że Arabia Saudyjska, Kuwejt, Katar i Zjednoczone Emiraty Arabskie proponowały zwiększenie wydobycia ropy do 4,1 mln t/d, jednakże sprzeciw zgłosiły Iran, Wenezuela, Libia, Angola, Algieria i Ekwador. Termin następnego posiedzenia ustalono na 14 grudnia br.

Cena ropy naftowej w koszyku OPEC 6 czerwca wyniosła 110,09 USD/b, po wiadomościach z Wiednia wzrosła 14 czerwca do 113,59 USD/b, aby spaść 23 czerwca do 106,08 USD/b.

Do uspokojenia rynku przyczyniła się niewątpliwie informacja z 23 czerwca br., jaką przekazał dyrektor Międzynarodowej Agencji Energetycznej Nobuo Tanaka. Ze względu na brak dostaw ropy libijskiej wywołany sytuacją w tym kraju, państwa członkowskie zgodziły się skierować na rynek w najbliższych 2 miesiącach 8,1 mln t ropy z posiadanych zapasów. Jeszcze większe znaczenie miała decyzja Arabii Saudyjskiej, która postanowiła jednostronnie zwiększyć produkcję ropy z dotychczasowych 1,26 mln t/d do 1,36 mln t/d.

Polska. W ubiegłym roku ilość prac poszukiwawczych wykonywanych przez firmy zagraniczne zwiększyła się, jednak nadal największym operatorem jest *Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG)*, które w końcu 2010 roku posiadało 86 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, 222 koncesje na wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego i 9 koncesji na podziemne magazynowanie gazu.

Rozmieszczenie prac poszukiwawczych w porównaniu z rokiem 2009 zmieniło się: na niżu wykonano więcej wierceń (52%) niż na przedgórzu Karpat (40%), przeznaczono tam także 67% sejsmiki 3-D i 45% sejsmiki 2-D, podczas gdy na przedgórzu nie wykonywano w 2010 roku badań sejsmicznych. W Karpatach wiercono tylko 1 otwór, natomiast przeznaczono tam 33% sejsmiki 3-D i 55% sejsmiki 2-D.

W wyniku wykonanych prac odkryto 9 nowych złóż: 6 złóż gazowych, 2 ropno-gazowe i 1 złożo z przypiływem

ropy naftowej, z czego 6 akumulacji przypada na przedgórze Karpat i 3 na Niż Polski. Najlepiej oceniane są otwory Mirocin-64 na przedgórzu Karpat i Brzóska-3 na monoklinie przedsudeckiej.

W Karpatach *Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło* we współpracy z *Energią Bieszczady* i *Eurogas Polska* wierceły jeden otwór poszukiwawczy Niebieszczany-1 k. Sanoka, zaprojektowany do głębokości 4800 m. W maju br. wiercenie osiągnęło głębokość 3905 m.

Na przedgórzu Karpat otworem Dzików Stary-2 odkryto nową akumulację gazu ziemnego pomiędzy złożami Dzików i Tarnogród-Wola Różaniecka. Wierceniem rozpoznano cały kompleks mioceniński składający się z iłowców, mułowców, piaskowców, anhydrytów i gipsów. Przypiływ gazu uzyskano po udostępnieniu przez perforację 3 interwałów w osadach miocenu. Otwór Dzików Stary-2 został zakończony w utworach kambru. Inne wykonane wiercenia posłużyły do dokumentowania nowych poziomów gazonośnych w obrębie rozpoznanych złóż, bądź też poszerzenia zasięgu występowania poziomów już wcześniej udostępnionych. Takim wierceniem był Pruchnik-26 zlokalizowany na złożu Pruchnik-Pantalowice. Próby złożowe wykonane w 3 interwałach miocenińskich dały wynik pozytywny – uzyskano przypiływ gazu ziemnego i odwiert będzie przekazany do eksploatacji. Otwór osiągnął utwory prekambry. Zadanie geologiczne zostało wykonane również w odwiercie Mirocin-64, który wykonano aby rozpoznać południowo-wschodnią część wielohoryzontowego złoża gazu ziemnego Mirocin. Pomiar otworowy potwierdził występowanie miocenińskich serii piaskowcowo-mułowcowych o dobrych własnościach zbiornikowych.

W rejonie struktury Łapanów gazonośny horyzont jurajski zalega pod nasunięciem karpackim i zbadanie jego zasięgu było celem wiercenia Łapanów-3. Badanie próbnikiem złoża interwału w utworach jurajskich dało przypiływ gazu ziemnego.

W wierceniu Wola Różaniecka-19 stwierdzono występowanie wszystkich odpowiedników horyzontów gazonośnych ze złoża Tarnogród-Wola Różaniecka. Ostatecznie wykonano perforację w jednym z poziomów. Produkcję wywołano przez wytlaczanie jednostką azotową i uzyskano przypiływ gazu ziemnego. W otworze Wola Różaniecka-19 nawiercono otwory kambru.

Odwiertem Załazie-3 udostępniono poziom złożowy odkryty poprzednio otworem Załazie-2. Otwór Załazie-3 zakończono w utworach kambru.

Na monoklinie przedsudeckiej pozytywny wynik dał otwór poszukiwawczy Brzóska-3, który miał posłużyć do zbadania utworów dolomitu głównego. Test produkcyjny wykonano w interwale dolomitu głównego. Po syfonowaniu

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

oczyszczającym wykazał przyływ gazu ziemnego ze śladami kondensatu.

W sąsiedztwie złoża gazu Lwówek, na strukturze rozpoznanej badaniami sejsmicznymi 3-D, wykonano otwór Wąsowo-1. Podczas badania próbnikiem złoża w trakcie wiercenia otrzymano z utworów dolomitu głównego przyływ emulsji ropnej silnie zgazowanej gazem palnym z domieszką H₂S. Włączenie do eksploatacji jest uzależnione od wyników długotrwałego testu produkcyjnego.

W rejonie złoża Cychry odwiercono otwór Cychry-5/5K. Z próbnika złoża w utworach dolomitu głównego uzyskano przyływ gazu słabo palnego i niewielką ilość ropy i wobec tego wykonane będą końcowe próby złożowe. Do wierceń, które mimo dobrej lokalizacji i potencjalnej obecności akumulacji bituminów uzyskały słabe przykławy, nierokujące przekazania otworu do eksploatacji, należy wiercenie Nienadowa-1. Otwór Nienadowa-1 dowieścił utwory prekambriu.

Nowy kierunek poszukiwań, jakim jest możliwość występowania w kraju niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego, wymaga odmiennego podejścia metodycznego podczas dowiercania i taką próbę podjęto w otworze Markowola-1 w synklinorium lubelskim. Obecnie trwa analiza wyników geologiczno-złożowych uzyskanych w tym odwiercie, m.in. w efekcie szczelinowania hydraulicznego.

W rozpoznaniu geologiczno-złożowym Karpat ważne będzie rozpoczęcie w br. wiercenia Dukla-1 planowanego do głębokości 5500 m.

Na potrzeby PGNiG SA w kraju w 2010 roku wykonano ogółem 61 272 mb wierceń (otwory poszukiwawcze, rozpoznawcze, eksploatacyjne i przygotowujące podziemne magazyny gazu). Rozpoznanie sejsmiczne dla PGNiG SA obejmowało 2878 km profili sejsmicznych 2-D i 873 km² zdjęć sejsmicznych 3-D (*Geofizyka Kraków i Geofizyka Toruń*).

Krajowe wydobycie ropy naftowej i kondensatu zwiększyło się w porównaniu z rokiem 2009. Przedsiębiorstwo LOTOS Petrobaltic wydobyciło na Bałtyku ze złóż B3 i B8 230,2 tys. t ropy, a PGNiG SA na lądzie 500,6 tys. t, co razem stanowi 730,8 tys. t ropy. Wydobycie gazu ziemnego utrzymuje się na tym samym poziomie i wyniosło 4,2 mld m³.

Poważną część prac wykonanych w 2010 roku przez spółki zależne PGNiG SA stanowiły zamówienia od zleceńodawców spoza PGNiG SA, zarówno krajowych, jak i zagranicznych. W przypadku wierceń było to niemal 70%, a w sejsmice od 55% (2-D) do 72% (3-D), co w istotnym stopniu wpływa na wykorzystanie posiadanego potencjału wykonawczego.

Rozszerza się zakres działań spółki Grupy PKN Orlen – Orlen Upstream. Początkiem była współpraca z PGNiG SA w rozpoznaniu i zagospodarowaniu złoża Sieraków. Obecnie na zlecenie Orlen Upstream wykonywane są badania sejsmiczne w rejonie Kocka, gdzie spółka posiada koncesje poszukiwawcze o powierzchni ok. 900 km². Po zakończeniu interpretacji wyników przewiduje się zaprojektowanie pierwszego wiercenia poszukiwawczego. Rozpoznaniem objęta jest również strefa Garwolina. Orlen Upstream ubiega się także o koncesje na poszukiwania gazu z łupków w rejonie Sieradza.

Firmy zagraniczne pracujące w Polsce informowały już o wynikach wierceń Łebień LE-1, Wytowno S-1 i Lębork S-1, teraz nadeszły nowe wiadomości ze spółki

3Legs Resources plc, która odwierciła otwór poziomy Łebień LE-1H. Stwierdzono wysokie nasycenie gazem w łupkach dolnopaleozoicznych. Głębokość pomiarowa odwiertu wynosi 4080 m, odcinek poziomy ma długość ok. 1000 m i odwiercono go w 5-metrowym interwale serii łupkowej.

Ważnym wydarzeniem było uruchomienie w czerwcu br. przez FX Energy (49% udziałów) wydobycia gazu ziemnego ze złoża Kromolice. W ciągu 30 dni produkcja z otworów Kromolice-1 i Kromolice-2 ma osiągnąć 288 tys. m³/d, a łącznie z otworem Środa-4 prawie 400 tys. m³/d gazu. Wiercony wspólnie z PGNiG SA otwór Pławce-2 z zadaniem zbadania występowania gazu zamkniętego i projektowany do 4000 m osiągnął 3046 m. W wierceniu jest otwór Machnata-2, dzięki któremu mają zostać rozpoznane utwory karbońskie. Docelowa głębokość wynosi 4070 m, obecnie otwór mierzy 3264 m. Tu operatorem jest FX Energy – 51% udziałów, PGNiG SA ma 49%. Również wspólnym przedsięwzięciem FX Energy i PGNiG SA jest rozpoznanie wiertnicze dużej struktury w utworach czerwonego spągowca w rejonie Kutna. Rozpoczęcie wiercenia planowanego do 6500 m jest przewidziane w sierpniu br. Zasoby perspektywiczne tego obiektu mogą wynosić do 100 mld m³ gazu.

Brytyjska firma Aurelian Oil&Gas plc, kontynuująca prace na północnej monoklinie, wykonała wiercenia Trzek-2 i Trzek-3. Otwór Trzek-2 w czasie 15-dniowego testu I szczelinowania nie uzyskał oczekiwanej wielkości przyływu gazu i wobec tego rozpoczęto następne wiercenie. W otworze Trzek-3 występuje w utworach czerwonego spągowca horyzont gazonośny o miąższości 140 m. Planuje się wiercenie odgałęzienia poziomego i wykonanie szczelinowania. Inne projektowane wiercenie poszukiwawcze w tym rejonie to Krzesinki na strukturze Siekierki Wielkie. Aurelian prowadzi poszukiwania także w Karpatach. Pierwszy otwór w obrębie koncesji Bieszczady w czerwcu br. osiągnął głębokość 3946 m i przewiercono nim produktywny interwał gazowo-ropny o miąższości 31 m, z objawami węglowodorów o znaczeniu przemysłowym.

Rosja. Pierwsze projekty gazociągu Nord Stream, zwanego początkowo *Gazociągiem Północnym*, powstały w 1997 roku. W pierwszej fazie miała to być wyłącznie inwestycja Gazpromu, później, dzięki poparciu Niemiec, została włączona do programów energetycznych Unii Europejskiej i powstało konsorcjum z udziałem koncernów Wintershall, E.ON Ruhrgas, Gasunie i GDF Suez. Teraz, 21 czerwca br., konsorcjum budujące gazociąg Nord Stream poinformowało o połączeniu trzech podmorskich odcinków 1224-kilometrowego rurociągu. Zainstalowano 2 podwodne łączniki hiperbaryczne łączące odcinek w Zatoce Fińskiej z odcinkiem centralnym na głębokości 80 m i połączenie odcinka centralnego z południowo-zachodnim w pobliżu wyspy Gotland, na głębokości 110 m. Do wykonania pozostało zespolenie gazociągu z lądowymi punktami odbioru gazu w Rosji i w Niemczech. Rurociąg ma średnicę 122 cm i eksploatowany będzie z ciśnieniem roboczym 216 atm. W IV kwartale 2011 roku ma się rozpocząć przesył gazu. Statek Solitaire już przystąpił do układania drugiej nitki Nord Stream na wodach rosyjskich.

Tak więc, po 14 latach, ważna dla Europy Zachodniej, ale także dla Polski i Ukrainy inwestycja energetyczna stała się faktem. Inne, alternatywne projekty gazowych

szlaków transportowych dla Europy Środkowej i Wschodniej nie zostały zrealizowane. Śledząc postęp przygotowań do budowy innego rosyjskiego gazociągu *South Stream* i konkurencyjnego unijnego *Nabucco*, również można się spodziewać wygranej *Gazpromu*.

Białoruś. Rząd białoruski w zamian za ustępstwa przy zakupie gazociągów chciałby wynegocjować korzystną cenę za rosyjski gaz. W I kwartale br. Białoruś płaciła 223 USD za 1000 m³ gazu, w II kw. było to 244,70 USD/1000 m³, podczas gdy dla Litwy cena wynosiła 367 USD/1000 m³. W czerwcu br. wicepremier Białorusi Władimir Siemaszko podpisał w Moskwie z prezesem *Gazpromu* Aleksiejem Millerem umowę sprzedaży 50% udziałów *Bieltransgazu*, białoruskiego operatora gazowego. Jest to zakończenie trwających od 2007 roku starań *Gazpromu* o przejęcie systemu przesyłu gazu na Białorusi – wtedy rosyjski koncern za kwotę 2,5 mld USD kupił 50% akcji *Bieltransgazu*. Teraz *Gazprom*, również za 2,5 mld USD, uzyskał kontrolę nad liczącą 7000 km siecią gazociągów, w skład której wchodzi także odcinek gazociągu jamalskiego.

Litwa. W lipcu 2010 roku rząd litewski podjął decyzję o podziale krajowego operatora gazowniczego *Lietuvos Dujos* na część przesyłową i dystrybucyjną. Sprzeciwił się temu *Gazprom*, posiadający 37,1% udziałów *Lietuvos Dujos*, do blokowania zmian przyłączył się później także niemiecki *E.ON*, który ma 38,9% udziałów. Litwa zapowiedziała skierowanie sprawy do międzynarodowego arbitrażu, złożyła też skargę do Komisji Europejskiej. Ostatecznie parlament litewski 30 czerwca br. uchwalił znowelizowaną ustawę gazową wprowadzającą zasady III pakietu energetycznego Unii Europejskiej, w tym rozdziału części przesyłowych i dystrybucyjnych w firmach gazowniczych.

Za przyjęciem nowej ustawy gazowej głosowało 81 spośród 111 posłów biorących udział w głosowaniu. W czasie debaty premier Litwy Andrius Kubilius powiedział, że „sprzedaż gazociągów 8 lat temu była wielkim błędem”. Podział spółki *Lietuvos Dujos* zgodnie ze stanowiskiem parlamentarnej komisji ds. gospodarki nastąpi do lipca 2013 roku.

Uganda. *Tullow Oil plc* donosi o 2 znaczących odkryciach w obrębie koncesji lądowej EA1 w Ugandzie. Otwory Jobi East-1 i Mpyo-3 były zlokalizowane na anomaliach grawimetrycznych i sejsmicznych. W otworze Jobi East-1 stwierdzono występowanie 20-metrowej serii produktywnej na bloku dyslokacyjnym sąsiadującym z ogromnym złożem ropy Jobi-Rii. Profilowanie otworowe i próby potwierdziły obecność horyzontów roponośnych o łącznej miąższości netto 15 m. Odkryto również horyzont gazonośny o miąższości 5 m.

W otworze Mpyo-3 na głębokości 340 m nawiercono 21-metrowej miąższości serię piaszczystą nasyconą ropą. Ważnym czynnikiem jest stosunkowo płytkie zaleganie złóż w Ugandzie – Jobi East-1 ma głębokość końcową 563 m, w otworze Mpyo-3 zakończono wiercenie na głębokości 513 m.

Tullow Oil jest operatorem koncesji EA1 z 33,33% udziałów, pozostali udziałowcy to *Total* i *CNOOC*. *Tullow* jest jedną z dwóch największych irlandzkich firm naftowych, obecnie ma koncesje w 22 krajach, głównie w Afryce. Firma ta była również przez pewien czas partnerem *PGNiG SA* w Pakistanie.

Źródła: *Aurelian Oil&Gas plc*, *energianews.pl*, *FX Energy*, *Hart's E&P*, *3Legs Resources*, *LOTOS Petrobaltic*, *Offshore*, *Oil & Gas Financial Journal*, *Oil & Gas Journal*, *OPEC*, *PGNiG*, *PKN Orlen*, *Rigzone*, *World Oil*