



## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski\*



**Świat.** Spektakularna ekspedycja dwóch batyskafów Mir-1 i Mir-2 na Biegun Północny, zakończona umieszczeniem na dnie Oceanu Arktycznego na głębokości 4261 m tytanowej flagi Rosji na początku sierpnia br., była kulminacyjnym momentem kampanii na rzecz rozszerzenia strefy ekonomicznej. Roszczenia Rosji do części terytorium Arktyki

pojawiły się już w 2001 r., ale teraz przybrały konkretny kształt — chodzi o obszar 1,2 mln km<sup>2</sup> obejmujący podwodne grzbiety Łomonosowa i Mendelejewa, które mogą być przedłużeniem struktur lądowych na Syberii. Wiadomości o działaniach władz rosyjskich pobudziły zainteresowanie problemami obszarów arktycznych, a przede wszystkim możliwością eksploatacji znajdujących się tam zasobów węglowodorów. Serię artykułów na ten temat zamieszczono m.in. w *The Economist* i *Financial Times*. Autorzy powołując się na opracowanie firm *Wood Mackenzie Ltd.* i *Fugro Robertson* z 2006 r. podają, że wielkość zasobów bituminów odkrytych dotychczas w Arktyce szacuje się na 31,6 mld t równoważnika ropy naftowej, natomiast potencjalne zasoby możliwe do odkrycia wynoszą 22,5 mld t równoważnika ropy. Należy jednak pamiętać, że jest to głównie prowincja gazonośna, gaz ziemny stanowi 85% zasobów. W warunkach polarnych eksploatacja, a przede wszystkim transport gazu, jest znacznie trudniejszy niż eksploatacja ropy. Ekspersi norwescy i kanadyjscy uprzedzają też, że upłynie wiele lat, zanim złoża w Arktyce będą mogły być udostępnione z zachowaniem wymogów ochrony środowiska naturalnego. Problemem będzie też rentowność eksploatacji. Generalnie próg rentowności ocenia się obecnie na 30 USD za baryłkę. Najkorzystniejsze warunki występują we wschodniej części Morza Barentsa, gdzie koszty są względnie niskie — ok. 20 USD za baryłkę. Dlatego też rozgraniczenie stref i sektorów staje się tak ważne dla USA, Rosji, Kanady, Norwegii i Danii. Konwencja Prawa Morskiego ONZ określa zasięg strefy ekonomicznej na 200 mil, ale dopuszcza stosowanie innych formuł wyznaczania granic. Nie tylko ropa naftowa, gaz ziemny, inne bogactwa mineralne oraz nowe łowiska są przyczynami, które ożywiły dyskusje i spory międzypaństwowe. Zmniejszenie obszarów pokrytych stałym lodem w wyniku ocieplenia klimatu umożliwi otwarcie nowych szlaków żeglugowych. Np. otwarcie Przejścia Północnozachodniego z Atlantyku przez Cieśninę Baffina i wzdłuż wybrzeży Alaski do Cieśniny Beringa skróciłoby rejs z Europy do Azji o 2500 mil.

Samoloty bezzałogowe (UAV — *Unmanned Air Vehicles*) były konstruowane do zastosowań militarnych, ale ich zalety zachęcają do zastosowań cywilnych, w tym także do

poszukiwań naftowych. Samolot bez pilota może wykonywać wielogodzinne loty patrolowe (inspekcja rurociągów i instalacji naftowych) i pomiarowe (grawimetria, magnetometria, termografia, fotogrametria), w dzień i w nocy, po trasach precyzyjnie kontrolowanych z ośrodka naziemnego. Niewielkie rozmiary i masa powodują, że np. zakłócenia pola magnetycznego są mniejsze, co korzystnie wpływa na jakość pomiarów. Koszty eksploatacyjne są niższe, samoloty bezzałogowe nie potrzebują lotnisk, niewielkie jest zużycie paliwa. Mogą też latać w strefach, gdzie istnieje zagrożenie dla pilota. Najprostsze modele kosztują poniżej 100 000 USD. Istotnym parametrem jest udźwieg — do patrolowania i wykonywania zdjęć terenu, termografii oraz magnetometrii wystarcza udźwieg 4–6 kg. Taką lekką maszyną jest Dragon Eye o rozpiętości skrzydeł 2,6 m, prędkości do 60 km/h i zasięgu 10 km. Do pomiarów radiometrycznych, grawimetrycznych lub elektromagnetycznych wymagany udźwieg wzrasta do 450 kg z uwagi na znaczny ciężar instrumentów pomiarowych. Warunki te spełnia samolot Hermes 1500 charakteryzujący się udźwiegem 400 kg, maksymalnym czasem trwania lotu 24 godziny i maksymalnym pułapem 10 000 m. Komputerowa kontrola lotu i precyzyjna nawigacja pozwalają na równoczesne użycie kilku samolotów w tym samym obszarze, co przyspiesza wykonywanie pomiarów i umożliwia ich powtarzanie w celu redukcji błędów instrumentu i zakłóceń. Również zdolność do wykonywania lotów na bardzo niskim pułapie, tuż na powierzchnię ziemi, jest przydatna przy wykrywaniu wycieków i nieszczelności rurociągów. Wszystkie te czynniki sprawiają, że wykorzystanie samolotów bezzałogowych w sektorze naftowym rośnie bardzo szybko. W Polsce nie było jeszcze prób zastosowania samolotów bezzałogowych, ale możliwe jest zastąpienie inspekcji gazociągów, wykonywanej przy użyciu śmigłowców lub samolotów, maszynami UAV. W maju br. wykonano badanie szczelności gazociągów wysokiego ciśnienia w południowo-wschodniej Polsce laserowym urządzeniem do wykrywania metanu (ALMA — *Airborne Laser Methane Assessment*). Sprawdzone 700 km rurociągów wykorzystując śmigłowiec z 3-osobową załogą. To samo zadanie mógł wykonać samolot bezzałogowy o udźwigu użytecznym 45 kg, bo tyle waży aparatura ALMA.

**USA.** Uzyskanie przez Partię Demokratyczną większości w Izbie Reprezentantów umożliwiło uchwalenie dwóch ważnych ustaw energetycznych, wspierających oszczędne gospodarowanie energią i rozwój źródeł alternatywnych. Począwszy od 2020 r. ze źródeł odnawialnych ma pochodzić co najmniej 15% energii. Obecnie udział wiatru, słońca i biomasy wynosi 6,1%. Jest to zasadnicza zmiana polityki amerykańskiej w dziedzinie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Jeśli reforma wejdzie w życie, emisja CO<sub>2</sub> w USA zmniejszy się do 2030 r. o 18%. W dalszym ciągu jednak będzie to mniej niż w Europie, bo Unia zamierza do 2020 r. zwiększyć udział źródeł odnawialnych do 20%.

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

W odniesieniu do paliw kopalnych ustawy w dalszym ciągu utrzymują wyłączenie z poszukiwań i eksploatacji licznych obszarów koncesyjnych. Przykładem może być rejon Grand Junction w stanie Kolorado z zasobami gazu ziemnego rzędu 255 mld m<sup>3</sup>. Drugim niekorzystnym postanowieniem jest cofnięcie ulg podatkowych dla firm naftowych z tytułu amortyzacji kosztów prac geologicznych i geofizycznych. W połączeniu z wprowadzeniem zaostrzonych wymagań dotyczących utylizacji wód złożowych oraz innych robót wiertniczych i eksploatacyjnych są to bardzo poważne zmiany w warunkach funkcjonowania przemysłu naftowego. Ustawy zostały uchwalone znaczną większością głosów, ale rząd zapowiedział, że będzie przekonywał prezydenta do zawetowania ustaw w obecnej formie. Sekretarz stanu ds. energii S. Bodman określił konsekwencje nowej legislacji jako prowadzące do zmniejszenia krajowej produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego oraz zwiększenia zależności od importu ropy. Podobne jest stanowisko Amerykańskiego Instytutu Naftowego, który nazwał ustawy *złą receptą na rozwiązanie problemów przyszłego zaopatrzenia w energię, która spowoduje trudności w utrzymaniu tempa rozwoju gospodarczego i grozi utratą wielu miejsc pracy*.

Ilość czynnych urzędzeń wiertniczych, podobnie jak ilość grup sejsmicznych, jest pilnie obserwowanym wskaźnikiem koniunktury w przemyśle naftowym. Dlatego też informacja firmy *Baker Hughes Inc.* z 10 sierpnia br., że liczba urzędzeń pracujących w USA wynosi 1798, była komentowana w prasie branżowej jako oznaka ożywienia. Kolejne tygodnie potwierdziły pozytywny trend — 24 sierpnia br. wykorzystanych było 1816 urzędzeń, a 31 sierpnia — już 1829 urzędzeń. Są to przede wszystkim urzędzenia lądowe (1730), na morzu znajduje się 75 urzędzeń, w tym 73 w Zatoce Meksykańskiej. Tym samym blisko jest do rekordu z 10 stycznia 1986 r., kiedy to w USA pracowało łącznie 1880 urzędzeń. Nieco inna sytuacja jest w Kanadzie, gdzie czynnych było 305 urzędzeń w porównaniu z liczbą 505 rok temu.

Zwiększyła się też liczba urzędzeń wiertniczych pracujących w obrębie bloków poszukiwawczych w Zatoce Meksykańskiej, określanych jako ultra-głębokowodne (poniżej 1500 m). W połowie sierpnia było ich 15 (tab. 1). W większości są to platformy, tylko dwa to statki wiertnicze. Również instalacje produkcyjne są umieszczane na coraz większych głębokościach. Na złożu Cheyenne głowicę eksploatacyjną założono na rekordowej głębokości 2747 m.

**Węgry.** W obrębie koncesji Inke na południe od Balatonu odkryto gaz ziemny w utworach miocenu w wierceniu Horvatkut-1, które osiągnęło głębokość 1750 m. Następny otwór, Marcali-1, został zaprojektowany na anomalii sejsmicznej AVO (*Amplitude Variation with Offset*), która w określonych warunkach może być bezpośrednim wskaźnikiem obecności węglowodorów. Zadanie geologiczne polegało na zbadaniu ropo- i gazonośności utworów miocenu i triasu. Na głębokości 1216 m stwierdzono miocenijski poziom piaskowcowy nasycony gazem o miąższości 17 m. Otwór osiągnął głębokość 1690 m i nie potwierdził perspektywiczności utworów triasowych. Program poszukiwań dla koncesji Inke przewiduje też wykonanie 150 km<sup>2</sup> zdjęcia sejsmicznego 3-D. Operatorem jest firma *Matra Petroleum plc* z W. Brytanii.

W pobliżu granicy z Chorwacją węgierski MOL realizuje we współpracy z INA *Industrija Nafta* z Zagrzebia program badań basenu Drawy. Już pierwszy otwór okazał

się sukcesem. W wierceniu Zalata-1, wykonanym do głębokości 3515 m, przewiercono 2 horyzonty gazonośne w interwale 3100–3200 m. W próbach z dolnego horyzontu uzyskano przepływ gazu ziemnego w ilości 62 tys. m<sup>3</sup>/d, zaś z wyższego po intensyfikacji produkcji uzyskano 337 tys. m<sup>3</sup>/d, co w warunkach węgierskich jest uważane za bardzo dobry wynik.

**Włochy.** Koncern ENI SPA wspólnie z kanadyjską firmą *Stratic Energy Corp.* rozpoczął przygotowania do zagospodarowania dużego złoża gazu ziemnego Longanesi w dolinie Padu, na NW od Rawenny. Złożo odkryto otworem Abbadesi-1 w styczniu 2005 r., następnie potwierdzono jego kontur otworem Longanesi-1. W pobliżu znajdują się złoża gazowe Alfonsine, Ravenna Terra i San Potito. Zasoby wydobywalne złoża Longanesi szacuje się na 1,1 mld m<sup>3</sup> gazu.

**Kazachstan.** Zagrożona jest przyszłość złoża ropy i gazu Kaszagan na Morzu Kaspijskim. Zagospodarowanie złoża prowadzi konsorcjum, w którym główną rolę odgrywa włoski koncern ENI, będący jednocześnie operatorem. W sierpniu konsorcjum zostało oskarżone o naruszenie przepisów o ochronie środowiska i w konsekwencji wydano decyzję o wstrzymaniu eksploatacji na 3 miesiące. Kolejnym krokiem było wystąpienie z roszczeniami o wyrównanie strat wynikających z opóźnień w realizacji inwestycji. Wiceminister finansów D. Jergożyn określił wielkość odszkodowania na 10 mld USD. Harmonogram przewidywał rozpoczęcie wydobywania w 2005 r., teraz ENI podaje termin 2010 r. Niemal dwukrotnie wzrosły też koszty przedsięwzięcia — do 19 mld USD. Inne zarzuty dotyczą zaległości podatkowych. Przedmiotem kontroli ze strony Ministerstwa ds. Sytuacji Nadzwyczajnych stał się budowany przez Włochów zakład przeróbki gazu w okręgu Makat. Ministerstwo zawiesiło prace z powodu zastrzeżeń co do ochrony przeciwpożarowej. Rząd ostrzega, że jeśli to będzie konieczne, jest gotów zmienić operatora. Przypuszczalnie oznaczałoby to przejście kontroli nad projektem przez państwową firmę *KazMunaiGaz*. Wszystkie te posunięcia wywołały zaniepokojenie ENI i zagranicznych partnerów konsorcjum. Ponieważ premier Kazachstanu Karim Masimow zaprosił prezesa ENI i komisarza UE A. Piebalgsa do Astany, przebieg wizyty powinien wyjaśnić, czy są to tylko żądania finansowe, czy też próba całkowitego wyeliminowania zachodnich udziałowców.

W połowie sierpnia br. *Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków* (Grupa PGNiG SA) rozpoczęły wiercenie otworu do głębokości 750 m w obrębie koncesji Żubantam. Jest to początek realizacji większego kontraktu z kazachstańską spółką *EmbaJugNieft*, w której 50% udziałów ma *Petrolinvest*, spółka powiązana z *Prokom Investmens SA*. Krakowska firma działa w Kazachstanie od 9 lat i w tym okresie odwierciła tam 500 tys. mb.

**Norwegia.** Po pięciu latach prac budowlano-konstrukcyjnych ruszył ogromny zakład produkcji skroplonego gazu ziemnego na wyspie Melkøya, wykorzystujący surowiec ze złoża Snøhvit. Całkowity koszt inwestycji ocenia się na ok. 10 mld USD, do czasu rozpoczęcia produkcji skroplonego gazu ziemnego wydatkowano 5,1 mld USD. Na podstawie obecnych cen ropy i gazu oraz kursu korony norweskiej do dolara szacuje się, że w okresie funkcjonowania zakładu, tj. w latach 2007–2030, przychody wyniosą ok. 35 mld USD.

W styczniu br. wiceprezes *Statoilu* Geir Pettersen poinformował o zakończeniu przygotowań do eksploatacji ropy

Tab. 1. Głębokowodne urządzenia wiertnicze w Zat. Meksykańskiej (wg *Offshore*, 2007)

Operator	Nazwa	Typ	Głębokość wody	Max. głębokość wody [m]	Max. głębokość wiercenia [m]
ExxonMobil Corp.	Ocean Eirik Raude	Platforma półzanurzalna	2650	3000	9150
Hydro	Noble Amos Runner	Platforma półzanurzalna	2415	–	7600
Shell	Noble Clyde Boudreaux	Platforma półzanurzalna	2382	3000	10600
Shell	Deepwater Nautilus	Platforma półzanurzalna	2273	2500	9100
Chevron	Cajun Express	Platforma półzanurzalna	2121	2600	7600
BP	Development Driller II	Platforma półzanurzalna	2079	2300	11500
Devon Energy	Diamond Ocean Endeavor	Platforma półzanurzalna	1973	3000	10600
BHP	Development Driller I	Platforma półzanurzalna	1893	2300	11500
BP	Thunder Horse	Platforma półzanurzalna	1838	–	–
BP	Discoverer Enterprise	Statek wiertniczy	1729	3000	10600
Chevron	Discoverer Deep Seas	Statek wiertniczy	1727	3000	10600
BP	Deepwater Horizon	Platforma półzanurzalna	1655	3000	9100
Woodside Energy	Noble Max Smith	Platforma półzanurzalna	1636	1800	7600
Kerr-McGee	Diamond Ocean Star	Platforma półzanurzalna	1601	1700	7600
Chevron	EnSCO 7500	Platforma półzanurzalna	1594	2400	10600

naftowej ze złoża Snøhvit, uzasadniając decyzję nieopłacalnością wydobycia. Później jednak podjęto decyzję o odwierceniu otworu rozpoznawczego 7120/6-2. Wiercenie osiągnęło głębokość 3120 m i zostało zakończone w utworach górnego triasu. Celem było zbadanie miąższości interwału gazowo-ropnego w zachodniej części złoża Snøhvit i własności zbiornikowych. Wyniki pomiarów będą dostępne we wrześniu. W przyszłości otwór 7120/6-2 będzie wykorzystany do zatłaczania wody lub CO<sub>2</sub> do złoża.

**Rosja.** Czteroletni kontrakt TGS — *Nopec Geophysical Co.* z *Dalmornieftiegeofizika* zaowocował stworzeniem banku danych sejsmicznych obejmującego obszar 35 000 km<sup>2</sup> na Morzu Ochockim. Teraz TGS rozpoczął wykonywanie kolejnego programu sejsmicznego w pobliżu Sachalinu. Będzie to 5500 km profili sejsmicznych 2-D. Rejestracje będą przetwarzane w centrum przetwarzania danych sejsmicznych *Dalmornieftiegeofiziki* w Južno Sachalińsku i będą dostępne w grudniu br.

**Turkmenistan.** Wspólny komunikat chińsko-turkmeński, wydany po zakończeniu oficjalnej wizyty prezydenta Kurbanuły Berdymuhamedowa w Pekinie, mówi o rozpoczęciu budowy gazociągu z Turkmenistanu do Chin, ale w rzeczywistości podpisano dopiero umowę o dostawach gazu, natomiast studium wykonalności będzie gotowe w październiku br. Jest to ogromna inwestycja — gazociąg o długości 7000 km będzie transportował 30 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie przez 30 lat i ma być gotowy w 2009 r. Trasa prowadzi ze wschodniej części Turkmenistanu na prawym brzegu Amu-darii przez Uzbekistan i Kazachstan do granicy chińskiej w prowincji Xinjiang i dalej do Kantonu

(Guangzhou) i Szanghaju. Brak jednak informacji o zgodzie Uzbekistanu i Kazachstanu. Strona chińska nie ma wątpliwości co do powodzenia projektu. Przedstawiciel rządu oświadczył, że jest to pierwszy transgraniczny projekt połączenia do Chin i kraje tranzytowe popierają tę budowę. Rozmowy na temat tranzytu prowadzono też z Kirgistanem, ale bez powodzenia. Głównym udziałowcem ze strony Chin będzie CNPC (*China National Petroleum Corp.*), Chińczycy obiecują również kredyty na budowę i dostawy sprzętu. Zachodni analitycy szacują koszt inwestycji na 5 mld USD.

Powyższe doniesienia wywołały reakcję Rosji obawiającej się o losy porozumienia z maja br., kiedy to prezydenci Rosji, Turkmenistanu i Kazachstanu postanowili budować nowy gazociąg kaspijski. Wcześniej prezydent Berdymuhamedow obiecał premierowi Fradkowowi gwarancje dostaw 70–90 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie dla Rosji do 2028 r. Obecnie Turkmenistan produkuje ok. 70 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, z czego 42 mld m<sup>3</sup> jest przeznaczone dla Rosji, 8 mld m<sup>3</sup> stanowi eksport do Iranu, a reszta jest zużywana w kraju. Kontrakt z Chinami mógłby naruszyć poprzednie zobowiązania. Prezydent Turkmenistanu zapewnia jednak, że odkryto nowe złoża gazu i jego kraj dysponuje zasobami gazu wystarczającymi na pokrycie zwiększonego zapotrzebowania. Umowa z Chinami obejmuje także współpracę w zagospodarowaniu złoża gazu Bagtyjarlyk o zasobach 1,3 bln m<sup>3</sup>, które ma być główną bazą surowcową dla nowego gazociągu.

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