



## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski<sup>1</sup>

**Świat.** Od głośnej katastrofy platformy Deepwater Horizon w Zatoce Meksykańskiej minęły 4 lata i postępowania sądowe przeciwko odpowiedzialnym za wypadek, jak również sprawy roszczeń z tytułu odszkodowań jeszcze się nie zakończyły. Trwa też dyskusja na temat środków, jakie należałoby zastosować, aby uniknąć podobnych awarii. Profesor Andrew

Hopkins z Uniwersytetu w Canberze uważa, że w sprawach zapobiegania katastrofom sposób myślenia i postępowania kadry zarządzającej firm wiertniczych w najlepszym przypadku polega na tym, jak się wymigać z odpowiedzialności za ich następstwa, a w najgorszym – by próbować obciążyć winą pracownika. Jeśli firma prowadząca wiercenia na morzu chce mieć renomę przedsiębiorstwa o wysokiej niezawodności, zarząd musi wywierać presję na podejmowanie działań zapobiegających katastrofom. Kluczem powinna być kontrola i rejestracja zdarzeń, które sygnalizują podwyższone ryzyko. Przykładami takich sytuacji są erupcje w otworze i błędy cementowania. Ważny jest również czas potrzebny na rozpoznanie zagrożenia. W otworze Macondo miesiąc przed katastrofą wiertnicy mieli do czynienia z mniejszą erupcją i rozpoznanie zjawiska zajęło im 30 min – o wiele za długo. Wszystkie nietypowe wydarzenia powinny być identyfikowane, szczegółowo rejestrowane i analizowane pod kątem negatywnych następstw.

W sprawie Macondo głos zabrał też były dyrektor BP ds. wierceń w Zatoce Meksykańskiej, Kevin Lacy. W grudniu 2009 r., zaniepokojony zwiększeniem liczby czynników ryzyka w wierceniach głębokowodnych przy jednoczesnym dużym nacisku na redukcję kosztów, domagał się zmian organizacyjnych. Nie znajdując poparcia ze strony zarządu, odszedł z BP. Cztery miesiące później nastąpiła katastrofa. Kevin Lacy ocenia, że obecnie przemysł naftowy jest sektorem dalekim od spełnienia kryteriów wiarygodności i niezawodności w zapobieganiu awariom i wypadkom. Jedyne rozwiązanie to eliminacja niedociągnięć i błędów w wykonywaniu wierceń, stwierdzonych w czasie badania przyczyn katastrofy Macondo i innych tego typu zdarzeń.

**OPEC.** Korekta poziomu wydobycia ropy zapowiedziana przez OPEC w marcu br. znalazła swoje potwierdzenie w ustaleniach podjętych 11 czerwca w Wiedniu na 165. konferencji tej organizacji. Uczestnicy stwierdzili, że podaż ropy na rynku jest zrównoważona, a okresowe fluktuacje cen są spowodowane raczej czynnikami geopolitycznymi niż rzeczywistymi niedoborami surowca. Dlatego postanowiono utrzymać obecny limit wydobycia

**Tab. 1.** Wydobycie ropy w krajach OPEC w kwietniu 2014 r. (wg Oil & Gas Journal, 2014)

| Kraj                         | Wydobycie ropy [tys. t/d] |
|------------------------------|---------------------------|
| Algieria                     | 158,4                     |
| Angola                       | 217,3                     |
| Arabia Saudyjska             | 1302,7                    |
| Ekwador                      | 72,3                      |
| Irak                         | 448,5                     |
| Iran                         | 376,5                     |
| Katar                        | 100,3                     |
| Kuwejt                       | 377,4                     |
| Libia                        | 32,3                      |
| Nigeria                      | 253,9                     |
| Wenezuela                    | 313,3                     |
| Zjednoczone Emiraty Arabskie | 371,4                     |
| <b>Ogółem</b>                | <b>4024,6</b>             |

w ilości 4,08 mln t/d. Jest to właściwie usankcjonowanie stanu faktycznego, bo w lutym br. wydobycie OPEC przekroczyło 4,1 mln t/d, a w maju wynosiło 4,08 mln t/d. Stan produkcji ropy w kwietniu przedstawiono w tabeli 1. Potencjalne zdolności produkcyjne większości państw OPEC są większe od obecnego wydobycia – nadwyżka wynosi 586 tys. t/d. Następna zwyczajna konferencja OPEC została zaplanowana na 27 listopada br. w Wiedniu.

Należy zauważyć, że w dniu rozpoczęcia spotkania OPEC cena ropy w koszyku tej organizacji wynosiła 106,02 USD za baryłkę, natomiast 20 czerwca br. było to już 110,48 USD. Jeszcze bardziej niepokojący był wzrost ceny ropy Brent, która w tym samym dniu osiągnęła nieotworzony od ośmiu miesięcy poziom 114,71 USD. Wydarzeniem, które niewątpliwie przyczyniło się do tych ruchów cenowych, była rozpoczęta 10 czerwca br. ofensywa rebeliantów ruchu ISIL w północnym Iraku. Jednocześnie rebelia może oznaczać zahamowanie odbudowy produkcji ropy w Iraku, która mozolnie zbliżała się do poziomu sprzed inwazji i obalenia Saddama Husajna w 2003 r.

Unia Europejska od kilku lat prowadzi z OPEC dialog w sprawach energii. Ostatnie spotkanie, jedenaste z kolei, odbyło się 24 czerwca br. w Brukseli i była to głównie wymiana opinii na temat prognoz rozwojowych gospodarki europejskiej i związanych z nimi przewidywanych tendencji w zapotrzebowaniu na ropę naftową. Stanowisko UE określają założenia polityki energetycznej i klimatycznej sformułowane w styczniu br., jak również europejska strategia bezpieczeństwa energetycznego z 28 maja br.

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

Podkreślono pozytywną rolę OPEC w łagodzeniu zaburzeń w dostawach ropy (40% ropy importowanej przez Unię Europejską pochodzi z państw OPEC). Przedstawiciele OPEC wyrazili pogląd, że produkcja ropy w ramach kartelu jest wystarczająca, tym bardziej że rosną dostawy z krajów spoza organizacji. Również rezerwy ropy w państwach OECD są na odpowiednim poziomie. Bardziej konkretnym punktem obrad była dyskusja nad wspólnym raportem na temat zadań i możliwości przemysłu petrochemicznego.

**Polska.** Optymistyczne oceny przypływu gazu w otworze Lewino-1G2 uzyskane w styczniu br. przez San Leon Energy (Prz. Geol., 62(4): 179) zostały w czerwcu br. wzmocnione komunikatem firmy zapowiadającym rozpoczęcie przemysłowego wydobycia już na przełomie 2014 i 2015 r. Jeśli jednak spojrzeć na przewidywaną wydajność, którą oszacowano na 200–400 tys. cu ft dziennie, czyli w przybliżeniu 4–8 m<sup>3</sup>/min, to jej komercyjna wartość nie wydaje się zbyt zachęcająca.

Jak wynika z informacji Ministerstwa Środowiska, liczba koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie niekonwencjonalnych złóż węglowodorów zmniejsza się. W zeszłym roku było to 96 koncesji, natomiast na początku lipca br. część koncesjodawców nie wystąpiła o przedłużenie koncesji i aktualnie ich liczba wynosi 76. Już wcześniej z koncesji wycofały się m.in. firmy Canadian International Oil (Skarżysko Kamienna i Ostrowiec Świętokrzyski) oraz DPV Service (Lipko). Łączna liczba otworów wiertniczych wykonanych z zadaniem badania występowania gazu łupkowego wynosi 64.

W tym roku zmieniła się polityka informacyjna Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa dotycząca wiadomości o wynikach poszukiwań. O ile w 2013 r. w portalu grupy PGNiG dominowały informacje korporacyjne, teraz zamieszczane są tam również komunikaty o rozpoczynanych wierceniach, nie tylko poszukiwawczych, lecz także rozpoznawczych i eksploatacyjnych, jak też o badaniach sejsmicznych i nowo odkrytych złóżach. W lutym br. poinformowano o odkryciu otworem Siedleczka-6K, którego głębokość wynosi 2016 m, złoża gazu ziemnego na koncesji Zalesie-Jodłówka-Skopów o zasobach szacowanych na kilka miliardów metrów sześciennych. W maju i w czerwcu br. pojawiły się wiadomości o rozpoczęciu kolejnych wierceń w poszukiwaniu gazu z łupków, a mianowicie otworu badawczego Tęcz-1 o głębokości 3380 m na koncesji Wejherowo, otworu Miłowo-1 o głębokości 3800 m na koncesji Kartuzy-Szemud i otworu Będomin-1 o głębokości 4100 m na koncesji Stara Kiszewa. Kontynuowane jest rozwiercanie już udostępnionego złoża gazu ziemnego Przemysł (otwory eksploatacyjne Przemysł-281K i Przemysł-284) i Brońsko (otwór Brońsko-27 do głębokości 2235 m). W poszukiwaniach ropy i gazu w Karpatach ważnym momentem było rozpoczęcie 8 lipca br. wiercenia Fredropol-1 na koncesji Skopów-Kormanice, na południe od Przemysła. Perspektywiczne utwory ropo- i gazonośne występujące pod mioceńską formacją solonośną w tym rejonie znajdują się na dużej głębokości i do tej pory nie zostały dostatecznie rozpoznane. W podobnych utworach na Ukrainie odkryto zasobne złoża ropy naftowej. Wiercenie badawcze Fredropol-1 zaplanowano do głębokości 6000 m, a więc będzie to jeden z najgłębszych odwier-

tów w Polsce. W przygotowaniu jego projektu istotną była poprawa jakości badań sejsmicznych, które poprzednio w Karpatach nie miały dostatecznego zasięgu głębokościowego i odpowiedniej rozdzielczości. Wierceniem otworu Fredropol-1 to kontynuacja prac z 2006 r., kiedy w sąsiedztwie odwiercono otwór Huwniki-1 o głębokości 5014 m. Wykonawcą odwiertu będzie spółka Exalo Drilling z grupy PGNiG.

Więcej informacji na temat stanu rozpoznania zasobów gazu z łupków można było usłyszeć na III Konferencji ShaleScience, która odbyła się w dniach 9–10 czerwca br. w Warszawie i której głównym organizatorem był Orlen Upstream (sprawozdanie z konferencji znajduje się na str. 385 – przyp. red.).

**Dania.** W 2010 r. duńskie Ministerstwo Klimatu, Energii i Budownictwa przyznało francuskiemu koncernowi Total dwie koncesje na poszukiwanie gazu z łupków w północnej Jutlandii i na Zelandii o łącznej powierzchni 5261 km<sup>2</sup>. W czerwcu br. rada miejska Frederikshavn w Jutlandii wyraziła zgodę na wiercenie pierwszego otworu poszukiwawczego o głębokości 4000 m. Jeśli wyniki odwiertu będą pozytywne, w 2015 r. zostanie w nim wykonane szczelinowanie hydrauliczne. Prace prowadzi konsorcjum, w którym 80% udziałów ma Total, a 20% duński państwowy fundusz Nordsøfonden.

**Europa.** Analizy prognozowanego zapotrzebowania na gaz ziemny w Europie przeprowadzone w Oxford Institute of Energy Studies wskazują, że do 2030 r. popyt będzie wzrastał w umiarkowanym tempie, zarówno w przemyśle, jak i w sektorze gospodarstw domowych. W 2008 r. zapotrzebowanie na gaz w 35 krajach europejskich wynosiło 594 mld m<sup>3</sup>, w 2013 r. spadło do 528 mld m<sup>3</sup> i do 2030 r. wzrośnie do 618 mld m<sup>3</sup>. Według analityków ze wspomnianego instytutu dwa zasadnicze czynniki, które będą utrudniać zwiększanie zużycia gazu w Europie, to wysoka cena gazu w porównaniu z węglem oraz rosnąca produkcja energii odnawialnej. Wzrost zapotrzebowania na gaz w poprzedniej dekadzie był pobudzany zwiększonym zużyciem tego surowca w elektrowniach i spadł wraz ze zmniejszeniem zapotrzebowania na energię elektryczną podczas kryzysu ekonomicznego. Ponowne zwiększenie będzie możliwe wraz z zamykaniem elektrowni węglowych, ale taki wariant jest uzależniony od utrzymania dotychczasowej polityki Unii Europejskiej, która dąży do eliminacji węgla kamiennego i brunatnego jako paliwa. To samo zastrzeżenie dotyczy planowanego zamykania elektrowni atomowych w niektórych krajach UE. Jeszcze jedna dziedzina, w której spodziewane jest zwiększenie zużycia gazu, to transport. Jeśli zmiany w strukturze taboru na rzecz silników zasilanych gazem będą wspierane przez rządy, to można liczyć na wzrost, ale będzie to co najwyżej 5–6% całkowitego zapotrzebowania na gaz.

Coraz częściej pojawiają się sugestie, że niektóre organizacje ekologiczne do działań przeciwko przemysłowi naftowemu i węglowemu, energetyce atomowej, a szczególnie przeciwko poszukiwaniom gazu z łupków i szczelinowaniu są inspirowane przez czynniki zewnętrzne „sponsorujące”, czyli finansujące takie kampanie. Co więcej, podejrzewa się też infiltrację przez służby specjalne. Takie

stanowisko zajmuje sekretarz generalny NATO Anders Fogh Rasmussen, który na konferencji w Londynie powiedział, że Rosja jest czynnie zaangażowana w popieranie ekologicznych organizacji pozarządowych występujących przeciwko gazowi łupkowemu, aby utrzymać europejską zależność od importu rosyjskiego gazu. Oskarżenia są skierowane przede wszystkim przeciwko organizacji Greenpeace, która kategorycznie zaprzeczyła istnieniu takich powiązań.

**Ukraina.** Na początku czerwca br. Shell poinformował o wstrzymaniu prac poszukiwawczych za gazem z łupków, motywując tę decyzję nasilającymi się walkami między wojskami rządowymi i separatystami we wschodniej Ukrainie i obawą o bezpieczeństwo pracowników. Komentatorzy z portalu oilprice.com uważają, że prawdziwą przyczyną jest negatywna ocena rentowności wydobycia gazu na koncesji Juziwska. W ostatnim, zakończonym w lutym br. wierceniu Bielajewska-400 nie stwierdzono występowania gazu.

**Rosja.** Wypowiedzi przedstawicieli wielkich zachodnich firm naftowych, którzy zgromadzili się w czerwcu br. w Moskwie na XIX Światowym Kongresie Naftowym, nie pozostawiają złudzeń co do skuteczności sankcji wobec Rosji po aneksji Krymu i wstrzymaniu dostaw gazu dla Ukrainy. Nie ma sygnałów o wycofaniu się lub ograniczeniu działalności takich koncernów jak ExxonMobil, BP, Halliburton, Schlumberger czy Weatherford. Wydatki firm poszukiwawczych w Rosji wynoszą 30 mld USD rocznie i uzyskanie udziału w tym rynku jest wystarczającą motywacją do pozostania. Dla Rosji dostęp do nowoczesnych technologii w wierceniach i eksploatacji ma kluczo-

we znaczenie w udostępnianiu zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego w złożach o skomplikowanych warunkach geologicznych, w tym w formacjach łupkowych. Przykładem mogą być łupki Bażenow na Syberii. Komentatorzy World Oil i Bloomberg oceniamy wartość tych zasobów na 8,2 bln USD.

W odległości 25 km od brzegu Sachalinu ustawiono platformę Berkut, z której będzie prowadzona eksploatacja złoża ropy Arkutun-Dagi. Jest to obecnie największa platforma wiertnicza pracująca w Rosji. Projekt powstał w firmie Kvaerner i dwa lata temu w porcie Wostocznyj w Kraju Nadmorskim zbudowano betonową podstawę, natomiast stalowa konstrukcja właściwej platformy wraz z wyposażeniem została wykonana w stoczni Daewoo w Korei Południowej. Wymiary części nawodnej to 133 m (długość), 100 m (szerokość) i 55 m (wysokość), całkowita waga wynosi 200 tys. t. Urządzenie wiertnicze może wykonać 45 otworów kierunkowych o zasięgu do 7 km od platformy. Rozpoczęcie eksploatacji ropy przewidziane jest na grudzień br., maksymalne wydobycie w 2017 r. wyniesie 4,5 mln t. Partnerzy konsorcjum Sachalin-1 nie podali kosztów platformy, ale według szacunków może on sięgać 900 mln USD.

W połowie maja br. agencja ITAR-TASS informowała o wypowiedziach gubernatora Sachalinu, który zapowiedział przejęcie kontroli nad projektem Sachalin-1 i wyeliminowanie Exxon Neftegas. Byłby to odwet za sankcje amerykańskie wobec Rosji, jednak Exxon zdementował te pogłoski.

*Źródła: Bloomberg, CIRE, decomworld.com, Hart's E&P, ITAR-TASS, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, oilprice.com, OPEC, PGNiG, Reuters, San Leon Energy, Upstream, World Oil*