



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski*



Świat. Zmiany geopolityczne, ożywienie lub osłabienie gospodarki światowej, nowe odkrycia — wszystkie te czynniki sprawiają, że dyskusje na temat wielkości pozostałych do wykorzystania zasobów ropy naftowej na świecie trwają nieustannie. Ostatnio dodatkowym elementem pobudzającym zainteresowanie metodami oszacowania rezerw była rewizja zasobów *Shella*, mająca nawet konsekwencje giełdowe. Do debaty włączyła się też Służba Geologiczna USA (USGS), prezentując na konferencji australijskiego Stowarzyszenia Poszukiwań i Wydobywania Ropy Naftowej w Perth swoje dane i swój punkt widzenia. Geolog z USGS, Peter McCabe, podał, że łączne wydobycie ropy naftowej do końca 2004 r. wyniosło 129,4 mld t, co stanowi 32% całkowitych światowych dostępnych zasobów. Pozostaje więc 276 mld t (68%) w kategorii pozostałych zasobów wydobywalnych. Z kolei na tę liczbę składają się pozostałe konwencjonalne zasoby ropy poza USA, prognostyczne konwencjonalne zasoby ropy poza USA i przyrost zasobów w istniejących konwencjonalnych złożach poza USA oraz grupa nazwana przez McCabe'a *future resources*, czyli zasoby potencjalne. P. McCabe twierdzi, że zasoby większości złóż są niedoszacowane i z czasem zostaną skorygowane wskutek zwiększenia stopnia szczypania i dokładniejszego okonturowania. Ostrożność w szacowaniu zasobów wynika często z różnych przyczyn finansowych lub politycznych. Jako przykład podaje Morze Północne, gdzie pomiędzy rokiem 1985 a 2000 zasoby wzrosły o 1,6 mld t, przy czym złoża nowo odkryte stanowiły tylko 272 mln t. Większość zasobów ropy i gazu znajduje się w basenach obecnie eksploatowanych i w znacznej części są to baseny dojrzałe, jeśli chodzi o stopień rozpoznania. Nadal jednak istnieją baseny nie rozpoznane, które dzięki postępowi technicznemu staną się dostępne dla poszukiwań i wydobywania. P. McCabe wymienił tu obszary arktyczne, część Oceanu Indyjskiego, głębokowodne akweny na południe od Australii i niektóre rejony Ameryki Południowej.

Aby jednak obraz nie był zbyt optymistyczny, trzeba powiedzieć o innych problemach, jakie stoją przed przemysłem naftowym w sytuacji rosnącego zapotrzebowania na energię. Dwa kraje, Chiny i Indie, odgrywają obecnie znacznie większą rolę na rynku naftowym, niż to wynika z ich udziału procentowego w obrocie surowcami energoetycznymi. Dążą one do zapewnienia sobie dostaw paliw z importu niemal bez liczenia się z kosztami i nie tylko bezpośrednio wpływają na wzrost cen, lecz także na politykę w dziedzinie udzielania koncesji i inwestycji zagranicznych — dostęp dla „obcych” staje się trudniejszy. Taką sytuację obserwuje się też w innych krajach. W Rosji i

Wenezueli zyski wynikające z wysokich cen ropy powodują tendencję do swego rodzaju renacjonalizacji przemysłu naftowego, wiążącej się również z ograniczeniem możliwości działania zewnętrznych operatorów. Są to posunięcia taktyczne, przynoszące doraźne efekty, ale niekorzystne na dłuższą metę, ponieważ ograniczają transfer nowych technologii i osłabiają konkurencję.

Innym czynnikiem wpływającym na efektywność poszukiwań i wydobywania jest liczba urządzeń wiertniczych. Procent wykorzystania urządzeń jest duży, co wpływa na wysokie ceny dzierżawy. Jednocześnie firmy wiertnicze bardzo ostrożnie składają zamówienia na nowe jednostki z obawy przed zmianą koniunktury. Poważnym problemem jest zmniejszenie nowych inwestycji w sektorze poszukiwań i wydobywania. Są one obecnie niższe o 15–25% od średniej z lat ubiegłych. Dodatkowo, coraz starsze instalacje wydobywcze wymagają modernizacji, co może dokonać się kosztem nakładów na poszukiwania. Na tym tle korzystnie przedstawia się sytuacja w sektorze przemysłu rafineryjnego i petrochemicznego. Dokonane wcześniej inwestycje, częściowo wymuszone przez nowe normy jakościowe i ochronę środowiska, przynoszą teraz korzyści i branża dobrze sobie radzi ze zwiększonym zapotrzebowaniem na produkty naftowe. Na pozytywną ocenę zasługuje też postęp techniczny i rozwój nauk o Ziemi. Nowe technologie i konstrukcje wydawnie przyczyniają się do podniesienia efektywności poszukiwań i eksploatacji złóż, podobnie jak rozwój geologii, geofizyki i inżynierii złożowej. Jednak ta ostatnia dziedzina jest ściśle uzależniona od stałego dopływu wysoko wykwalifikowanych kadr, a z tym przemysł naftowy ma kłopoty. Głównym problemem jest niewielka liczba specjalistycznych uczelni i mała liczba studentów. Na to nakłada się jeszcze odchodzenie doświadczonych specjalistów na emeryturę. W ciągu najbliższych 5 lat może to być ubytek aż o 50%.

Niemcy. Zakrojony na szeroką skalę program Dyrektariatu Energii i Transportu Komisji Europejskiej, pod hasłem *TEEN — Trans-European Energy Networks* (patrz *Prz. Geol.*, vol. 53, nr 4, str.281–284), zawierający m.in. listę najważniejszych inwestycji gazowniczych i przybliżony harmonogram ich realizacji, może pozostać na papierze wskutek nowej inicjatywy rządu niemieckiego. Chodzi o gazociąg północnoeuropejski pod dnem Bałtyku, który definitywnie wykluczy budowę drugiej nitki gazociągu jamalskiego. W dniu 11.04.2005 r., w czasie targów w Hanowerze prezes *Gazpromu* A. Miller i prezes *BASF AG* J. Hambrecht podpisali list intencyjny w sprawie udziału firmy *Wingas*, kontrolowanej przez *BASF AG*, w nowej spółce *Gazpromu*, powołanej do budowy gazociągu północnoeuropejskiego. *Wingas* działa przede wszystkim na obszarze wschodnich landów, dysponując siecią ponad 2000 km gazociągów przesyłowych, i zajmuje się dystrybucją gazu z rurociągu jamalskiego. Udziały rosyjskiego koncernu w niemieckiej firmie wzrosną z dotychczasowo-

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

wych 35% do 50%. W nowym układzie kooperacyjnym *Wingas* weźmie udział w budowie nowego gazociągu pod dnem Bałtyku i zapewni połączenie przyszłego terminalu w Greifswaldzie (ok. 100 km na NW od Szczecina) z niemiecką siecią gazowniczą. Rozliczenie transakcji *BASF–Gazprom* zostanie dokonane w formie dostępu do eksploatacji złoża gazu Południoworosyjskiego w zachodniej Syberii (o zasobach ok. 20 mld m³ gazu). Kontrolowana przez *BASF* spółka *Wintershall AG* otrzyma 50% minus jedna akcja udziałów spółki należącej do *Gazpromu* pod nazwą *Siewiernieftiegazprom*, która posiada koncesję na eksploatację złoża Południoworosyjskiego. W Hanowerze podpisano także list intencyjny dotyczący sprzedaży przez *Gazprom* 25% udziałów w złożu Południoworosyjskim koncernowi gazowo-energetycznemu *E.ON Ruhrgas AG*. W zamian *Gazprom* uzyska dostęp do segmentu europejskiego rynku gazu ziemnego i energii, należącego do *E.ON AG*. Złoże Południoworosyjskie należy do strategicznych zasobów *Gazpromu* i opisane wyżej transakcje stanowią zasadniczą zmianę w polityce rosyjskiego koncernu — dotychczas żaden zagraniczny inwestor nie był dopuszczony do eksploatacji złóż gazu objętych koncesjami *Gazpromu*. Na początku maja bieżącego roku pojawiła się dodatkowa informacja *Gazpromu* o wynikach opróbowania nowego otworu w złożu Południoworosyjskim, według której wielkość zasobów gazu jest o 2/3 większa niż pierwotnie oceniano. Wagę porozumień podniosła obecność kanclerza G. Schrödera i prezydenta W. Putina, którzy w swoich wypowiedziach na konferencji prasowej podkreślali znaczenie ścisłej współpracy niemiecko-rosyjskiej dla Europy i poza Europą.

Norwegia. Prace przy wielkiej inwestycji, jak¹ jest budowa zakładu skraplania gazu ziemnego na wyspie Melkøya w pobliżu Hammerfest, prowadzone były w imponującym tempie. Ułożono 143-kilometrowy rurociąg, 31-człony Melkøya ze złożem Snøhvit. Rurociąg zbudowany jest z rur stalowych o średnicy 710 mm z otuliną ze zbrojonego betonu. Odcinki rur o długości 12,2 m były spawane w procesie ciągłym na pokładzie barki do układania rurociągów *Solitaire* i opuszczane na dno. Każda sekcja ważyła 10 ton. Układano od 3 do 6 km rurociągu dziennie, co było możliwe dzięki kursującym wahadłowo trzem statkami pomocniczym, transportującym rury z bazy na lądzie. Prace zakończono 4 czerwca bieżącego roku.

W rejonie Melkøya wiercone są następne otwory poszukiwawcze. Na zlecenie *Statoilu* w dniu 02.04.2005 r. z półzanurzalnej platformy wiertniczej *Eirik Raude* rozpoczęto wiercenie otworu Guovca. Wskutek wycieku oleju z układu hydraulicznego nastąpiła 3-tygodniowa przerwa w pracach wiertniczych, ale po wznowieniu robót otwór zostanie odwiercony w ciągu 20–30 dni. Urządzenie zostanie przeniesione na M. Norweskie, a następnie powróci na M. Barentsa, aby odwiercić otwór Tulipan, także dla *Statoilu*.

Zakład w Melkøya był również miejscem spotkania delegacji *Gazpromu*, z A. Millerem na czele, z dyrektorem generalnym *Statoilu* Helge Lund. We wrześniu ubiegłego roku rozpoczęto przygotowania do podpisania umowy o współpracy pomiędzy *Statoilem* i *Gazpromem* w zagospodarowaniu rosyjskiego złoża gazowo-kondensatowego Sztokmanowskoje na M. Barentsa. Rozmowy w Melkøya, przeprowadzone 28.04.2005 r., były kontynuacją tych negocjacji. Kolejne spotkanie odbyło się w październiku bieżącego roku.

USA. Przykładem postępu w wierceniach poziomych jest otwór S-213a w złożu Orion na Alasce. Jest to pierwszy otwór z pięcioma odgałęzzeniami poziomymi, wierceniemi z tego samego odcinka początkowego. Zadanie polegało na dotarciu do poziomu produktywnego Schrader Bluff, zajmującego powierzchnię ponad 130 km² i zawierającego zasoby geologiczne szacowane na 272 mln t ropy. Wykonując poprzednio wiercenia pionowe przewiercano co najwyżej 120 m warstwy złożowej. Teraz udostępniono do eksploatacji łącznie 7920 m. Produkcja z otworu S-213a wynosi 400–476 t/d ropy o ciężarze 0,9528–0,9593 g/cm³ (16–17° API) z płytszych horyzontów i 0,9218–0,9465 g/cm³ (18–22° API) z głębszych horyzontów kompleksu Schrader Bluff. Wiercenie zostało wykonane przez *BP Exploration Inc.*

Przykład Kanady, która systematycznie rozbudowuje kopalnie piasków ropoosnych i instalacje produkcji ciekłych węglowodorów, a przede wszystkim doskonalą procesy produkcyjne, skłonił rząd USA do podjęcia na nowo badań nad wykorzystaniem tego surowca. Również w Australii zaawansowane są przygotowania do realizacji inwestycji pod nazwą *Stuart Oil Shale Project* w stanie Queensland.

Według danych Służby Geologicznej USA, zasoby węglowodorów zawartych w łupkach bitumicznych wynoszą 285 mld t, głównie w stanach Kolorado, Utah i Wyoming. Inicjatywa wykorzystania tych złóż wyszła z departamentu obrony, dla którego posiadanie krajowych, niezawodnych, dostępnych i pewnych źródeł zaopatrzenia w ropę jest sprawą najwyższej wagi.

Próby eksploatacji węglowodorów z łupków były już prowadzone w latach 50. i 60. XX w., ale były to przedsięwzięcia na małą skalę i krótkookresowe. W 1980 r. Kongres USA wyasygnował 14 mld USD na program produkcji paliw z węgla kamiennego, łupków bitumicznych i źródeł alternatywnych, ale został on zaniechany w 1985 r. w związku ze spadkiem cen ropy. Od 1985 r. jedynie *Shell Exploration & Production Co.* prowadził testy produkcji ropy z łupków bitumicznych złoża Mahogany w stanie Kolorado. Wyniki prób w skali półprzemysłowej były zachęcające, bo uzyskano wyższy procent szczypania i z większej głębokości niż pierwotnie zakładano, mniejsze także było zużycie wody. *Shell* testował nowy proces konwersji *in situ*, wykorzystując otwory pionowe przechodzące przez warstwy łupków. Poszczególne poziomy były nagrzewane grzejnikami elektrycznymi do temperatury 340–370° C, a następnie gaz i lekkie frakcje ropy były wydobywane na powierzchnię. Uzyskiwano 1/3 gazu i 2/3 ropy o ciężarze 0,8397 g/cm³. Przedstawiciel *Shella* powiedział jednak, że konieczne będą dalsze, rozszerzone próby i badania oraz budowa kolejnych instalacji pilotażowych, zanim zostanie sprawdzona opłacalność produkcji i można będzie podjąć decyzję o budowie dużej instalacji w skali przemysłowej. Nie nastąpi to zapewne przed rokiem 2012. Należy jednak przypomnieć, że wszystkie kalkulacje kosztów i opłacalności pochodzą z okresu, gdy cena ropy oscylowała wokół 20 USD za baryłkę. Wówczas w Kanadzie koszt wyprodukowania baryłki ropy z piasków kształtował się w granicach 8,5–8,7 USD za baryłkę i był nieco powyżej granicy opłacalności. Dziś sytuacja jest inna — cena ropy na giełdzie nowojorskiej w dniu 08.05.2005 r. wynosiła 51,30 USD za baryłkę.

Przedstawiciele ogniw rządowych wykazują więcej optymizmu. Dla departamentu obrony najważniejsza jest możliwość szybkiego uzyskania znaczących dostaw paliw

z nowego źródła, natomiast departament energii podkreśla korzyści gospodarcze z powstania nowych zakładów, szacowane na 800 mld USD w ciągu 10 lat. Jako termin rozpoczęcia funkcjonowania inwestycji podaje się rok 2011. Początkowo produkcja będzie wynosić około 270 tys. t/d ropy. Docelowo zdolność produkcyjna ma osiągnąć 2,7 mln t/d.

Analitycy z firmy konsultingowej *Lehman Brothers Inc.* uważają, że udostępnienie złóż łupków bitumicznych i rozpoczęcie produkcji przemysłowej może nastąpić szybciej, niż podają to obecne prognozy, ponieważ z przyczyn technicznych i organizacyjnych koszty tych operacji są przeszacowane o 50%. Czynnikiem hamującym mogą być koszty ochrony środowiska i znaczne zużycie gazu ziemnego w procesach technologicznych.

Rosja. *BP-TNK*, jedna z największych spółek *joint venture*, podawana często jako przykład udanej współpracy inwestycyjnej w branży naftowej, otrzymała od federalnej służby podatkowej nakaz zapłacenia zaległych podatków — najpierw 144 mln USD, a następnie jeszcze 792 mln USD. Tą drogą *BP-TNK* znalazło się w podobnej sytuacji jak inne rosyjskie firmy naftowe, które otrzymują nagle wezwania do uregulowania podatków za lata 2000–2003. Rafineria w Ufie ma do zapłacenia 427 mln USD, koncern *Sibneft* 300 mln USD. Ponieważ los *Jukosu* jest dostatecznym ostrzeżeniem, zarząd *BP* w trosce o bezpieczeństwo swoich udziałów w rosyjskiej spółce wydelegował prezesa J. Browne'a do Moskwy na spotkanie z W. Putinem. Rzecznik *BP* oświadczył, co prawda, że sprawy podatkowe nie były głównym tematem rozmów, ale reakcja brytyjskiego koncernu ilustruje zaniepokojenie zachodnich firm wywołane zmianą rosyjskiej polityki. Półtora roku temu trwały przygotowania do połączenia *Jukosu* z *Sibneftią* i

ewentualnego zakupu akcji nowej spółki przez *ExxonMobil* (zakończony ostatecznie fiaskiem). Teraz prezes Lee R. Raymond mówi: *W 2003 r. uważałem Rosję za bezpieczne miejsce do inwestycji. Ostatnie informacje mogą świadczyć o tym, że moja ocena była przedwczesna.*

Innym sygnałem dla inwestorów są podwyżki ceł eksportowych na ropę naftową. W sierpniu 2004 r. cło na eksport ropy wzrosło z 41,60 USD do 69,9 USD za tonę. Na początku bieżącego roku cło wynosiło już 80 USD/t, a od 01.06.2005 r. wzrosło do wysokości 136,20 USD za tonę ropy.

Chiny. Opracowana przed II wojną światową przez Tropscha i Fischera metoda produkcji paliw płynnych z węgla kamiennego nie została całkowicie zapomniana i budzi zainteresowanie w krajach posiadających duże zasoby węgla kamiennego. Przykładem jest projekt budowy zakładu produkującego z węgla olej napędowy, ciężką benzynę i gaz płynny w Chinach. Instalacje o zdolności produkcyjnej 10 800 t/d paliw mają być zlokalizowane w prowincji Shanxi. Prócz partnerów chińskich w inwestycji jest zaangażowana południowoafrykańska firma *Sasol Synfuels International Ltd.*, z racji swego wieloletniego doświadczenia w stosowaniu i rozwijaniu metody Tropscha-Fischera. W Republice Południowej Afryki w okresie embargo na dostawy ropy naftowej proces ten był wykorzystywany do produkcji benzyny syntetycznej z węgla kamiennego.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Biul. OPEC, Statoil, First Break, Hart's E&P, Offshore, Oil&Gas Journal, RusEnergy, Upstream, World Oil*

UWAGA! ZASADY PRENUMERATY:

Prenumeratę krajową przyjmują jednostki kolportażowe RUCH, właściwe dla miejsca zamieszkania lub siedziby prenumeratora. Prenumeratę ze zleceniem wysyłki za granicę przyjmuje RUCH S.A., ul. Jana Kazimierza 31/33, 01-248 Warszawa, konto PBK SA, IV Oddział Warszawa, nr 68124010531111000004430494. Dostawa odbywa się pocztą zwykłą w ramach opłaconej prenumeraty, z wyjątkiem zlecenia dostawy pocztą lotniczą, której koszt w pełni pokrywa zamawiający. Zlecenia na prenumeratę dewizową, przyjmowane od osób zamieszkałych za granicą, są realizowane od dowolnego numeru w danym roku kalendarzowym. Informacje o warunkach prenumeraty i sposobie zamawiania udziela RUCH S.A., tel. 5328-812; 5328-813.

Wpłaty na prenumeratę są przyjmowane wyłącznie na okresy kwartalne, a terminy przyjmowania wpłat — na teren kraju i za granicę — są następujące: do 20.11 — na I kwartał następnego roku, do 20.02 — na II kwartał danego roku, do 20.05 — na III kwartał, do 20.08 — na IV kwartał. Cena prenumeraty kwartalnej wynosi **36 zł**, a za granicę jest o 100% wyższa.

Dostawa zamówionej prasy następuje:

przez jednostki kolportażowe RUCH — w sposób uzgodniony z zamawiającym,
ponadto istnieje możliwość indywidualnej i zbiorowej prenumeraty *Przeglądu Geologicznego*

— bezpośrednio w Państwowym Instytucie Geologicznym,

Prenumeratę można zamawiać, wnosząc opłatę z góry, przy czym przez cały czas prenumeraty będzie obowiązywała cena z dnia jej rozpoczęcia.

Zgłoszenia na prenumeratę przyjmuje w Państwowym Instytucie Geologicznym **Sekcja Dystrybucji Wydawnictw PIG**, gmach A, pokój 1 (parter), tel. 849-53-51 wew. 403 lub 229. Prenumeratę można też zgłaszać listownie na ten adres: Państwowy Instytut Geologiczny, **Sekcja Dystrybucji Wydawnictw PIG**, ul. Rakowiecka 4, 00-975 Warszawa.

Podstawą przyjęcia prenumeraty będzie nadesłanie na nasz adres zamówienia oraz kopii dowodu wpłaty, dokonanej na konto Państwowego Instytutu Geologicznego w BPH S.A, Oddz. w Warszawie ul. Jasna 1, nr 79 1060 0076 0000 4010 2000 2100.