

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski<sup>1</sup>



**USA.** Nadal trwają intensywne próby zlikwidowania wycieku ropy naftowej z otworu Macondo w Zatoce Meksykańskiej. Po odcięciu, za pomocą pił diamentowych i nożyc, uszkodzonej kolumny rizera umieszczono tam instalację nazwaną LMRP (*Lower Marine Riser Package*), pozwalającą na odbieranie większej ilości wypływającej ropy i 5 czerwca

BP plc informowało, że było to ok. 1420 t/d. W następnych dniach ilość zbieranej ropy zwiększyła się do 2000 t/d. Jest to jednak w dalszym ciągu tylko część ropy, wydostającej się do morza pod ciśnieniem 230–240 atm (ciśnienie złożowe wynosi 612 atm). Dlatego BP zakontraktowało statek typu FPSO *Helix Producer* oraz dodatkowo do odbioru ropy statek obsługi wierceń *Toisa Pisces*, które do końca czerwca powinny rozpocząć pracę na miejscu katastrofy. Pozwoli to na odbieranie od 5400 t/d do 7200 t/d ropy. Komplikacją może być nadejście huraganu (zbliży się sezon huraganów w zatoce), lecz w takim przypadku 2 specjalne elastyczne rizerki przesyłające ropę na statki będą mogły być odłączone. Pomyślnie przebiega wiercenie otworów ratunkowych. Otwór, którego wiercenie rozpoczęto 2 maja br. z platformy *Development Drilling*, miał 16 czerwca głębokość 4260 m (planowana głębokość końcowa wynosi 5480 m), a drugi, którego wykonywanie rozpoczęto dwa tygodnie później, dotarł na głębokość 2449 m. Równolegle odbywa się zakrojona na wielką skalę operacja zbierania emulsji ropnej z powierzchni morza, w którą zaangażowanych jest 27 000 osób.

Tymczasem grupa badawcza, kierowana przez dyrektora Służby Geologicznej USA M. McNutt'a, opublikowała wstępny raport, w którym stwierdza, że wypływ ropy jest znacznie większy niż 680 t/d podawane przez BP. Pierwsze szacunkowe wiadomości mówiły, że są to ilości wynoszące ok. 1600–3400 t/d, ale 10 czerwca br. McNutt ogłosił, że wyniki obliczeń dokonanych kilkoma różnymi metodami są jeszcze bardziej niepokojące, bo codziennie z uszkodzonego otworu wydobywa się od 2700 t/d do 5400 t/d ropy.

Już 24 maja br. prezydent USA B. Obama utworzył niezależną komisję do badania wycieku ropy w zatoce, w której zasiadać będzie William K. Reilly, były szef rządowej Agencji Ochrony Środowiska. Formalne śledztwo w sprawie katastrofy zostało wszczęte 2 czerwca br. przez prokuratora generalnego Erica Holdera. Jednak najpoważniejsze skutki będzie mieć ogłoszona 3 czerwca decyzja Departamentu Spraw Wewnętrznych USA, dotycząca wprowadzenia 6-miesięcznego moratorium na wiercenia w akwenach głębszych niż 150 m na wodach federalnych. Operatorzy powinni niezwłocznie wstrzymać prace wiertnicze i przerwać wiercenia. Sekretarz stanu Ken Salazar zapowiedział, że moratorium umożliwi dokonanie analizy wyników prac przeprowadzonych przez niezależną komisję

badawczą i wprowadzenie nowych standardów bezpieczeństwa. Zakaz wierceń spowoduje, że miejsca pracy straci blisko 40 000 osób, a sprzęt zostanie wycofany na inne rynki, np. na wschodnią półkulę, dlatego też nie tylko przedstawiciele przemysłu, ale i mieszkańcy stanów przylegających do zatoki krytykują decyzję z 3 czerwca. Według *Wall Street Journal* rząd opracuje wkrótce nowe przepisy dotyczące wierceń morskich, co pozwoli na zniesienie moratorium. Wydarzeniem, które w istotny sposób może wpłynąć na pozycję i sytuację finansową BP, jest utworzenie depozytowego funduszu odszkodowań w wysokości 20 mld USD. Zobowiązanie to zostało złożone po spotkaniu kierownictwa koncernu z prezydentem B. Obamą, które odbyło się w Białym Domu 16 czerwca br.

Potwierdzeniem rosnącego znaczenia niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w USA są dane przekazane przez *Occidental Petroleum Corp.* (6. miejsce na liście największych amerykańskich firm naftowych w 2008 r.). Koncern prowadzi w Kalifornii wydobywanie z 90 złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych, w obrębie których znajduje się 7500 czynnych otworów wiertniczych. Bieżąca produkcja wynosi 20,5 tys. t równoważnika ropy naftowej dziennie i w 2014 r. wzrośnie do 28–40 tys. t/d. *Occidental* posiada również koncesje o powierzchni 3500 km<sup>2</sup>, uważane za perspektywiczne pod kątem produktywności łupków charakteryzujących się korzystnymi warunkami termicznymi. Obecnie ponad 25% produkcji węglowodorów pochodzi z łupków. Pierwsze próby eksploatacji gazu z łupków nastąpiły w 1998 r. na złożu Elk Hills i zakończyły się sukcesem, bo teraz produkcja gazu z horyzontów łupkowych wynosi 5440 t równoważnika ropy naftowej dziennie. Złoże Elk Hills położone w dolinie San Joaquin zostało odkryte w 1911 r., ale eksploatację na większą skalę rozpoczęto dopiero w 1976 r. Jego powierzchnia wynosi 85 km<sup>2</sup>, a zasoby są oceniane na 73 mln t równoważnika ropy naftowej. Elk Hills zajmuje 7 miejsce w USA wśród złóż o największym wydobywaniu. Węglowodory występują tam w 13 horyzontach, od oligocenu do plejstocenu, na głębokości od 340 do 2900 m. Maksimum produkcji nastąpiło w 1981 r.

**Polska.** Rozpoczęło się wiercenie otworu Łebień LE-1 k. Łęborka, zaprojektowanego w celu rozpoznania utworów syluru i ordowiku i zbadania możliwości występowania gazu ziemnego w łupkach. Poinformował o tym 16 czerwca br. dyrektor firmy *Lane Energy Poland Sp. z o.o.* Alexander Fraser. Zgodnie z planem wiercenie powinno osiągnąć docelową głębokość w ciągu 6–8 tygodni.

**Norwegia.** Przez wiele lat ważną przeszkodą w rozwoju poszukiwań na Morzu Barentsa był brak dokładnego rozgraniczenia sektorów norweskiego i rosyjskiego. Skomplikowany kształt linii brzegowej Półwyspu Skandynawskiego w części przylegającej do M. Barentsa utrudniał

<sup>1</sup>ul. Czerniakowska 28 A m. 4, 00-714 Warszawa; jpzagorski@sasiedzi.pl

wyznaczenie tzw. linii środkowej, biegnącej od styku granic lądowych obu państw i stanowiącej podstawę wytyczenia granicy stref ekonomicznych. Obie strony stosowały różne metody obliczania linii środkowej i w rezultacie powierzchnia spornego obszaru wynosiła aż 175 000 km<sup>2</sup>. Problem nabrał znaczenia po odkryciu pierwszych złóż ropy i gazu na Morzu Barentsa i negocjacje, z przerwami, toczyły się prawie 40 lat. W ostatnich latach do pertraktacji granicznych dołączyły uzgodnienia dotyczące bezpieczeństwa operacji wiertniczych i eksploatacyjnych w warunkach arktycznych oraz zagrożenia środowiska naturalnego. Strona norweska dążyła do ustalenia wspólnych zasad i norm, począwszy od fazy projektowania aż do prac na morzu, zapewniających zminimalizowanie ryzyka zagrożeń dla ludzi i środowiska. Ostatecznie, w końcu kwietnia br. na spotkaniu z udziałem prezydenta Dmitrija Miedwiediewa i premiera Jensa Stoltenberga, podpisano porozumienie o rozgraniczeniu stref ekonomicznych Rosji i Norwegii na Morzu Barentsa i na Oceanie Arktycznym. Nowa granica została wypośredkowana na obszarze objętym rozszczeniami obu stron. Norweski minister ds. ropy naftowej i energii Terje Riis-Johansen powiedział przy tej okazji, że rozwiązanie kwestii granicznych przyczyni się do zwiększenia aktywności poszukiwawczej w tym rejonie i rozszerzenia współpracy norwesko-rosyjskiej. Według szacunków Służby Geologicznej USA z ub. roku zasoby węgłowodórów na szelfie Morza Barentsa wynoszą 10,3 mld t równoważnika ropy naftowej, przy czym są to złoża konwencjonalne zaliczane do kategorii zasobów wydobywalnych. Obszar, na którym się znajdują, położony jest na północ od koła podbiegunowego. Raport zastrzega jednak, że podobnie jak w przypadku innych basenów arktycznych, oprócz dużego potencjału ropo- i gazonośnego w poszukiwaniach i eksploatacji w tym rejonie należy uwzględnić niewielką ilość danych geologiczno-złożowych i bariery techniczne.

Dzięki wierceniu 6507/5-6ST2 w obrębie bloku 212 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym odkryte zostało złożo gazu ziemnego Snadd North, którego zasoby są szacowane na 9 do 16 mld m<sup>3</sup> gazu (Norweski Dyrektoriat Naftowy ocenia zasoby wydobywalne na 8 do 14 mld m<sup>3</sup> gazu). Odkrycie ma duże znaczenie dla PGNiG SA, ponieważ powiększa zasoby węgłowodórów udokumentowane poprzednio na złożach Skarv, Snadd i Idun i potwierdza kierunek poszukiwań w utworach kredowych, w których występują perspektywiczne pułapki litologiczno-facjalne. Horyzontem złożowym są piaskowce dolnokredowej formacji Lysing o bardzo dobrych własnościach zbiornikowych, nasycone wysokometanowym gazem ziemnym. Wiercenie wykonane z platformy *Borgland Dolphin* zakończono w dolnokredowej formacji Lange na głębokości 2876 m. Głębokość wody w tym rejonie wynosi 325 m. Zagospodarowanie złoża Snadd North będzie ułatwione dzięki bliskości złoża Skarv (ok. 2 km). Rozpoczęcie eksploatacji złoża Skarv jest planowane na III kwartał 2011 r. Udział PGNiG SA w koncesji 212 wynosi 11,9%, operatorem jest *BP Norge AS*, pozostałymi udziałowcami są *E.ON Ruhrgas Norge AS* i *Statoil ASA*.

**W. Brytania.** Skala wycieku ropy naftowej w Zatoce Meksykańskiej i jego skutki zaniepokoiły przedstawicieli brytyjskiego przemysłu naftowego i 2 czerwca odbyło się pierwsze posiedzenie komitetu doradczego ds. skażeń ropą naftową na morzu (OSPRAG – *Oil Spill Prevention and*

*Response Advisory Group*) powołanego przez *Oil & Gas UK*, organizację zrzeszającą firmy z branży naftowej pracujące na Morzu Północnym. W skład komitetu weszli przedstawiciele departamentu energii i zmian klimatycznych, rządowych organów kontrolnych i związków zawodowych. Prace komitetu będą się koncentrować przede wszystkim na:

- zagadnieniach technicznych dotyczących natychmiastowych działań chroniących personel,
- ocenie wielkości wycieku ropy i możliwych środków zapobiegawczych,
- reakcji na zagrożenie ropą w skali krajowej,
- warunkach ubezpieczeń i odszkodowań,
- określeniu przepisów i procedur reakcji dla całego Morza Północnego.

Przewodniczący komitetu Mark McAllister powiedział, że wypadek w Zatoce Meksykańskiej motywuje do dokonania szczegółowego przeglądu wymagań w zakresie zapobiegania wyciekom ropy i metod ich likwidacji. Mimo, że w ciągu ostatnich 20 lat nie doszło do dużej erupcji ropy, a rejestrowane wycieki są bardzo małe, to jednak operatorzy powinni sprawdzić, czy nie należy wprowadzić dodatkowych regulacji zapewniających bezpieczeństwo załóg na platformach i zminimalizowanie skutków dla środowiska.

Również Norwegia zareagowała na erupcję ropy w odwiercie *BP*, wstrzymując wydawanie nowych koncesji głębokowodnych na Morzu Północnym. Oznajmił o tym 9 czerwca minister ds. ropy naftowej i energii Terje Riis-Johansen wyjaśniając, że konieczne jest najpierw szczegółowe zbadanie okoliczności wybuchu i skażenia w USA i wyciągnięcie wniosków. Nie oznacza to w ogóle wstrzymania przygotowywanej 21 rundy przetargowej, lecz jedynie ograniczenie liczby oferowanych bloków koncesyjnych – z ogólnej liczby 100 bloków 28 może być wyłączonych.

**Ukraina.** Firma *EuroGas Inc.* z Nowego Jorku, posiadająca koncesje naftowe w Polsce, na Ukrainie i na Słowacji, nawiązała współpracę z kanadyjską firmą *Galizien Energy Corp.* z Toronto z zadaniem rewitalizacji 2000 zastanowionych i zlikwidowanych odwiertów gazowych we wschodniej Ukrainie. *Galizien Energy* została założona w celu eksploatacji konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego z wykorzystaniem własnej, nowatorskiej technologii intensyfikacji wydobycia nazwanej *SRS (short radius stimulation)*. W metodzie tej zatłacza się do otworu cieczy robocze z zawartością siloksanów (związków krzemu, tlenu i wodoru), co ułatwia i przyspiesza uwolnienie gazu ziemnego z porów skały. Firma kanadyjska zajmie się również eksploatacją metanu z pokładów węgla kamiennego. List intencyjny zawiera zobowiązanie *Galizien Energy* do odwiercenia 10 otworów, wykonania oceny skał zbiornikowych i rdzeni oraz zagłowiczenia odwiertów – łącznie na kwotę 5 mln USD.

**Europa.** W krajach Europy środkowej i wschodniej, przyłączonych do Unii Europejskiej, w ciągu ostatnich 20 lat zaszły poważne zmiany w strukturze zużycia energii, w tym w strukturze zużycia gazu ziemnego. Na przykładzie Węgier, Czech i Polski można prześledzić przejście od dominacji odbiorców przemysłowych (przede wszystkim przemysłu ciężkiego) do zwiększenia znaczenia energetyki (elektrownie gazowe) i odbiorców domowych. Są pewne różnice – w Czechach dość znaczny wzrost zużycia gazu

Tab. 1. Sieć istniejących i projektowanych gazociągów w niektórych krajach UE

Kraj	Operator gazociągów	Długość istniejących gazociągów <sup>1</sup> w km	Gazociągi projektowane <sup>2</sup> w km	Dodatkowa infrastruktura
Bułgaria	<i>Bulgartransgaz</i>	2645	ok. 250	Poziemne magazyny gazu Chiren i Galata
Czechy	<i>RWE Transgas Net</i>	3650	250–275	
Węgry	<i>FGSZ</i>	5530	ok. 1000	Podziemny magazyn gazu
Polska	<i>GAZ-SYSTEM</i> <sup>3</sup>	10 457	>1600	Terminal skroplonego gazu ziemnego, podziemny magazyn gazu Mechelinki
Rumunia	<i>Transgaz</i>	13 100	>1200	Poziemne magazyny gazu Ghercesti i Margineni

<sup>1</sup>długość gazociągów krajowych i tranzytowych, <sup>2</sup>bez międzynarodowych gazociągów tranzytowych, <sup>3</sup>gazociągi tranzytowe obsługujące *EuRoPol Gaz SA*

ziemnego wystąpił w okresie 1990–1996, po czym zapotrzebowanie raczej się ustabilizowało, natomiast na Węgrzech i w Polsce tendencja wzrostowa utrzymuje się, chociaż z wahaniami. Wymaga to rozbudowy sieci gazociągów i dostosowania ich do nowych potrzeb. Komisja Europejska zachęca do budowy połączeń transgranicznych i tworzenia nowych rurociągów redukujących skutki kryzysów wywołanych przerwami w dostawach od dominującego dostawcy (zakłócenia na linii Rosja–Ukraina i Rosja–Białoruś).

Infrastruktura gazownicza w nowych krajach Unii Europejskiej powstawała przeważnie w latach 70. i 80. XX w. Ten fakt rzutuje na rosnące koszty eksploatacji, konserwacji i napraw, a to z kolei jest bodźcem do modernizacji. Dane dotyczące istniejących i planowanych sieci gazowniczych przedstawiono w tabeli 1. Generalnie głównymi udziałowcami inwestycji w dziedzinie modernizacji i rozbudowy sieci są kontrolowane przez państwo firmy przesyłowe i dystrybucyjne. Najwięcej interkonektorów, czyli połączeń transgranicznych, planują Węgry (z Rumunią, Słowacją, Słowenią i Chorwacją), Rumunia (z Bułgarią, Mołdawią i Serbią) i Bułgaria (z Rumunią, Serbią i Grecją). Litwa, Łotwa i Estonia nie planują większych inwestycji rurociągowych. Polska będzie realizować nowe połączenia o znaczeniu lokalnym z Czechami i Niemcami, natomiast wspólne przedsięwzięcia z Danią, Litwą czy Słowacją pozostają w fazie mało zaawansowanych projektów.

**Azerbejdżan.** Powodzenie projektu Nabucco jest uzależnione od zapewnienia dostaw gazu z Kaukazu i Azji Środkowej. Jednym z głównych źródeł zaopatrzenia miało być złożo Szach Deniz. Druga faza inwestycji nazwana Szach Deniz II miała być ukończona w 2014 r. i dostarczać 16–17 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Azerbejdżan uzależnia jednak zgodę na eksport gazu do Europy od porozumienia z Turcją w sprawie ceny gazu i warunków tranzytu. Jednak negocjacje w tej sprawie trwają już dwa lata i nie przyniosły rezultatów. Jednym z kluczowych punktów dyskusji jest postulat Azerbejdżanu dotyczący podniesienia stosowanej dotychczas ceny (120 USD za 1000 m<sup>3</sup>). W tej sytuacji azerski *Socar* ogłosił, że nie może rozpocząć tak dużej inwestycji bez określenia zapotrzebowania na gaz przez Turcję i bez pewności, czy gazociąg Nabucco będzie budowany. Wice-

prezes *Socar* Witalij Bajlarbajew poinformował, że rozpoczęcie wydobycia gazu z projektu Szach Deniz II zostanie przesunięte na rok 2016 lub nawet na 2017.

Azerbejdżan planuje wyprodukować w tym roku ponad 18 mld m<sup>3</sup> gazu.

**Egipt.** Porównanie zasobów węglowodorów znajdujących się w USA z zasobami w delcie Nilu, oszacowanymi przez Służbę Geologiczną USA, przynosi dość zaskakujące wyniki. Raport USGS podaje, że w delcie Nilu znajduje się 6,3 bln m<sup>3</sup> gazu, 800 mln t ropy i kondensatu w zasobach wydobywalnych, podczas gdy w złożach południowo-zachodniej prowincji Wyoming znajduje się 2,4 bln m<sup>3</sup>, na Alasce 2 bln m<sup>3</sup>, a w prowincji położonej w zachodniej części Zatoki Meksykańskiej 1,9 bln m<sup>3</sup> gazu. Również w zestawieniu ze światowymi basenami o największych zasobach delta Nilu zajmuje wysokie miejsce, bo według danych, opracowanych również przez USGS, basen Zachodniej Syberii zawiera ok. 18,2 bln m<sup>3</sup> gazu, basen pustyni Rab al Chali 12 bln m<sup>3</sup>, podniesienie Wielki Ghawar 6,4 bln m<sup>3</sup>, a obszar fałdowy Zagros 5,9 bln m<sup>3</sup> gazu. Baza zasobowa Egiptu jest jeszcze większa, jeśli uwzględnić basen Lewantu graniczący od wschodu z delką Nilu, w którym znajduje się 3,4 bln m<sup>3</sup> gazu i 231 mln t ropy.

Potwierdzeniem perspektywiczności delty Nilu są wyniki badań firmy *Dana Gas Egypt*, która na początku br. poinformowała o dziewiątym odkryciu w tym regionie. Wykonując otwór Orchid-1 w obrębie koncesji West Manzala przewiercono piaszczysty horyzont gazonośny w plioceńskiej formacji Kafr El Sheik o miąższości netto 8,4 m. Horyzont ten posiada bardzo dobre własności zbiornikowe – w próbach uzyskano z niego przypyły 356 tys. m<sup>3</sup>/d suchego gazu. Wiercenie zakończono na głębokości 1700 m. Zasoby wydobywalne złoża Orchid szacuje się na 280 mln do 1,4 mld m<sup>3</sup> gazu. Dzięki nowym odkryciom *Dana Gas Egypt* stała się jednym z większych producentów gazu i ropy w Egipcie z wydobyciem przekraczającym 5400 t/d równoważnika ropy naftowej. *Dana Gas*, która ma siedzibę w Zjednoczonych Emiratach Arabskich, prowadzi działalność również w Tunezji i Kurdystanie.

Źródła: *Alexander Gas & Oil Connections, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, Petrobalitic, PGNiG, Rigzone, Scandinavian Oil & Gas Magazine, Upstream, USGS, World Oil*