



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹

Świat. Statystyka prowadzona przez IHS Energy Group pokazuje wzrost liczby statków sejsmicznych w 2008 r. W porównaniu w rokiem poprzednim flota sejsmiczna powiększyła się o 22 jednostki i liczy obecnie 168 statków. W tabeli 1 zestawiono stan posiadania statków sejsmicznych dla większych firm geofizycznych (dysponujących przynajmniej 5 jednostkami); mniejsi wykonawcy są zgrupowani jako pozostali. Największą jednostką jest statek *Bourbon* zbudowany w 2004 r. o długości 210 m i szerokości 54,4 m, należący do norweskiej *RXT Reservoir Exploration Technologies*. Inne duże jednostki to *Geo Atlantic (Fugro Geoteam AS)* o długości 121 m i szerokości 26 m oraz *Symphony (CGG Veritas)* o długości 121 m i szerokości 23 m. Jednak ważniejsze są parametry rozstawu. Jednostki takie, jak *Geco Eagle (Western Geco)* mogą holować do 16 kabli hydrofonowych (*streamerów*) o długości 8000 m, co umo-

mogą holować jednostki firmy *Wavefield Inseis AS*: *Geowave Champion*, *Geowave Master* i *Geowave Voyager*. Przeważająca część statków sejsmicznych ma mniej niż 10 lat, nieliczne mają ponad 15 lat. Najstarsze czynne jednostki to *Ocean Seeker* z 1970 r. (zmodernizowany w 2000 r.) i *L'Espoir* z 1971 r. (zmodernizowany w 1996 r.); ich parametry rozstawu dobrze ilustrują postęp techniczny, jaki dokonał się w morskich badaniach sejsmicznych. Wykonują one tylko profile 2-D, holując jeden 120-kanalowy streamer, podczas gdy w nowoczesnych jednostkach liczba kanałów przekracza 3000. Obecnie eksploatowane statki w ogromnej większości są przystosowane do wykonywania zdjęć 3-D, coraz więcej jest też przystosowanych do rejestracji 4-D. Firma *Global Geophysical Services* z Houston specjalizuje się w rejestracjach z geofonów umieszczonych na dnie morskim (OBC — *Ocean Bottom Cable*) i cała flota 19 statków jest przystosowana do tej metodyki. Potwierdzeniem rosnącego zapotrzebowania na morskie badania sejsmiczne są zamówienia na następne jednostki złożone przez firmy wykonawcze. Budowa statków tego typu, ze względu na skomplikowane wyposażenie, trwa 2–3 lata.

Tab. 1. Liczba statków sejsmicznych w 2008 r., wg IHS Energy Group

Firma	Kraj	Liczba jednostek
CGG Veritas	Francja	20
China Oilfield Services	Chiny	7
Fairfield Industries	USA	6
Fugro GeoServices	USA	5
Fugro Geoteam AS	Norwegia	10
Gardline	W. Brytania	7
Global Geophysical Services	USA	19
PGS Marine Geophysical	Norwegia	16
RXT Reservoir Exploration Technologies	Norwegia	8
Sea Bird Exploration	Norwegia	9
Siewmorneftiegeofizyka	Rosja	6
Wavefield Inseis AS	Norwegia	8
Western Geco	W. Brytania	21
Pozostałe		26
Razem		168

żliwia rejestrację fal sejsmicznych na rozstawie aktywnym o powierzchni 9,6 km². Jeszcze większy rozstaw aktywny, bo aż 10,4 km², mają najnowsze statki *Geo Caribbean (Fugro Geoteam AS)* i *Ramford Sovereign (PGS)*, zbudowane w 2008 r. Najdłuższe streamery o długości 9000 m

OPEC. W wywiadzie dla niemieckiej gazety prezydent Brazylii da Silva stwierdził, że seria najnowszych odkryć złóż ropy naftowej pozwoli jego krajowi na wejście w najbliższych latach do grupy czołowych producentów ropy na świecie, w tym również do grona eksporterów ropy naftowej. Zasygnalizował jednocześnie zamiar przystąpienia Brazylii do OPEC argumentując, że będąc członkiem kartelu jego kraj mógłby wpłynąć na obniżenie cen ropy. Paradoksalnie, ta wypowiedź zamiast uspokoić rynek, przyczyniła się do kolejnego skoku cen na giełdach. W Nowym Jorku cena ropy z dostawą w czerwcu podniosła się do 126,20 USD za baryłkę, cena ropy Brent osiągnęła rekordowy poziom 125,90 USD/baryłkę. W tej sytuacji prognozy analityków banku inwestycyjnego Goldman Sachs, mówiące o możliwości wzrostu ceny baryłki do 150 USD, a nawet 200 USD, w ciągu dwóch lat, są niestety coraz bardziej realne.

Rosja. Ministerstwo przemysłu i energetyki zmieniło swoje stanowisko w sprawie budowy drugiej nitki ropociągu bałtyckiego (BTS-2) i wystąpiło z wnioskiem do rządu o wstrzymanie tej inwestycji przynajmniej do czasu oddania do użytku rurociągu z Syberii Wschodniej do Oceanu Spokojnego (ESPO). Głównym argumentem jest bilans dostaw ropy — po rozpoczęciu eksportu ropy do Chin, a docelowo również do Japonii, może zabraknąć surowca do napełnienia BTS-2. Ministerstwo wskazuje także na niekorzystne skutki polityczne, gdyż uruchomienie BTS-2 umożliwiłoby rezygnację z tranzytu ropy przez Białoruś i Polskę, co w konsekwencji zmusiłoby Niemcy do zmiany infrastruktury do odbioru rosyjskiej ropy.

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

Na opinię ministerstwa miał również wpływ wzrost kosztów inwestycji szacowany początkowo przez *Transneft* na 2–2,5 mld USD, obecnie zaś oceniany na co najmniej 3,8 mld USD. Zmodyfikowana wersja projektu BTS-2 przewiduje przedłużenie magistrali do portu Ust-Luga na zachód od St. Petersburga. Pierwsza nitka BTS, o zdolności przeładunkowej 75 mln t ropy rocznie, dochodzi do terminalu w Primorsku.

Ukraina. W ślad za wypowiedzią prezydenta W. Juszczenki, który oznajmił o zamiarze odwrócenia w br. kierunku transportu ropy w rurociągu Odessa-Brody w stronę Europy Zachodniej, pojawiła się ważna deklaracja szefa państwowej firmy paliwowej *Naftohaz Ukrainy* O. Dubyńny. Oświadczył on, że ropociąg może powrócić do swojego pierwotnego przeznaczenia już w połowie lipca br. Warunkiem jest zakup przez *Ukrtransnafta* (ukraińskiego operatora rurociągów) 485 tys. t ropy, wypełniającej obecnie rurociąg i należącej do konsorcjum TNK-BP. Rosyjsko-brytyjskie konsorcjum na podstawie długoterminowej umowy z 2004 r. eksploatuje ropociąg Odessa-Brody, przesyłając rosyjską ropę do portu w Odessie. Agencja *Interfax Ukraine*, która przekazała tę wiadomość, nie wyjaśniła, jakie jest stanowisko konsorcjum TNK-BP w tej sprawie.

Grecja. Następnym partnerem projektu South Stream została Grecja. Umowę o udziale w budowie i eksploatacji greckiego odcinka gazociągu podpisali w Moskwie grecki minister ds. rozwoju Christos Folias i rosyjski minister przemysłu i energetyki Wiktor Christienko. Końcowym punktem gazociągu w Grecji będzie port Aleksandrupoli na wybrzeżu Morza Trackiego.

Norwegia. Po odkryciach Gamma i Marulk *StatoilHydro* może pochwalić się następnym sukcesem na Morzu Norweskim w strefie Haltenbanken. Wiercenie na strukturze Natalia osiągnęło głębokość 3040 m i zostało zakończone w utworach dolnej jury. Analiza pomiarów otworowych, prób okruszowych i rdzeni wskazuje na obecność poziomów gazonośnych. Według wstępnych obliczeń zasoby wydobywalne mogą sięgać 1,5 mld m³ gazu. Bliskość złoża Åsgard ułatwi zagospodarowanie i eksploatację nowego złoża.

Również na Morzu Północnym w rejonie Oseberg wiercenie kierunkowe o dużym kącie nachylenia na strukturze Theta przyniosło pozytywny wynik złożowy. Co więcej, dzięki specjalnej konstrukcji otwór poszukiwawczy mógł być przekształcony w eksploatacyjny w ciągu 45 dni. Zasoby tej akumulacji są szacowane na 680 tys. t ropy. W tej samej strefie stwierdzono występowanie ropy i gazu na strukturze Delta. Węglowodory występują w środkowojurajskiej formacji Brent. Zasoby wydobywalne są większe niż na strukturze Theta i mogą sięgać 2,1 mln t równownika ropy naftowej.

Po rozpoczęciu wydobywania gazu ziemnego ze złoża Snøhvit uruchomiono również instalację wychwytywania i składowania CO₂. Gaz ziemny z tego złoża zawiera 5–8% CO₂. Podczas procesu separacji CO₂ gaz ziemny i związki z grupy aminowej są przesyłane do zbiornika wysokociśnieniowego, gdzie utrzymywana jest umiarkowana temperatura. W drugim etapie przy niższym ciśnieniu i wyższej temperaturze dwutlenek węgla jest oddzielany, a następnie

w postaci ciekłej tłoczony na głębokość 2600 m do piaskowców formacji Tubasen. Warstwy łupków zalegające nad piaskowcami zapewniają uszczelnienie i zapobiegają wydostawaniu się CO₂ na powierzchnię. Po osiągnięciu pełnej zdolności produkcyjnej zakładu w Melkøya 700 tys. t CO₂ rocznie będzie magazynowane pod dnem morskim.

Projekt Snøhvit jest drugim takim projektem w Norwegii. Pierwsza była instalacja na złożu Sleipner West, uruchomiona w 1996 r. Dotychczas w piaskowcach formacji Utsira składowano 10 mln t dwutlenku węgla.

Iran. Na dwudniowym spotkaniu GECF (*Gas Exporting Countries Forum*) w Teheranie, rozpoczętym 28 kwietnia br., zgromadzili się wiceministrowie i eksperci z krajów, będących największymi producentami gazu ziemnego. Iran dąży do przekształcenia forum w bardziej sformalizowany organ podobny do OPEC (*Prz. Geol.*, vol. 55, nr 4, str. 315). W czasie spotkania w Teheranie z sekretarzem rosyjskiej Narodowej Rady Bezpieczeństwa Igorem Iwanowem ajatollah Ali Chamenei oświadczył, że Iran i Rosja mogą utworzyć formalną strukturę do współpracy związanej z obrotem gazem ziemnym, ponieważ połowa światowych zasobów gazu znajduje się w Rosji i Iranie. Tegoroczne forum miało ocenić rosyjską propozycję porozumienia zainteresowanych państw. Walerij Jazow, przewodniczący Rosyjskiego Stowarzyszenia Gazowego, zapowiadał debatę nad statutem organizacji eksporterów gazu ziemnego. Według komentatorów ISN (*International Relations and Security Network*) Rosja zmieniła swoje stanowisko wobec tej inicjatywy. Wyrazem tego była wypowiedź prezydenta Putina w lutym br., w której określił ten projekt jako „interesujący”.

Irańskie ministerstwo ds. ropy naftowej odrzuciło zastrzeżenia głównych zachodnich odbiorców gazu ziemnego, że jest to tworzenie kartelu gazowego.

Wiadomość o odkryciu w Zatoce Perskiej dużego złoża gazu, podana przez ministra Gholama Hosseina, ożywiła dyskusję na temat stanu zagospodarowania irańskich złóż. Wielkość zasobów nowego złoża jest szacowana na 311 mld m³ gazu. Iran, który posiada drugie co do wielkości zasoby gazu ziemnego na świecie, importuje rocznie 7 do 8 mld m³ z Turkmenistanu. Eksport jest skierowany tylko do Turcji. W styczniu br., wskutek ograniczenia wydobycia w Turkmenistanie i ostrej zimy, dostawy do Turcji zostały wstrzymane. Szeroko zakrojone plany eksportu gazu, m.in. do Pakistanu, Indii, Armenii i Syrii, stoją pod znakiem zapytania z powodu opóźnień w udostępnieniu złóż, ograniczeniu zagranicznych inwestycji z powodu sankcji i dostępu do nowoczesnych technologii. Jednocześnie szybko rośnie krajowe zapotrzebowanie na gaz ziemny.

Irak. Ministerstwo ds. ropy naftowej ogłosiło listę 36 firm zagranicznych, które mogą brać udział w przetargach na zagospodarowanie złóż ropy. Zostały one wybrane spośród 120 firm z całego świata, które ubiegały się o dostęp do irackiego rynku naftowego. Doradcy rządowi analizowali stan finansowy, poziom techniczny, strukturę firm, zapewnienie szkolenia dla miejscowych pracowników i standardy BHP. Ostatecznie za „spełniające niezbędne warunki” uznano 7 firm amerykańskich (*Anadarko Petroleum, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Hess, Marathon Oil* i *Occidental Petroleum*), 4 japońskie (*Inpex Holding,*

Japex, Japan Nippon Oil i Mitsubishi Corp.), 2 rosyjskie (*Gazprom Nieft i Lukoil*), 2 włoskie (*Edison i ENI*), 2 niemieckie (*BASF i Wintershall*) oraz po jednej firmie z Danii, Francji, Hiszpanii, Holandii, Indii, Indonezji, Kanady, Malezji i Norwegii.

Lista nie obejmuje firm działających w Kurdyjskim Okręgu Autonomicznym na podstawie koncesji wydanych przez rząd regionalny.

Brazylia. We wrześniu 2007 r. *British Gas* poinformował o odkryciu nowego złoża ropy w basenie Santos. W otworze poszukiwawczym 1-BRSA-491-SPS uzyskano przyływ 394 t/d ropy o ciężarze 0,8927 g/cm³ (27° API) i 57 tys. m³/d gazu ziemnego. Wyniki złożowe były zachęcające, ale jeszcze nie zapowiadały, że może to być jedno z największych złóż ropy odkrytych w ostatnich latach. Obecnie w wierceniu znajduje się drugi otwór w obrębie tego samego bloku. W kwietniu br. Reuters ujawnił, że zasoby złoża nazwanego Carioca są szacowane na 4,5 mld t równoważnika ropy naftowej. Dopiero wtedy głos zabrał generalny dyrektor brazylijskiej Krajowej Agencji Naftowej Haroldo Lima, który określił te dane jako nieoficjalne i wymagające dalszych badań i testów. Jeśli jednak informacje o wielkości zasobów potwierdzą się, to byłoby to największe złożo ropy odkryte w ostatnich 30 latach. Złożo Carioca znajduje się w obrębie bloku BM-S-9, na którym operatorem jest *Petrobras* (45% udziałów), a pozostałymi koncesjodawcami *British Gas* (30%) i *Repsol YPF* (25%). Głębokość wody wynosi 2140 m, odległość od Rio de Janeiro 270 km. W pobliżu, w obrębie bloku BM-S-1, znajduje się inne, nowo odkryte wielkie złożo Tupi (*Prz. Geol.*, vol. 56, nr 1, str. 36).

Angola. W otworze Sangos-1, zlokalizowanym na bloku 15/06, osiągnięto głębokość 3343 m i stwierdzono występowanie poziomu roponośnego o miąższości 127 m w porowatych skałach mioceńskich. Ropa jest doskonałej jakości, o ciężarze 0,9041 g/cm³ (25° API). Firma *Sonangol*, która dysponuje koncesją 15/06 i włoski ENI oceniły nowe głębokowodne odkrycie jako bardzo ważne. Złożo znajduje się ok. 35 km na północ od Luandy.

Kanada. Firma *NWest Energy Inc.* z Nowej Fundlandii zleciła wykonanie zdjęcia sejsmicznego 3-D w Zatoce Św.

Wawrzyńca. Będzie to pierwsze zdjęcie 3-D w tym rejonie i ma być zrealizowane w III kwartale br. Ogółem w strefie Labradoru i Nowej Fundlandii *NWest Energy* posiada 4 bloki koncesyjne o powierzchni przekraczającej 6400 km². Zidentyfikowano tam 155 obiektów poszukiwawczych o zasobach perspektywicznych 516 mln t równoważnika ropy naftowej. Na obszarze projektowanych badań sejsmicznych na podstawie profili 2-D stwierdzono obecność 11 struktur o powierzchni od 1 km² do 63 km².

Australia. Poszukiwania na szelfie północno-zachodnim, prowadzone przez *Apache Corp.*, przyniosły bardzo dobre efekty. W obrębie bloku WA-356-P odwiercono 5 otworów z przemysłowymi objawami gazu: Julimar-1, Julimar East-1, Julimar Northwest-1, Brunello-1 i Brulimar-1. Najnowsze wyniki mogą znacznie powiększyć wielkość zasobów perspektywicznych w tym rejonie.

W otworze Julimar Southeast-1 przewiercono 5 poziomów gazonośnych w piaskowcach triasowej formacji Mungaroo o łącznej miąższości 58 m. Wiercenie jest odległe o 3,1 km od otworu Julimar-1, w którym z 2 horyzontów uzyskano przyływ 2,4 mln m³/d gazu. Głębokość wody wynosi 153 m. Prezes *Apache Corp.* G.S. Farris uważa, że w otworze Julimar Southeast-1 potwierdzono gazonośność najstarszych pod względem stratygraficznym i najgłębszych strukturalnie poziomów. Otwiera to nowe możliwości dla poszukiwań i w związku z tym planowane są 2 dalsze wiercenia w tej strefie.

Innym sukcesem było wiercenie Halyard-1 w obrębie bloku WA-13-L. W próbach uzyskano maksymalny przyływ 1,9 mln m³/d gazu i 127 t/d kondensatu. Poziom gazonośny o miąższości 28 m znajduje się w kredowych piaskowcach formacji Halyard. Test produkcyjny został wykonany po perforacji dwóch interwałów od głębokości 2598 m.

Źródła:

Alexander Gas & Oil Connections, BP, First Break, Gazprom, Hart's E&P, IHS World Geophysical News, Interfax, Iran Oil & Gas Network, Kommersant, Offshore, Oil&Gas Financial Journal, Oil&Gas Journal, OPEC, Petrobras, Rigzone, Scandinavian Oil-Gas Magazine, StatoilHydro, Times, Upstream, World Oil