



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹

Świat. Spotkania 13 państw członkowskich wchodzących w skład forum krajów eksportujących gaz ziemny (GECF – Gas Exporting Countries Forum) uważnie obserwują zarówno odbiorcy gazu i inni eksporterzy, jak i świat finansów, jednak nie mają one tej wagi, co konferencje OPEC, a dokumenty końcowe nie zawierają postanowień istotnych dla rynku gazowego. Wynika to głównie z dużej

konkurencji i bardzo rozbieżnych interesów członków GECF. Drugi szczyt GECF, który rozpoczął się 1 lipca br. w Moskwie, na Kremlu, z udziałem prezydenta Rosji Władimira Putina (pierwszy szczyt odbył się w 2011 r. w stolicy Kataru – Prz. Geol., 60(1): 20) również nie przyniósł żadnych nowych propozycji. W podsumowaniu obrad (Deklaracja Moskiewska) powtórzono stwierdzenia znane z wcześniejszych dokumentów o znaczeniu gazu ziemnego w gospodarce, roli grupy GECF, konieczności współpracy z jednoczesnym zachowaniem pełnej suwerenności i troską o stabilność rynku gazowego. Jako pożądane działania wymieniono wzmocnienie koordynacji, podkreślenie znaczenia długoterminowych kontraktów jako czynnika równowagi interesów producentów i konsumentów, utrzymanie formuły indeksacji cen gazu według cen ropy, promocję wykorzystania gazu ziemnego i zachętę do dialogu. Nie określono daty następnego szczytu, nie było też informacji o rozpoczęciu działalności instytutu badawczego, o którego powołaniu wspomniano poprzednio. W konferencji na Kremlu ze statusem obserwatora brały udział Irak, Kazachstan, Holandia i Norwegia.

Polska. Z punktu widzenia czytelnika prasy i telewizora mamy kolejny odcinek serialu pt. „Gaz łupkowy”, bo oto ukazał się następny raport Agencji Informacji Energetycznej USA podsumowujący stan rozpoznania zasobów gazu i ropy z łupków na świecie („Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States” – U.S. EIA, Washington, 2013). Dla nas oczywiście najważniejsze są dane dotyczące Polski i choć szacunkowe zasoby zmalały, to nadal są znacznie wyższe niż oceny krajowe. Zmniejszenie dotyczy zresztą wielu regionów – niższe są zasoby gazu w łupkach alunowych w Norwegii, w łupkach Eagle Ford w basenie Burgos w Meksyku, w basenie Karoo w południowej Afryce i w basenach Qiongzhusi i Tarim w Chinach. W Polsce największa redukcja dotyczy basenu lubelskiego – wcześniej było to 1,2 bln m³ gazu, teraz jest 250 mld m³. Autorzy raportu wyjaśniają, że przy zastosowaniu wyższego kryterium minimalnej zawartości węgla organicznego obszar perspektywiczny zmniejszył się z 30 200 km² do 6190 km². Całkowite technicznie wydobywalne zasoby gazu z łupków w Polsce wynoszą 4,2 bln m³, czyli 21% mniej.

Polskie komentarze po ukazaniu się tych informacji utrzymane były raczej w umiarkowanym tonie, przypominano argumenty z raportu EIA, że obecna ilość wykopanych

wierceń nie pozwala na pełną ocenę potencjału formacji łupkowych. Najżywiej zareagował Gazprom, umieszczając niezwłocznie na swoim portalu kilkustronicowy artykuł Aleksandra Frołowa „Łupki umarły? Niech żyją łupki”. Twierdzi on, że amerykańskie firmy poszukujące gazu z łupków masowo bankrutują i powtarza wszystkie argumenty twórcy „Gaslandu” Joshua Foxa i jego sprzymierzeńców. Ubolewa też nad Polakami, którzy dali się wciągnąć w amerykańską pułapkę. Warto przytoczyć dwa zdania: „Gwiazda gazu łupkowego zaszła. Ilość wierceń zmniejszyła się do katastrofalnie niskiego poziomu, wydobywanie spada, ale europejscy zwolennicy łupkowej rewolucji niezmiennie mówią o rychłym nadejściu gazowego dobrodziejstwa w ich krajach”.

W 22 rundzie przetargowej ogłoszonej przez norweskie Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii przyznano 20 koncesji na Morzu Barentsa i 4 koncesje na Morzu Norweskim. W przetargu wzięło udział również Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, które uzyskało wspólnie z innymi udziałowcami cztery koncesje poszukiwawczo-wydobywcze. Dwie z nich, PL 702 i PL 703, zlokalizowane są na Morzu Norweskim, ok. 160 km na północny zachód od złoża Skarv, i będą rozpoznawane razem z ÖMV Norge (PGNiG posiada po 40% udziałów). Koncesje PL 707 i PL 711 znajdują się na Morzu Barentsa; operatorem pierwszej będzie Edison International (PGNiG ma 30% udziałów), drugiej Repsol Exploration Norge z partnerem PGNiG (20% udziałów). Warunki koncesji wymagają wykonania badań sejsmicznych 3-D i rozpoczęcia wierceń w terminie czterech lat od wydania koncesji. Koncesja PL 703 znajduje się na północ od koła podbiegunowego.

FX Energy poinformowało o wstępnych wynikach wiercenia Pławce-2 na monoklinie przedsudeckiej. Wykonano szczelinowanie hydrauliczne w trzech interwałach w utworach czerwonego spągowca. Profilowania geofizyczne wskazywały na występowanie w najwyższym interwale 60-metrowego profilu piaskowców nasyconych gazem, uzyskano jednak tylko nieprzemysłowe jego ilości. Z dwóch niższych interwałów uzyskano tylko przyływy wody. Operatorem wiercenia Pławce-2 jest PGNiG, FX Energy ma 49% udziałów. Andy Pierce z FX Energy określił dotychczasowe rezultaty jako niespełniające oczekiwań i zapowiedział ponowną analizę wszystkich danych w celu rozpoznania obecności gazu zamkniętego.

W 2012 r. również na monoklinie przedsudeckiej firma FX Energy odwiertała pozytywny otwór Frankowo-1 i teraz rozpoczęto tam zdjęcie sejsmiczne 3-D o powierzchni 80 km². Z kolei uzyskanie w wierceniu Tuchola-3K przyływy gazu w ilości 107–155 tys. m³/d otworzyło nową strefę poszukiwawczą, teraz zaprojektowano tam zdjęcie sejsmiczne 3-D o powierzchni 100 km², na którego podstawie wyznaczona zostanie lokalizacja jednego–dwóch następnych otworów.

Europa. Krótka notatka na stronie austriackiego koncernu ÖMV przypieczętowała los wielkiego projektu energetycznego, którym był gazociąg Nabucco. „Konsorcjum Szach Deniz II (potencjalny dostawca gazu ziemnego)

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

poinformowało ÖMV jako udziałowca Nabucco Gas Pipeline International GmbH o decyzji wyboru preferowanej trasy transportu gazu do Europy. Projekt Nabucco West nie został wybrany przez konsorcjum”. Tym samym kończy się historia bardzo popieranego (przynajmniej formalnie!) przez Unię Europejską gazociągu, który miał stanowić istotny element Południowego Korytarza Gazowego. Projekt gazociągu Nabucco powstał w 2002 r., zatwierdzono go w 2009 r. w porozumieniu międzyrządowym Turcji, Rumunii, Bułgarii, Węgier i Austrii. Teraz gaz ma być dostarczany gazociągiem TAP (Trans-Adriatic Pipeline) biegnącym z Turcji przez Grecję i Albanie do południowych Włoch (por. Prz. Geol., 61(4): 222). Głównymi udziałowcami konsorcjum Szach Deniz II są BP i Statoil, posiadające razem 51% udziałów, pozostali uczestnicy to SOCAR, Total, Łukoil, NIOC i TPAO.

Wielka Brytania. Najnowsze studium Brytyjskiej Służby Geologicznej przygotowane wspólnie z Departamentem Energii zawiera informacje potwierdzające duży potencjał gazu z łupków występujących na lądzie w środkowej części kraju (Lancashire, Yorkshire i Nottinghamshire). Perspektywiczną formację Bowland-Hodder tworzą głębokomorskie łupki wizenu i namuru przechodzące obocznie w płytkowodne szelfowe wapienie i piaskowce deltowe. W centrum basenu łupki osiągają miąższość 5000 m i zawierają dostateczną ilość substancji organicznej, aby generować znaczne ilości węglowodorów, zwykle 1–3%, maksymalnie do 8%. Potwierdzają to złoża konwencjonalnej ropy i gazu występujące w sąsiedztwie. W opracowaniu przyjęto, że głębokość, na której łupki osiągają dostateczną dojrzałość (refleksyjność witrinitu $>1,1\%$), wynosi 2900 m, ale skomplikowana historia tektoniczna spowodowała, że obecnie znajdują się one znacznie płycej. Uwzględniono dane z 64 wierceń spełniających ustalone kryterium – przewiercenie interwału łupkowego o miąższości co najmniej 15 m – wykorzystano też badania sejsmiczne obejmujące 23 500 km profili 2-D i 1000 km² zdjęć 3-D.

Szacunkowe zasoby gazu w łupkach formacji Bowland-Hodder wynoszą 4,6–12,7 bln m³. Całkowite zasoby gazu z łupków w tym rejonie ocenia się na 23,3–64,6 bln m³, przy czym są to zasoby geologiczne. Uzyskane wyniki wymagają dalszych badań i analiz geologicznych i techniczno-ekonomicznych oraz nowych wierceń – do tej pory tylko w jednym otworze Cuadrilla Preese Hall 1 wykonano szczelinowanie hydrauliczne.

Ukraina. Na złożu Rudenkowskoje (koncesja Połtawa) odwiercono otwór R-103 o całkowitej głębokości pomiarowej 4641 m z ponad 1000-metrowym odcinkiem poziomym. Horyzontem złożowym są zwężle piaskowce dewońskie. Na zlecenie operatora (JKX Oil & Gas) Schlumberger rozpoczął 30 czerwca br. dużą operację szczelinowania, w czasie której zostanie wtłoczone ponad 1200 t środka podsadzającego i 5500 m³ płynu szczelinującego. W pierwszym etapie założono korek na spodzie otworu i zapuszczono przewód zwijany, który będzie wykorzystany do perforacji i dokładnego określenia parametrów szczelinowania. Przewiduje się 9-fazowe szczelinowanie trwające 40 dni, największą operację tego typu wykonaną dotychczas w Europie na lądzie. Po oczyszczeniu odwiertu, co zajmie od dwóch do czterech tygodni, wywołana będzie produkcja gazu.

Rosja. W rosyjskim sektorze Morza Barentsa ruszyły badania sejsmiczne wykonywane na zlecenie ENI i Rosnefti. Jest to realizacja umowy o współpracy z kwietnia 2012 r., w której ENI ma 33,3% udziałów. Badania obejmują 9950 km profili sejsmicznych 2-D w obrębie koncesji

Fedynskij i Centralnaja. Wcześniej przeprowadzono monitoring rybostanu na obszarze koncesyjnym.

Drugi po Gazpromie największy producent gazu OAO Novatek buduje na półwyspie Jamał zakłady skraplania gazu ziemnego o zdolności produkcyjnej 16,5 mln t rocznie. Na mocy niedawno zawartego porozumienia, 1 października br. China National Petroleum przejmie 20% udziałów w tej inwestycji i wystąpi do chińskich instytucji finansowych o udzielenie kredytu na sfinansowanie projektu. Porozumienie obejmuje również długoterminowy kontrakt na dostawy skroplonego gazu ziemnego w ilości 3 mln t rocznie i zaangażowanie strony chińskiej w kolejnych projektach inwestycyjnych w Arktyce. Rozpoczęcie produkcji gazu skroplonego jest planowane na lata 2015–2016.

Bulgaria. Po wizycie szefa Gazpromu Aleksieja Millera w Sofii bułgarski minister ds. energii Dragomir Stojnew zapowiedział przyspieszenie prac przygotowawczych na biegnącym przez Bułgarię 500-kilometrowym odcinku projektowanego gazociągu South Stream. Gazprom obiecał sfinansowanie udziału Bułgarii w inwestycji, ale poprzedni prawicowy rząd z opóźnieniem podjął decyzję o zaangażowaniu w budowę gazociągu. W lutym br. władzę przejął socjalistyczny rząd premiera Płamena Oreszarskiego, który jest zwolennikiem ściślejszej współpracy z Rosją. Harmonogram South Stream przewiduje oddanie rurociągu do eksploatacji w grudniu 2015 r.

Wiertnictwo. Rekord głębokości wody w wierceniach morskich z lutego br. na Oceanie Indyjskim (Prz. Geol., 61(4): 223) już pobito. Ten sam statek – Dhirubhai Deepwater KG 1 należący do firmy Transocean – w czerwcu br. odwiercił otwór dla ONGC na wodzie o głębokości 3173 m. Różnica nie jest duża (8 m) ale dowodzi opanowania technologii wiercenia w bardzo głębokich akwenach.

Informacja z Pensylwanii nie ma obecnie praktycznego znaczenia dla polskich przedsiębiorstw geologiczno-wiertniczych, ale dowodzi, jak zaawansowana jest technologia udostępniania niekonwencjonalnych złóż ropy i gazu w USA, a także jak wielostronne są starania o obniżenie kosztów. Firma FTI International eksploatująca gaz z łupków dewońskiej formacji Marcellus wspólnie z Caterpillar Global Petroleum pomyślnie wdrożyła zasilanie silników agregatów szczelinujących mieszaniną 70% gazu i 30% oleju napędowego. Zalety rozwiązania to mniejsza emisja gazów spalinowych niż z standardowego silnika wysokoprężnego, redukcja kosztów paliwa i kosztów transportu oleju napędowego na wiertnię. Jest ono dostępne na złożach, gdzie już rozpoczęto wydobycie i przy wierceniu kolejnych otworów można wykorzystać gaz z otworów eksploatacyjnych. Do zasilania agregatów może być stosowany gaz ziemny ze złoża, sprężony gaz ziemny i gaz płynny.

Transport. W stoczni Damen Shiprepair w Breście przekazano do eksploatacji po modernizacji tankowiec TI Europe klasy ULCC (Ultra Large Crude Carrier) o nośności 441 561 DWT, obecnie największy statek na świecie. Armatorem jest belgijski Euronav posiadający oprócz tankowców statki typu FSO (Floating Storage and Offloading). Tankowce tej wielkości co TI Europe nie mogą przepływać przez Kanał Sueski, na tej trasie dopuszczane są statki klasy Suezmax o nośności do 160 tys. DWT.

Źródła: BGS, DECC, EIA, FX Energy, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, Oil & Gas UK, ÖMV, PGNiG, Statoil, Upstream, WantChinaTimes.com, World Oil