

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski<sup>1</sup>



**OPEC.** Na spotkaniu państw OPEC 12 grudnia 2012 r. postanowiono utrzymać limit wydobycia ropy na poziomie 4,08 mln t/d, uznając go za wystarczający w aktualnej sytuacji rynkowej. Jak informuje serwis Dow Jones Newswires, w kwietniu wydobycie wynosiło 4,14 mln t/d, najwięcej od listopada ub.r., chociaż nie osiągnęło rekordowego pułapu z końca 2012 r., kiedy produkcja ropy wynosiła 4,22 mln t/d. Największy przyrost wydobycia nastąpił w Iraku, Libii, Zjednoczonych Emiratach Arabskich i Iranie.

**Polska.** Rozpoczęcie wierceń przez zagraniczne firmy naftowe w ramach zobowiązań koncesyjnych spowodowało, że PGNiG, do niedawna będące monopolistą w kraju w dziedzinie poszukiwań, utraciło tę pozycję. Zmieniła się też częściowo lokalizacja prac poszukiwawczych – o ile w latach ubiegłych koncentrowały się one na niżu i na przedgórzu Karpat z niewielkim udziałem Karpat fliszowych, to obecnie w związku z badaniem niekonwencjonalnych złóż węglowodorów objęły także bałtycki, podlaski i lubelski basen sedymentacyjny. W 2012 r. rozpoznanie geofizyczne wykonane na zlecenie PGNiG objęło 1796,3 kmb profili sejsmicznych 2-D, w tym 424 km wykonano w Karpatach, 115,5 km na przedgórzu Karpat, 865 km na niżu, 165,4 km w syneklizie bałtyckiej i 226,4 km w niecce opolskiej. Zdjęcia sejsmiczne 3-D zlokalizowane były na niżu (438,3 km<sup>2</sup>) i w syneklizie bałtyckiej (33,6 km<sup>2</sup>) – ogółem 471,9 km<sup>2</sup>. Prace wiertnicze prowadzono w 10 otworach o łącznym metrażu 25 099 m. Jeden odwiert wykonano w Karpatach, pięć na przedgórzu i cztery na niżu. W tym roku PGNiG planuje wykonanie 30 wierceń. W Karpatach ważnym elementem w rozwoju poszukiwań będą wyniki głębokich odwiertów Dukla i Niebieszczyzny oczekujących na opracowanie. Na niżu niepowodzeniem zakończyły się prace w zaprojektowanym z zadaniem zbadania gazonośności utworów czerwonego spągowca otworze Kutno-2, który osiągnął głębokość 6577 m (Prz. Geol., 12/2012, str. 640–641). W poszukiwaniach węglowodorów w paleozoicznych formacjach łupkowych po potwierdzeniu obecności gazu w kilku otworach nastąpił etap przygotowań do próbnej eksploatacji z odwierceniem odcinków poziomych i wykonaniem szczelinowania hydraulicznego. Takie operacje rozpoczęto 15 lutego br. w otworze Lubocino-2H w obrębie koncesji Wejherowo i obecnie ich wstępne wyniki są przedmiotem analiz, bo reakcja górotworu na zatłaczanie płynu szczelinującego odbiegała od standardowej i nie uzyskano spodziewanej stymulacji. Obiecujące są również wstępne informacje z wiercenia Opalino-1 w obrę-

bie tej samej koncesji. Planowane są kolejne otwory – Lubocino-3H oraz Opalino-2 i Opalino-3.

Wydobycie gazu ziemnego w Polsce utrzymuje się na podobnym poziomie jak w latach ubiegłych i w 2012 r. wyniosło 4,3 mld m<sup>3</sup> przy zużyciu 15,8 mld m<sup>3</sup>. O 22% wzrosło wydobycie ropy naftowej i osiągnęło ono wielkość 754 tys. t, w tym 492 tys. t wydobyte przez PGNiG i 262 tys. t przez LOTOS Petrobaltic. Krajowa produkcja ropy wzrosła, ponieważ 25 marca br. uruchomiono kopalnię ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów–Międzychód–Grotów. Eksploatacja będzie prowadzona w 14 odwiertach i osiągnie poziom 300 tys. t ropy i 100 mln m<sup>3</sup> gazu rocznie. Udokumentowane wydobywalne zasoby zespołu złóż Lubiatów–Międzychód–Grotów wynoszą 7,25 mln t ropy i 7,3 mld m<sup>3</sup> gazu. W skład obiektu wchodzi instalacja odsiarczania gazu i terminal odbiorczy Wierzbnio. Koszt budowy tej największej i najnowocześniejszej kopalni w kraju wyniósł 1,7 mld zł.

Na osobne omówienie zasługują poszukiwania gazu z łupków, ponieważ mimo odwiercenia 44 otworów (według stanu z 1 maja br.) i wykonania w nich 18 zabiegów szczelinowania nie ma wyników testów produkcyjnych pozwalających na określenie wydajności w dłuższym okresie, a tym samym na obliczenie wielkości zasobów oparte na danych rzeczywistych. Szacunki zasobów gazu podawane poprzednio przez różne źródła były często ekstrapolacją parametrów z zupełnie innych basenów. Warunki geologiczno-złożowe nie są jedynymi problemami, jakie muszą rozwiązywać operatorzy krajowi i zagraniczni. Zapowiedane od dłuższego czasu projekty zmian prawa geologicznego i górniczego w opinii przedstawicieli przemysłu nie usuwają trudności w zatwierdzeniu projektów robót, wyszukiwaniu decyzji środowiskowych itp. i nie znoszą najważniejszych barier. Jednocześnie sygnały nadchodzące z resortów skarbu, środowiska i finansów wskazują, że nie ma spójnej strategii wykorzystania gazu z łupków. Kolejną wiadomością, która z pewnością nie poprawi atmosfery wokół planów rozpoznania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w Polsce, jest informacja z 8 maja br. o wycofaniu się Marathon Oil Poland posiadającego 11 koncesji i Talisman Energy dysponującego trzema koncesjami. W tym drugim przypadku koncesje przejmie brytyjska firma San Leon Energy. Departament Geologii i Koncesji Geologicznych Ministerstwa Środowiska podaje, że 1 maja br. aktywnych było 110 koncesji poszukiwawczych.

W kwietniu br. w obrębie koncesji Nowa Sól firma San Leon wykonała otwór kierunkowy Czasław-1 o głębokości pionowej 1229 m i głębokości pomiarowej 1558 m, w którym przewiercono 43 m utworów dolomitu głównego. Stwierdzono obecność lekkiej ropy i gazu z szeregu

<sup>1</sup>Ul. Czerniakowska 28a, m. 4, 00-714 Warszawa; jpzagorski@sasiedzi.pl.

C<sub>1</sub>–C<sub>8</sub>. W rdzeniach zaobserwowano żywą ropę. Z kolei FX Energy w otworze Tuchola-3K po wykonaniu próbnikiem złoża opróbowania dolomitów czerwonego spągowca-górnego dewonu uzyskało przyływ 141 tys. m<sup>3</sup>/d gazu ze śladami kondensatu. Objawy złożowe stwierdzono również w dwóch horyzontach w kompleksie rafowym górnego dewonu o miąższości 215 m. W ramach przygotowań do prób produkcyjnych założono korek na głębokości 2744 m i zapuszczono kolumnę rur traconych 7" do głębokości 2690 m.

Jedną z nowych firm z sektora poszukiwawczego, United Oilfield Services, w 2012 r. wykonywała sejsmikę 2-D w kilku rejonach. Było to 143 km profili sejsmicznych w niecce szczecińskiej, 273 km profili w rejonie Unisław oraz tematy Gołdap–Węgorzewo i Karpaty Zachód–Bielsko-Biała.

Badania opinii publicznej dotyczące zagadnień związanych z gazem z łupków pokazują bardzo ciekawy rozkład poparcia dla poszukiwań. Na Pomorzu i na Lubelszczyźnie, czyli tam, gdzie przynajmniej część mieszkańców zetknęła się z działalnością firm poszukiwawczych, akceptuje ją od 76% do 88% ankietowanych, natomiast w całym kraju jest to 53-procentowa akceptacja.

Jedną z merytorycznych odpowiedzi na zastrzeżenia przeciwników gazu z łupków jest raport Wyższego Urzędu Górniczego sprawującego nadzór nad wszystkimi robotami geologicznymi, w tym także prowadzonymi w rozpoznaniu zasobów gazu z łupków. W 46 otworach przeprowadzono 90 kontroli, sprawdzając zgodność wykonywania robót z dokumentacją, stan urządzeń i sprzętu, skuteczność zacementowania rur okładzinowych i stosowanie bezpiecznych dla środowiska technologii i materiałów. Prezes WUG Piotr Litwa stwierdził, że „w ocenie nadzoru górniczego wierceń wykonywanych w poszukiwaniu gazu niekonwencjonalnego są bezpieczniejsze od wierceń w poszukiwaniu konwencjonalnego gazu ziemnego”.

**Słowenia.** Po Węgrzech i Serbii Gazprom zdobywa nowy przyczółek w przygotowaniach do budowy gazociągu South Stream. Po spotkaniu premier Słowenii Alenki Bratušek z prezesem Gazpromu Aleksiejem Millerem poinformowano, że słoweński segment South Stream uzyskał status krajowej inwestycji priorytetowej. Koszt 270-kilometrowego odcinka na terytorium Słowenii jest szacowany na 1,1 mld euro. Gazprom jest również zainteresowany prywatyzacją słoweńskiego Petrolu, największego dystrybutora paliw, gazu i energii elektrycznej.

**Rosja.** Konsorcjum Nord Stream AG opublikowało komunikat o zasadach przekazywania informacji dotyczących projektu rozbudowy gazociągu o dalsze nitki. Dokument dotyczy przede wszystkim wpływu na środowisko naturalne i ma posłużyć do dyskusji z władzami Finlandii, Szwecji, Danii i Niemiec. Przewiduje on, że zainteresowane strony określą swoje stanowisko co do wymagań w zakresie ochrony ekologicznej, biorąc pod uwagę krajowe regulacje prawne. Konsorcjum twierdzi, że monitoring już funkcjonujących dwóch rur gazociągu wykazał tylko lokalny, niewielki i przeważnie krótkoterminowy wpływ na środowisko morskie Bałtyku. W komunikacie konsorcjum wspomniano, że skutki budowy i eksploatacji kolejnych nitek gazociągu mogą dotyczyć także Polski,

Litwy, Łotwy i Estonii. Analitycy rynku gazowego, w tym także rosyjscy, wątpią w celowość budowy trzeciej i czwartej nitki w sytuacji, gdy obecnie zdolności przesyłowe istniejącego gazociągu są wykorzystywane tylko częściowo.

**Morze Śródziemne.** Od odkrycia w 2008 r. w Basenie Lewantyńskim złoża gazu Tamar poszukiwania w tym rejonie bardzo się rozwinęły i wszystkie kraje mające dostęp do morza – oprócz Libanu – organizowały przetargi na koncesje poszukiwawcze i wydobywcze. W marcu br. Ministerstwo Energii i Wody Libanu ogłosiło szczegóły pierwszej rundy przetargowej. Na oferowanym obszarze nie ma żadnych wierceń, dostępne są jedynie wyniki badań sejsmicznych. W latach 1975–2012 wykonano tam ok. 15 200 km profili 2-D i 12 700 km<sup>2</sup> zdjęć 3-D w latach 2008–2012. Zainteresowanie przetargiem wzrosło po odkryciu w marcu przez firmę Spectrum złoża gazu na lądzie w dolinie Bekaa i według najnowszych informacji zgłosiły się już 52 firmy.

Eksploatacja gazu ziemnego w sektorze izraelskim trwa od 2004 r. (złoża Mari-B), teraz Noble Energy uruchomiło wydobyć z pięciu otworów na złożu Tamar. Postęp w zagospodarowaniu ogromnych złóż tego surowca będzie zależał także od uregulowania spraw dotyczących wyznaczenia granic stref ekonomicznych. Dyskusyjna jest granica sektorów Izraela i Libanu, sporny jest też zasięg strefy Gazy, która ma dostęp do Morza Śródziemnego. Najwięcej kontrowersji wiąże się z blokami wokół Cypru, ponieważ do części z nich roszczenia wysuwa Turecka Republika Północnego Cypru, uznawana wyłącznie przez Turcję. Tureckie ministerstwo ds. energii zagroziło włoskiemu koncernowi ENI zawieszeniem wspólnych projektów inwestycyjnych, jeśli ENI zaangażuje się w poszukiwania i eksploatację na wodach wokół Cypru.

**Geofizyka.** Po połączeniu z Fugro Geoscience Division w styczniu br. i przejęciu czterech nowoczesnych statków sejsmicznych flota CGG liczy 21 jednostek i jest największa na świecie. Koncern opracował wiele nowatorskich rozwiązań w dziedzinie sprzętu i metod pomiarowych, np. StagSeis – rejestracje prowadzone przy użyciu kilku statków z konfiguracją zapewniającą najdłuższe offsety, szerokie pasmo rejestracji, również w zakresie niskich częstotliwości, i pełny azymut pomiarów, szczególnie ważny w badaniach struktur podsolnych. Właśnie zastosowanie StagSeis umożliwiło uzyskanie na zdjęciu IBALT w Zatoce Meksykańskiej rekordowych długości offsetów sięgających 18 km przy rejestracji z pełnym azymutem.

Drugi rekord, również w Zatoce Meksykańskiej, ustanowił statek Geo Caribbean, holując 8 kabli hydrofonowych (streamerów) o długości 12 km, rozmieszczonych w odstępach 160 m, co oznacza pokrycie powierzchni 13,4 km<sup>2</sup>, większej o 60% od typowego zdjęcia 3-D.

W kwietniu br. WesternGeco rozpoczęło wykonywanie na Morzu Barentsa ogromnego zdjęcia sejsmicznego 3-D Ice Bear 2 o powierzchni 2500 km<sup>2</sup>. Rejon prac znajduje się na północnym przedłużeniu zdyslokowanego tarasu jurajskiego, na którym w 2011 r. Statoil odkrył duże złoża Skrugard. Jest to zdjęcie typu *multi-client*, co oznacza, że wyniki mogą być udostępnione różnym operatorom (nie jest wykonywane na zamówienie jednego zleceniodawcy). WesternGeco wykorzystuje w tym zdjęciu swoją nową metodykę

IsoMetrix, nazwaną próbkowaniem izometrycznym. Zdjęcia sejsmiczne określane jako 3-D polegają na ciągłych rejestracjach w równoległych profilach rozmieszczonych w pewnej odległości od siebie, w kierunku poprzecznym do linii profilu i ściśle biorąc powinny być nazwane zdjęciem 2<sup>1/2</sup>-D. Nie rejestruje się w nich całego pola falowego i w związku z tym ich zdolność do pełnego odwzorowania granic wgłębnych jest ograniczona. W schemacie IsoMetrix pole falowe jest próbkowane w siatce 6,25×6,25 m w kierunku poprzecznym i podłużnym, dzięki czemu dane mogą być wykorzystywane w wielu metodach interpretacji i modelowania. Jedną z zalet jest zachowanie granic z płytszej części przekroju podczas śledzenia głębokich struktur. Wysoka rozdzielczość przestrzenna zapewnia wyjątkowo dobre odwzorowanie skomplikowanej budowy geologicznej również w warunkach nadkładu o dużej gęstości.

Tendencja do zwiększania obszaru pokrywanego przez hydrofony w morskich zdjęciach sejsmicznych 3-D oznacza projektowanie coraz większych i mocniejszych statków sejsmicznych. W stoczni w Nagasaki odbył się chrzest zamówionej przez PGS jednostki nazwanej Ramform Titan, która będzie mogła holować 24 streamery. Będzie to możliwe dzięki rufie o szerokości 70 m, co pozwoli na umieszczenie na statku 24 bębnow do kabli hydrofonowych, każdy o długości 12 km. Taki rozstaw pokryje powierzchnię ponad 12 km<sup>2</sup>, co znacznie zwiększy wydajność pomiarów. Ramform Titan jest pierwszym z serii czterech statków tego typu zamówionych w Japonii.

**Gazohydraty.** Badania nad gazohydratami, jakie przeprowadzono w Zatoce Meksykańskiej, nie są tak zaawansowane jak prace w Japonii (Prz. Geol., 5/2013, str. 276), ale ich wyniki dostarczyły nowych informacji o zaleganiu warstw gazohydratów i stopniu nasycenia osadów. Program badawczy prowadziła służba geologiczna USA we współpracy z amerykańskim Departamentem Energii, Departamentem Spraw Wewnętrznych i BOEM (Bureau of Ocean Energy Management). Badania sejsmiczne o wysokiej rozdzielczości wykonano w dwóch rejonach w północnej części Zatoki Meksykańskiej. Dzięki użyciu niskoenergetycznych źródeł wzbudzania bardziej szczegółowo określono głębokość występowania gazohydratów, ich miąższości i zasięg oraz parametry geologiczne osadów. Rozpoznano też właściwości utworów zalegających pod dnem morskim nad interwałem gazohydratowym. Stwierdzono, że w warstwach piaszczystych gazohydraty wypełniają od 50% do 90% przestrzeni porowej. Nowe pomiary wskazują, że gazohydraty występują na większym obszarze, niż wynikało to ze standardowych pomiarów sejsmicznych wykonywanych w badaniach głębszych struktur geologicznych. Będą one wykorzystane do reinterpretacji wyników uzyskanych w poprzednich etapach badań nad gazohydratami. BOEM szacuje ilość gazu w tej strefie na 189,6 bln m<sup>3</sup>.

*Źródła: Dow Jones Newswires, FX Energy, Gazprom, Hart's E&P, LOTOS Petrobaltic, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, Oil & Gas UK, PGNiG, San Leon Energy, Statoil, United Oilfield Services, Upstream, USGS, World Oil*