



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski*



Świat. Zestawienie danych z największych złóż ropy i gazu, odkrytych w głębokowodnych basenach od 2000 r., pokazuje, jak duże są przyrosty zasobów uzyskane w ostatnich latach (tab. 1). Jednocześnie ilustruje ono skalę trudności związanych z głębokością morza, na której pracują platformy i statki wiertnicze. Najgłębiej położone jest brazylijskie złóż Tupi na Oceanie Atlantyckim — głębokość wody wynosi tam 2126 m. Akumulacja ta nie

dem wielkości zajmuje w tabeli złóż Dhirubhai w basenie Kriszna-Godavari. Jego zasoby podwoiły się po wykonaniu wierceń konturujących i rozpoznaniu w pierwszej fazie zagospodarowania. Trzecie miejsce w zestawieniu 20 najważniejszych odkryć głębokowodnych zajmuje złóż Akpo w Nigerii z zasobami przekraczającymi 150 mln t równoważnika ropy naftowej. Warto zauważyć, że na omawianej liście nie ma Angoli. Dzieje się tak dlatego, że odkrycia w tym sektorze Zatoki Gwinejskiej, mimo swojej liczebności, nie są tak duże, jak złóż Akpo czy Usan.

Tab. 1. Największe złóża podmorskie odkryte od 2000 r. (wg *Wood Mackenzie*)

Kraj	Nazwa złóża	Zasoby [mln t BOE*]	Głębokość wody [m]	Operator
Australia	Io/Jansz	486,7	1350	<i>Exxon/Mobil</i>
Indie	Dhirubhai	271,1	1334	<i>Reliance</i>
Nigeria	Akpo	153,4	1375	<i>South Atlantic</i>
Indonezja	Abadi	129,8	457	<i>INPEX</i>
Chiny	Liwan	119,7	1500	<i>Husky</i>
Egipt	Sapphire	116,1	427	<i>BG</i>
Egipt	Raven	109,3	650	<i>BP</i>
Australia	Calliance	105,2	424	<i>Woodside</i>
Australia	Pluto	103,9	976	<i>Woodside</i>
Norwegia	Viktoria	99,2	430	<i>Total</i>
Brazylia	Papa-Terra	98,7	1208	<i>Petrobras</i>
Brazylia	Jubarte	86,0	1245	<i>Petrobras</i>
Brazylia	Golfinho	80,9	1350	<i>Petrobras</i>
Brazylia	Tupi	79,9	2126	<i>Petrobras</i>
Nigeria	Usan	74,8	746	<i>Total</i>
Brazylia	Mexilhão	70,3	510	<i>Petrobras</i>
Malezja	Gumusut/Kakap	68,0	1078	<i>Shell</i>
USA	Tahiti	61,2	1231	<i>Chevron</i>
USA	Kaskida	59,1	1790	<i>BP</i>
Malezja	Kikeh	57,5	1339	<i>Murphy Oil</i>

*BOE — równoważnik ropy naftowej, dotyczy zasobów udokumentowanych i przypuszczalnych

należy do największych w tabeli, ale są przesłanki geologiczne na możliwość istnienia znacznie większych zasobów niż szacowano obecnie. Porównując wielkość zasobów, pierwsze miejsce zajmuje ogromne złóż gazu Io/Jansz w basenie Carnarvon z zasobami 486 mln t równoważnika ropy naftowej. Wraz ze złóżami Calliance i Pluto stanowić ono będzie bazę surowcową do budowy zakładów skraplania gazu ziemnego na wyspie Barrow, planowanych przez *Chevron*. Drugie miejsce pod wzglę-

Polska. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA wraz z amerykańską firmą *FX Energy* z Salt Lake City są zadowolone z wyników wiercenia Winna Góra-1 na SW od Poznania. Na głębokości poniżej 3518 m w utworach czernonego spągowca stwierdzono horyzont produktywny o miąższości 31,5 m. Średnia porowatość piaskowców wynosi 17,8%, a w niektórych partiach osiąga 29%. Próby złóżowe rozpoczęto 16 stycznia br. i na ich podstawie podano, że nowa akumulacja węglowodorów ma znaczenie przemysłowe porównywalne z odkryciem Środa-4. PGN i G SA ma 51% udziałów w koncesji, a *FX Energy* — 49%.

Europa. Zużycie gazu ziemnego w Europie zachodniej rośnie, równocześnie maleją zasoby krajowe. Jedną z dróg

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

złagodzenia deficytu gazu i zmniejszenia zależności od dostaw z Rosji jest import skroplonego gazu ziemnego, m.in. z Kataru i Nigerii. Transport gazu ziemnego w postaci skroplonej stanowi alternatywę dla transportu rurociągowego i jest właściwie jedynym rozwiązaniem w przypadku złóż bardzo odległych od rynków zbytu. Gazociągi dominują na lądzie, połączenia podmorskie dotychczas obsługują stosunkowo krótkie dystanse, nie ma gazociągów transoceanicznych. Z kolei koszty przewozu skroplonego gazu ziemnego są bardzo wysokie — tankowiec o pojemności 150 tys. m³ kosztuje ok. 185 mln USD, a koszt dzienny dzierżawy wynosi 75 tys. USD. Jednak przy odległościach powyżej 5 tys. km w przypadku gazociągów lądowych i powyżej 2 tys. km dla gazociągów podmorskich relacje cen przesyłu zmieniają się na korzyść skroplonego gazu ziemnego. Ponadto transport tankowcami ma jeszcze jedną wielką zaletę — możliwość szybkiej zmiany trasy i elastycznego dostosowania dostaw do potrzeb odbiorców. Warunkiem jest istnienie terminali ładunkowych i rozładunkowych. Standardowy ładunek tankowca przewożącego skroplony gaz ziemny to 100 mln m³ gazu w postaci gazowej (po regazyfikacji).

Typowa linia transportowa skroplonego gazu ziemnego składa się z: instalacji skraplania gazu, terminalu ładunkowego wraz ze zbiornikami, floty tankowców oraz terminalu odbiorczego z instalacją regazyfikacji i magazynami kriogenicznymi — zbiornikami stanowiącymi niezbędny bufor przy tłoczeniu gazu do sieci gazociągów dystrybucyjnych. To z kolei wymaga rozbudowy magazynów gazu w takim stopniu, aby mogły stanowić zapas w sytuacji nieregularnych transportów tankowcami. Oczywiście najkorzystniejsze byłoby usytuowanie magazynów w pobliżu terminali odbiorczych gazu skroplonego. Zagadnieniem tym zajęli się V. Köckritz i S. Reinhold z Akademii Górniczej we Freibergu i F. Crotofino z KBB *Underground Technologies* GmbH. Obecnie w Europie funkcjonuje 11 terminali gazowych, a budowa następnych 20 jest zaplanowana i znajduje się w różnych fazach zaawansowania. We Włoszech ma być 8 nowych terminali, w Wielkiej Brytanii — 4, we Francji, Hiszpanii i Niemczech — po 2, w Holandii — 1 oraz w Polsce (w Świnoujściu) — 1. Sposobem umożliwiającym obniżenie kosztów budowy i eksploatacji terminalu jest wykorzystanie kawern solnych. Zalety kawern doceniono w USA ze względu na niższy koszt inwestycji (zbiorniki kriogeniczne są bardzo kosztowne) oraz większe bezpieczeństwo i możliwość budowy terminalu gazowego na morzu. Rozwiązanie to zastosowano u wybrzeży Luizjany, gdzie kawerny solne znajdują się w wodach o głębokości 60 m.

Z kawernami wiąże się regazyfikacja metodą Bishopa, również obniżająca koszty, ponieważ nie są potrzebne zbiorniki kriogeniczne. W procesie Bishopa odparowanie skroplonego gazu ziemnego zachodzi w warunkach wysokiego ciśnienia — gaz skroplony jest ogrzewany wodą morską (nad morzem nie ma ograniczeń w dostępie do tego medium) i magazynowany w podziemnych lub podmorskich kawernach solnych. Możliwy jest w takim przypadku bardzo krótki czas rozładunku tankowca, nie przekraczający 1 doby.

Kawerna solna, wykorzystywana jako podziemny magazyn gazu, musi spełniać specyficzne wymagania wynikające z szybkich zmian ciśnienia podczas zatłaczania i odbioru gazu, powodujących silne naprężenia w górotworze. Naprężenia te mogą zdestabilizować sól i wywołać łuszczenie się i wykruszanie skał w otoczeniu

kawerny. Konsekwencją może być skrócenie okresu użytkowania kawerny. Spękania w ścianach kawerny mogą powstawać również w wyniku zmian temperatury skał w czasie napełniania gazem i opróżniania. Obecnie fluktuacje ciśnienia, dozwolone przez niemieckie urzędy górnicze, nie mogą przekraczać 10 barów na dobę. Jednak badania i symulacje prowadzone dla dużych kawern, rzędu 500 tys. m³, wskazują, że ten parametr może być podwyższony do 20 barów na dobę. To oznacza, że zamiast 18 kawern o łącznej objętości 9 mln m³, potrzebnych w Niemczech, wystarczy 9 kawern o pojemności 4,5 mln m³. W kategorii kosztów też widoczna jest przewaga kawern: za cenę jednego zbiornika kriogenicznego można wybudować 3 kawerny o tej samej pojemności.

Atutami podziemnych kawern są mniejsze zagrożenie awariami i mniejsza podatność na sabotaż. Ponadto, jeśli wykorzystujemy kawerny podmorskie, zmienia się zasadniczo koncepcja projektowania terminalu skroplonego gazu ziemnego — może on być zbudowany na morzu, co eliminuje utrudnienia wynikające z lokalizacji lądowej. Pozostają natomiast wymagania wynikające z mechaniki górotworu. Potencjalnym utrudnieniem może być też tworzenie się gazohydratów w rurociągach ciągu technologicznego. Wydaje się jednak, że ze względu na krótki czas retencji gazu w kawernie, nie zdąży się on nasycić parą wodną i tym samym gazohydraty nie będą mogły się uformować. Jak widać, terminale współpracujące z kawernami są atrakcyjną alternatywą dla projektów konwencjonalnych. Nie wszędzie jednak pomysł ten może być zastosowany, a tam, gdzie jest to możliwe, pozostaje do rozwiązania pokaźna liczba problemów.

Norwegia. Plan zagospodarowania złoża Snøhvit, opracowany w 2002 r., obejmował tylko zasoby gazu ziemnego, natomiast ocena możliwości eksploatacji ropy naftowej była przedmiotem odrębnego studium. Aktualnie podsumowano wyniki tych prac i wnioski są negatywne — przy obecnych cenach ropy i dostępnych rozwiązaniach technicznych wydobycie ropy jest nieopłacalne. Eksploatacja ropy ze złoża Snøhvit musiałaby rozpocząć się niezwłocznie, ponieważ po rozpoczęciu produkcji gazu, przewidzianym w II półroczu br., ciśnienie złożowe zacznie się obniżać. Tymczasem nie ma gotowego projektu na tę eksploatację. Te wszystkie czynniki spowodowały podjęcie przez akcjonariuszy projektu Snøhvit decyzji o zakończeniu przygotowań do wykorzystania ropy z tego złoża.

Irlandia. W lipcu zeszłego roku firma *Island Oil & Gas* rozpoczęła wiercenie otworu 49/23-1 na Morzu Celtyckim. Po 16 dniach została osiągnięta głębokość końcowa 1259,7 m. W utworach dolnej kredy stwierdzono występowanie horyzontu gazonośnego o miąższości 30 m. Otwór został zastanowiony i oczekuje na wykonanie rozszerzonego testu produkcyjnego, jednakże na podstawie dotychczasowych pomiarów dyrektor *Island Oil & Gas*, P. Griffiths, określił to odkrycie jako znaczące. Znajduje się ono w rejonie złoża Old Head of Kinsale i zajmuje powierzchnię ponad 22 km². Zasoby geologiczne szacuje się na 2,5–3,4 mld m³ gazu. Czynnikiem ułatwiającym ewentualną eksploatację jest bliskość (25 km) urzędem wydobywczych na złożu Kinsale, także głębokość wody (90 m) jest stosunkowo niewielka.

Rosja. Rzecznik firmy *Transnieft*, odpowiedzialnej za budowę rurociągu naftowego z Syberii do Chin nazwanego ESPO (*East Siberia Pacific Oil Pipeline*), poinformował,

że został wykonany pierwszy odcinek tej wielkiej inwestycji o długości 530 km (całość liczy 4200 km). Zapewnił również, że przygotowano zaplecze i zaopatrzenie materiałowe, niezbędne do zbudowania planowanego na 2007 r. następnego odcinka o długości 1250 km. Trwają przygotowania do udostępnienia ropno-gazowo-kondensatowego złoża Dulisminskoje koło Irkucka, o zasobach przemysłowych wynoszących 7,5 mln t ropy.

Brazylia. Projekt budowy gazociągu transamerykańskiego (*Prz. Geol.*, 3/2006, str. 203) staje się coraz bardziej realny. W pierwszym dniu posiedzenia plenarnego strefy wolnego handlu Mercosur (*Mercado Comun del Cono Sur — Wspólny Rynek Południa*) w Rio de Janeiro w styczniu 2007 r. prezydenci Brazylii i Wenezueli podpisali porozumienie o budowie odcinka gazociągu z Wenezueli do Brazylii o długości 5000 km. Gazociąg po osiągnięciu pełnej przepustowości ma transportować 18,2 mld m³ gazu rocznie, w pierwszej fazie zdolność przesyłowa wyniesie 6,2 mld m³ gazu rocznie. Gaz ziemny będzie dostarczany z zespołu złóż Mariscal Sucre w północnej prowincji Aragua w Wenezueli. Większość ludności Ameryki Południowej mieszka na południu kontynentu i tam też jest największe zapotrzebowanie na energię, podczas gdy poważna część zasobów gazu ziemnego znajduje się w Wenezueli i Boliwii. Planowany gazociąg ma rozwiązać ten problem dostarczając gaz m.in. do stolicy Amazonii Manaus i do stolicy stanu Pernambuco — Recife. W przyszłości będzie on stanowił centralny element sieci gazociągów łączących: Wenezuelę, Brazylię, Peru, Boliwię, Chile, Argentynę, Paragwaj i Urugwaj.

Gazociąg będzie budowany wspólnie przez wenezuelską PdVSA (65% udziałów) i brazylijski Petrobras (35%). Minister górnictwa i energii w Brazylii zapowiedział, że zarówno korporacje państwowe, jak i inwestorzy prywatni będą mogli uczestniczyć w tym przedsięwzięciu. Wstępny preliminarz budżetowy tej inwestycji, która ma być zrealizowana w ciągu 7 lat, opiewa na kwotę 23 mld USD, ale należy się liczyć ze zwiększeniem kosztów ze względu na zmiany proponowanej trasy i przeszkody terenowe. Niemal 2/3 trasy przebiega przez dżunglę amazońską, co wywołuje protesty ekologów. Kwestionowana jest też opłacalność gigantycznej inwestycji ze względu na jej skalę i wspomniane wyżej utrudnienia. Jednakże projekt ten cieszy się dużym zainteresowaniem wielkich firm energetycznych, w tym także *Gazpromu*.

Algieria. W początkach stycznia 2007 r. odbyła się wizyta delegacji rosyjskiej, na czele której stał minister przemysłu i energii W. Christienko. Była ona bardzo owocna dla strony rosyjskiej i stanowiła kontynuację rosyjsko-algierskiego porozumienia o współpracy z sierpnia 2006 r. Uczestnicy delegacji zostali przyjęci przez premiera Abdelaziza Belkhadema oraz innych członków rządu i zwiedzali obiekty *Sonatrachu*. Wchodzący w skład delegacji wiceprezes *Gazpromu* A. Miedwiediew podpisał z przedstawicielem *Sonatrachu* umowę o wymianie koncesji poszukiwawczych (transakcja typu *swap* dotycząca aktywów). *Gazprom* oferował 8 koncesji, strona algierska wybrała 4 i również zaproponowała udział w swoich projektach poszukiwania i zagospodarowania złóż. W drugim kontrakcie uczestniczą *Rosnieft* i przedsiębiorstwo budowy rurociągów *Strojtransgaz*, które zobowiązały się do zainwestowania kwoty 1,3 mld USD w 2 koncesje eksploatacyjne w Algierii.

Bliskie kontakty rosyjsko-algierskie budzą niepokój Unii Europejskiej, ponieważ zarówno Rosja, jak i Algieria,

jako najwięksi dostawcy gazu ziemnego dla Europy, mogą w przyszłości dyktować swoje warunki dostaw.

Iran. Koncepcja powołania kartelu gazowego na wzór OPEC, o której mówi się ostatnio w Moskwie (*Prz. Geol.*, 2/2007, str. 104), może być bliższa zrealizowania, ponieważ znalazła poparcie Iranu. Wskazują na to wypowiedzi ajatollaha Ali Chamenei ze spotkania z szefem rady bezpieczeństwa narodowego Rosji I. Iwanowem, cytowane przez irańską agencję prasową IRNA. Chamenei stwierdził, że *oba kraje mogą utworzyć organizację współpracy w branży gazowniczej podobną do OPEC*. Podkreślił jednocześnie, że wspólne działania nie powinny być ograniczone tylko do sfery gospodarczej, lecz również mają wpływać na politykę regionalną i międzynarodową, co wynika z faktu, że w gestii Rosji i Iranu jest 42% światowych zasobów gazu ziemnego. Biorąc pod uwagę rolę, jaką odgrywa OPEC, perspektywa stworzenia podobnej, wpływowej struktury, zarządzającej drugim najważniejszym nośnikiem energii na świecie, jest bardzo obiecująca dla Rosji i Iranu. Jednak rzeczywiste interesy obu stron nie są zbieżne. Rosja jest związana długoterminowymi kontraktami z odbiorcami w Europie Zachodniej i nie może arbitralnie zmieniać formuły cenowej. Iran prawie nie eksportuje gazu — jedynie niewielkie ilości są przesyłane do Turcji, nie jest więc obecnie konkurentem *Gazpromu* na rynku europejskim. Jednak realizacja projektu gazociągu *Nabucco* zmieniłaby diametralnie sytuację, gdyż istnieje rosyjski projekt gazociągu południowo-europejskiego, ukierunkowany na tych samych potencjalnych odbiorców. Jednocześnie Iran chciałby zwiększyć zakupy gazu z Turkmenuistanu, co w oczywisty sposób koliduje ze strategią *Gazpromu*, budującego swoją monopolistyczną pozycję w Azji Środkowej. *Gazprom* nie uzyskał również dostępu do gazu irańskiego, mimo znacznego zaangażowania inwestycyjnego w zagospodarowanie złoża South Pars. Tak więc wydaje się, że gazowy kartel powstanie nie tak szybko, ale działania na rzecz jego utworzenia (pozorne lub rzeczywiste) będą użytecznym instrumentem nacisku w stosunkach Rosji z Unią Europejską.

Angola. Minęły zaledwie 3 miesiące od odkrycia złoża Titania, a *British Petroleum* doniósł o kolejnym odkryciu w głębokowodnym bloku 31. Złoże nazwane Terra znajduje się ok. 30 km na NW od złoża Titania i 411 km od Luandy. Wykonano tam otwór do rzeczywistej głębokości pionowej 6118 m i stwierdzono horyzont roponośny, z którego w próbach uzyskano przyływ 680 t/d ropy. Jest to trzeci otwór w tym bloku, w którym przebito warstwę solne. Głębokość wody wynosi 2328 m.

Indie. Odkrycie w Zatoce Bengalskiej, o którym poinformował państwowy koncern ONGC (*Oil and Natural Gas Corp.*), budzi respekt swoimi rozmiarami. W otworze UD-1, zlokalizowanym ok. 55 km od brzegu i wierconym ze statku wiertniczego *Belford Dolphin*, odkryto horyzont gazonośny na głębokości 5300 m. Wstępne szacunki określają wielkość akumulacji gazu na 594 mld m³. Pomiary właściwości płuczki wskazują również na występowanie horyzontu roponośnego o miąższości 80 m. Niekorzystnym czynnikiem jest położenie w strefie Zatoki Bengalskiej, gdzie głębokość wody przekracza 3000 m.

Źródła: BP, First Break, FX Energy, Gazprom, Hart's E&P, Kommersant, Offshore, Oil Gas European Magazine, Oil&Gas Financial Journal, Oil&Gas Journal, Statoil, Upstream, World Oil