

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. W ramach prezentacji najnowszych osiągnięć techniki wiertniczej na dorocznej Offshore Technology Conference w Houston ogromne zainteresowanie wzbudził referat „Projektowanie najgłębszego wiercenia na morzu do górnego płaszczu Ziemi”. Plany wiercenia badawczego na Pacyfiku z zadaniem pobrania rdzeni z górnego płaszczu Ziemi były dyskutowane od dawna. Podstawowe problemy wynikają z lokalizacji wiercenia – tam, gdzie grubość skorupy ziemskiej jest najmniejsza, głębokość oceanu jest znaczna. Należy się liczyć z koniecznością przewiercenia ok. 3700 m pod dnem morskim przy głębokości wody przekraczającej nawet 4200 m. Obecnie maksymalna głębokość wody przy wierceniach podmorskich sięga 3000 m. Trudności będzie sprawiać również temperatura na dnie otworu dochodząca do 250°C. Specjaliści z firmy Blade Energy Partners twierdzą, że zadanie jest wykonalne, ale trzeba zastosować nowe materiały i zwiększyć moc urządzenia wiertniczego umożliwiającą cyrkulację płuczki na takiej głębokości. W normalnych warunkach próbki byłyby dostarczane na powierzchnię risera podobnego do obecnych konstrukcji łączących podwodne głowice, jednak rury stalowe są zbyt ciężkie przy tej długości. Rozważa się zastosowanie rur tytanowych lub aluminiowych. Orientacyjnym terminem realizacji wiercenia będzie 2017 r.

Rozszerza się współpraca Rosji z zagranicznymi koncernami naftowymi w dziedzinie poszukiwań i wydobywania. Po porozumieniu ExxonMobil–Rosneft dotyczącym poszukiwań w Arktyce (Prz. Geol., 60: 197) podpisane są kolejne umowy o wymianie aktywów, udostępnianiu technologii i szkoleniach. Pod koniec kwietnia w obecności prezydenta elekta Władimira Putina szefowie ENI i Rosnefti podpisali kompleksową umowę o współpracy przewidującą wspólne rozpoznanie złóż ropy i gazu na Morzu Barentsa i Morzu Czarnym. Dwa bloki na Morzu Barentsa (Fedynski i Centralny Barentsa) są zlokalizowane w części akwenu wolnej od lodu. Blok Fedynski ma powierzchnię 38 tys. km². Na Morzu Czarnym umowa dotyczy bloku Zachodniego Czarnomorskiego o powierzchni 8,6 tys. km². Według szacunków Rosnefti łączne zasoby na obszarach objętych umową wynoszą 4,9 mld t równoważnika ropy naftowej. Udział ENI w poszczególnych projektach wyniesie 33,3%. Włoski koncern sfinansuje przede wszystkim prace poszukiwawcze ukierunkowane na zbadanie wartości przemysłowej złóż. W ramach porozumienia przewiduje się również udział Rosnefti w projektach ENI na świecie.

Kilka dni później podobną umowę z Rosneftią podpisał Statoil. Obejmuje ona wspólne poszukiwania w akwenach Rosji i Norwegii oraz prowadzenie prac studialnych w dwóch rejonach na lądzie w Rosji. Są to projekty długoterminowe – pierwsze wiercenia poszukiwawcze, poprzedzone dużym programem badań sejsmicznych 2-D i 3-D, są planowane w latach 2016–2020. Na Morzu Barentsa umowa dotyczy bloku koncesyjnego Persejewski, na Morzu Ochockim bloków Kaszewarowski, Lisjanski i Magadan-1 o łącznej powierzchni ponad 100 tys. km². Zaangażowanie Statoilu będzie się koncentrować na realizacji wstępnej fazy poszukiwań z oceną ekonomicznego znaczenia potencjalnych zasobów znajdujących się w obrębie czterech koncesji. Obszary lądowe objęte umową to złożo Komsomolskoje N w Zachodniej Syberii i bloki w rejonie Stawropola z perspektywami występowania gazu z łupków. W ramach wymiany aktywów Rosneft obejmie udziały w wybranych koncesjach Statoilu na Morzu Północnym i w norweskim sektorze Morza Barentsa.

We wszystkich porozumieniach dużo uwagi poświęca się dostępowi do najnowszych technologii, przede wszystkim w eksploatacji złóż podmorskich. Dotychczas koncerny rosyjskie, posiadające obfite zasoby lądowe, nie prowadziły na szeroką skalę prac na morzu i nie mają dużego doświadczenia w tej dziedzinie. Kolejna umowa zawarta między Halliburtonem i Gazprom International tworzy ramy do bieżącej wymiany informacji związanych z technologiami stosowanymi w poszukiwaniach i eksploatacji ropy naftowej i gazu ziemnego, szkolenia personelu Gazpromu przez specjalistów Halliburtona i wykorzystywania technologii Halliburtona w projektach inwestycyjnych Gazpromu. Współpraca będzie dotyczyć m.in. projektów głębokowodnych, gazu związanego, zaawansowanego oprogramowania i zintegrowanych schematów organizacji pracy.

Polska. Zagadnienie potencjalnych zasobów gazu i ropy z łupków analizowane przez Państwowy Instytut Geologiczny i obszernie przedstawione na konferencji prasowej 22 marca br. zostało podjęte przez kanadyjską firmę LNG Energy, która prowadzi prace na blokach koncesyjnych Sławno, Słupsk i Starogard Gdański. W okresowym sprawozdaniu opublikowanym w kwietniu br. podano wnioski z wykonanych na tym obszarze badań i analiz, m.in. z długotrwałych prób ciśnieniowych w otworze Lębork S-1, które dostarczyły danych o warunkach złożowych. Inne nowe wiercenia to Wytowno S-1 i Starogard S-1. Na tej podstawie dokonano obliczeń wielkości zasobów. Szacunkowe perspektywiczne i warunkowe zasoby gazu dla wymienionych trzech koncesji są pokaźne. W wariantach najniższym

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

jest to 259 mld m³ gazu, w wariacie najbardziej prawdopodobnym – 317 mld m³ i w wariacie najbardziej optymistycznym – 381 mld m³ gazu.

Dla rozwoju badań nad gazem z łupków bardzo istotne jest wyjaśnienie wszystkich obaw i zastrzeżeń wobec poszukiwań, a szczególnie wobec szczelinowania hydraulicznego. Dlatego bardzo ważnym krokiem jest przygotowany z inicjatywy Ministerstwa Środowiska raport o oddziaływaniu szczelinowania na środowisko w rejonie odwiertu Łebień LE-2H. W otworze tym (o głębokości pomiarowej 4075 m z odcinkiem poziomym o długości 1000 m) w okresie 19–28 sierpnia 2011 r. wykonano pełny cykl stymulacji złoży metodą szczelinowania hydraulicznego. Zabiegi przeprowadzono w 13 interwałach o długości 45–50 m. Specjaliści z Państwowego Instytutu Geologicznego, Instytutu Geofizyki Polskiej Akademii Nauk, Instytutu Nafty i Gazu, Zakładu Biologii Wydziału Inżynierii Środowiska Politechniki Warszawskiej i Wojewódzkiego Inspektoratu Ochrony Środowiska zbadali wpływ wykonanych operacji wiertniczych na stan środowiska naturalnego. Obserwacje prowadzono przed rozpoczęciem szczelinowania, w trakcie zabiegów i po zakończeniu prac. Stwierdzono, że szczelinowanie nie miało negatywnego wpływu na wody podziemne i powierzchniowe, nie wykryto też emisji metanu ani radonu. Podobnie nie stwierdzono zagrożeń wstrząsami, nie było też przekroczenia norm hałasu i emisji spalin. W czasie szczelinowania zużyto 17 322 m³ wody pobranej ze studni głębinowych. Raport jest istotny nie tylko dla mieszkańców gminy Nowa Wieś Lęborska, na terenie której znajduje się odwiert Łebień LE-2H, lecz także dla władz samorządowych w innych regionach kraju. Z jednej strony stanowi uspokajający komunikat, z drugiej strony wskazuje, jak przygotować się do wejścia firmy geofizycznej lub geologicznej i jakie elementy monitoringu środowiska powinny być uwzględnione.

Do niedawna rynek usług geofizycznych i geologicznych w Polsce wykonywanych w celach poszukiwania węglowodorów był zmonopolizowany przez spółki Grupy Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa i Przedsiębiorstwo Badań Geofizycznych. Teraz pojawiły się nowe podmioty oferujące nie tylko projektowanie badań, nadzór i interpretację wyników, lecz także dysponujące zapleczem sprzętowym. Spółka geofizyczna New Seismic. posiada własny ośrodek przetwarzania danych sejsmicznych i ma w ofercie prace projektowe, kontrolę jakości, przetwarzanie i reinterpretację. Wykonywała już reprocessing dla FX Energy, m.in. z rejonów Brda–Rzeczynica i Potycz–Boglewice. United Oilfield Services jest firmą serwisową z dość szerokim zakresem usług – wykonuje badania sejsmiczne (projektowanie, prace polowe, wstępne przetwarzanie), wiercenia (urządzenie NOVA produkcji National Oilwell Varco o zasięgu głębokościowym 6000 m) i szczelinowanie hydrauliczne. Efir Energy proponuje usługi obejmujące projektowanie i nadzór geologiczny, geofizyczny i wiertniczy oraz inżynierię złożową.

Europa. Coraz bardziej realne stają się plany Gazpromu, aby dostarczać do Europy Zachodniej 55 mld m³ rosyjskiego gazu ziemnego rocznie. Układanie drugiej nitki Gazociągu Północnego zakończono przed terminem i 18 kwietnia br. ostatnia z 12-metrowych rur została ułożona na dnie Bałtyku w pobliżu wyspy Gotland i połączona z drugim odcinkiem

biegnącym z północy (łącznie było ich 99 953). Poinformowało o tym konsorcjum Nord Stream AG. Po oczyszczeniu, napełnieniu wodą i wykonaniu prób ciśnieniowych rurociąg będzie osuszony i połączony ze stacjami lądowymi. Uruchomienie przesyłu nastąpi pod koniec 2012 r.

Przy układaniu gazociągu pracowało łącznie 12 jednostek, w tym specjalistyczne statki Castoro Sei i Castoro Dieci należące do włoskiego koncernu Saipem oraz statek Solitaire należący do firmy Allseas.

Węgry. Szanse na realizację oficjalnie popieranego przez Komisję Europejską projektu gazociągu Nabucco są coraz mniejsze. Po zastrzeżeniach co do braku postępu w przygotowaniu inwestycji zgłaszanych przez udziałowców niemieckich i austriackich głos zabrał premier Węgier Viktor Orban, który 27 kwietnia br. na konferencji w Brukseli poinformował o wycofaniu się koncernu MOL z udziału w konsorcjum Nabucco Gas Pipeline International. Uzasadnieniem są trudności w realizacji projektu, szczególnie wzrost kosztów (początkowy kosztorys opiewał na 8 mld euro, teraz dochodzi do 16 mld euro). MOL nie potwierdził oficjalnie zerwania umowy, ale prezes Zsolt Hernadi po walnym zgromadzeniu spółki oświadczył, że nie widzi celowości kontynuowania przygotowań do budowy, na które strona węgierska wyasygnowała już 20 mln euro. Udział Węgier, jako kraju tranzytowego, jest kluczowy dla powodzenia projektu Nabucco.

Kilka dni wcześniej premier Orban spotkał się w Budapeszcie z szefem Gazpromu Aleksiejem Millerem i omawiał z nim projekt gazociągu South Stream. Viktor Orban stwierdził, że powiązanie South Stream z węgierskim systemem gazowniczym byłoby pożądane, co oznacza poparcie dla konkurencyjnego wobec Nabucco projektu.

Tanzania. British Gas Group informuje o czwartym odkryciu złoża gazu w obrębie bloku 1. W otworze poszukiwawczym Jodari-1 stwierdzono występowanie akumulacji gazu ziemnego o zasobach szacowanych na 70–127 mld m³. Wiercenie znajduje się na wodach o głębokości 1150 m, ok. 40 km od wybrzeża Tanzanii. British Gas posiada 60% udziałów w koncesji, pozostałe 40% należy do brytyjskiej firmy Ophir Energy. Z kolei 13% udziałów Ophir Energy zakupiła spółka Kulczyk Oil Ventures. Jednocześnie Kulczyk Oil Ventures zawiadomiła o wygaszeniu działalności poszukiwawczej w Nigerii z dniem 31 marca br. Zakończono współpracę z konsorcjum Nekonde Energy. dotyczącą prac w delcie Nigru w obrębie koncesji OML 42.

Korea Południowa. W doniesieniach prasowych ponownie pojawiły się informacje o rozmowach pomiędzy KOGAS (Korea Gas Corporation) i Gazpromem w sprawie dostaw gazu ziemnego z Rosji przez Koreę Północną do Korei Południowej. Na początku kwietnia br. w Moskwie przebywała delegacja KOGAS, w tym wiceprezes korporacji Young Sung Park. Rozmowy z wiceprezesem Gazpromu Aleksandrem Miedwiediewem dotyczyły komercyjnej strony inwestycji budowy gazociągu. Komunikat zawiera informację o postępie w uzgodnieniach skutecznych rozwiązań niezbędnych do bezpiecznego funkcjonowania przyszłego systemu przesyłu gazu. Następnymi krokami mają być konsultacje na szczeblu ekspertów i przygotowanie podstawowych instalacji i urządzeń. Poprzednie rozmowy na ten

temat odbywały się w czerwcu 2009 r. i we wrześniu 2011 r., kiedy ustalono harmonogram wdrażania projektu. Osobliwością inicjatywy jest brak informacji o trasie gazociągu, nie ma też najmniejszej wzmianki o zaangażowaniu Chin i Korei Północnej.

USA. Podkomisja Kongresu Stanów Zjednoczonych ds. zasobów naturalnych i energii obradowała nad nowymi propozycjami Departamentu Spraw Wewnętrznych USA dotyczącymi szczelinowania hydraulicznego. Departament chce wprowadzić na terenach federalnych i w rezerwach obowiązek ujawniania substancji stosowanych w trakcie szczelinowania, gdy operacja została wykonana. Argumentowano, że dodatkowe regulacje federalne nie są konieczne, bo wszystkie stany mają już odpowiednie przepisy, ponadto departament nie wskazał żadnych przykładów skażeń wód podziemnych w 60-letnim okresie stosowania tej technologii, które uzasadniałyby wprowadzenie podwójnych regulacji. Nawet amerykańska Agencja Ochrony Środowiska nie postuluje zmiany przepisów przed zakończeniem szczegółowych badań w 2014 r.

Jednocześnie 11 maja br. Agencja Ochrony Środowiska ogłosiła wyniki badań wody z 61 gospodarstw domowych w Dimock w Pensylwanii. Dimock stało się znane za sprawą głośnego filmu „Gasland” Josha Foxa, który zebrał opinie mieszkańców i wyeksponował ich obawy. W 2009 r. firma Cabot Oil & Gas prowadziła w okolicy Dimock wiercenia w poszukiwaniu gazu. Analizy wody nie wykazały śladów zanieczyszczeń mogących być powodem do niepokoju, sprawdzano też ponownie dane z 2009 r.

Tymczasem Izba Reprezentantów stanu Vermont uchwaliła 4 maja br. stosunkiem głosów 103 : 36 rezolucję wprowadzającą zakaz stosowania szczelinowania hydraulicznego do celów wydobywania gazu w całym stanie. Uchwała została przygotowana z inicjatywy Vermont Public Interest Research Group, twierdzącej, że szczelinowanie stanowi zagrożenie dla zdrowia społeczeństwa, jak również dla powietrza, gleby i wody. Gubernator stanu Peter Shumlin zapowiedział, że podpisze rezolucję. Obecnie w stanie Ver-

mont nie stosuje się szczelinowania, od 1960 r. nie prowadzono też wydobywania ropy ani gazu. Formację perspektywiczną dla występowania gazu w tym regionie tworzą łupki Marcellus. Przedstawiciel Amerykańskiego Instytutu Naftowego skomentował stanowisko kongresmenów stanu Vermont następująco: „Zakaz stosowania technologii sprawdzanej przez 60 lat jest krótkowzroczny i nieodpowiedzialny, szczególnie gdy stan Vermont bez ograniczeń korzysta z gazu ziemnego wydobywanego w sąsiednich stanach”.

Gazohydraty. Sekretarz Departamentu Energii USA Steven Chu poinformował o pomyślnym zakończeniu testu produkcji gazu z gazohydratów na Alasce. W wierceniu Ignik Sikumi-1 w zachodniej części Prudhoe Bay od 670 m do 791,5 m występuje trzeciorzędowa piaszczysta formacja Sagavanirktok C z 75-procentowym nasyceniem gazohydratami. Po perforacji odsłonięto dziewięciometrowy interwał, do którego włączano mieszaninę dwutlenku węgla i azotu, a następnie wywoływano produkcję, obniżając ciśnienie przy pomocy strumieniowych pomp dennych. W strukturze gazohydratu następowała zamiana cząsteczek metanu na cząsteczki dwutlenku węgla i uzyskano stabilny przyływ gazu ziemnego (nie podano ilości gazu). Próby trwały od 15 lutego do 10 kwietnia br. przy udziale Departamentu Energii USA, ConocoPhillips i Japan Oil, Gas and Metals National Corp. Metoda uwalniania gazu została opracowana przez Uniwersytet w Bergen i ConocoPhillips i był to pierwszy długotrwały test wykonany w warunkach złożowych. Podobną kanadyjsko-japońską próbę produkcji gazu z gazohydratów prowadzono w 2008 r. na złożu Malik, ale trwała ona tylko 6 dni.

Testy będą kontynuowane w celu potwierdzenia skuteczności tej technologii, określenia wydajności i długo-terminowej obserwacji zachowania się złoża.

Źródła: Hart's E&P, LNG Energy, Nord Stream AG, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, Rigzone, Rosneft, RusEnergy, Statoil, Upstream, World Oil