

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Z danych zamieszczonych w tegorocznej edycji biuletynu statystycznego OPEC wynika, że zasoby ropy naftowej w Wenezueli wynoszą 40,3 mld t w porównaniu z 35,9 mld t ropy w Arabii Saudyjskiej. Oznacza to, że Arabia Saudyjska utraciła zajmowane od wielu lat czołowe miejsce w rankingu zasobów ropy. Według tego samego źródła zasoby

Wenezueli w 2009 r. wynosiły 28,7 mld t i wzrosły w ciągu roku o 40%! Jednym z powodów może być zmiana oceny dostępności złóż ciężkiej ropy w basenie Orinoko zajmujących powierzchnię ok. 49 tys. km². Informacje o zasobach ropy w biuletynie OPEC są zgłaszane przez kraje członkowskie i nie są weryfikowane przez wydawcę. *Hart Energy* ocenia zasoby w tym rejonie nawet na 176 mld t bardzo ciężkiej ropy, natomiast szacunki Służby Geologicznej USA podają liczbę 70 mld t ropy technicznie wydobywalnej. Odrębnym problemem może być opłacalność eksploatacji w obecnych warunkach. *Hart Energy* przewiduje, że wydobywanie ciężkiej ropy w basenie Orinoko wzrośnie z 92,4 tys. t/d w 2010 r. do 227 tys. t/d w 2020 r.

Duże zmiany w tabeli OPEC nastąpiły również w danych o zasobach w Iraku – wzrost o 24,4% i w Iranie – wzrost o 10,3%.

Europa. Porównanie skuteczności działania Unii Europejskiej i *Gazpromu* w realizacji inwestycji energetycznych wypada zdecydowanie na korzyść rosyjskiego koncernu. Najnowszym dowodem jest podpisanie 16 września br. w Soczi porozumienia o budowie gazociągu *South Stream*. Dokument podpisali akcjonariusze konsorcjum *South Stream AG*: przedstawiciele *Gazpromu*, *ENI*, *EdF* i *Wintershall*.

Projekt przewiduje budowę transgranicznej magistrali o długości 2200 km z Kraju Krasnodarskiego w Rosji przez Morze Czarne do Warny o docelowej przepustowości 63 mld m³ gazu rocznie. Początkowe punkty gazociągu będą zlokalizowane na wybrzeżu Morza Czarnego w miejscowości Anapa na NW od Noworosyjska i Dżugba k. Tuapse. Od Plewen w Bułgarii gazociąg będzie się rozgałęział na część północną do Serbii, Węgier, Austrii i Słowenii i część południową do Grecji, a następnie przez Morze Jońskie do Otranto i Brindisi we Włoszech. W Austrii *South Stream* dotrze do węzła gazowego Baumgarten i do połączenia z gazociągiem *Trans Austria* w Arnoldstein. Nowe połączenie będzie się składać z 4 nitek – każda z nich o zdolności przesyłowej 15,57 mld m³ gazu rocznie. Projekt przewiduje rozpoczęcie budowy w 2013 r., oddanie do eksploatacji pierwszej nitki gazociągu w grudniu 2015 r. i zakończenie całej inwestycji w 2018 r. Koszt jest szacowany na 15,5

mld euro, w tym koszt 900-kilometrowego odcinka podmorskiego 10 mld euro.

Początkiem projektu było porozumienie o współpracy pomiędzy *ENI* i *Gazpromem* zawarte w 2007 r. W ślad za tym poszło zarejestrowanie w 2008 r. w Szwajcarii spółki *South Stream AG*. W 2011 r. nastąpiło rozszerzenie grona akcjonariuszy przez dołączenie *EdF* i *Wintershall* i obecnie *Gazprom* ma 50% udziałów, *ENI* – 20%, a *EdF* i *Wintershall* po 15%. Rzecznik *Gazpromu* oświadczył, że podpisał już międzyrządowe porozumienia z Austrią, Bułgarią, Chorwacją, Grecją, Serbią, Słowenią i Węgrami, niezbędne do realizacji lądowej części inwestycji. Trwają uzgodnienia w sprawie dostępu do tureckiej strefy ekonomicznej na Morzu Czarnym.

Ze spotkaniem w Soczi łączy się inne ważne wydarzenie. W tłoczni *Portowaja* k. Wyborga premier W. Putin uruchomił 6 września br. za pośrednictwem systemu komputerowego procedurę napełniania gazem pierwszej nitki gazociągu *Nord Stream*. Po ostatecznym połączeniu trzech odcinków rurociągu, co nastąpiło 21 czerwca br., rozpoczął się etap prób ciśnieniowych, osuszania i napełniania azotem. Teraz można już było przystąpić do ostatniej fazy rozruchu poprzedzającej przekazanie gazociągu do normalnej eksploatacji tj. napełnianie gazem technicznym. Napełnianie potrwa około jednego miesiąca. Moc turbin stacji *Portowaja* wynosi 366 MW, ciśnienie robocze 220 barów.

Zakończenie budowy nie oznacza rozwiązania wszystkich problemów, przede wszystkim ekonomicznych. Wiadomo, że koszty inwestycji znacznie przekroczyły pierwotny preliminarz, co musi odbić się na kosztach przesyłu i te zmiany najbardziej dotkną Niemcy. Po rezygnacji z energii atomowej Niemcy będą jeszcze bardziej uzależnione od gazu rosyjskiego. Już teraz *Gazprom* domaga się większej kontroli nad przesyłem i bagatelizuje ujawnione nieszczelności i usterki w wielu miejscach, co może zagrozić stabilności dostaw w normalnej eksploatacji. Z drugiej strony jednak w opinii komentatorów *World Politics Review* Rosja jest pewniejszym dostawcą niż Azerbejdżan czy Irak, które mają być potencjalnymi dostawcami gazu dla gazociągu *Nabucco*.

Pod znakiem zapytania staje też realizacja innej inwestycji, która miała stworzyć niezależną od Rosji trasę dostaw ropy naftowej dla Ukrainy i Polski, a mianowicie przedłużenia ropociągu *Odessa-Brody* do Gdańska (konsorcjum *Sarmatia*). Jeszcze w kwietniu br. premier D. Tusk oświadczył, że Polska jest zainteresowana tym projektem. Teraz komunikat Kancelarii Prezydenta RP potwierdza, że prezydent B. Komorowski będzie rekomendować nowemu rządowi określenie warunków uczestnictwa w tym projekcie, ale jednocześnie szef Biura Bezpieczeństwa Narodowego S. Koziej na posiedzeniu 15 września br. przedstawił warunki, jakie muszą być spełnione.

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

Są to:

- wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego Polski;
- dobre relacje z naszymi międzynarodowymi partnerami w realizacji projektu;
- uwarunkowania biznesowe obejmujące perspektywę finansowania ze środków unijnych; S. Koziej stwierdził, że mimo 20 lat przygotowań, nie ma wyraźnych gwarancji ze strony dostawców i odbiorców ropy: *potencjalni uczestnicy tego projektu do tej pory nie przedstawili takich rozwiązań finansowych, które pozwalają określić, czy będziemy zarabiać na tym projekcie, czy do niego dopłacać.*

Wiadomość zacytował skwapliwie portal *RusEnergy*, opatrując ją tytułem *Polska odmówiła finansowania przedłużenia rurociągu Odessa-Brody*.

Norwegia. We wrześniu 2010 r. *Lundin Petroleum AB* poinformował o odkryciu złoża Avaldsnes w pobliżu złoża Luno. Następnie w sierpniu *Statoil* wykonał otwór 16/2–8 na strukturze Aldous, w którym przewiercono 65-metrowy profil nasycony ropą. Są to gruboziarniste, słabo związane jurajskie piaskowce o bardzo dobrych własnościach zbiornikowych. Stwierdzono równocześnie połączenie złóż Aldous i Avaldsnes, co pozwala na oszacowanie wielkości wydobywalnych zasobów na 68 do 163 mln t równoważnika ropy naftowej. Najnowsze informacje *Statoilu* określają złoża Aldous i Avaldsnes jako jedno z największych odkryć na norweskim szelfie kontynentalnym. *Statoil*, który jest operatorem na bloku 265, planuje wiercenie otworów rozpoznawczych na strukturze Aldous Major North z platformy *Transocean Leader*.

Pomyślnie rozwijają się też poszukiwania na Morzu Barentsa. Po odkryciu przez *Statoil* złoża Skrugard (Prz. Geol., 59: 460) *Total E&P Norge* w sierpniu br. poinformował o wynikach otworu 7225/3–1. Wiercenie miało zbadać perspektywiczne formacje triasowe Kobbe, Havert i Snadd, jurajską Sto i permską Bjarmeland. Zakończono je na głębokości 4150 m w permskiej formacji Orn. Objawy gazu stwierdzono we wszystkich czterech formacjach jurajskich i triasowych. Najlepsze rezultaty uzyskano w formacji Kobbe, w 400-metrowym interwale o zróżnicowanych własnościach złożowych. W próbach złożowych przyływ przez zwężkę 44/64" wynosił 181 tys. m³/d gazu z zawartością CO₂, H₂S i azotu. Wstępne oceny zasobności nowego złoża mówią o 10–48 mld m³ gazu (wydobywalnych).

Opóźnia się zagospodarowanie złoża Yme, gdzie pierwotnie planowano rozpoczęcie eksploatacji w IV kwartale 2010 r. Dopiero we wrześniu ub. roku do Stavanger dotarła jednostka produkcyjna MOPU (*Mobile Offshore Production Unit*) zbudowana w stoczni Adyard w Abu Zabi. Prace wykończeniowe przeciągnęły się i posadowienie w końcowej lokalizacji na złożu Yme nastąpiło 26 czerwca br. Według informacji operatora, którym jest *Talisman Energy*, uruchomienie produkcji nastąpi w II kwartale 2012 r., co oznacza opóźnienie o 1,5 roku w stosunku do pierwotnych założeń. Opóźnienie stawia w trudnej sytuacji spółkę zależną *LOTOSU, Lotos Exploration and Production Norge*, która w swoich tegorocznych planach produkcyjnych uwzględniła dostawy ropy z Morza Północnego. *Lotos* posiada 20% udziałów w koncesji Yme, co daje prawo do zasobów wydobywalnych w ilości 1,8 mln t ropy.

Morze Północne. Złoże Gannet znajduje się w brytyjskim sektorze M. Północnego w odległości 180 km od Aberdeen. W sierpniu br. nastąpiła tam poważna awaria – wykryto wyciek ropy z rurociągu. Dopiero po kilku dniach nurkom udało się zamknąć zawór, którym ropa przedostawała się do morza. Szacuje się, że do wody wyciekło ok. 240 t ropy. Na miejsce awarii przybyły 3 statki, które będą ustawiać zapory i aplikować środki dyspersyjne, jednak usuwanie skutków wycieku może potrwać parę tygodni. Straż Wybrzeża śledzi powierzchniowe skutki wycieku i ocenia wielkość plamy ropy na 6–7 km². Głębokość wody wynosi 95 m. Operatorem złoża Gannet jest *Shell*.

Polska. Przedstawiciel *BNK Petroleum Inc.*, prowadzącego poszukiwania w obrębie koncesji Sławno i Słupsk, określił wstępne wyniki analiz rdzeni z interwału ordowik/kambr z otworów Wytowno S-1 i Lębork S-1 jako obiecujące. W odwiercie Lębork S-1 w interwale o miąższości 47 m obejmującym utwory ordowiku i kambru porowatość zmienia się od 0,98% do 5,2%, średnio wynosi 4%. W otworze Wytowno S-1 w 91-metrowym interwale obejmującym najbardziej perspektywiczny interwał dolnosylurski porowatość waha się od 1,1% do 4%, średnio wynosi 3%, natomiast w wyższych partiach dolnego syluru porowatość wynosi 5,6%. Objętość porów nasyconych gazem w płytszych utworach sylurskich wynosi 4,3%, w głębszych 1,1%. W otworze Lębork S-1 ten sam parametr w osadach ordowiku i syluru zmienia się od 0,8% do 3,9%, średnio wynosi 1,8%. Zawartość TOC w utworach sylurskich w otworze Wytowno S-1 zmienia się od 0,1% do 1,3% wagowych. Analizy zostały wykonane na próbkach pobranych ze ścian otworu, częściowo tylko z rdzeni i nie są jeszcze zakończone.

BNK Petroleum Inc. dla porównania przytacza wyniki uzyskane w Oklahomie dla łupków Woodford. Wartości desorpcji gazu wynoszą tam 2,94 m³/tonę, podczas gdy w otworze Lębork S-1 jest to 1,1 m³/tonę w dolnym sylurze i 7,58 m³/tonę w utworach ordowiku i syluru, osiągając w niektórych interwałach 12,76 m³/tonę. W otworze Wytowno S-1 średnia wartość desorpcji w perspektywicznym interwale dolnosylurskim wynosi 3,5 m³/tonę, w płytszej części syluru 2,17 m³/tonę.

W lipcu br. rozpoczęto wiercenie otworu Starogard S-1 w obrębie koncesji Starogard. Na początku sierpnia br. wiercenie osiągnęło głębokość 1700 m.

PGNiG SA i *FX Energy* zawiadomiły o rozpoczęciu wiercenia Kutno-2 projektowanego do głębokości 6500 m. Zadanie polega na zbadaniu gazonośności struktury w utworach czerwonego spągowca wyznaczonej na podstawie badań sejsmicznych 2-D. Pierwszy odcinek będzie wiercony lżejszym urządzeniem, później zostanie ustawione urządzenie IDM-2000 do osiągnięcia docelowej głębokości. Operatorem koncesji Kutno jest *FX Energy* dysponujące 50% udziałów, pozostałe 50% posiada *PGNiG S.A.* Według optymistycznych szacunków w tym rejonie można się spodziewać zasobów wielkości 100 mld m³ gazu.

Zakończyła się rozbudowa podziemnego magazynu gazu Strachocina, który zwiększył pojemność czynną ze 150 mln m³ do 330 mln m³ i jednocześnie przyspieszony został proces zatłaczania gazu. Obecnie można zatłoczyć pełną pojemność w ciągu 150 dni, podczas gdy poprzednio

pełne zapelnienie zbiornika trwało 170 dni. Skrócił się również czas odbioru gazu ze 160 dni przed rozbudową do 120 dni. Całkowity koszt inwestycji przekroczył 550 mln zł. Na jesieni zakończona będzie trwająca od 2008 r. rozbudowa podziemnego magazynu Wierzchowice, co pozwoli na zwiększenie jego pojemności czynnej z 575 mln m³ do 1,2 mld m³ gazu. Strategia PGNiG S.A. przewiduje zwiększenie pojemności podziemnych magazynów gazu w Polsce do roku 2015 z obecnych 1,8 mld m³ do ponad 3 mld m³, co wymagać będzie nakładów inwestycyjnych rzędu 3,5 mld zł.

Rosja. Podpisano porozumienie o budowie przez francuski koncern *Total* terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego na półwyspie Jamał. Głównym inwestorem jest największa rosyjska prywatna firma gazowa *Novatek*. W kwietniu br. *Total* nabył 12% udziałów *Novateku*. Teraz współpraca rozszerza się i rząd rosyjski zgodził się na sprzedaż *Totalowi* 20% udziałów w inwestycji Yamal LNG. Na półwyspie Jamał znajduje się gazowo-kondensatowe złożo Južno-Tambiejskoje, które będzie dostarczać surowiec do zakładów skraplania gazu. Wydobyte gazu w tym rejonie w latach 2016–2050 wyniesie 670 mld m³ gazu i 22,8 mln t kondensatu. Produkcja skroplonego gazu ziemnego osiągnie 440 mln t i 18,9 mln t kondensatu. Jednym z odbiorców gazu skroplonego będzie Francja, która ma importować 15,5 mln t gazu rocznie. Koszt inwestycji obejmującej zagospodarowanie złóż i budowę terminalu szacuje się na 38 mld USD. Terminal ma być oddany do użytku w 2018 r.

W Soczi 30 sierpnia br. podpisano umowę o strategicznej współpracy pomiędzy *ExxonMobil* i *Rosneft*. Współpraca będzie dotyczyć przede wszystkim poszukiwań na szelfie Arktyki i obejmować będzie utworzenie ośrodka badań szelfu arktycznego w St. Petersburgu, przygotowanie kadr i wspólne przedsięwzięcia. Obszar badań to blok Prinowoziemelskij E na Morzu Karskim o powierzchni 126 tys. km² i głębokości wody 50–150 m. Obecny przy podpisaniu umowy premier W. Putin powiedział, że inwestycje na tym obszarze mogą osiągnąć 500 mld rubli (ok. 12 mld euro lub 17,3 mld USD). Prezes *ExxonMobil* Rex Tillerson oświadczył, że zapewnienia rządu rosyjskiego o

reformie opodatkowania ropy i poprawie warunków inwestowania dla zagranicznych i rosyjskich firm naftowych były argumentem do nawiązania współpracy z rosyjskim koncernem. Dla *Rosnefti* ogromne znaczenie ma zapowiedź uzyskania dostępu do złóż w Zatoce Meksykańskiej.

Wcześniej *ExxonMobil* zawarł z *Rosneftią* porozumienie o wspólnych poszukiwaniach na Morzu Czarnym w niecce Tuapse. Jest to obszar o powierzchni 11,2 tys. km² o potencjalnych zasobach 136 mln t równoważnika ropy naftowej. *Rosneft* będzie miała 66,7% udziałów, *ExxonMobil* – 33%.

W 2009 r. *Gazprom* uzyskał koncesję poszukiwawczą na bloku Zapadno-Kamczatskij na Morzu Ochockim i wykonał znaczny zakres badań sejsmicznych. Obecnie trwają przygotowania do wierceń na zachód od Kamczatki. Platforma *Kolskaja* typu „jack-up” została odholowana z Murmańska do Magadanu. W tym samym rejonie znajduje się złożo gazowo-kondensatowe Kirinskoje, którego zasoby *Gazprom* szacuje na 137 mld m³ gazu. Jeszcze w tym roku będą tam wiercone dwa otwory eksploatacyjne. Zložo Kirinskoje będzie pierwszym rosyjskim złożem eksploatowanym z zastosowaniem podwodnych instalacji produkcyjnych.

Falklandy. Zasoby geologiczne kompleksu stożków napływowych północnych Falklandów szacuje się na 82 do 174 mln t ropy. Teraz trzeci otwór rozpoznawczy 14-10-6 na złożu Sea Lion, zaprojektowany do zbadania środkowej części głównego stożka napływowego, osiągnął głębokość 2706 m. Przewiercono interwał złóżowy o miąższości 42 m z serią roponośną o miąższości netto 36,2 m. Średnia porowatość wynosi 21% dochodząc do 28,8%. Dobre własności zbiornikowe wykazuje również niższy pakiet piaskowcowy o miąższości 34 m (średnia porowatość 20%, osiąga 25,3%). Na podstawie tych wyników firma *Rockhopper Exploration plc* oceniła, że złożo ma znaczenie przemysłowe i przygotowuje plan zagospodarowania z wykorzystaniem statków FPSO i FSU.

Źródła: *BNK Petroleum, E&P, Kommersant, Lotos, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, PGNiG, Rigzone, RusEnergy, Statoil, World Oil, World Politics Review*