

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Jak można się było spodziewać, komentarz redakcyjny Oil & Gas Journal do raportu III Grupy Roboczej Międzyrządowego Zespołu ds. Zmian Klimatu (IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change) nie jest zbyt entuzjastyczny, ale podkreślono w nim bardziej elastyczne podejście do realizacji postulatów zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych, co tworzy pole do kompromisu. Przemysł naftowy musi dokładać starań, aby zasoby surowców energetycznych były eksploatowane racjonalnie, z uwzględnieniem skutecznej ochrony środowiska, i jak najlepiej wykorzystywane w dalszym procesie przetwarzania – technologię należy doskonalić właśnie pod kątem uzyskania tych efektów. Branża powinna promować badania naukowe nad oszczędnością energii i aktywnie współdziałać z organami rządowymi. W zamian należałoby się spodziewać złagodzenia negatywnego nastawienia do działalności poszukiwawczo-wydobywczej i w ogóle do paliw kopalnych. Nie powinno się mobilizować opinii publicznej przeciwko każdej inwestycji związanej z wykorzystaniem węgla kamiennego, ropy naftowej i gazu ziemnego. Co prawda te posunięcia nie zapewnią redukcji emisji gazów cieplarnianych o 40%, ale będzie to i tak więcej, niż można uzyskać przez forsowanie eliminacji paliw węglowodorowych i zastąpienie ich odnawialnymi źródłami energii.

Klimatolodzy skupieni wokół IPCC uważają, że średnia temperatura na Ziemi powinna być utrzymana na poziomie nie wyższym niż 2°C powyżej tego sprzed epoki przedindustrialnej. Aby osiągnąć ten cel, należałoby zmniejszyć całkowitą emisję gazów cieplarnianych o 40–70% do połowy tego stulecia i prawie do zera do 2100 r. Jest to cel utopijny i niewykonalny, także z powodów politycznych, bo nowe, odnawialne źródła energii są wielokrotnie droższe niż konwencjonalne. Przełożenie postulowanych zmian na realia gospodarcze oznaczałoby np. raptowny wzrost rachunków za energię elektryczną. Trudno sobie wyobrazić rząd, który przekona obywateli do pogodzenia się z takimi obciążeniami w imię bardzo odległych w czasie i niemożliwych do sprawdzenia korzyści w postaci naprawy klimatu. Potrzebny jest zatem kompromis, tym bardziej że zależności między temperaturą, koncentracją gazów cieplarnianych i innymi czynnikami nadal nie są do końca zbadane.

Innym aspektem problemu klimatycznego zajęła się amerykańsko-europejska fundacja Carbon Tracker Initiative. Na podstawie analizy konsekwencji wprowadzenia regulacji klimatycznych obejmujących poszukiwania i wydobywanie ropy i gazu fundacja oceniła, że w następnej dekadzie ok. 1,1 bln USD zostanie wydane przez inwestorów na projekty, które nigdy nie wejdą w fazę realizacji, gdyż nie

spełnią nowych, zaostrzonych wymagań. Jest to przeszło 15% globalnych nakładów na poszukiwania i wydobycie.

Polska. Niebawem rozpoczną się prace nad wspólnym, polsko-brytyjskim raportem na temat wpływu rozwoju wydobycia gazu z łupków na oba kraje z uwzględnieniem skutków tego procesu dla całej Unii Europejskiej. Poinformował o tym 25 kwietnia br. minister środowiska Maciej Grabowski, zapowiadając jednocześnie zakończenie raportu do końca roku. Rozpoznanie zasobów gazu z łupków w Europie dopiero się rozpoczęło, ale najbardziej zaawansowane jest w Polsce i Wielkiej Brytanii, oba kraje mają też najwięcej doświadczeń w tej dziedzinie. W dążeniu do pełnego, a zarazem racjonalnego wykorzystania nowego źródła energii obie strony chcą, aby wspólnotowe i krajowe przepisy środowiskowe były w pełni wdrożone i przestrzegane. Wspólnie wykonane analizy i oceny mają dostarczyć argumentów w pracach Komisji Europejskiej nad propozycjami regulacji unijnych, tak aby nie hamowały one rozwoju poszukiwań gazu z łupków i przyszłej eksploatacji i sprzyjały podniesieniu bezpieczeństwa energetycznego. Minister Grabowski łączy zagadnienia wykorzystania gazu z łupków z inicjatywą powołania europejskiej unii energetycznej, z którą wystąpił premier Donald Tusk, i z polityką klimatyczną.

Pod koniec kwietnia br. zakończono zabiegi szczelinowania w odwiercie Rogity-1 zlokalizowanym na koncesji Braniewo S. W pierwszym etapie szczelinowano piaskowce środkowego kambriu w interwale 2760–2765 m, zatłaczając 417 m³ płynu z 45 t piasku. Uzyskano przyrwył ropy z wodą, co świadczy o tym, że horyzont kambryjski znajduje się w strefie kontaktu woda–ropa. W drugim etapie zabieg wykonano w ordowickich marglach i łupkach w interwale 2700–2720 m. Zatłoczono 715 m³ płynu i 65 t piasku. Trzeci etap szczelinowania przeprowadzono w łupkach landoweru w interwale 2630–2655 m, do których zatłoczono 476 m³ płynu i 45 t piasku. Wyniki analiz geochemicznych wskazują, że ropa pochodzi zarówno z łupków, jak i z piaskowców kambryjskich. Jest to ropa średnia o ciężarze 0,8299 g/cm³ (39°API), beziarkowa. Firma San Leon Energy podaje, że wyniki i ocena potencjału ropnego piaskowców kambryjskich, jak też wyżej leżących łupków skłaniają do kontynuacji rozpoznania i odwiercenia otworu Rogity-2.

Po ubiegłorocznym sukcesie, jakim był przyrwył gazu w otworze Tuchola-3K, firma FX Energy odwierciła otwór rozpoznawczy Tuchola-4K i również uzyskała zachęcające rezultaty. Utwory wapienia cechsztyńskiego nawiercono na głębokości 2740 m (ok. 60 m wyżej niż w Tucholi-3K). Horyzont gazonośny ma miąższość 70 m. W próbach złożowych przez zwężkę 28/64" uzyskano przyrwył gazu w wielkości 216 m³/min. Operator zamierza pogłębić otwór, aby

¹ Ul. Czerniakowska 28a, m. 4, 00-714 Warszawa; jzagorski@siedzi.pl.

przerzedzeniować utwory górnego dewonu, które są drugim kompleksem perspektywicznym.

Z „Listy 500” opublikowanej przez Rzeczpospolitą wynika, że w pierwszej dziesiątce największych polskich przedsiębiorstw dominują firmy paliwowe, energetyczne i surowcowe. Na pierwszym miejscu nadal jest PKN Orlen, dalej są PGNiG (3), PGE (4), Grupa Lotos (5), KGHM (6) i Tauron (7). Na drugie miejsce z czwartego w 2012 r. awansowała Grupa Jeronimo Martins (Biedronka).

Europa. Kryzys ukraiński dotychczas nie był tematem często poruszonym w portalach naftowych, przeważnie pojawiały się informacje o wzroście cen ropy zarówno w Londynie, jak i w Nowym Jorku. Później przyszła refleksja, że odległy spór o cenę gazu między Rosją i Ukrainą może wkrótce odbić się na ciągłości dostaw dla odbiorców w Unii Europejskiej, a to już mogłoby dotknąć wielu Europejczyków. Ta sytuacja przypominała, że określenie „broń gazowa” nie odnosi się tylko do pojemników z gazem pieprzowym, lecz jest to również realny środek nacisku na odbiorców gazu uzależnionych od jednego właściciela złóż i gazociągów. Komisja Europejska albo nie dostrzegła problemu, albo reagowała bardzo łagodnie, jak w przypadku sporu o wykorzystanie gazociągu OPAL przez koncern Gazprom. Teraz wydaje się oczywiste, że nie należy dopuścić do pogłębiania zależności od rosyjskiego gazu, a takim kierunkiem jest budowa gazociągu South Stream. Tymczasem najpierw od oficjalnej linii KE odstąpiła Bułgaria, a 29 kwietnia br. w siedzibie Gazpromu prezes tego koncernu Aleksiej Miller i prezes ÖMV Gerhard Roiss odbyli rozmowy, w których wyniku uzgodniono przedłużenie South Stream do Austrii, do węzła gazowego Baumgarten, i dostęp Gazpromu do magazynów ÖMV. Co więcej, G. Roiss określił porozumienie jako krok „zwiększający bezpieczeństwo dostaw gazu dla Austrii”. Węzeł Baumgarten dzięki połączeniu z głównymi systemami gazowniczymi Europy środkowej i zachodniej ułatwi dalszy przesył gazu. Decyzja ÖMV zwiększa szanse realizacji South Stream i jest bardzo ważna dla Gazpromu. Dodatkowo została wzmocniona wypowiedzią austriackiego ministra gospodarki Reinholda Mitterlehnera, który twierdzi, że „takie inwestycje transgraniczne w dłuższej perspektywie zdyspensyfikują nie tylko nasze źródła energii, lecz także nasze trasy dostaw”.

Innym wydarzeniem, które pozwala ocenić możliwości negocjacyjne UE w pertraktacjach z Rosją, były rozmowy Unia Europejska–Rosja–Ukraina w Warszawie 2 maja br. na temat zabezpieczenia tranzytu gazu rosyjskiego do Europy i jego dostaw dla Ukrainy. Uczestniczyli w nich unijny komisarz ds. energii Günther Öttinger, rosyjski minister energetyki Aleksander Nowak i ukraiński minister energetyki i przemysłu węglowego Jurij Prodan. Nie osiągnięto żadnego porozumienia, wydano jedynie komunikat o kontynuowaniu rozmów w krótkim terminie.

Kolejnym sukcesem strony rosyjskiej było stanowisko Turcji dopuszczające możliwość poprowadzenia gazociągu South Stream przez terytorium tureckie, jeśli wystąpi o to Rosja. Oznajmił o tym w Ankarze minister energii i zasobów naturalnych Turcji Taner Yildiz po rozmowach z wiceprezesem Gazpromu Aleksandrem Miedwiediewem.

Rumunia. Ubiegłoroczne protesty doprowadziły do wstrzymania wierceń w poszukiwaniu gazu z łupków w tym kraju, ale 6 maja br. Chevron Romania Exploration and

Production poinformował o rozpoczęciu wiercenia pierwszego otworu. Wiercenie o głębokości 4000 m jest wykonywane w celu sprawdzenia obecności gazu z łupków. Odwiert znajduje się w miejscowości Pungesti, w pobliżu granicy z Mołdawią, na bloku koncesyjnym Bârlad o powierzchni 6350 km².

Morze Barentsa. Pomyślnie rozwijają się poszukiwania prowadzone przez Statoil w tym perspektywicznym, ale trudnym akwenie. W zeszłym roku norweski koncern informował o odkryciu akumulacji gazowej Iskrystall i ropno-gazowej Skavl. W strukturze Iskrystall interwał nasycony gazem ma miąższość 200 m, a zasoby złoża szacuje się na 170–700 tys. t równoważnika ropy. Jeszcze bardziej obiecujące jest złożo Skavl znajdujące się w pobliżu dużego złoża Johan Castberg, bo jego zasoby wydobywalne szacowane są na 6,8 mln t ropy. Stwierdzono obecność trzech horyzontów złożowych: gazowego o miąższości 22 m i ropnego o miąższości 23 m w jurajskiej formacji Tubaen oraz 133-metrowy horyzont ropny w triasowej formacji Fruholmen. W lutym br. odkryto akumulację ropy w piaszczystej triasowej formacji Kobbe na obiekcie strukturalnym Langlitinden (obecnie trwa ocena przemysłowej wartości złoża). W marcu podano wiadomość o złożu gazu Kramsnø. Kolejne ważne złożo – Drivis – odkryto na początku maja br., również w rejonie złoża Johan Castberg. Horyzont gazowy w jurajskiej formacji Stø ma miąższość 68 m, horyzonty roponośne w formacjach Stø i Nordmela (dolna jura) mają miąższość 86 m. Zasoby wydobywalne ocenia się na 6–8,5 mln t równoważnika ropy, w tym 5,7–7,3 mln t stanowi ropa. Negatywny wynik złożowy uzyskano w wierceniu wykonanym przez GdF Suez w tej samej strefie. Niepowodzeniem zakończył się także otwór wiercony przez ENI zlokalizowany ok. 180 km na południowy zachód od złoża Snøhvit, który wykonywano, aby zbadać perspektywiczność utworów eocenu i paleocenu.

Nigeria. Nigeryjski przemysł naftowy traci rocznie ok. 3 mld USD z powodu bezproduktywnego spalania gazu ziemnego towarzyszącego ropie. Tylko firma Seplat Petroleum Development Co. spala w pochodniach 735 tys. m³ gazu rocznie, ale jeszcze w tym roku zamierza uruchomić nowe instalacje przeróbki gazu i dostarczać go do elektrowni gazowych. Obecnie sprzedaje ona gaz po 106 USD/1000 m³, kilka lat temu cena wynosiła 7 USD/1000 m³.

USA. Amerykańska służba geologiczna (USGS) badała doniesienia o wstrząsach, jakie nastąpiły w listopadzie 2011 r. w Oklahomie w rejonie składowisk ścieków z pobliskich wierceń naftowych. Zarejestrowano wtedy wstrząsy o magnitudzie 5, następnego dnia wstrząsy wtórne o magnitudzie 5,7, a po nich serię słabszych wstrząsów. Było to najsilniejsze trzęsienie odnotowane w strefie nagromadzenia dużych ilości wód odpadowych. Wyniki badań USGS potwierdziły wpływ składowisk wód produkcyjnych na powstawanie wstrząsów o różnym natężeniu, nie wykazano natomiast związku między wstrząsami a zatłaczaniem płynów szczelinujących stosowanym w procesie szczelinowania hydraulicznego. Również wyniki badań przeprowadzonych przez amerykańską Narodową Akademię Nauk i Amerykańskie Towarzystwo Geologiczne nie potwierdzają, aby szczelinowanie wywoływało znaczące wstrząsy sejsmiczne.

Trzęsienia ziemi w środkowej części USA zdarzają się rzadko, chociaż w samej Oklahomie w 2011 r. odnotowano ich 238, większość o magnitudzie nie przekraczającej 3, były więc słabo odczuwalne. Najpoważniejsze szkody w postaci uszkodzeń domów powstały w sierpniu ub.r. w stanie Arkansas. Mieszkańcy wystąpili z roszczeniami wobec firm Chesapeake Energy Corporation i BHP Billiton, które prowadziły tam wiercenia i zbudowały stawy osadowe do odbioru płynów wiertniczych.

Wiertnictwo. Dostosowując się do zwiększonego zapotrzebowania na urządzenia wiertnicze przystosowane do pracy w trudnych warunkach klimatycznych i morskich, stocznia Keppel FELS w Singapurze zbudowała platformę samopodnośną (*jack-up*), której nogi mają długość 206,8 m i która może wiercić na wodach o głębokości do 150 m. Jest to największa platforma tego typu, wymiary kadłuba to $102,5 \times 88,8 \times 12$ m, pojemność zbiorników płuczkowych –

252 m³, pojemność zbiorników na cement – 189 m³; może wiercić otwory do 12 tys. m. Załogę stanowi 150 osób. Zmniejszenie czasu przestojów w trakcie wiercenia i rurowania zapewnia podwójny system obsługi rur. Podczas gdy przewód pracuje w otworze, na zapleczu platformy przygotowywana jest kolumna rur okładzinowych. Z kolei w czasie zapuszczania rur okładzinowych na stanowisku obok można wymieniać odcinki przewodu lub narzędzia. Jest to pierwsza konstrukcja z serii czterech platform zamówionych przez Maersk Drilling i zakontraktowanych na cztery lata do wierceń na Morzu Norweskim dla Total E&P Norge. Nowa platforma nosi nazwę Maersk Intrepid (Nieustraszony).

Źródła: Alexander Gas & Oil Connections, Financial Times, FX Energy, Hart's E&P, Maersk, Ministerstwo Środowiska, Offshore, Oil & Gas Journal, Oil & Gas Financial Journal, PAP, Rigzone, rp.pl, San Leon Energy, Statoil, World Oil