

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski*



Świat. W 2005 r. zużycie ropy naftowej na świecie wzrosło o 1,3% w porównaniu z rokiem poprzednim, w 2006 r. ten wzrost wynosił już tylko 0,7%. Jednak przyrost zasobów jest nieznaczny i z tego powodu pytania o tempo wyczerpywania się zasobów są uzasadnione. Jednym z głosów w dyskusji na ten temat był referat wygłoszony na konwencji

AAPG w Long Beach w kwietniu br. Prognoza opracowana przez zespół geologów pod kierunkiem R. Nehringa mówi, że maksimum wydobycia ropy nastąpi w latach 2020–2040, przy czym ilość produkowanej ropy będzie większa od wydobycia w 2005 r. tylko o 10–20%. Ten stan może się utrzymać przez 20–30 lat, po czym rozpocznie się definitywny spadek.

W ciągu pierwszych 140 lat historii przemysłu naftowego zużyto na świecie ok. 136 mld t ropy (1 bln baryłek). Na zużycie następnych 136 mld t potrzebowaliśmy już tylko 30 lat. Wielkość konwencjonalnych i niekonwencjonalnych zasobów ropy naftowej na świecie szacuje się obecnie na 460–680 mld t. Są to zasoby możliwe do wykorzystania z punktu widzenia technicznego i ekonomicznego. Ich przyrost następuje trzema drogami: zwiększenia stopnia czerpania ze złóż, odkrywania nowych i udostępnienia zasobów niekonwencjonalnych. Obecnie eksploatacja ze wspomaganiami (wtórne metody wydobycia) jest prowadzona na 11% złóż produkcyjnych, natomiast możliwe jest stosowanie jej do 50% złóż. Wykorzystywane będą m. in. wiercenia poziome i rozgałęzione oraz większe zagęszczenie otworów eksploatacyjnych. Intensyfikacja produkcji będzie główną metodą powiększającą dostępne zasoby. Nowe odkrycia są najbardziej pożądanym źródłem przyrostu zasobów i ich możliwości rosną dzięki najnowszym osiągnięciom nauk geologicznych. Służba Geologiczna USA szacuje wielkość potencjalnych zasobów na 65 do 210 mld t.

Zasoby niekonwencjonalne, czyli piaski roponośne, ropa ciężka, łupki bitumiczne i ropa ze skał macierzystych są ogromne, co najmniej 400 do 540 mld t w każdej z tych kategorii, lecz ich eksploatacja stawia szczególne wymagania. Ekstrakcja ropy ze skał macierzystych jest bardzo trudna ze względu na ich niskie własności zbiornikowe, produkty rafinacji uzyskane z ciężkiej ropy mają ograniczone zastosowanie, zaś w przypadku ropy z łupków te negatywne czynniki występują razem. Co więcej, produkcja ze złóż niekonwencjonalnych pochłania więcej energii. Wszystkie te zastrzeżenia nie zmniejszają

znaczenia, jakie dla oddalenia momentu spadku produkcji ropy mają wtórne metody wydobycia i zasoby niekonwencjonalne.

Firmy naftowe często uczestniczą w inwestycjach w sektorze energetycznym, takich jak elektrownie jądrowe lub produkcja paliw ciekłych z węgla kamiennego, lecz okres względnie niskich cen ropy zahamował te przedsięwzięcia. Teraz następuje powrót do rozszerzonego profilu firmy ze szczególnym uwzględnieniem alternatywnych źródeł energii. Z kolei wśród alternatywnych nośników czołowe miejsce zajmuje energia odnawialna. Definicja odnawialnych źródeł energii określa je jako występujące w środowisku naturalnym i zasadniczo niewyczerpalne, w odróżnieniu od paliw kopalnych. Odnawialnym źródłem jest przede wszystkim energia słoneczna, rozwijane są też inne źródła odnawialne jak wiatr, energia wodna i geotermalna. Wydatki na ten cel w największych koncernach naftowych znacznie wzrosły w ostatnich latach, niekiedy kilkakrotnie, jak w przypadku *ConocoPhillips*, który zwiększył nakłady z 5 mln USD w 2004 r. do 31 mln USD w 2006 r.

W dziedzinie energii słonecznej pionierem był *Shell*, który w 1997 r. utworzył pion *Shell Renewables*, z którego wydzielił się oddział *Shell Solar*. Obecnie jego czołowym osiągnięciem jest produkcja paneli słonecznych w technologii CIS (*Copper Indium di-Selenide*) wspólnie z *Saint-Gobain Glass Deutschland GmbH*.

Wykorzystanie energii wiatru dzięki konstrukcji nowoczesnych turbin rozpoczęło się już w latach 70-tych. Na całym świecie zainstalowana moc turbin wiatrowych sięga 60 000 MW. Jeden z większych projektów tego typu jest realizowany przez francuski *Total* w rejonie Apeyron — łączna moc turbin wyniesie tam 90 MW. Bardzo interesującym przykładem równoczesnego wykorzystania słońca i wiatru jest eksploatowana przez *Shella* od 2006 r. platforma Cutter na Morzu Północnym. Jest to bezałogowa niewielka platforma eksploatująca gaz ziemny, której całkowite zapotrzebowanie na energię pokrywają 2 turbiny wiatrowe i 2 panele słoneczne. Podobne instalacje są coraz szerzej stosowane w operacjach wiertniczych i eksploatacyjnych, szczególnie na morzu. Prowadzone są też próby wykorzystania energii pływów morskich i tu znaczne osiągnięcia mają *Statoil* i *Norsk Hydro*. Podsumowując powyższy skrótowy przegląd wydaje się, że wkład przemysłu naftowego w rozwijanie energetycznych technologii przyszłości jest pokaźny.

Polska. Walne zgromadzenie Międzynarodowego Przedsiębiorstwa Rurociągowego SARMATIA Sp. z o. o. zdecydowało o podwyższeniu kapitału spółki i zmianach w jej strukturze w związku z przystąpieniem firm SOCAR z Azerbejdżanu, GOGC z Gruzji i *Klaipedos Nafta* z

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

Litwy. W nowym schemacie PERN *Przyjaźń SA*, *Ukrtransnafta*, SOCAR i GOGC obejmą po 20% udziałów, a *Klaipedos Nafta* 1%. Poprzednio spółkę tworzyły PERN *Przyjaźń SA* i *Ukrtransnafta*, mające po 50% udziałów. Decyzje podjęte na początku lipca br. mają kluczowe znaczenie dla ożywienia działalności powstałej 2 lata temu spółki. Udział SOCAR stanowi zapowiedź, że Azerbejdżan jest zainteresowany dostawami ropy na potrzeby rurociągu (czyli przede wszystkim Ukrainy i Polski), z kolei udział Gruzji umożliwi przesył do portów nad Morzem Czarnym. Teraz czas na studium wykonalności i analizę opłacalności dostaw ropy z Azerbejdżanu do Gdańska. W optymistycznym wariantcie te opracowania powinny być gotowe za 2 miesiące. Wstępne oceny mówią, że rurociąg mógłby być opłacalny przy transporcie 8–9 mln t ropy rocznie. Szacunkowy koszt tej inwestycji wynosi 500 mln €. Jeśli wnioski będą pozytywne, SARMATIA zostanie przekształcona w spółkę akcyjną i będzie mogła rozpocząć budowę rurociągu na odcinku Brody-Płock. Zapewne ostateczna decyzja zostanie podjęta na spotkaniu prezydentów 5 zainteresowanych krajów, planowanym pod koniec września br. w Tbilisi. Początek eksploatacji rurociągu przewiduje się na 2011 r.

OPEC. Po raz czwarty odbyło się spotkanie przedstawicieli Unii Europejskiej i OPEC poświęcone zagadnieniom energii. Uczestnicy pozytywnie ocenili wyniki prac zespołów tematycznych funkcjonujących od poprzedniego spotkania — obejmowały one odzyskiwanie i magazynowanie CO₂, monitorowanie wielkości mocy produkcyjnych w zakresie przeróbki ropy, wpływ rynków finansowych na ceny ropy i ich zmienność oraz politykę energetyczną. Uzgodniono kontynuację tych tematów z uwzględnieniem wpływu zwiększającego się udziału biopaliw na przemysł rafineryjny. Postanowiono powołać grupę roboczą przygotowującą założenia przyszłego Centrum Technologii Energii UE-OPEC.

Europa. Ministrowie transportu UE jednomyślnie przyjęli wnioski końcowe *Europejskiej Strategii Energetycznej dla Transportu*. Ustanowiono nowe wymagania dotyczące zużycia paliwa i emisji spalin w samochodach. Od 2012 r. producenci samochodów mogą wytwarzać pojazdy, które wydzielają nie więcej CO₂ niż 130 g/km. Obecna norma dopuszcza emisję CO₂ 160 g/km. Limity dotyczą zarówno samochodów osobowych, jak i ciężarowych. Stosowane będą również zachęty do stosowania biopaliw. Norma Euro 5, która wejdzie w życie we wrześniu 2009 r., będzie dopuszczała zawartość tlenków azotu (NO_x) w spalinach w ilości 2 g/kWh i cząstek stałych 0,02 g/kWh. Obowiązująca od 1 października 2006 r. norma Euro 4 określa poziom tlenków azotu na poziomie 3,5 g/kWh i cząstek stałych na 0,1 g/kWh.

Węgry. Po liberalizacji rynku gazowniczego rząd węgierski zintensyfikował działania w celu dywersyfikacji zaopatrzenia w surowce energetyczne. Pierwszym posunięciem były rozmowy z Ukrainą na temat zwiększenia przepustowości gazociągu *Przyjaźń*. W czerwcu br. minister gospodarki i transportu J. Koka poinformował o wystąpieniu do rządu indonezyjskiego w sprawie zakupu skroplonego gazu ziemnego. Zapowiedziano, że w październiku br. nastąpią dalsze rozmowy na szczepku mini-

strów. Dostawy mogłyby być odbierane przez terminal na Adriatyku, budowany przez Chorwację. W tym samym czasie koncern MOL ogłosił o programie rozpoznania niekonwencjonalnych zasobów gazu ziemnego na Węgrzech, planowanym wspólnie z *ExxonMobil Corp.*

Rosja. We wrześniu 2005 r. ogłoszono tzw. krótką listę potencjalnych partnerów do zagospodarowania gigantycznego złoża gazowo-kondensatowego Sztokmanowskoje na Morzu Barentsa, na której znalazło się 5 firm zagranicznych. Zaskoczeniem był komunikat *Gazpromu* z 9 października 2006 r. o wyłączeniu zagranicznych udziałowców z projektu realizacji tej inwestycji (Prz. Geol., 12/2006, str. 1032). Kolejny zwrot w sprawie nastąpił w lipcu br. Prezes *Gazpromu* A. Miller oświadczył 12 lipca: *Gazprom podjął decyzję o wyborze zagranicznego partnera do realizacji pierwszej fazy zagospodarowania złoża Sztokmanowskoje i został nim francuski Total*. Zgodnie z porozumieniem podpisanym przez dyrektora wykonawczego *Gazpromu* A. Ananienkowa, dyrektora generalnego *Siewmornieftiegaz* J. Komarowa i dyrektora wykonawczego *Totalu* Ch. De Mergerie powołana zostanie grupa do projektowania, finansowania, budowy i eksploatacji infrastruktury na złożu. Porozumienie wchodzi w życie już w lipcu, niezwłocznie po jego podpisaniu. Udział *Gazpromu* wyniesie 75%, *Totalu* — 25%. Możliwe jest dokooptowanie jeszcze innych partnerów, ale ich łączny udział nie może przekroczyć 24% tak, aby *Gazprom* dysponował przynajmniej 51% akcji. Prawa do koncesji na to złożo będą w całości należały do *Siewmornieftiegazu* (oddział *Gazpromu*). Pierwsza faza udostępnienia złoża przewiduje wydobycie 23,7 mld m³ gazu w 2013 r. i uruchomienie produkcji skroplonego gazu ziemnego w 2014 r.

Z informacji dziennika *Wiedomosti* wynika, że we wschodniej Syberii w pobliżu Irkucka odkryto ogromne złożo gazu nazwane Angaro-Lenskoje. Właścicielem koncesji jest niewielka, mało znana firma *Petromir*, której przedstawiciele złożyli dokumentację złoża do zatwierdzenia w państwowej komisji zasobów naturalnych *Rosniedra*, określając ich wielkość na 1,2 bln m³ gazu i 61,8 mln t kondensatu. Byłoby to więc złożo porównywalne pod względem zasobów ze złożem Kowykta, największym rosyjskim złożem gazu na lądzie. *Petromir* złożył już ofertę sprzedaży koncesji *Gazpromowi* i *TNK-BP*, ale specjaliści są ostrożni w ocenie wiarygodności zgłoszonych zasobów, przede wszystkim ze względu na zaszeregowanie ich do kategorii C₂, niższej wg klasyfikacji rosyjskiej niż C₁. Jeśli kolejne wiercenia potwierdzą wielkość złoża Angaro-Lenskoje, rejon Irkucka może się stać bazą dla dostaw gazu ziemnego dla Chin.

Zgodnie z przewidywaniami, kontrola działalności brytyjsko-rosyjskiej spółki *TNK-BP*, wszczęta przez urząd ochrony środowiska *Rosprirodnadzor* z powodu niewypełnienia warunków koncesji na złożu Kowykta, doprowadziła do ustępstw ze strony *TNK-BP*. Najważniejszym punktem porozumienia zawartego w czerwcu br. pomiędzy *TNK-BP* i *Gazpromem* jest zgoda na sprzedaż 62,89% udziałów spółki *Russia Petroleum OJSC*, posiadającej koncesję na eksploatację złoża gazu Kowykta. *TNK-BP* sprzedaje również 50% udziałów w firmie *East Siberian Gas Co.*, prowadzącej inwestycje w dziedzinie

gazyfikacji regionu. Postanowienia te znajdują się w liście intencyjnym podpisanym przez przedstawicieli *Gazpromu* i *TNK-BP* i dotyczącym wspólnych inwestycji w branży źródeł energii. T. Hayward, szef *British Petroleum*, szacuje wielkość nakładów w pierwszym etapie na 3 mld USD i zapowiada niezwłoczne utworzenie wspólnego komitetu sterującego, wyszukującego odpowiednie projekty inwestycyjne. Współpraca ma też pogłębić zaangażowanie *TNK-BP* w rosyjskim przemyśle naftowym i gazowniczym.

Pakistan. Pakistańska firma OGDCL (*Oil and Gas Development Co. Ltd.*) może pochwalić się 7 odkryciami złożowymi w ciągu ostatnich miesięcy. Pierwszy był otwór poszukiwawczy Dakhni Deep-1 w prowincji Pendżab, odwiercony do głębokości 4828 m, w którym stwierdzono akumulację gazu i kondensatu w formacji Datta. Po kwasowaniu uzyskano przyływ 305 tys. m³/d gazu i 35,3 t/d kondensatu przy ciśnieniu głowicowym 142,8 atm. Z kolei w prowincji Sindh w otworze Kunnar West-01A przewiercono dwa piaszczyste poziomy produktywne w formacji Lower Goru zawierające gaz ziemny i kondensat. Głębokość otworu wynosi 4085 m. W próbach uzyskano przyływ 312 tys. m³/d gazu i 23,1 t/d kondensatu przy ciśnieniu głowicowym 168,6 atm. W maju zakończony został odwiert otworu Thora Deep-1 (głębokość 3906 m), w którym produkcję gazu szacuje się na 280 tys. m³/d i kondensatu na 13,6 t/d. Inne pozytywne otwory to Dhachrapur-1, Chak 66 North East-1 i Nim West-1. Ostatnim sukcesem OGDCL jest wiercenie w otworze Chandio-1, który na początku lipca br. osiągnął głębokość końcową 3660 m, stwierdzono tam akumulację gazu i kondensatu w formacji Lower Goru.

Nowe odkrycia są również udziałem firm zagranicznych działających w Pakistanie. Austriacka ÖMV, występująca jako operator, wspólnie z ENI SpA i PPL odwierciła otwór Latif-1, w którym w interwale 3200–3450 m stwierdzono występowanie trzech horyzontów gazowo-kondensatowych. Wielkość przyływu gazu określono na 283 tys. m³/d. Wiercenie osiągnęło głębokość 3520 m. Jest to kontynuacja ciągu odkryć zapoczątkowanego dużymi złożami Miano (2001) i Sawan (2003). Najnowsze osiągnięcie to otwór Taijal-1 w obrębie bloku Gambat o głębokości końcowej 3780 m, w którym uzyskano przyływ 566 tys. m³/d gazu. Włoski ENI SpA odwiercił otwór Kadanwari-18 położony w pobliżu eksploatowanego złoża Kadanwari, ale wykryte poziomy gazonośne zalegające na głębokości ok. 3400 m są niezależne od poziomów głównego złoża. Jest to powiększenie zasobów i wskazanie nowych perspektyw w tym rejonie. Dobre rezultaty uzyskano też w otworze Rahim-1, wierconym przez *Orient Petroleum Inc.* w obrębie bloku Khipro. Wiercenie osiągnęło głębokość 3 200 m. W próbach stwierdzono przyływ 108,8 t/d ropy i 9,9 tys. m³/d gazu przez zwężkę 32/64" przy ciśnieniu głowicowym 127,8 atm. Wszystkie wymienione

odkrycia (poza Dakhni Deep-1) znajdują się w prowincji Sindh.

Syria. W 2003 r. Egipt i Jordania rozpoczęły prace nad projektem Gazociągu Arabskiego łączącego oba kraje. Pierwszy etap o długości 270 km przez pustynię Synaj do Taba obejmował też 16-kilometrowy odcinek podmerski przez zatokę Akaba i kosztował 200 mln USD. Zapewnił on dostawy gazu ziemnego w ilości 1 mld m³ rocznie do elektrowni Akaba, produkującej 50% energii elektrycznej w Jordanii. W drugim etapie wydłużono gazociąg o 390 km kosztem 300 mln USD, doprowadzając go w grudniu 2005 r. do elektrowni Rihab w północnej Jordanii. Obecnie na ukończeniu jest odcinek syryjski od Rihab do Homs o długości 324 km. W następnej fazie inwestycji powstaną odgałęzienia gazociągu do portu Banijas nad Morzem Śródziemnym i ewentualnie do rafinerii Zahrani w Libanie, jeśli Syria będzie dysponowała nadwyżką gazu po zaspokojeniu potrzeb krajowych. Przepustowość Gazociągu Arabskiego wynosi 10 mld m³ rocznie. Dalsze plany przewidują budowę 230-kilometrowego połączenia z Turcją, co umożliwiłoby eksport gazu egipskiego do Europy.

Kuba. W ubiegłym roku rząd kubański ogłosił przetarg na koncesje poszukiwawcze i eksploatacyjne w Zatoce Meksykańskiej, w swojej strefie ekonomicznej (Prz. Geol., 7/06, str. 578). Jedną z koncesji na lądzie i na wodach terytorialnych do głębokości 100 m uzyskała brytyjska firma *Gold Oil plc.* Donosi o tym komunikat krajowego urzędu ds. zasobów mineralnych (*Oficina Nacional de Recursos Minerales de Republica de Cuba*). *Gold Oil* koncentruje się na poszukiwaniach w Ameryce Łacińskiej (Peru, Brazylia, Kolumbia) i w Hiszpanii. Na Kubie występuje wspólnie z firmą *Minmet plc* z Dublinu. W poszukiwaniu jest również zaangażowany *PetroVietnam*, który działa we współpracy z krajową firmą *CubaPetroleum* i będzie prowadził prace w obrębie koncesji głębokowodnej.

Kanada. Ministerstwo Przemysłu zatwierdziło przejęcie firmy NAOSC (*North American Oil Sands Corp.*) przez *Statoil Canada Ltd.* W wyniku tej transakcji o wartości ok. 2 mld USD *Statoil* uzyskał dostęp do obszarów koncesyjnych ze złożami piasków bitumicznych o powierzchni 1 110 km² nad rzeką Athabaska w prowincji Alberta. Rozpoczęcie produkcji jest planowane na przełomie 2009 i 2010 r. z początkową wydajnością 1 360 t/d płynnych bituminów, a docelową 27 200 t/d. Prezes *Statoilu* H. Lund określił zakup jako znaczny postęp w długofalowej strategii zwiększenia zasobów bituminów i umocnienia pozycji norweskiego koncernu w Ameryce Północnej. Jednocześnie jest to dostęp do technologii wydobywania ciężkich węglowodorów, której znaczenie będzie rosło.

Źródła: *Alexander Gas & Oil Connections, Statoil, First Break, Gazprom, Hart's E&P, Offshore, Oil&Gas Financial Journal, Oil&Gas Journal, OPEC, Rigzone, Statoil, Upstream, World Oil*