



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego.

Jerzy Zagórski*



Świat. Biopaliwa, szczególnie w Unii Europejskiej, są uważane za rozwiązanie, które ma zapewnić redukcję emisji dwutlenku węgla. Niedawno Komisja Europejska zaproponowała, aby członkowie Unii zobowiązali się do zwiększenia do 2020 r. udziału biopaliw do 10% ogólnego zużycia paliw. Kryterium to może być zaakceptowane na zbliżającym się

szczytce G-8 w Heiligendamm w Meklemburgii. Byłby to znaczny skok, szczególnie biorąc pod uwagę, że obecne zalecenia przewidują osiągnięcie udziału biopaliw w wysokości 5,75% do 2012 r. i tylko Szwecja i Niemcy zdołały dotychczas uzyskać 7-procentowy udział paliw odnawialnych. Popularność biopaliw jest ograniczana przede wszystkim ceną. W W. Brytanii olej napędowy produkowany z rzepaku jest o 30 eurocentów droższy od zwykłego oleju napędowego, mimo różnego rodzaju subsydiów stosowanych w uprawie i produkcji. Tymczasem pojawiają się głosy, że przecież spalanie biopaliw generuje do atmosfery taką samą ilość zanieczyszczeń co paliwa kopalne. Co więcej, jeśli wytwarzamy olej napędowy z rzepaku, to rzepak jest nawożony nawozami sztucznymi produkowanymi przy użyciu gazu ziemnego i sumaryczny dodatni efekt jest minimalny lub wcale go nie ma. Można się spodziewać, że produkcja biopaliw w krajach o cieplejszym klimacie, np. w Brazylii, jest tańsza, ale protekcjonistyczna polityka Unii utrudnia import brazylijskiego etanolu. Także wymagania jakościowe preferują droższy rodzimy rzepak zamiast tańszego oleju palmowego. Zresztą intensywne uprawy w krajach tropikalnych powodują niekiedy więcej szkód niż spalanie ropy lub gazu. Holandia wycofuje się z popierania użycia oleju palmowego, gdyż obliczono, że osuszanie terenów bagiennych w Indonezji pod uprawę palm i związany z tym rozkład torfu wytwarza 33 tony CO₂ na każdą wyprodukowaną tonę oleju palmowego, natomiast spalanie 1 tony oleju palmowego zmniejsza emisję tylko o 3 tony CO₂ w porównaniu ze spalaniem paliwa kopalnego. P. Jensen z Europejskiej Agencji Środowiska zwraca uwagę, że produkcja energii w elektrowniach jest o wiele bardziej efektywna niż przeróbka roślin na paliwa, przy czym jednocześnie oszczędzamy energię zużywaną w procesie przetwarzania.

Polska. Historia koncepcji dostaw gazu ziemnego z Danii do Polski jest długa i zaczęła nabierać realnych kształtów w październiku 2000 r. po podpisaniu porozumienia między PGNiG SA i duńskim koncernem DONG A/S. Porozumienie to dotyczyło gazociągu Baltic Pipe. Ostatnio sprawa ta została przypomniana przy okazji kolejnego spotkania przedstawicieli PGNiG SA i DONG w styczniu br. Strona polska potwierdziła chęć współpracy, ale podkreśliła, że ustalenia sprzed kilku lat są nieaktualne. Zupełnie nowe

rozwiązanie pojawiło się w komunikacie PGNiG SA z 2 maja br. o uzgodnieniach z firmą *Energinet.dk* w sprawie utworzenia bezpośredniego połączenia między Danią i Polską. Byłby to nowy wariant gazociągu Baltic Pipe, który ma być powiązany z gazociągiem Skanled (poprzednio ten ostatni projekt występował pod nazwą *Nordic* – Prz. Geol., nr 4/2007, str. 366), biegnącym z Norwegii przez Szwecję do Danii. PGNiG SA zwróciło się do Komitetu Sterującego ds. Gazociągu Skanled z wnioskiem o włączenie do konsorcjum realizującego to połączenie. *Energinet.dk* jest firmą państwową podległą Ministerstwu Transportu i Energii, głównym operatorem przesyłowej sieci gazowej i sieci elektrycznej 400 kV, 150 kV i 132 kV, posiada również podziemne magazyny gazu ziemnego Stenlille i LI Thorup. Obroty roczne wynoszą ponad 1 mld €. Wobec spodziewanego spadku wydobywania gazu ziemnego w sektorze duńskim M. Północnego po 2010 r. urzeczywistnienie projektów Skanled i Baltic Pipe poprawi zaopatrzenie i bezpieczeństwo energetyczne Danii, co jest priorytetem działania *Energinet.dk*. Tymczasem jednak nie są znane zasady finansowania Baltic Pipe, ani harmonogram. Strona duńska będzie odpowiedzialna za rozbudowę gazociągów krajowych, aby umożliwić przesył gazu z rurociągu Skanled do Baltic Pipe. Stawia również dodatkowy warunek, aby Baltic Pipe był połączeniem międzysystemowym, przystosowanym do dwukierunkowych dostaw między Polską i Danią. Chodzi więc o import gazu rosyjskiego, a to z kolei wymaga uzgodnień z *Gazpromem*. Ponadto projekt Skanled jest dopiero w fazie przygotowań i ostateczna decyzja o przystąpieniu do budowy ma być podjęta do 2009 r.

Morze Północne. Okres ostatnich kilku miesięcy przyniósł kilkanaście odkryć na M. Północnym i M. Norweskim. Na uwagę zasługuje otwór w obrębie bloku 20/5a w zatoce Moray Firth w sektorze brytyjskim, w którym z 2 horyzontów jurajskich uzyskano przypływ 1496 t/d ropy. Nowa akumulacja węglowodorów znajduje się w sąsiedztwie złóż Buchan i Tweedsmuir. Również w sektorze brytyjskim z bloku 23/16f uzyskano w próbach przypływ 495 tys. m³/d gazu i 144 t/d kondensatu przy ciśnieniu głowicowym 81,6 atm. W otworze Columbus w obrębie tego samego bloku stwierdzono horyzont gazonośny w formacji paleoceńskiej Forties o miąższości 38 m. W obszarze bloku P011 w otworze poszukiwawczym z odgałęzieniem bocznym potwierdzono przemysłowy charakter akumulacji gazu i kondensatu. Firma *Sterling* będąca operatorem bloku 42/12 odkryła złożę Breagh. W sektorze norweskim na strukturze Gamma odkryto akumulację ropy naftowej w formacji Staffjord. Drugie ważne odkrycie to złożo Biotitt. W otworze poszukiwawczym, wierconym do głębokości 2360 m, odkryto gaz i kondensat w formacji Heimdal. Biotitt znajduje się ok. 20 km na NE od złoża Sleipner, co ułatwi przyszłe zagospodarowanie. W sektorze holenderskim w otworze 318-6 stwierdzono występowanie piaskowców o dobrych własnościach zbiornikowych formacji Slochteren (perm). Uzyskano przypływ gazu ziemnego w ilości 1,2 mln m³/d. Na Morzu

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

Norweskim potwierdzono ropo- i gazoność obiektu poszukiwawczego Trost. Na Morzu Barentsa włoski koncern ENI kontynuuje rozpoznanie złoża Goliat. Zakończono wiercenie otworu 7125/4-1, w wyniku czego potwierdzono perspektywiczność tego rejonu. Oprócz tego w Irlandii trwają przygotowania do przetargu na koncesje w basenie Porcupine na Oceanie Atlantyckim.

Rosja. Chociaż budowa rurociągu wschodniosyberyjskiego (ESPO — *East Siberia Pacific Oil Pipeline*) już się rozpoczęła, nadal nie jest pewne, jaka ostatecznie będzie trasa magistrali, czy dotrze ona tylko do Chin, czy też zostanie przedłużona do Japonii. Tymczasem 18 kwietnia br. na konferencji prasowej w Ministerstwie Rozwoju Gospodarczego i Handlu ogłoszono o planach budowy podmorskiego tunelu przez Cieśninę Beringa, łączącego Syberię z Alaską. W tunelu o długości 103 km (najdłuższym na świecie!) mieściłaby się linia szybkiej kolei, autostrada, rurociągi naftowe i gazowe oraz magistrale energetyczne i telekomunikacyjne. Koszt tunelu szacuje się na 65 mld USD, a jego budowa potrwa 10–15 lat. Inwestycją są zainteresowane koleje rosyjskie, sieci energetyczne i *Transnieft*. Powstaje też projekt nowej linii kolejowej znaną Leny do Uelen w Cieśninie Beringa o długości 3500 km. Z tunelem są też związane plany budowy do 2020 r. 2 elektrowni pływowych Tugurskaja i Pendżinskaja na Morzu Ochockim, każda o mocy 10 GW. Wiceprezes rosyjskiej agencji ds. specjalnych stref ekonomicznych M. Bystrow powiedział, że będzie to projekt ekonomiczny, nie polityczny. Na Alasce idea tunelu znalazła poparcie b. gubernatora tego stanu, W. J. Hickela. Z drugiej strony nawet w Moskwie pojawiły się wątpliwości, co do celowości realizacji gigantycznego przedsięwzięcia w sytuacji, gdy na rosyjskie surowce i energię czekają Chiny, bliżej położone i gotowe do sfinansowania niezbędnych połączeń transportowych.

Pojawiają się też wątpliwości, czy zagospodarowanie złóż ropy we Wschodniej Syberii, które mają zasilać rurociąg wschodniosyberyjski, zostanie skoordynowane z terminem zakończenia budowy. I. Niestierow z uniwersytetu w Tiumeni stwierdził, że do wykorzystania zdolności przesyłowej rurociągu ESPO potrzebne jest 80 mln t ropy rocznie, a takich możliwości produkcyjnych we Wschodniej Syberii nie ma. Należałoby sięgnąć do zasobów Zachodniej Syberii, ale niewłaściwe metody eksploatacji w tym regionie doprowadziły do utraty co najmniej 5 mld t ropy, których już nie będzie można wydobyć. Konieczne jest wdrożenie nowoczesnych metod poszukiwań i eksploatacji. Jednym z zadań jest opracowanie technologii wydobycia ropy z utworów ilastych. W Zachodniej Syberii znajdują się one na głębokości 1000–4000 m i w dotychczasowych wierceniach nie były opróbowane. Zasoby całkowite tych formacji są szacowane na 174 mld t ropy.

Trwa konsolidacja przedsiębiorstw branży naftowej. W marcu rząd podjął decyzję o połączeniu przedsiębiorstwa eksploatacji rurociągów naftowych *Transnieft* z firmą zajmującą się transportem produktów naftowych *Transnieftieprodukt*. Ma to być etap realizacji strategii energetycznej. Prezes *Transniefti* S. Wajnsztk poinformował, że po zakończeniu procedur fuzji nastąpi likwidacja *Transnieftieproduktu* jako samodzielnej jednostki. Podkreślił jednocześnie, że w planach rozwojowych priorytet ma rurociąg przesyłowy produktów naftowych do Primorska jako reorientacja eksportu przez terminal Ventpils na

Łotwie. Komentarze rosyjskich kół finansowych są pozytywne — połączenie pozwoli na zwiększenie eksportu produktów naftowych. Wartość rynkowa *Transniefti* jest szacowana na 12,8 mld USD, eksploatuje ona sieć rurociągów o długości 48 tys. km. *Transnieftieprodukt* jest szacowany na 1,3–1,4 mld USD i eksploatuje niemal 20 tys. km rurociągów.

Oddział *ExxonMobil*, realizujący wielki projekt inwestycyjny Sachalin-1, poinformował o ustanowieniu nowego rekordu wiercenia ERD (*extended reach drilling* — otwory poziome o dużym kącie nachylenia). W kwietniu br. zakończono prace przy zagłowiczeniu otworu Z-11, w którym osiągnięto głębokość pomiarową 11 282 m. Poprzedni rekord z 2000 r. należał do wiercenia Wytch Farm w W. Brytanii i wynosił 10 278 m.

Projekt Sachalin-1 obejmuje zagospodarowanie 3 złóż: Czajwo, Odoptu i Arkutun-Dagi. Ponieważ złożo Czajwo znajduje się 8–10 km od brzegu, otwory eksploatacyjne są wiercone z lądu metodą ERD. Otwór Z-11 jest 17. otworem ERD wykonanym w ramach projektu Sachalin-1 i został odwiercony w ciągu 61 dni, wyprzedzając o 15 dni harmonogram. Urządzenie o nazwie *Jastrieb*, zaprojektowane i wyprodukowane przez firmę *Parker Drilling Co.*, jest największym lądowym urządzeniem wiertniczym. Ze względu na zagrożenie sejsmiczne moduł wiertniczy jest posadowiony na palach sięgających aż do wiecznej zmarzliny. Zapobiega to również osiadaniu w czasie rozmrażania i zamrażania gruntu. Zarówno część wiertnicza jak i magazyn rur są zamontowane na szynach i przesuwane o 10 m w czasie wiercenia kolejnych otworów. Wszystkie instalacje i sprzęt są przystosowane do temperatury -40°C. Moc silników wynosi 13 758 KM.

Turecja. Zaledwie 2 miesiące po informacji o porozumieniu dotyczącym rurociągu Burgas-Aleksandropoli podano do wiadomości, że powstaje drugi ważny szlak transportu ropy naftowej z Morza Kaspijskiego i Kazachstanu. Turecki minister energii i zasobów naturalnych H. Guler i włoski minister rozwoju gospodarczego P. Bersani zaakceptowali plan budowy ropociągu TAP (*Trans Anatolian Pipeline*) o długości 555 km, łączącego port Samsun na wybrzeżu Morza Czarnego z terminalem eksportowym Ceyhan nad Morzem Śródziemnym. Znaczenie tego projektu polega na zwiększeniu bezpieczeństwa w cieśninach Bosfor i Dardanele, gdzie natężenie ruchu tankowców już teraz jest bardzo duże. W 2010 r. 136 tys. t ropy dziennie (później 200 tys. t/d) będzie docierać do Ceyhan znacznie bezpieczniejszym w eksploatacji rurociągiem lądowym. Do Samsun ropa będzie dostarczana tankowcami z terminali w Noworosyjsku lub Supsa. Inwestycję będzie realizować konsorcjum z udziałem włoskiego ENI i tureckiej grupy przemysłowej *Calik*.

Irak. Spośród 78 złóż ropy naftowej zaklasyfikowanych do kategorii przemysłowych tylko 27 jest obecnie eksploatowanych. Dalsze 25 złóż jest w fazie zaawansowanego zagospodarowania i można się spodziewać, że niedługo wejdą do eksploatacji, natomiast 26 złóż wymaga intensywnych i kosztownych inwestycji, aby możliwe było rozpoczęcie wydobycia. W ostatnich dwóch dekadach nastąpił znaczny postęp technologiczny w eksploatacji, ale konieczne jest wdrożenie najbardziej zaawansowanych metod wydobycia, jakimi dysponują zagraniczne firmy naftowe. Możliwe byłoby wtedy zwiększenie produkcji w ciągu 5 lat z obecnego poziomu ok. 270 tys. t/d do 550 tys. t/d, a nawet 680 tys. t/d ropy. Rząd szacuje wielkość niezbędnych nakładów inwestycyjnych na 20–25 mld USD.

Dodatkową zachętą dla inwestorów są wyniki studium złożowego wykonanego przez IHS Energy Group. W opracowaniu bardzo wysoko oceniono perspektywiczność zachodniej, pustynnej części kraju, gdzie może się znajdować ponad 13 mld t ropy nowych zasobów. Oznacza to, że całkowite zasoby ropy w Iraku są niemal dwa razy większe niż dotychczas szacowano. Co więcej, koszty produkcji w Iraku są niskie, szczególnie w porównaniu z kosztami wydobycia na morzu i kształtują się poniżej 2 USD za baryłkę. Przedstawione wyżej dane nie mogą być jednak rozpatrywane w oderwaniu od realiów obecnej sytuacji w Iraku. Chodzi przede wszystkim o stan wojny domowej wpływający bezpośrednio na bezpieczeństwo personelu i instalacji naftowych, a pośrednio na rozwiązanie wielu kluczowych zagadnień organizacyjnych i ekonomicznych, w tym prawa naftowego i polityki koncesyjnej. Rząd przygotował projekt prawa naftowego, ale wcześniej należy rozstrzygnąć zagadnienia ustrojowe. Sunnici są przeciwni federalizmowi promowanemu przez Kurdów i szyitów dowodząc, że pozbawi to ich części zasobów naturalnych. Udostępnienie zasobów ropy na pustyni należącej do większości sunnickiej może pomóc w rozwiązaniu tego problemu. Decyzje dotyczące organizacji sektora naftowego w Iraku mogą mieć poważny wpływ na sytuację na światowym rynku ropy naftowej i ceny. Jeśli państwowe firmy naftowe w Iraku będą działać według formuły funkcjonującej w latach 1960–1970, to Irak zgodnie z polityką prowadzoną przez OPEC raczej będzie hamował inwestycje w branży naftowej i ograniczał wydobycie, aby utrzymywać wysokie ceny ropy. Drugim wariantem jest prywatyzacja sektora naftowego i otwarcie dla firm zagranicznych, co ożywiłoby poszukiwania i produkcję i zwiększyło konkurencję. Wejście podmiotów zagranicznych wiąże się też z dostępem do nowych technologii.

Francja. Wydobycie ropy naftowej ze złóż podmorskich, a szczególnie z akwenów głębokowodnych, wiąże się z koniecznością montażu i obsługi podwodnych instalacji eksploatacyjnych i przesyłowych. Oczywiście są to już głębokości niedostępne dla nurków i wszelkie operacje muszą być wykonywane przy użyciu zdalnie sterowanych pojazdów podwodnych. Najnowsza konstrukcja typu AUV (*Autonomous Underwater Vehicle* — samosterujący pojazd podwodny), opracowana przez francuską firmę ECA SA z Tulonu, to wielofunkcyjny statek *Alistar 3000*. Statek przypomina kształtem okręt podwodny, ma 5 m długości i 1,2 m średnicy, waży 2100 kg, przy czym 200 kg może stanowić ładunek użyteczny w postaci dodatkowej aparatury kontrolnej. Napęd zapewniają stery strumieniowe: 4 poziome, 2 boczne i 2 pionowe, umożliwiające utrzymanie nieruchomej pozycji, jak i osiągnięcie prędkości do 6 węzłów. Maksymalna głębokość wody wynosi 3000 m. Zasilanie akumulatorowe wystarcza na 24 godziny samodzielnej pracy. *Alistar 3000* przeszedł pomyślnie 10-dniowy test w Zatoce Meksykańskiej kontrolując rurociągi w obrębie złoża King. Próby te potwierdziły możliwości statku w zakresie:

- precyzyjnego zanurzenia aż do osiągnięcia pożądanej pozycji tuż nad dnem morskim,
- utrzymywania łączności radiowej i akustycznej z powierzchnią w czasie wykonywania operacji,
- wyszukiwania rurociągów i ich kontroli z odległości 1 do 2 m, co zapewnia uzyskanie obrazów rurociągu o wysokiej jakości,
- wykrywania ewentualnych uszkodzeń, nieszczelności i wycieków z rurociągów,
- bezpiecznego powrotu na powierzchnię.

Alistar 3000 został zaprojektowany głównie do inspekcji rurociągów, jednak może służyć również do kontroli głowic eksploatacyjnych, kolektorów, kolumn rur przewodnikowych i innych instalacji podwodnych, może też być przydatny przy układaniu rurociągów. Wszystkie te zalety łącznie z zasięgiem głębokościowym przekraczającym głębokość morza, na jaką aktualnie sięgają operacje wiertnicze i wydobywcze sprawia, że nowy statek niewątpliwie stanie się poszukiwanym sprzętem w wielu akwenach.

Gazohydraty. Kolejnym regionem, gdzie stwierdzono akumulacje gazohidratów, jest Morze Południowochińskie u południowo-wschodnich wybrzeży Tajwanu. Naukowcy z Instytutu Oceanografii Uniwersytetu w Taipei odkryli złoża gazohidratów o zasobach rzędu 600 mld m³. Są to ilości, które mogłyby pokryć zapotrzebowanie na energię 23-milionowej ludności wyspy przez 60 lat. Tajwan importuje 100% zużywanej ropy i gazu. Gazohydraty zalegają ok. 200 m pod dnem morskim, co w połączeniu ze stosunkowo niewielką głębokością wody stwarza korzystne warunki do opłacalnej eksploatacji.

Australia. Ogromne złoża gazu ziemnego, znajdujące się na archipelagu Papua Nowa Gwinea, nie staną się w najbliższych latach zapleczem surowcowym australijskiego przemysłu. Przygotowany w 2005 r. projekt gazociągu o długości ok. 4000 km z Port Moresby przez Cieśninę Torresa do Brisbane został oceniony jako nieopłacalny. Z powodu wzrostu cen koszt zagospodarowania złóż i budowy gazociągu szacuje się obecnie na 5,5 mld USD. Firma *Oil Search Ltd.*, główny producent ropy naftowej na Nowej Gwinei, w porozumieniu z partnerami zrezygnowała z realizacji projektu. Uznano, że korzystniejszym rozwiązaniem będzie wykorzystanie gazu na miejscu do produkcji skroplonego gazu ziemnego i rozwoju przemysłu petrochemicznego.

Grecja. Protokół podpisany 31.01.2007 r. w Atenach, dotyczący budowy gazociągu z Grecji do Włoch, został przyjęty z zadowoleniem w Unii Europejskiej jako realny krok na drodze ograniczenia ekspansji rosyjskiej w dziedzinie przejmowania kontroli nad szlakami transportowymi surowców energetycznych dla Europy. Minister rozwoju gospodarczego Włoch P. Bersani i minister rozwoju Grecji D. Sioufas sfinalizowali porozumienie przewidujące rozpoczęcie w czerwcu 2008 r. prac budowlano-montażowych przy gazociągu i oddanie go do użytku w 2011 r. Gazociąg o długości 212 km połączy miejscowość Stawrolimenas w północno-zachodniej Grecji przez Morze Adriatyckie z Otranto. Koszt inwestycji szacuje się na 300 mln €, z czego 40% będzie sfinansowane ze środków Unii Europejskiej. Budowa będzie realizowana przez konsorcjum *Poseidon*, utworzone przez grecką firmę gazowniczą DEPA i włoski koncern *Edison SPA*. Porozumienie Grecji z Włochami stanowi kolejny fragment tzw. *Południowoeuropejskiego Pierścienia Gazowego*, dostarczającego gaz ziemny z Azji Środkowej przez Turcję do odbiorców Grecji, Włoch, Albanii i Macedonii, a w przyszłości także Bułgarii. W czerwcu br. ma być ukończony gazociąg łączący Turcję z greckim systemem gazowniczym. Umożliwi to dostawy 11,5 mld m³ gazu rocznie, z czego 8 mld m³ będzie przeznaczony dla Włoch. Jednocześnie Grecja stanie się ważnym węzłem sieci gazowniczej.

Źródła: Alexander's Gas & Oil Connections, Energinet.dk, ENI, First Break, FT, Hart's E&P, Offshore, Oil&Gas Financial Journal, Oil&Gas Journal, Rigzone, RusEnergy, Statoil, The Economist, Upstream, World Oil