



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Firma konsultingowa IHS opublikowała opracowanie dokumentujące ogromny potencjał zasobów ropy zamkniętej na świecie. Przeanalizowano 148 rejonów roponośnych i 23 spośród nich wytypowano jako obszary o największej perspektywie, z technicznie wydobywalnymi zasobami ropy zamkniętej szacowanymi na 23,8 mld t, przy

czym zasoby tej ropy we wszystkich pozostałych badanych rejonach wynoszą łącznie 40,8 mld t. Dla porównania, wydobywalne zasoby ropy zamkniętej w Ameryce Północnej IHS oceniła w poprzednim studium na 5,8 mld t, nic więc dziwnego, że zdaniem autorów przedstawione liczby zapowiadają następną rewolucję w produkcji węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych, podobną do przełomu, jaki nastąpił po rozpoczęciu wydobycia gazu z łupków w USA na dużą skalę.

Szacunki zasobów ropy zamkniętej w 23 najwyższej ocenianych strefach opierają się na analizie budowy geologicznej, historii sedymentacji i charakterystyki geochemicznej tych stref, w tym porowatości, przepuszczalności, zawartości substancji organicznej, dojrzałości termicznej, występowania naturalnych spękań i innych cech. Najbardziej znane kompleksy roponośne to jurajskie i kredowe łupki formacji Vaca Muerta w Argentynie, łupki sylurskie w Afryce Północnej i łupki Bażenow w zachodniej Syberii. Steve Trammel, dyrektor IHS do spraw badań, zastrzega jednak, że wiarygodna ocena przemysłowego potencjału omawianych stref będzie możliwa dopiero po otrzymaniu wyników wierceń i zestawieniu danych złożowych z miejscowym zapotrzebowaniem na paliwa, dostępnością nowoczesnych urządzeń wiertniczych i usług serwisowych, warunkami terenowymi, jak również polityką lokalnych władz i regulacjami dotyczącymi polityki przestrzennej i gospodarki wodnej. Z kolei postępy w rozpoznaniu i rozwój technologii opróbowania i dowiercania złóż ropy zamkniętej mogą przyczynić się do rozszerzenia listy rejonów o wysokiej perspektywie poza 23 obszary, które wymieniono w studium. Dotychczasowe doświadczenia z USA i wielkość zasobów ropy z łupków, nawet w wariacie najbardziej ostrożnym, wskazują, że jest to perspektywa dostępu do nowych, obfitych źródeł węglowodorów.

Z informacjami IHS korespondują doniesienia koncernu Repsol na temat sukcesów w rozpoznaniu akumulacji ropy i gazu w łupkach na Saharze. Dyrektor Repsolu do spraw geologii, Eduardo Negri, powiedział, że rejon Tunezji, Algierii i Libii może być największym po

USA obszarem poszukiwań i eksploatacji gazu z łupków. Rozwój tego sektora jest jednak uzależniony m.in. od obniżki kosztów wierceń, które w północnej Afryce są wysokie.

OPEC. Komunikaty na stronie internetowej OPEC wyrażają zaniepokojenie zmniejszeniem popytu na ropę i określają go jako „popyt poniżej średniego poziomu”. Wydobycie surowca spadło do najniższego poziomu od 2 lat i we wrześniu br. wyniosło 4,06 mln t/d (spadek o 53 tys. t/d). Przede wszystkim mniejsze były dostawy ropy z Iraku, oprócz tego mniej ropy pompowano w Libii, Wenezueli i Arabii Saudyjskiej. Perspektywy na najbliższy okres nie są optymistyczne, bo przewiduje się ograniczenie zużycia ropy w Azji z powodu cofnięcia subsydiowania w Indonezji i Malezji. Być może ożywienie gospodarcze w Europie przełoży się na zwiększenie popytu na ten surowiec. Prognoza OPEC przewiduje, że światowe zapotrzebowanie na ropę wzrośnie w 2014 r. o 1,2%, do 12,3 mln t/d.

Rosja. Założona w 2008 r. spółka South Stream z powodzeniem zrealizowała wstępny etap budowy gazociągu z Rosji przez Morze Czarne do Bułgarii i dalej z rozgałęzieniem do Węgier i Austrii oraz do Grecji i Włoch i zawarła kontrakty z przyszłymi odbiorcami i krajami tranzytowymi. Prace inżynierskie rozpoczęto w grudniu 2012 r. i początkowo inwestycja, której koszt może osiągnąć 65 mld dolarów, z czego udział Gazpromu wynosi 40 mld dolarów, przebiegała pomyślnie. Teraz Gazprom napotkał trudności z finansowaniem projektu. Koncern liczył na 15-procentową podwyżkę cen gazu na rynku wewnętrznym, tymczasem rząd zamroził ceny. Z tego powodu nakłady inwestycyjne będą niższe o 1,6 mld dolarów. Inną drogą uzyskania środków finansowych miały być obligacje Gazpromu zakupione przez rosyjski państwowy bank WEB, ale zamiast spodziewanych 3,1 mld dolarów koncern otrzyma od WEB tylko 930 mln dolarów.

Inne problemy wiążą się z zapowiedziami ograniczenia zakupów przez odbiorców gazu z South Stream. Według harmonogramu gaz ma popłynąć już w 2015 r., a docelowa zdolność przesyłowa wyniesie 63 mld m³ surowca rocznie. Tymczasem Bułgaria zamierza w ciągu najbliższych 5 lat ograniczyć odbiór gazu z Rosji o połowę. Udziałowcami konsorcjum South Stream są ENI, EdF i Wintershall, ale kontrahenci z Włoch, Francji i Niemiec także sygnalizują zmniejszenie zamówień. Wszystko za sprawą gazociągu TAP (Trans-Adriatic Pipeline) biegnącego z Turcji przez Grecję i Albanie do południowych

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

Włoch. Porozumienie w tej sprawie podpisano w Atenach w lutym br., a budowa gazociągu ma się rozpocząć w 2015 r. Gaz będzie pochodził z Azerbejdżanu, ze złoża Szach Deniz.

Zagospodarowanie gigantycznego złoża gazu Kowykta rozpocznie się nie wcześniej niż w 2024 r., jak oświadczył przedstawiciel Gazpromu na spotkaniu w Ministerstwie Zasobów Naturalnych i Ekologii Rosji. Poprzednio rosyjski koncern zapowiadał rozpoczęcie prac w latach 2017–2018, ponieważ złożo miało być głównym źródłem dostaw gazu ziemnego dla Chin, Korei i Japonii (już w 2000 r. chiński CNPC podpisał porozumienie o imporcie surowca).

Złożo Kowykta, odkryte w 1987 r., jest zlokalizowane ok. 450 km na północ od Irkucka i zawiera 2 bln m³ gazu i 83 mln t kondensatu. Pierwotnie posiadaczem koncesji było konsorcjum TNK-BP, które rozpoczęło inwestycje, powołując w tym celu spółkę Russia Petroleum, ale w 2011 r. koncesję za ok. 770 mln dolarów odkupił Gazprom. Przyczyną odłożenia na przyszłość udostępnienia tak ogromnych zasobów gazu i uzyskania rocznej produkcji w ilości 35 mld m³ mogą być wysokie koszty wydobycia. Nakłady TNK-BP na przygotowania wyniosły 400 mln dolarów, a wartość całego projektu szacuje się na 20 mld dolarów. Konkurencją dla Kowykty jest gazowo-kondensatowe złożo Czajandinskoje w Jakucji (o zasobach 1,2 bln m³ gazu i 79 mln t kondensatu), na którym wydobycie gazu ruszy już w 2017 r.

Kazachstan. Pierwsza ropa ze złoża Kaszagan na Morzu Kaspijskim popłynęła 11 września br. i to wydarzenie zostało odnotowane w mediach branżowych, ponieważ inwestorzy borykali się z wieloma trudnościami i początek wydobycia opóźnił się. Złożo odkryte w 2000 r. i późniejsze przemiany ustrojowe mocno skomplikowały prawa własności koncesji i dostępu do złoża. Ostatecznie inwestycję realizuje NCOC – konsorcjum North Caspian Operating Company (KazMunaiGas, ENI, ExxonMobil, Shell, Total, ConocoPhillips i INPEX). W pierwszej fazie zbudowano instalacje na morzu i lądzie o zdolności produkcyjnej 24,5 tys. t/d ropy z 20 odwiertów. W drugim etapie ukończone zostaną pozostałe urządzenia, a liczba odwiertów wzrośnie do 40. Pozwoli to na zwiększenie wydobycia do 50 tys. t/d ropy. Początkowo połowa wydobywanej ropy i część gazu będą ponownie zatłaczane do złoża.

Zasoby geologiczne złoża Kaszagan położonego w północnej części Morza Kaspijskiego, ok. 80 km od lądu, są szacowane na 4,7 mld t ropy, zasoby wydobywalne ocenia się na 1,2–1,7 mld t ropy. Skałami zbiornikowymi są utwory górnego dewonu i środkowego karbonu, miąższość interwału roponośnego przekracza 1000 m, jego strop znajduje się na głębokości 4200 m. Ponieważ są to wapienie o słabych parametrach porowatości i przepuszczalności, współczynnik szczypania jest niski (15–25%). Ropa o gęstości 0,8016 g/cm³ (45° API) należy do gatunku rop kwaśnych, ze względu na zawartość 19% H₂S. Kaszagan wraz z czterema złożami towarzyszącymi zajmuje powierzchnię 5500 km². Jest to akwen płytkowodny o głębokości od 3 m do 6 m, ale warunki morskie tej części Morza Kaspijskie-

go, szczególnie w zimie, są skrajnie niekorzystne dla wierceń i eksploatacji.

Niemcy. Potencjalna eksploatacja gazu z łupków jest w Niemczech tematem kontrowersyjnym, głównie z tego względu, że wiąże się ona ze stosowaniem szczelinowania hydraulicznego. Tymczasem krajowe wydobycie gazu ziemnego w 2012 r. zmniejszyło się o 12%, a dane z pierwszego półrocza br. pokazują dalszy spadek o 10%, co oznacza zwiększenie uzależnienia od importu – już obecnie z zagranicy pochodzi 86% gazu. Dlatego też Rainer Seele, dyrektor generalny Wintershall Holding GmbH, spółki BASF, zainicjował dyskusję, pytając, czy Niemcy mogą sobie pozwolić na całkowity zakaz wykorzystywania zasobów gazu zawartego w łupkach. W opublikowanym w ub.r. opracowaniu Federalnego Instytutu Geologii i Surowców Naturalnych (BGR) w Hanowerze podano, że zasoby geologiczne gazu z łupków wynoszą 13 bln m³. Przy założeniu, że 10% tej wielkości stanowią zasoby wydobywalne, jest to 1,3 bln m³ gazu – wielokrotnie więcej niż zasoby konwencjonalne. Chociaż instytut zastrzega, że są to dane tymczasowe, wymagające weryfikacji, to jednak zaznacza, że gaz z łupków mógłby zaspokoić krajowe zapotrzebowanie przez 10 lat.

Odnosząc się do ewentualnych niebezpieczeństw związanych ze stosowaniem szczelinowania hydraulicznego, R. Seele przypomniał, że obecnie 1/3 gazu produkowanego w kraju jest wydobywana przy zastosowaniu szczelinowania, ponieważ jest to gaz zamknięty zakumulowany w bardzo zwężonych skałach, i nie zaobserwowano zagrożeń dla wód podziemnych. Dlatego też należy rozważyć celowość wprowadzenia całkowitego zakazu stosowania szczelinowania. W sytuacji, gdy podjęto decyzję o wyłączeniu elektrowni atomowych do 2022 r., a odnawialne źródła energii, takie jak turbiny wiatrowe i panele słoneczne, nie są konkurencyjne pod względem cenowym, uzyskanie dodatkowych ilości gazu, paliwa znacznie bardziej przyjaznego środowisku niż węgiel kamienny, jest ze wszech miar pożądane.

Kanada. Według wstępnych informacji o nowym odkryciu w basenie Flemish Pass na północnym Atlantyku jego zasoby wydobywalne wynoszą od 40 mln t do 80 mln t ropy. Ropę stwierdzono w otworze Bay du Nord zlokalizowanym ok. 500 km na północny wschód od Nowej Funlandii, na wodzie o głębokości 1100 m. Horyzont roponośny w skałach wieku jurajskiego ma bardzo dobre parametry porowatości i przepuszczalności. Ropa jest z gatunku rop średnich, o ciężarze 0,855 g/cm³ (34° API). Po pozytywnych wynikach wcześniejszych wierceń Harpoon i Mizzen jest to trzecie kolejne odkrycie w basenie Flemish Pass i obecnie można szacować jego łączne zasoby na 54–108 mln t ropy. Operatorem jest Statoil Canada z 65% udziałów, pozostałe 35% posiada Husky Energy. Tim Dodson, wiceprezes firmy Statoil Exploration, podkreślając znaczenie tego odkrycia dla perspektyw roponośności rejonu Flemish Pass, zaznacza, że jest to obszar koncesyjny o powierzchni 8500 km², wymagający dalszych prac, w tym badań sejsmicznych i kolejnych wierceń poszukiwawczych i rozpoznawczych.

Wenezuela. Chińscy inwestorzy aktywnie działają nie tylko w Rosji i Afryce, lecz także w Ameryce Południowej, a szczególnie w Wenezueli. Przemysł naftowy Wenezueli przeżywa trudności z powodu ogólnej sytuacji gospodarczej, a także wskutek polityki nieprzychylniej dla zagranicznych firm naftowych. We wrześniu br. malezyjski Petronas wycofał się z dużego projektu inwestycyjnego w delcie Orinoko prowadzonego wspólnie z wenezuelskim koncernem narodowym PdVSA. Wcześniej PdVSA zrezygnował z przygotowywanych inwestycji w modernizację rafinerii Puerto Limón w Kostaryce. Miejsce PdVSA zajęła chińska CNPC, podpisując kontrakt wartości 1,5 mld dolarów. Do podobnej sytuacji doszło w Ekwadorze, gdzie CNPC nawiązała współpracę z miejscowym Petroecuador dotyczącą budowy rafinerii Pacifico o zdolności produkcyjnej 41 tys. t/d produktów naftowych, pierwotnie planowanej z udziałem Wenezueli. Warunki porozumienia zapewniają stronie chińskiej również udział w poszukiwaniach i wydobyciu ropy i gazu w Ekwadorze.

Dla Wenezueli kluczowe znaczenie ma zagospodarowanie złóż ciężkiej ropy w delcie Orinoko, gdzie prowadzą prace ENI, Repsol i Rosneft. Jednym z ważniejszych projektów jest udostępnienie zasobów ciężkiej ropy w bloku Junin 10. Próby pozyskania do udziału w inwestycji Totalu

i Statoilu zakończyły się niepowodzeniem i koncern PdVSA usiłował w ub.r. uruchomić wydobycie samodzielnie, ale wysokie koszty i trudności z opanowaniem technologii eksploatacji ciężkiej ropy hamowały postęp. Rozwiązania szukał wenezuelski minister ds. energii i ropy naftowej Rafael Ramirez, podpisując 18 września br. w Pekinie umowę z CNPC o sfinansowaniu projektu Junin 10, dzięki czemu możliwa będzie produkcja 30 tys. t/d ropy. Nakłady wyniosą 14 mld dolarów. CNPC ma również mniejszościowe udziały w dwóch innych projektach eksploatacji ciężkiej ropy w rejonie Orinoko, Petrosinovensa i Petrourica. Minister R. Ramirez poinformował także o udziale innego chińskiego koncernu, Sinopec, w zagospodarowaniu bloku Junin 1. Z kolei Export-Import Bank of China udzielił kredytu Wenezueli w wysokości 390 mln dolarów na rozbudowę w zakładach petrochemicznych Pequiven.

W ostatnim okresie Wenezuela pożyczyła od Chin 40 mld dolarów, co ma być spłacone dostawami ropy i produktów naftowych.

Źródła: Alexander Gas & Oil Connections, Hart's E&P, IHS, Interfax, Kommersant, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, Rigzone, Statoil, World Oil