

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Z zebranych przez bank inwestycyjny *Dahlman Rose & Co.* danych z 445 firm można wnioskować, że nakłady na poszukiwania i wydobycie na świecie będą wyższe niż pierwotnie przewidywano i wzrosną o 14%, osiągając kwotę 533 mld USD. Przyczyniają się do tego wysokie ceny ropy i oczekiwany wzrost cen gazu z równoczesnym zmniejszaniem się różnicy między zapotrzebowaniem na ropę i gaz a produkcją, co ułatwi dopływ środków finansowych do firm z sektora poszukiwań i wydobycia. Największy wzrost nakładów jest spodziewany w Ameryce Łacińskiej – powinien tam wynieść 26%. Wysoki przyrost wydatków ma nastąpić w USA i na Bliskim Wschodzie (22%) oraz w Kanadzie (16%). W Azji zwiększoną aktywność wykazują firmy chińskie, malezyjski *Petronas* i indyjski *ONGC*. Nakłady w Europie będą się kształtować na poziomie 11%, czyli poniżej średniej, podobnie w Rosji (7%). Afryka jest jedynym regionem, w którym spodziewany jest spadek nakładów o 15%, na co wpływa sytuacja w Libii.

Również opracowanie Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE) z czerwca br. dotyczące przewidywanej sytuacji na rynku ropy i gazu w perspektywie średnioterminowej, tj. do 2016 r., zakłada wzrost wydobycia ropy, jeśli gospodarka światowa będzie się rozwijać w tempie 4–5%. Przyrost wydobycia ropy w krajach zrzeszonych w OPEC nastąpi głównie w Iraku, Zjednoczonych Emiratach Arabskich i Angoli, natomiast innymi ważniejszymi producentami będą Brazylia, Kanada, Kazachstan i Kolumbia. Na rynku gazu pojawi się więcej importerów, co przyczyni się do szybszego rozwoju międzynarodowego handlu skroplonym gazem ziemnym. Będzie to jednocześnie czynnik ułatwiający reakcję na lokalne okresowe niedobory gazu. Czołowym eksporterem skroplonego gazu ziemnego zamiast Kataru stanie się Australia. Z racji położenia będzie głównym dostawcą gazu dla rozwijających się krajów Azji południowo-wschodniej.

Potwierdzeniem polepszającej się koniunktury dla firm naftowych są wyniki finansowe 8 firm amerykańskich zaliczanych przez *Oil & Gas Journal* i *Oil & Gas Financial Journal* do najszybciej rozwijających się. Porównanie wskaźników z III i IV kwartału 2010 r. przedstawiono w tabeli 1. Jak widać, są to bardzo dobre rezultaty, szczególnie w przypadku *Swift Energy Co.* z Houston, która zwiększyła kapitał akcyjny o ponad 21%. Grupa jest bardzo zróżnicowana, oprócz firm z dalekich miejsc listy *Oil & Gas Journal* znalazły się w niej też 3 koncerny z czołówki największych firm naftowych USA: *Exxon*, *Chevron* i

Marathon Oil, przy czym imponujący był wzrost zysku netto *Chevronu* – 40,3%.

Polska. W połowie lipca br. firma *3Legs Resources* rozpoczęła wiercenie otworu Warblino LE-1H w obrębie koncesji Damnica. Najpierw do interwału łupków dolnego paleozoiku będzie wykonywany pionowy otwór pilotażowy, który umożliwi pobranie rdzeni i dokonanie pomiarów geofizycznych, a następnie wiercony będzie odcinek poziomy. Wiercenie jest zlokalizowane ok. 10 km na południe od jeziora Łebsko i 25 km na zachód od odwiertu Łebień LE-2H. Jest to czwarty otwór w Polsce wykonywany w celu poszukiwania gazu z łupków.

Opracowanie Uniwersytetu Rice w Houston z lipca br. nosi tytuł *Gaz z łupków i bezpieczeństwo narodowe USA*, ale zawiera też odniesienia do Europy i Polski. Autorzy (K.B. Medlock, A.M. Jaffe i P.R. Hartley) uważają rozpoczęcie i rozwój eksploatacji gazu z łupków za wydarzenie o poważnych konsekwencjach geopolitycznych, przede wszystkim ograniczające rolę Rosji i Iranu. Zakładając, że wydobycie na szerszą skalę rozpocznie się do 2020 r., zrekompensuje ono spadek produkcji gazu ziemnego z Morza Północnego. Jednocześnie odsunie się w czasie groźba powstania gazowego OPEC i ograniczone zostaną dążenia Rosji, Iranu i Wenezueli do stosowania „broni energetycznej” lub „dyplomacji energetycznej”. Udział Rosji w dostawach gazu dla Europy może zostać zredukowany z 26% w 2007 r. do 13% lub nawet mniej po 2020 r. Szacunki dotyczące zasobów gazu w łupkach w Europie (technicznie wydobywalnych) są niższe niż w raporcie Agencji Informacji Energetycznej (AIE) z kwietnia br., jednak nadal są to znaczące wielkości, wynoszące 6,2 bln m³ gazu. Zasoby określone dla Polski wynoszą 3,4 bln m³ gazu, przy czym wprowadzono wskaźnik „ceny rentownej” – średniej ceny gazu koniecznej do zagospodarowania do 60% stwierdzonych zasobów. Perspektywiczne utwory sylurskie podzielono na kompleks I z zasobami 1,3 bln m³ przy cenie gazu 212 USD/1000 m³ i kompleks II z zasobami 2,1 bln m³ gazu przy cenie 256 USD/1000 m³. Poza Polską znaczne zasoby znajdują się w Austrii – 1,1 bln m³, Niemczech – 0,85 bln m³ i Szwecji – 0,85 bln m³ gazu.

Chiny. Doroczny raport *BP Statistical Review of World Energy* przynosi informacje o dość nieoczekiwanej zmianie na liście największych konsumentów energii na świecie – miejsce USA zajęły Chiny. Udział Chin wynosi obecnie 20,3%, podczas gdy udział USA to 19%, a udział Unii Europejskiej – 14,4%. Globalne zużycie energii w 2010 r. wzrosło o 5,6%, w USA było to 3,7% więcej, w krajach

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

Tab. 1. Wyniki finansowe wybranych firm naftowych USA w 2010 r. (wg *Oil & Gas Financial Journal*)

Miejsce wg wielkości aktywów w IV kw. 2010 r.	Firma	Kapitał akcyjny [tys. USD]		Zmiana [%]	Dochód netto [tys. USD]		Zmiana [%]
		III kw. 2010 r.	IV kw. 2010 r.		III kw. 2010 r.	IV kw. 2010 r.	
40	<i>Swift Energy Co.</i>	725 439	880 017	21,3	9330	10 319	10,6
70	<i>Gulfport Energy Corp.</i>	195 361	211 056	8	12 678	14 315	12,9
94	<i>Royale Energy Inc.</i>	10 565	10 938	3,5	276	329	19,2
2	<i>Chevron Corp.</i>	102 965 000	105 811 000	2,8	3 792 000	5 320 000	40,3
26	<i>Whiting Petroleum Corp.</i>	2 465 351	2 531 315	2,7	58 532	65 925	12,6
6	<i>Marathon Oil Corp.</i>	23 356 000	23 771 000	1,8	696 000	706 000	1,4
42	<i>Unit Corp.</i>	1 682 868	1 710 617	1,6	34 491	43 665	26,6
1	<i>Exxon Corp.</i>	150 600 000	152 679 000	1,4	7 561 000	9 250 000	22,3

OECD (*Organisation for Economic Co-operation and Development*) zwiększyło się o 3,5%, natomiast w Chinach zużycie wzrosło o 11,2%. W przeliczeniu na energię pierwotną zużycie w Chinach wyniosło 2432,2 mln t, w USA 2285,7 mln t, w UE 1732,9 mln t paliwa (łącznie z energią odnawialną; ropa naftowa w mln t, inne w mln t równoważnika ropy naftowej). Autorzy raportu uważają, że wyższe tempo wzrostu zużycia energii jest spowodowane ożywieniem gospodarki światowej, która w tym okresie charakteryzuje się zwiększonym zapotrzebowaniem na energię. W przypadku Chin oznacza to wzrost importu surowców energetycznych i realizację takich inwestycji jak ropociąg z Syberii czy gazociąg z Turkmenistanu.

Uruchomienie gazociągu Turkmenistan–Chiny 17 czerwca br. oznacza zasilenie gospodarki chińskiej dostawami 30 mld m³ gazu ziemnego rocznie (w 2013 r. gazociąg ma osiągnąć pełną zdolność przesyłową 40 mld m³). Budowę tego liczącego 8700 km długości połączenia rozpoczęto w 2007 r. Rurociąg biegnie przez Uzbekistan i Kazachstan do granicy chińskiej w miejscowości Huoerguosi w Sinkiangu, a stamtąd do Kantonu, Szanghaju i Hongkongu. Koszt inwestycji, realizowanej głównie przez *China National Petroleum Co.* we współpracy z *KazMunaiGaz* i *Turkmen-gaz*, wyniósł 22 mld USD. Gaz pochodzi z gigantycznego złoża Jołotan Południowy-Osman położonego ok. 350 km na SE od Aszchabadu. W pierwotnych szacunkach określano jego zasoby na 170 mld m³, teraz mówi się o zasobach rzędu 400 lub nawet 600 mld m³ gazu. W kwietniu br. *China Development Bank* udzielił Turkmenistanowi pożyczki w wysokości 4,1 mld USD na zagospodarowanie złóż gazu.

Francja. W badaniach sejsmicznych obserwuje się szybki wzrost ilości kanałów stosowanych w pracach polowych. Ostatnio firma *CGGVeritas* wykonała w Katarze zdjęcie 3-D z wykorzystaniem 40 000 kanałów, *Global Geophysical* wykonało dla *ExxonMobil* zdjęcie w basenie Piceance, stosując 80 000 kanałów, a *Kuwait Oil Co.* planuje ogromne zdjęcie z użyciem 220 000 kanałów. Będzie to możliwe dzięki wdrożeniu nowego systemu rejestracji danych sejsmicznych *Giga Transverse* współpracującego z aparaturą sejsmiczną *Sercel* 428 XL. Na tegorocznej

konwencji EAGE (*European Association of Geoscientists & Engineers*) w Wiedniu *CGGVeritas* wspólnie z firmą *Sercel* przedstawił koncepcję *Giga Transverse*, który ma zastąpić obecne schematy obserwacji dzięki przyspieszeniu transmisji danych z 100 Mb/s do 1 Gb/s, co pozwoli na zwiększenie ilości kanałów z 10 000 do 100 000 z próbkoowaniem 2 ms w czasie rzeczywistym. Dodatkową zaletą nowego systemu jest zmniejszenie ilości kabli, a więc uproszczenie prac polowych. Zapotrzebowanie na duże zdjęcia sejsmiczne zmusza wykonawców do prowadzenia rejestracji przez całą dobę i 7 dni w tygodniu (*Super Crew*), ale ograniczeniem jest niedostateczna ilość sprzętu.

Opisane rozwiązania sprawiają, że wykonywanie rejestracji obejmujących 1 mln kanałów staje się całkiem realne. Stawia to nowe zadania przed zleceniodawcami, którzy będą musieli przetworzyć, opracować, zinterpretować i przeanalizować tak gigantyczną ilość materiałów sejsmicznych.

USA. Metodę szczelinowania hydraulicznego, która jest kluczem do udostępnienia zasobów gazu ziemnego zgromadzonych w łupkach, opracowano i wdrożono już 60 lat temu. Okres, jaki upłynął od pierwszych prób, był wystarczający, aby udoskonalić technologię i jednocześnie przygotować odpowiednie normy i przepisy zapewniające bezpieczne prowadzenie tych zabiegów. Obecnie ponad 90% wierceń ropnych i gazowych w USA jest wykonywane z zastosowaniem szczelinowania. Należy podkreślić, że jest to ta sama technologia, jaką stosuje się w poszukiwaniach i eksploatacji gazu z łupków. Liczne badania potencjalnego oddziaływania szczelinowania na poziomy wodonośne nie wykazały żadnego zagrożenia. Badania takie przeprowadziła m.in. w 2004 r. Agencja Ochrony Środowiska USA (*EPA – Environment Protection Agency*) w otworach wierconych w celu eksploatacji metanu z pokładów węgla kamiennego. Wnioski były jednoznaczne – nie stwierdzono negatywnego wpływu procesu szczelinowania na wody podziemne. Również badania wykonane przez NYSDEC (New York State Department of Environmental Conservation) nie dostarczyły dowodów, aby szczelinowanie hydrauliczne mogło skazić poziomy wodonośne. Jednak wątpliwości nie odrzucono definitywnie i w ostatnim

okresie powracają one w formie postulatów wprowadzenia dodatkowych wymagań technicznych i ekologicznych, zgłaszanych zarówno na szczeblu lokalnym, jak i federalnym. Pojawiły się też radykalne żądania ujawnienia przez firmy serwisowe składu chemicznego komponentów cieczy roboczych stosowanych w trakcie szczelinowania, a więc wiadomości prawnie zastrzeżonych i objętych patentami. Najdalej idące kroki podjął gubernator stanu Nowy Jork, który wprowadził okresowy zakaz stosowania szczelinowania hydraulicznego w otworach gazowych. Działając na zlecenie Kongresu Stanów Zjednoczonych, Agencja Ochrony Środowiska przygotowała nowy program badań nad wpływem szczelinowania na zasoby wody pitnej. Wyznaczono 7 (spośród 40 proponowanych) obszarów do przeprowadzenia takich studiów i analiz. W dwóch przypadkach są to obiekty, gdzie prace dopiero się rozpoczną i agencja będzie monitorować cały cykl wiercenia i dowiercania. Wybrano rejony w Luizjanie (łupki Haynesville) i w Pensylwanii (łupki Marcellus). Pozostałe obszary to miejsca bieżącej eksploatacji gazu z łupków w Kolorado, Pensylwanii i Teksasie (łupki Bakken, Barnett i Marcellus). Wstępne wyniki będą dostępne w 2012 r., końcowe sprawozdanie będzie gotowe w 2014 r.

Gdyby proponowane dodatkowe zastrzeżone przepisy dotyczące szczelinowania weszły w życie, to według ocen Departamentu Energii USA koszt wiercenia gazowego zwiększyłby się o przeszło 100 000 USD, co w wielu przypadkach oznaczałoby nieopłacalność eksploatacji. Podobne ostrzeżenia formułuje Amerykański Instytut Naftowy, który szacuje, że zaprzestanie stosowania szczelinowania hydraulicznego spowoduje spadek produkcji gazu ziemnego o 57% i ropy naftowej o 23% w ciągu 10 lat.

Przejęcie amerykańskiej firmy *Petrohawk Energy Corp.* przez australijski koncern *BHP Billiton* wywołało spore zainteresowanie nie tylko ze względu na skalę transakcji (2,1 mld USD), lecz także ze względu na aktywa

Petrohawk obejmujące koncesje na poszukiwanie i eksploatację złóż niekonwencjonalnych. Są to m.in. koncesje na obszarach występowania łupków Haynesville w Luizjanie i Eagle Ford w Teksasie o powierzchni ok. 4000 km² i potencjalnych zasobach 96 mld m³ gazu. Teraz, po połączeniu z *BHP*, nakłady *Petrohawk* na poszukiwania i wydobycie wzrosną z 2,8 mld USD do 5 mld USD w 2015 r., aby w 2020 r. osiągnąć poziom 6,5 mld USD. Atutem *Petrohawk* jest też doświadczenie w rozpoznawaniu złóż niekonwencjonalnych, podczas gdy *BHP* dopiero rozpoczął działalność na tym polu, nabywając w lutym br. udziały *Chesapeake Energy Corp.* w koncesjach obejmujących łupki Fayetteville w Arkansas. Po fuzji z *Petrohawk* koncern *BHP Billiton* znajdzie się w pierwszej dziesiątce największych niezależnych firm naftowych klasyfikowanych pod względem wielkości zasobów na świecie.

Niespełna 9 lat po połączeniu koncernów *Conoco Inc.* i *Phillips Petroleum Co.* i utworzeniu *ConocoPhillips* zarząd firmy postanowił rozdzielić działalność *upstream* od *downstream* i powołać dwie odrębne giełdowe spółki *Exploration&Production* oraz *Refining&Marketing*. *ConocoPhillips* zajmuje obecnie 3 miejsce na liście największych koncernów naftowych w USA z aktywami w wysokości 160 mld USD, zatrudnieniem 29 600 osób i rocznymi przychodami w wysokości 226 mld USD. Mówiąc o planowanych zmianach, prezes *ConocoPhillips* Jim Mulva dość enigmatycznie tłumaczył przyszłe korzyści jako możliwości lepszej realizacji indywidualnych strategii biznesowych przez rozdzielone części koncernu.

Historia *Conoco* datuje się od 1875 r., *Phillips* powstał w 1905 r. Połączenie nastąpiło w sierpniu 2002 r., a w 2006 r. firma umocniła swoją pozycję przejmując *Burlington Resources Inc.*

Źródła: *Alexander Gas & Oil Connections*, *BP*, *Conoco*, *Hydrographic& Seismic*, *Interfax*, *iraniangas.ir*, *3Legs Resources*, *Offshore*, *Oil & Gas Financial Journal*, *Oil & Gas Journal*, *rice.edu*, *Rigzone*, *World Oil*