



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹

Polska. Krajowe wydobycie ropy naftowej zwiększy się o 250 tys. t rocznie po uruchomieniu w 2015 r. wydobycia ze złoża B8 na Bałtyku. Będzie to możliwe dzięki zawarciu przez LOTOS Petrobaltic z Polskimi Inwestycjami Rozwojowymi, Bankiem Gospodarstwa Krajowego i Bankiem Pekao SA umowy o finansowaniu zagospodarowania złoża B8. Jest

to pierwszy projekt inwestycyjny spółki celowej Polskie Inwestycje Rozwojowe. Zakres prac obejmuje m.in. przebudowę posiadanej przez Petrobaltic platformy na centrum produkcyjne, wykonanie podwodnych instalacji eksploatacyjnych i odwiertów zatłaczających, a jego wartość wynosi 1,2 mld PLN. Zasoby złoża B8 szacuje się na 3,5 mln t ropy.

Komunikat PGNiG SA z 29.08.2014 r. przynosi dość szczegółowe informacje o wierceniach przewidzianych do wykonania jeszcze w bieżącym roku lub też takich, których rozpoczęcie jest planowane przed końcem roku. Łącznie ma to być 25 otworów w różnych regionach. Oprócz rozpoczętego w lipcu 2014 roku otworu badawczego Fredropol-1 w Karpatach, zaprojektowanego do głębokości 6000 m, będą to wiercenia poszukiwawcze z zadaniem zbadania utworów karbonu na monoklinie przedsudeckiej i miocenu autochtonicznego na przedgórzu Karpat. Poza tym będzie prowadzone rozpoznanie perspektyw występowania węglowodorów niekonwencjonalnych (gaz z łupków i gaz zamknięty) w utworach czerwonego spągowca na monoklinie. Poszukiwania gazu z łupków w utworach starszego paleozoiku na Pomorzu będą kontynuowane, poprzez przejście do etapu wierceń poziomych. W pierwszej kolejności będzie to otwór Lubocino-4H. Wierconych będzie sześć otworów eksploatacyjnych w Wielkopolsce i na Podkarpaciu, żeby utrzymać lub zwiększyć wydobycie ropy i gazu na złożach już eksploatowanych.

Współpraca PGNiG SA i Grupy Lotos w zakresie poszukiwania i wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż konwencjonalnych, zainicjowana w sierpniu ub. roku, jest realizowana w obrębie bloków koncesyjnych Kamień Pomorski i Kaleń. Kompleksy perspektywiczne to utwory cechsztyńskiego dolomitu głównego. W pierwszej fazie wykonywane jest zdjęcie sejsmiczne 3-D Moracz w pobliżu Wysokiej Kamińskiej. Wykonanie prac polowych i opracowanie wyników badań zlecono Geofizyce Kraków.

Europa Środkowo-Wschodnia. Opublikowany w sierpniu br. przez Grupę COFACE ranking największych firm w Europie Środkowo-Wschodniej, TOP 500 CEE w 2013 r., pokazuje nadal dominację firm paliwowo-energetycznych. Na liście jest ich 77, ale aż 8 firm znajduje się w pierwszej

dziesiątce: 1. PKN Orlen, 2. MOL, 3. Skoda Auto AS, 4. ČEZ AS, 5. Jeronimo Martens, 6. Energorinok DP, 7. PGNiG SA, 8. PGE, 9. Grupa Lotos, 10. Naftohaz Ukraini NAK. Polska jest na czele rankingu, drugie miejsce zajmuje Ukraina, a trzecie Węgry (w 2012 r. na 2 miejscu). W klasyfikacji uwzględniono 148 polskich firm.

Komunikat Łukoilu z 5 sierpnia br. informuje o wycofaniu się koncernu z ze sprzedaży detalicznej paliw w Czechach, Słowacji i na Węgrzech. W lakonicznym wyjaśnieniu rosyjski koncern tłumaczy tę decyzję optymalizacją sektora sprzedaży produktów naftowych. Węgierski Norm Benzin-kut Kfl zakupi 75 węgierskich stacji Łukoilu i 19 stacji słowackich. Spółka MOL, Slovnaft a.s. kupi 44 stacje benzynowe w Czechach. Po sfinalizowaniu tej transakcji, co ma nastąpić do końca br., i po niedawnym przejściu sieci detalicznej ENI, MOL będzie miał w kraju 318 stacji.

Rosja. Uroczystości związane z podpisaniem kontraktu gazowego z Chinami w maju br. (Prz. Geol., 62, 7: 337) znalazły swoją kontynuację 1 września br. w Jakucku, przy rozpoczęciu budowy gazociągu „Siła Syberii”. Podobnie jak w Szanghaju, moment wykonania pierwszego, symbolicznego spawu na rurach, miał niezwykle okazałą oprawę podkreśloną przez obecność prezydenta W. Putina i wiceprzewodniczącego Rady Państwa Chin Zhang Gaoli. Powstanie nowej magistrali, o długości 4000 km, jest warunkiem wypełnienia kontraktowych warunków dostaw 38 mld m³ gazu rocznie. Czas realizacji gazociągu jest bardzo krótki – ma on być oddany do użytku w 2017 r. Problemem będzie też finansowanie tej ogromnej inwestycji z kosztorysem w wysokości 55 mld USD. Rok temu uzyskanie kredytu na ten cel było znacznie łatwiejsze, teraz, w sytuacji sankcji i obostrzeń w transakcjach finansowych, jest inaczej. Przypuszczalnie z tego powodu W. Putin wspominał o możliwości sprzedaży Chinom udziałów w syberyjskich złożach ropy naftowej. Byłoby to odstępstwo od dotychczasowej praktyki niedopuszczania zagranicznych inwestorów do przejmowania rosyjskich złóż.

Platforma wiertnicza West Alpha na początku sierpnia br. została odholowana na Morze Karskie i rozpoczęła wiercenie pierwszego otworu w ramach arktycznego programu badawczego, obejmującego wykonanie 40 otworów do roku 2018. Wiercenie Uniwersitetskaja-1, zaprojektowane do głębokości 2350 m, jest zlokalizowane na strukturze geologicznej o powierzchni ok. 2500 km², zawierającej według szacunków Rosnefti 1,2 mld t ropy i ma być ukończony w ciągu 70 dni. Okres sierpień–październik jest najbardziej sprzyjający pracom wiertniczym, akwen jest wtedy wolny od gór lodowych, jednak platforma została wyposażona w radarowy system wykrywania gór lodowych

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

i śledzenia ruchów pokrywy lodowej. Stabilną pozycję urządzenia zapewnia 8 kotwic, a głębokość wody w tym rejonie wynosi 81 m. Operatorem jest konsorcjum Rosneft-ExxonMobil, natomiast blok koncesyjny nr 1 należy do Rosnefti. Koszt odwiertu wyniesie 700 mln USD.

Zarówno Rosneft, jak i I. Sieczin są na liście firm i osób objętych sankcjami USA wprowadzonymi po aneksji Krymu. Przeciwno wierceniu protestuje również Greenpeace, ponieważ rejon prac znajduje się w pobliżu Arktycznego Parku Narodowego na Nowej Ziemi i Jamalskiego Rezerwatu Przyrody. Rozpoczęcie wiercenia na Morzu Karskim było omawiane na spotkaniu prezesa Rosnefti Igora Sieczina i szefa ExxonMobil w Rosji Glenna Wallera w Soczi z udziałem prezydenta W. Putina, według którego Exxon jest „naszym starym i wypróbowanym partnerem”.

Norwegia. Innym przykładem współpracy zagranicznej Rosnefti są prace na norweskim bloku koncesyjnym PL 713 na Morzu Barentsa. Operatorem jest Statoil, pozostali udziałowcy to: RN Nordic Oil AS (spółka zależna Rosnefti), North Energy ASA i Edison International Norway Branch. Z platformy „Transocean Spitsbergen” zostanie odwiercony otwór Pingvin-1 do głębokości 1516 m, przy głębokości wody 422 m. Przedstawiciele obu stron przywiązują dużą wagę do tego wydarzenia, uważając je za początek długofalowego programu wdrażania nowych rozwiązań w zakresie poszukiwań i udostępniania złóż węglowodorów w warunkach arktycznych.

Norweski Dyrektoriat Naftowy poinformował o zakończeniu badań sejsmicznych na Morzu Barentsa. Kontrakt na wykonanie 5600 km profili sejsmicznych 2-D realizował statek „Artemis Atlantic” należący do firmy Dolphin Geophysics. Prace rozpoczęto 18 lipca br. i, dzięki dobrej pogodzie, zakończono 19 sierpnia, na miesiąc przed terminem. W tym samym regionie wykonywano też zdjęcia sejsmiczne 3-D na zlecenie Ministerstwa ds. Ropy Naftowej i Energii. Będą to badania, których wyniki zostaną udostępnione wielu użytkownikom (tzw. *multiclient survey*), ponieważ współfinansowane są przez 33 firmy poszukiwawcze działające na Morzu Północnym i Morzu Barentsa. Przetarg na realizację zdjęcia o powierzchni 13 700 km² wygrały Western Geco i PGS (Prz. Geol., 60, 2: 75).

USA. Trwa kampania przeciwko stosowaniu szczelinowania hydraulicznego i już 12 stanów wprowadziło czasowy lub bezterminowy zakaz szczelinowania. Teraz toczą się postępowania sądowe w Teksasie, Kalifornii i Kolorado, ponieważ władze niektórych miast i hrabstw wprowadzają lokalne ograniczenia szczelinowania. Przepisy te są niekiedy uchylane przez sąd, jak to się stało w Longmont w stanie Kolorado. Podstawą była stanowa ustawa o ochronie zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego. Teraz można oczekiwać, że stanowe organy nadzoru nad przemysłem naftowym oraz organizacje przemysłowe, powołując się na rozstrzygnięcie z Longmont, będą występować z powództwem o unieważnienie zakazów szczelinowania w innych miejscowościach stanu Kolorado.

Jednak dla opinii publicznej znacznie większe znaczenie niż potyczki prawne, w dyskusji o szkodliwości szczelinowania, mogą mieć informacje medyczne. Lekarze z Colorado School of Public Health zwrócili uwagę na zwiększoną liczbę wad serca u dzieci urodzonych w rejo-

nach o dużym zagęszczeniu odwiertów gazowych. Z kolei w Pensylwanii i w Utah lekarze wysunęli tezę o wpływie zanieczyszczeń atmosferycznych w pobliżu ośrodków eksploatacji ropy i gazu na wzrost liczby niemowląt z niską wagą urodzeniową. Te obserwacje wymagają weryfikacji i pogłębionej analizy, niemniej jednak są argumentem dla przeciwników intensywnego wykorzystywania zasobów węglowodorów.

W toczącym się czwarty rok w Nowym Orleanie procesie przeciwko BP sędzia Carl Barbier orzekł, że koncern jest odpowiedzialny za zaniedbania, które doprowadziły do katastrofy platformy „Deepwater Horizon” w 2010 r. Oznacza to konieczność zapłacenia dodatkowych grzywn i kar w wysokości 18 mld USD. Do tej pory wydatki BP związane z katastrofą przekroczyły kwotę 28 mld USD.

Iran. Wiceminister ds. ropy naftowej Ali Mejdi wystąpił z inicjatywą dostaw gazu ziemnego dla Europy z Iranu. Jego zdaniem, w sytuacji kryzysu ukraińskiego i zagrożenia obecnych szlaków przesyłu gazu, Europa musi szukać alternatywnych źródeł zaopatrzenia. Jednym z wariantów może być wznowienie projektu Nabucco – jego realizacja, przy zakładanej przepustowości 31 mld m³ gazu rocznie, zapewniłaby pokrycie znacznej części zapotrzebowania Europy na gaz. W przypadku wyboru propozycji Iranu gazociąg Nabucco zostałby zmodyfikowany przez dodanie połączenia sieci irańskiej do granicy Turcji, o długości 214 km, pozostała część trasy przez Turcję, Bułgarię do Austrii pozostałaby bez zmian.

Kanada. Duże głębokowodne projekty inwestycyjne w Brazylii i w Afryce są niezwykle kosztowne i rentowność niektórych z nich jest kalkulowana według cen ropy w granicach 115–127 USD za baryłkę, a więc wyższych niż obecna cena ropy. Ropa Brent w ub. roku kosztowała średnio 108,70 USD za baryłkę, cena w dostawach we wrześniu br. kształtuje się ok. 102 USD. Podobne szacunki wykonała dla projektów w Arktyce londyńska grupa ekspercka Carbon Tracker Initiative i stwierdziła, że są one uzasadnione przy cenie ropy powyżej 95 dolarów. Ten poziom cen ropy stawia też pod znakiem zapytania opłacalność eksploatacji kanadyjskich złóż piasków roponośnych. Projekty w prowincji Alberta przygotowywane przez ConocoPhillips (Foster Creek) i Shella (Carmon Creek) mogą być rentowne dopiero przy cenie ropy od 157 do 159 USD. Inne inwestycje planowane przez ExxonMobil – Aspen i Kearsal wymagają, według Carbon Tracker, ceny w przedziale 134–147 USD za baryłkę. Kanadyjski oddział Shella już zapowiedział obniżkę kosztów wierceń do poziomu zapewniającego rentowność eksploatacji piasków przy cenie ropy wahającej się od 70 do 110 dolarów. ConocoPhillips planuje wydać na inwestycje związane z piaskami roponośnymi 800 mln USD rocznie przez najbliższe trzy lata.

Grecja. Sukcesy poszukiwań we wschodniej części Morza Śródziemnego zachęciły Ministerstwo Środowiska, Energii i Zmian Klimatycznych do przygotowania przetargów na koncesje poszukiwawcze i eksploatacyjne. Ostatnie wiercenia na morzu w zachodniej Grecji wykonano w latach 80. XX w., badania sejsmiczne zakończono w 2000 r. Choć nie odkryto znaczniejszych złóż, to jednak w 2/3 odwiertów stwierdzono objawy węglowodorów.

W 2012 r. zaoferowano trzy bloki koncesyjne w tym rejonie – Janina, Zat. Patraska i Katakolon. Następnie zlecono firmie PGS wykonanie 12500 km bieżących profili sejsmicznych 2-D. Dokonano też reprocesingu 9000 km bieżących profili z lat ubiegłych. Uzyskane materiały pozwalają na nową interpretację budowy geologicznej zachodniej krawędzi Hellenidów i wznowienie poszukiwań. W basenie jońskim wydzielono trzy strefy: północną, centralną i południową. Strefa północna graniczy z południowym krańcem platformy apulijskiej w Albanii, gdzie znajduje się największe lądowe złożo ropy w Europie – Patos-Marinza – o zasobach 270 mln t. Złożo to odkryto w 1928 r., ale początkowo eksploatowano w ograniczonym zakresie tylko ciężką ropę, dopiero w 2004 r. nastąpiła intensyfikacja wydobycia i obecnie wynosi ono 1 126 t/d. Skały macierzyste znajdują się w triasowej formacji Burano, występującej również na szelfie greckim. Wyniki badań sejsmicznych w tej strefie są bardzo dobrej jakości, o większym zasięgu głębokościowym niż poprzednio i dobrym odwzorowaniu strukturalnym węglanowych utworów mezozoicznych sta-

nowiących pierwszoplanowy cel poszukiwań. Poprawiło się też śledzenie dyslokacji związanych ze strukturami fałdowo-nasuwczymi. Strefę środkową oddziela od północnej walny uskoki transformacyjny Kefalonia. Zaangażowanie tektoniczne jest większe, zaznacza się też tektonika solna. Na przekrojach sejsmicznych widoczne są eoceńskie struktury węglanowe o dużej amplitudzie, przykryte utworami fliszowymi. Pod utworami węglanowymi występują szelfowe utwory klastyczne wieku permsko-triasowego. Strefa południowa różni się od pozostałych ze względu na wpływ subdukcji pod płytę afrykańską. Liczne uskoki tworzą baseny z odciągania (*pull-apart basins*) i struktury typu „push up”. Ze względu na większą głębokość wody nie jest to pierwszoplanowy region poszukiwań. Nowy przetarg na koncesje morskie w zachodniej Grecji jest przewidziany we wrześniu br. i jego wyniki pokażą, jak duże jest zainteresowanie tą częścią Morza Śródziemnego.

Źródła: Alexander Gas & Oil Conn., Coface, ExxonMobil, Gazprom, Hart's E&P, Lotos, NPD, Oil & Gas Journal, Oil & Gas Financial Journal, PGNiG, Upstream, World Oil