



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹

Świat. Szczelinowanie hydrauliczne, które budzi tak silne sprzeciwy, może zostać zmodyfikowane pod kątem zmniejszenia ilości zużywanej wody, a co za tym idzie złagodzenia problemów z zagospodarowaniem płynu zwrotnego i jednocześnie zwiększenia skuteczności stymulacji spękań w skale. Zadaniem programu badawczego rozpoczętego przez Colorado School of Mines, Lawrence Berkeley National Laboratory i inne instytucje jest rozpoznanie możliwości zastąpienia wody ciekłym dwutlenkiem węgla lub ciekłym azotem. Projekt jest na etapie badań laboratoryjnych, ale przesłanką do jego zainicjowania są wcześniejsze wyniki zastosowania dwutlenku węgla w postaci żelu o wysokiej lepkości do inicjowania spękań w piaskowcach zawierających gaz zamknięty, co ułatwiałoby transport propantu. Dotychczasowe rezultaty wskazują, że niska temperatura prowadzi do powstawania złożonego układu spękań na powierzchni próbek. Wyniki dalszych testów mają dać odpowiedź na pytanie, jakie rodzaje propantu będą najlepiej przenoszone przez ciekły azot i jaka będzie reakcja skał w różnych warunkach złożowych. Jedną z potencjalnych korzyści może być wyeliminowanie uszkodzeń formacji skalnej spowodowanych interakcją między płynem szczelinującym i łem. Przewiduje się przeprowadzenie niebawem prób polowych w otworach wiertniczych penetrujących łupki Pierre (formacja górnokredowa w Górach Skalistych). Jeśli zakończą się one pozytywnie, będzie to otwarcie nowych możliwości w eksploatacji gazu i ropy ze złóż niekonwencjonalnych, zarówno nowych, jak i już czynnych, w przypadku których wydłużony zostanie okres wydobywania węglowodorów. Zastosowanie nowej metody w szerokim zakresie spowoduje też, że zużycie wody będzie minimalne lub zerowe i zniknie problem z likwidacją płynu zwrotnego. Zarówno azot, jak i dwutlenek węgla nie są toksyczne, a przemysł naftowy ma już doświadczenie w stosowaniu obu mediów w praktyce wiertniczej. W tej chwili jest za wcześnie, aby określić, jakie formacje będą najlepiej reagować na szczelinowanie kriogeniczne, ale zapewne będą to skały charakteryzujące się niską przewodnością cieplną i wysokim współczynnikiem rozszerzalności cieplnej.

Europa. Irlandzko-brytyjska firma Tullow Oil prowadzi intensywne poszukiwania ropy i gazu w Afryce i południowej Azji, ale w dalszym ciągu jest obecna w swoim pierwszym rejonie działania, czyli w Europie. W obszernym wywiadzie dla agencji Bloomberg szef Tullow Oil Aidan

Heavey ocenił perspektywy europejskich przedsiębiorstw w dziedzinie poszukiwań i wydobywania węglowodorów. „Co najmniej od dwóch lat na tym rynku trwa zastój i potrzebny jest silny bodziec, aby przezwyciężyć ten stan”. Wskaźnik aktywności w sektorze ropy i gazu obejmujący 113 firm europejskich spadł o 28% w ciągu ostatnich 18 miesięcy, m.in. wskutek odejścia inwestorów do Stanów Zjednoczonych. W tym samym czasie podobny wskaźnik aktywności obliczany dla firm północnoamerykańskich nie zmienił się. Są przykłady dużych transakcji w Europie, jak przejęcie Caracal Energy przez szwajcarską firmę Glencore Xstrata o wartości 1,35 mld USD, czy oferta zakupu Heritage Oil przez Al Mirqab Capital SPC z Kataru za 1,5 mld USD, ale to ożywienie jest niewystarczające. Aidan Heavey uważa, że impulsem, który pomógłby stworzyć atmosferę sprzyjającą inwestowaniu, byłyby znaczące odkrycia. Tymczasem poza pozytywnymi rezultatami na Morzu Barentsa w innych regionach nie ma większych sukcesów. W ostatnich miesiącach nadeszły informacje o odkryciach na Morzu Norweskim (akumulacje ropy Bue i Pil), na Morzu Czarnym (otwór z ropą Marina 1) i na Węgrzech (złóże gazu Besa), ale są to złoża małe, niewpływające w istotny sposób na bilans zasobów.

Polska. Australijska firma Linc Energy uzyskała w 2011 r. koncesję Polanka-Wielkie Drogi o powierzchni 216 km² w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym na eksploatację złóż węgla kamiennego. Zasoby węgla subbitumicznego w obrębie koncesji szacuje się na 1,2 mld t. Koncesjodawca zamierza produkować gaz w procesie podziemnego zgazowania węgla kamiennego. Dotychczas wykonano badania sejsmiczne i jedno wiercenie, których wyniki potwierdziły, że warunki geologiczne w tym rejonie są odpowiednie do zgazowania. Na początku lipca br. firma poinformowała o przygotowaniach do rozpoczęcia w tym roku próbnej produkcji gazu w celu sprawdzenia australijskiej technologii w polskich pokładach węgla. Największe wrażenie robi podana w komunikacie roczna wielkość planowanej produkcji – 10 mld m³ gazu o jakości odpowiadającej gazowi sieciowemu. Linc Energy opanowała również technologię wytwarzania paliw płynnych z gazu ziemnego (GTL – *gas-to-liquids*).

Rosja. W zakładzie Gazpromu w Orenburgu uruchomiono 15 lipca br. instalację OG-500 produkującą ciekły hel o wysokiej czystości. Dotychczas wytwarzano tam jedynie hel w postaci gazowej. Zdolność produkcyjna nowej instalacji wynosi 4,2 mln l skroplonego helu rocznie. W 2012 r. w USA cena helu wynosiła średnio 6,13 USD/m³.

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

W Europie hel produkuje tylko zakład odazotowania gazu w Odolanowie należący do PGNiG.

Informacje o kraterach na półwyspie Jamał, na dodatek opatrzone przymiotnikiem „tajemnicze”, zostały podchwyczone przez media jako niezwykła sensacja. Dodatkowym czynnikiem była lokalizacja pierwszej z wykrytych „dziur w ziemi” – znajduje się ona w pobliżu ogromnego złoża gazu ziemnego Bowanienkowo. Jednak relacje geologów z Instytutu Kriosfery Ziemi Syberyjskiego Oddziału Rosyjskiej Akademii Nauk, którzy dokonali rekonesansu na miejscu, sprzeczają to zjawisko do skromniejszych rozmiarów. Największy otwór ma średnicę 60 m i otoczony jest wałem ziemnym o szerokości 20 m, utworzony z wyrzuconego gruntu. Nie udało się zmierzyć głębokości – kamera telewizyjna zapuszczona do otworu na głębokość 50 m nie sięgnęła do zwierciadła wody, znajduje się ono co najmniej 20 m niżej. W leju stwierdzono podwyższoną koncentrację metanu, dochodzącą do 9,8%, czyli poniżej stężenia zagrażającego wybuchem. Promieniowanie nie odbiegało od normy w tym rejonie. Wyczuwalny był zapach siarkowodoru, przypuszczalnie pochodzącego z rozkładu substancji organicznych w przypowierzchniowej warstwie tundry. Marina Leibman z Instytutu Kriosfery Ziemi SO RAN nazywa tę formę „lejem po wyrzuceniu gazu” i wiąże jej powstanie z ociepleniem, które nastąpiło w ostatnich latach i które mogło doprowadzić do zwiększonego wydzielania się gazu ziemnego rozpuszczonego w wodzie w wiecznej zmarzlinie. Według relacji pasterzy reniferów opisywany lej pojawił się we wrześniu 2013 r. W okolicy zaobserwowano inne, mniejsze leje, ale powstały one kilka lat temu. Jest to rejon bezludny, trudno dostępny nie tylko ze względu na warunki terenowe, lecz także z powodu ścisłej kontroli dostępu sprawowanej przez Gazprom. Planowane jest przeprowadzenie ewidencji podobnych lejów za pomocą zdjęć satelitarnych oraz badań skał, wody i gazu.

USA. Na początku lat 80. XX w. wstrzymano poszukiwania naftowe na Oceanie Atlantyckim, w strefie przybrzeżnej stanów Delaware, Maryland, Wirginia, Karolina Północna, Karolina Południowa, Georgia i Floryda. Teraz podległe Departamentowi Spraw Wewnętrznych USA Biuro ds. Zarządzania Energią Oceanów (BOEM – Bureau of Ocean Energy Management) przygotowuje zasady przeprowadzenia nowych testów wpływu badań sejsmicznych na organizmy morskie, ponieważ pierwszym etapem rozpoznania geologicznego ma być wykonanie profili i zdjęć sejsmicznych. Głównym potencjalnym źródłem zagrożeń są fale sejsmiczne wzbudzone przy użyciu dział powietrznych (*air gun*). Ekolodzy twierdzą, że nie tylko szkodzą one żółwiom morskim i waleniom, lecz także niszczą ikrę i narybek. Na drugiej szali leży interes gospodarki – według szacunków Amerykańskiego Instytutu Naftowego (API – American Petroleum Institute) w tym rejonie Atlantyku znajdują się technicznie wydobywalne zasoby ropy w ilości 640 mln t. Uruchomienie programu poszukiwań pozwoliłoby na utworzenie blisko 280 tys. nowych miejsc pracy i rocznie mogłoby przynieść dochody w wysokości 23,5 mld USD. BOEM zapowiada, że warunki wykonywania badań sejsmicznych zostaną zastrzeżone, na statkach sejsmicznych obecni będą obserwatorzy kontrolujący przebieg prac, a w okresach migracji

wielorybów i wylęgu żółwi pomiary sejsmiczne mogą być ograniczone. Jak informuje Departament Spraw Wewnętrznych USA, w przygotowaniu jest runda koncesyjna na okres 2017–2022.

Na Alasce British Petroleum rozpoczęło komercyjne stosowanie dronów do powietrznej inspekcji złóż ropy. Pierwszy lot odbył się 8 czerwca br. w rejonie Prudhoe Bay przy użyciu dronu Puma AE o rozpiętości skrzydeł 2,8 m należącego do firmy AeroVironment. Było to możliwe po wydaniu zezwolenia na tego rodzaju wykorzystanie bezzałogowych samolotów przez amerykańską agencję ds. lotnictwa cywilnego (FAA – Federal Aviation Administration). FAA została zobowiązana przez Kongres Stanów Zjednoczonych do opracowania regulacji dotyczących integracji lotów dronów z normalnym ruchem lotniczym, ale do tej pory wydała tylko dwa podobne zezwolenia. Pierwsze próby z dronami przeprowadziło w ub.r. Conoco-Phillips, były to jednak loty nad morzem.

Przekazane przez Amerykańską Unię Geofizyczną (AGU – American Geophysical Union) informacje dotyczące ilości metanu wydalanego do atmosfery przez zwierzęta hodowlane w USA mogą być niespodzianką dla reprezentantów stronnictwa upatrującego w spalaniu paliw kopalnych główne źródło emisji gazów cieplarnianych. Otóż według danych z 2004 r. działalność człowieka spowodowała w tym okresie uwolnienie 31 mln t metanu, przy czym udział przemysłu naftowo-gazowniczego wynosił 9,9 mln t, a bydło i trzoda wyprodukowały 9,7 mln t metanu. Pozostałe ilości pochodzą z pól uprawnych, kopalń węgla kamiennego i składowisk odpadów. Rezultaty nowych badań przeprowadzonych przez amerykańską Agencję Ochrony Środowiska (EPA – Environmental Protection Agency) z wykorzystaniem danych satelitarnych zmieniły proporcje i z ogólnej liczby 33 mln t metanu na zwierzęta przypada 13 mln t, a na przemysł naftowy 7 mln t. Wyniki pochodzą z pomiarów ze spektrometrów umieszczonych na satelicie i rejestrujących ilości gazów w poszczególnych warstwach atmosfery. Skanowanie całej powierzchni Ziemi trwa 6 dni.

Argentyna. Potencjał łupków Vaca Muerta i innych formacji ropo- i gazonośnych Argentyny charakteryzuje tytuł jednego z tekstów w *Oil & Gas Financial Journal*: „Argentyna, po Ameryce Północnej, jest najlepszym miejscem do wykorzystania zasobów łupków gazonośnych”. Formacje te znajdują się w siedmiu basenach osadowych o łącznej powierzchni 308 210 km². Najważniejsze wśród nich są łupki Vaca Muerta (tyton-walanżyn) w basenie Neuquén – ich zasięg i zasoby mogą być podstawą do zwiększenia produkcji ropy i gazu w Argentynie w dość krótkim okresie. W tym samym basenie perspektywiczne są też formacje Los Molles (jura) i Agrio (walanżyn-hoteryw). Są to kompleksy o dużej miąższości – formacja Los Molles ma miąższość 100–800 m (zawartość substancji organicznej wynosi 1–5%), miąższość formacji Vaca Muerta zmienia się w granicach 25–450 m (zawartość substancji organicznej wynosi 3–8%), wreszcie formacja Agrio charakteryzuje się miąższością 50–400 m (zawartość substancji organicznej wynosi 2–5%). Zasoby basenu Neuquén szacuje się na 3,6 mld t ropy i 22,7 bln m³ gazu.

Rozpoznanie łupków Vaca Muerta przez argentyński koncern YPF (Yacimientos Petroliferos Fiscales) i firmy zagraniczne rozpoczęło się kilka lat temu i było kontynuowane do 2012 r. Wtedy, po przejściu udziałów hiszpańskiego Repsolu w YPF przez rząd argentyński, poszukiwania praktycznie zostały wstrzymane i wznowiono je dopiero po wypłacie odszkodowania dla Repsolu. YPF kontynuuje program wierceń z 2011 r. i do połowy br. odwiercił 169 otworów, głównie w obrębie bloku Loma La Lata. Według danych z kwietnia br. produkcja ropy w tym rejonie osiągnęła 2580 t/d równoważnika ropy. Z kolei sąsiedni blok – Loma Campana – jest przedmiotem porozumienia YPF-Chevron, w ramach którego zaplanowano odwiercenie 141 otworów w pierwszym etapie i kolejne 170 wierceń w drugiej fazie. Wydobycie ropy, które rozpoczęto w lutym br., wynosi obecnie 1360 t/d. ExxonMobil w minionym roku odwiercił pięć otworów na obszarze formacji Vaca Muerta, a w wierconym ostatnio otworze na bloku Bajo del Choique uzyskano przyływ 104 t/d ropy. Shell ma cztery otwory eksploatujące ropę z łupków Vaca Muerta. Jeszcze jednym operatorem jest Total, który planuje odwiercenie 12 otworów poziomych.

Jak widać, zakres prac poszukiwawczych jest szeroki, ograniczeniem jest jednak ich wysoki koszt, który wynosi powyżej 15 mln USD za wiercenie. W fazie poszukiwań i rozpoznania wierceń się przeważnie otwory pionowe, ponieważ są tańsze, ponadto przy znacznej miąższości formacji Vaca Muerta (przeciętnie 300 m) i bardzo dużej zmienności parametrów złożowych bez dokładnego profilowania odwiertu trudno jest określić lokalizację odcinka poziomego. Koncern YPF utrzymuje, że koszt otworu wraz z zagłowieniem wynosi 11 mln USD i zapowiada

jego obniżenie do 7,5 mln, chociaż na etapie udostępnienia złoża udział otworów z odcinkami poziomymi będzie większy.

Inwestycje w sektorze ropy i gazu w Argentynie są obciążone dużym ryzykiem ze względu na wysoką inflację, dewaluację peso i strajki organizowane przez związki zawodowe. Z drugiej strony rosnący import gazu powodujący pogłębianie się deficytu budżetowego stanowi zachętę do rozwijania krajowej produkcji.

Arabia Saudyjska. W dorocznym raporcie o stanie produkcji i zasobów ropy i gazu opublikowanym przez Aramco (Saudi Arabian Oil Company) podano, że konwencjonalne zasoby gazu ziemnego w Arabii Saudyjskiej wynoszą 8,1 bln m³, podczas gdy tamtejsze technicznie wydobywalne zasoby gazu zamkniętego i gazu w łupkach sięgają 18,2 bln m³. Królestwo zamierza zagospodarować zasoby gazu niekonwencjonalnego, aby zmniejszyć zużycie ropy i innych paliw płynnych do wytwarzania energii, co umożliwi zwiększenie eksportu. W przypadku gazu z łupków ograniczeniem jest brak dostatecznej ilości wody niezbędnej podczas szczelinowania. Badania koncentrują się więc na piaszczystych zwięzłych skałach zbiornikowych o porowatości i przepuszczalności nieco niższej niż w konwencjonalnych akumulacjach ropy i gazu, lecz wyższej niż w łupkach. Dyrektor pionu gazowego Aramco, Adnan Kanaan, uważa, że dotychczasowe wyniki wierceń i eksploatacji dają podstawę do ustalenia kosztów wydobycia gazu na poziomie 70–106 USD za 1000 m³, czyli porównywalnych z cenami gazu z łupków w USA.

Źródła: Bloomberg, Gazprom, Hart's E&P, lincenergy.com, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, PGNiG, Siberian Times, Upstream, World Oil