WIADOMOŚCI GOSPODARCZE

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski[1]

Świat. Komentarze po zakończeniu 24. Światowej Konferencji Gazowniczej w Buenos Aires eksponują wypowiedzi przedstawicieli największych koncernów naftowo-gazowniczych, w świetle których kryzys energetyczny i perspektywa wyczerpania się zasobów węglowodorów nie stanowią poważnego zagrożenia wskutek postępu technologii poszukiwań i wydobycia oraz otwarcia dostępu do niekonwencjonalnych złóż. Najczęściej cytowane jest wystąpienie Tony'ego Haywarda, prezesa *British Petroleum*, który podał, że potwierdzone zasoby gazu ziemnego na świecie wzrosły do 1,2 biliona t równoważnika ropy naftowej, co wystarczy przy obecnym zużyciu na 60 lat, i rosną nadal. Do niedawna powszechna była opinia, że eksploatacja złóż niekonwencjonalnych jest zbyt trudna i kosztowna. Teraz dzięki nowym rozwiązaniom technologicznym sytuacja zmieniła się i takie akumulacje węglowodorów jak łupki gazonośne zyskują na znaczeniu. Dotyczy to nie tylko Ameryki Północnej, ale i Morza Północnego, gdzie gaz z łupków może zrekompensować spadek wydobycia z dotychczasowych złóż podmorskich. Departament Energii USA przewiduje, że w ciągu 20 lat połowa krajowego zapotrzebowania na gaz będzie pokrywana z eksploatacji łupków. Eksploatacja gazu ze zwięzłych skał zbiornikowych, o niskiej przepuszczalności, jest możliwa dzięki udoskonaleniu metod szczelinowania hydraulicznego. Inną dziedziną techniki, która bardzo przyczyniła się do zwiększenia efektywności poszukiwań jest sejsmika trójwymiarowa. Szerokie zastosowanie zdjęć sejsmicznych 3D pozwoliło na znacznie dokładniejsze odwzorowanie struktur wgłębnych i zwiększenie trafności wierceń poszukiwawczych. Szacunki zasobów gazu ziemnego nie obejmują gigantycznych ilości metanu uwięzionych w gazohydratach, jednak badania nad metodami przemysłowej eksploatacji gazohydratów nadal trwają.

W podobnym optymistycznym tonie były utrzymane wypowiedzi na seminarium zorganizowanym w październiku 2009 r. przez Centrum Studiów Strategicznych i Międzynarodowych w Waszyngtonie. Glen Sweetnam, przedstawiciel agencji rządowej Energy Information Administration, powiedział, że do roku 2035 gaz z łupków będzie stanowił 42% wydobycia gazu w USA, 50% w Australii i 62% w Chinach. Uważa on, że w USA konwencjonalne zasoby gazu ziemnego dostępne przy niskich kosztach eksploatacji zostały wyczerpane. Pozostały złoża na lądzie, w mniejszym stopniu na morzu, wymagające dużych nakładów. Szansą są nowe kompleksy gazonośne jak np. czarne dewońskie łupki formacji Marcellus występujące w Pensylwanii i Zachodniej Wirginii.

Na dorocznej konwencji SEG w Houston w październiku 2009 r. firma *Spectraseis* we współpracy ze szwajcarskim Federalnym Instytutem Technologii w Zurychu prezentowała założenia i wyniki sejsmiki niskoczęstotliwościowej. Sejsmika niskoczęstotliwościowa wykorzystuje pole falowe w zakresie 0,1–10 Hz rejestrowane przez bardzo czułe, szerokopasmowe geofony (nie są to standardowe geofony 3C). Wielu geofizyków sceptycznie odnosi się do danych sejsmicznych o częstotliwościach ok. 3 Hz, ponieważ zapis poniżej 10 Hz z konwencjonalnych geofonów jest mało przydatny, m.in. ze względu na silny wpływ zakłóceń powierzchniowych. Obserwacje empiryczne na złożach węglowodorów wskazują, że płyny złożowe bezpośrednio wpływają na zmienność poziomą zapisu i wywołują anomalie energetyczne w polu falowym. Ten rodzaj zapisu nazwano mikrowstrząsami (*microtremor*). Analiza anomalii łącznie z dostępnymi danymi złożowymi jest wskaźnikiem optymalizującym lokalizowanie otworów poszukiwawczych. Do oceny podstawowych zależności empirycznych pomiędzy zapisem sejsmicznym niskoczęstotliwościowym i właściwościami ośrodka wykorzystuje się wzór Bayesa obliczając funkcje gęstości prawdopodobieństwa. Metoda ta została nazwana HyMAS — *Hydrocarbon Microtremor Analysis*. Jako przykłady skuteczności sejsmiki niskoczęstotliwościowej przytoczono badania wykonane nad złożem gazu ziemnego w zwięzłych skałach zbiornikowych w Meksyku. Powierzchnia zdjęcia sejsmicznego przekraczała 200 km^2. Wykryte anomalie zostały potwierdzone późniejszymi wierceniami.

Ze względu na używany sprzęt sejsmika niskoczęstotliwościowa przynosi korzyści ekonomiczne w pracach polowych – nie trzeba używać materiałów wybuchowych lub wibratorów, transportować dużych ilości kabli, szkody w rejonie prac są o wiele mniejsze niż przy tradycyjnej konwencjonalnej metodzie sejsmicznej. Większe odległości między geofonami powodują mniejszą pracochłonność. Jest to szczególnie ważne na obszarach trudno dostępnych, gęsto zaludnionych lub wrażliwych pod względem ekologicznym. Przykładowe badanie trzech potencjalnych obiektów złożowych na obszarze 310 km^2 rejestrowano przy użyciu 40 geofonów w ciągu 12 dni. Ważnym elementem rejestracji niskoczęstotliwościowych jest tłumienie zakłóceń i fal powierzchniowych. Rozwiązania zaproponowane przez *Spectraseis* poprawiają stosunek składowych poziomych do składowych pionowych. Skuteczność sprawdzono na zdjęciu lądowym z Europy. Rejon badań położony był w pobliżu małego miasta z dzielnicą prze-

[1]ul. Czerniakowska 28 B m. 19, 00-714 Warszawa; jpzagorski@sasiedzi.pl

mysłową z jednej strony i autostradą z drugiej. Badany obiekt znajdował się między dwoma profilami o długości 7,5 km, z 25 geofonami rozmieszczonymi co 300 m. Rejestracje wykonano w ciągu 2 dni.

Sejsmika niskoczęstotliwościowa jest narzędziem przydatnym na wszystkich etapach poszukiwania i eksploatacji złoża, od wstępnego etapu wyboru obszaru koncesyjnego przez etap poszukiwań i rozpoznania aż do zagospodarowania złoża. *Spectraseis* zdobyła już zleceniodawców takich jak *Petrobras*, *StatoilHydro* czy *Pemex.* Będzie też realizowany wieloletni program badawczo-rozwojowy *Low Frequency Seismic Partnership* z udziałem *ExxonMobil*, *Chevron*, *GDF Suez*, *Pemex* i *Cairn* z terminem zakończenia w 2012 r. Artykuł w *AAPG Explorer* na temat sejsmiki niskoczęstotliwościowej nosi znamienny tytuł *Niskie częstotliwości, ale wielkie nadzieje.*

Polska. Po podpisaniu 17 maja 2009 r. przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA umowy z rządem egipskim o poszukiwaniach i wydobyciu ropy naftowej w obrębie koncesji *Bahariya* polska spółka otworzyła w październiku br. swoje biuro w Kairze. Warunki koncesji przewidują wykonanie 1350 km profili 2D i dwóch wierceń. W pierwszej fazie prac będą wykonane badania grawimetryczne — projekt został już opracowany. Blok koncesyjny o powierzchni 4414 km^2 znajduje się na Pustyni Zachodniej. Koszt prac poszukiwawczych szacuje się na 48 mln USD.

W sąsiedztwie, w obrębie bloków *Bahariya N* i *Bahariya E*, *Apache Corp*. i IPR w latach 2004–2007 dokonały kilku istotnych odkryć złożowych.

Kolejne firmy zagraniczne są zainteresowane eksploracją łupków gazonośnych w północnej Polsce (Prz. Geol., 57, 12: 1039–1041). Spółka zależna *BNK Petroleum Inc.* — *Saponis Investments* Sp. z o.o. odstąpiła 80% udziałów w koncesjach Sławno, Słupsk i Starogard. Nowi udziałowcy to *Rohöl Aufsuchungs AG* z Wiednia i *Sorgenia E&P SPA* z Mediolanu. *BNK Petroleum* prowadzi rozpoznanie łupków gazonośnych również w innych krajach Europy Wschodniej. Po wstępnej analizie materiałów geologiczno-złożowych firma uważa, że łupki występujące w obrębie koncesji ze względu na zawartość krzemionki, węgla organicznego i dojrzałość termiczną mogą zapewnić sukces poszukiwawczy. Koszt prac poszukiwawczych szacuje się na 25 mln USD. Operatorem koncesji pozostanie *BNK Petroleum.*

Europa. Sytuacja w dziedzinie zapewnienia dostaw gazu ziemnego dla Europy Zachodniej była przedmiotem zainteresowania dwóch organizacji: Międzynarodowej Agencji Energetycznej i Eurogasu (*European Union of the Natural Gas Industry*). W czasie posiedzenia MAE w Paryżu, z udziałem ministrów z zainteresowanych krajów, punktem wyjścia było stwierdzenie, że bezpieczeństwo energetyczne, w większym niż dotychczas stopniu, jest związane z rynkiem gazowym niż z rynkiem ropy naftowej. Zagadnienia te były już poprzednio przedmiotem obrad agencji, ale obecnie nowym czynnikiem są zakłócenia w dostawach gazu z Rosji na Ukrainę związane ze sporami co do formuły cenowej. Uczestnicy spotkania zalecają stosowanie gazu ziemnego jako paliwa wszędzie, gdzie jest to uzasadnione względami praktycznymi, z uwagi na zmniejszenie emisji CO_2. Międzynarodowa Agencja Energetyczna zachęca poszczególne kraje do zwiększania pojemności magazynów gazu, jako istotnego elementu bezpieczeństwa energetycznego. Zapowiada też współpracę w opracowaniu scenariuszy reakcji na przerwy w dostawach gazu, przede wszystkim dla państw unii.

Na konferencji MAE wystąpił rosyjski minister energetyki Siergiej Szmatko i przedstawił stanowisko Rosji co do konieczności udoskonalenia legislacji regulującej problemy światowego bezpieczeństwa energetycznego. Zdaniem rządu rosyjskiego powtarzające się konflikty w sektorze energetycznym potwierdzają potrzebę takich regulacji. Minister Szmatko przypomniał o inicjatywie prezydenta Dimitrija Miedwiediewa będącej odpowiedzią na europejską Kartę Energetyczną. W sierpniu 2009 r. rząd rosyjski odrzucił ratyfikację Karty Energetycznej określającej zasady współpracy energetycznej z Unią Europejską, ponieważ umożliwiała dostęp strony trzeciej do gazociągów rosyjskich. Z kolei unia nie zaakceptowała koncepcji Miedwiediewa.

Bezpośrednio po sesji MAE odbyło się spotkanie organizacji Eurogas zrzeszającej 49 członków. Uczestnicy dyskutowali nad przepisami dotyczącymi bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego przyjętymi 16 lipca 2009 r. przez Komisję Europejską. Przeważały opinie, że członkowie unii powinni dokonać indywidualnej oceny potencjalnych zagrożeń wynikających z przerwania dostaw i opracować własne środki zaradcze. Zwrócono uwagę na niedostateczne przygotowanie zaleceń komisji w zakresie zmiany kierunku przepływu gazu w gazociągach w sytuacjach awaryjnych, ponieważ nie przeprowadzono dokładnej analizy technicznych możliwości takich przełączeń, ani skutków ekonomicznych. Jednocześnie podkreślono konieczność elastyczności i nowych inicjatyw we wspólnych działaniach na rzecz bezpieczeństwa gazowego.

Dotrzymanie harmonogramu budowy Gazociągu Północnego (*Nord Stream*), przewidującego oddanie rurociągu do eksploatacji w 2011 r., jest uzależnione od uzyskania do końca 2009 r. zgody Niemiec, Szwecji, Finlandii, Danii i oczywiście Rosji na ułożenie rur na dnie Morza Bałtyckiego. Po długim okresie konsultacji nastąpiło przyspieszenie przygotowań i jako pierwsza takiego pozwolenia udzieliła Dania. Rządowy organ Energy Authority wydał 20 października 2009 r. pozwolenie na budowę *Nord Stream* na wodach duńskich. Odcinek długości 87,7 km będzie przebiegał na obszarze duńskich wód terytorialnych, a odcinek 49,9 km w wyłącznej strefie ekonomicznej. Dyrektor zarządu *Nord Stream AG* Matthias Warnig powiedział, że uzyskanie pozwolenia było możliwe dzięki przedłożeniu obszernych analiz środowiskowych i ścisłej współpracy z władzami Danii. Następnym krokiem w uregulowaniu spraw formalnych poprzedzających rozpoczęcie prac budowlano-konstrukcyjnych była zgoda rządu Szwecji. Rozpatrywanie projektu trwało 23 miesiące i 5 listopada 2009 r. minister środowiska Andreas Carlgren zezwolił na budowę w szwedzkiej wyłącznej strefie ekonomicznej odcinka gazociągu o długości 506 km. Tego samego dnia o aprobacie poinformowała Finlandia. Urząd Ochrony Środowiska Zachodniej Finlandii wydał oświadczenie, w którym „udziela zgody na plany konsorcjum *Nord Stream AG* dotyczące budowy podmorskiego gazo-

ciągu przechodzącego przez Bałtyk". Jest to odcinek 374 km w fińskiej strefie ekonomicznej.

Zarząd konsorcjum *Nord Stream AG* prowadzi obecnie konsultacje z władzami Estonii, aby wyjaśnić zastrzeżenia zawarte w oświadczeniu parlamentu estońskiego i dotyczące wpływu gazociągu na ekosystem Morza Bałtyckiego. Trasa gazociągu omija wody terytorialne i strefy ekonomiczne Estonii, Łotwy, Litwy i Polski.

Rosja. Wydobycie ropy naftowej w 2007 r. wynosiło 492 mln t, w następnym roku nieco spadło do 488 mln t (–0,7%), natomiast w 2009 r. według szacunków ministerstwa energetyki osiągnie 492–493 mln t. Oznacza to, że Rosja jest największym producentem ropy na świecie i zdystansowała dotychczasowego lidera, Arabię Saudyjską. W 2008 r. saudyjskie *Saudi Arabian Oil Co*. wydobyło 441,8 mln t ropy. Dość zróżnicowane prognozy są podawane na rok 2010. Obserwatorzy rosyjskiego sektora naftowego przewidują spadek wydobycia, nawet do 1,2%, ponieważ tylko jedno większe nowe złoże wejdzie do eksploatacji, będzie też mniej wierceń. Jednak zapowiadane korekty budżetu w kierunku ustabilizowania poziomu inwestycji złożowych mogą temu zapobiec i powolny wzrost będzie utrzymany.

Norwegia. Od 2 listopada 2009 r. koncern *StatoilHydro ASA* zmienia logo i wraca do dawnej nazwy *Statoil*. Nowym symbolem firmy będzie trójwymiarowa gwiazda w kolorze karmazynowym. Ze względu na przyzwyczajenia klientów nie zmieni się oznakowanie stacji benzynowych prowadzonych przez *Statoil*.

Złoże gazu ziemnego *Ormen Lange* na Morzu Norweskim zostało odkryte w 1997 r. i weszło do eksploatacji w 2007 r. Jest to jedno z największych norweskich złóż gazu i jego produkcja dzienna osiąga 70 mln m^3. Zasoby były szacowane początkowo na 382–397 mld m^3 gazu. Teraz odwiercono otwór rozpoznawczy 6305/5-3 zlokalizowany na północnym krańcu złoża. Wiercenie zakończono na głębokości 2815 m w utworach formacji Kyrie (górna kreda). Głębokość wody wynosi 832 m. Przewiercone serie zbiornikowe w formacjach Egga i Jorsalfare wykazują zróżnicowane parametry złożowe i wyższe położenie kontaktu woda–gaz. Nie wiadomo więc, czy pierwotnie obliczona wielkość zasobów gazu nie zmieni się. Wpłynie to na dalsze plany zagospodarowania złoża i na profil produkcji w przyszłości. Norweski Dyrektoriat Naftowy poinformował, że zasoby mogą się zmniejszyć nawet o 100 mld m^3. *Norske Shell*, operator złoża *Ormen Lange*, nie potwierdził opinii Dyrektoriatu Naftowego i zapowiedział dokonanie nowej oceny zasobów w ciągu 2 lat.

Szetlandy. W rejonie na zachód od Wysp Szetlandzkich w ostatnich latach odkryto kilka złóż ropy i gazu, jak *Schiehalion*, *Foinaven*, *Rosebank*, *Lochnagar*, *Laggan*, *Clair* i *Tormore*. W październiku i listopadzie 2009 r. nastąpiły dalsze odkrycia potwierdzające perspektywiczność tego obszaru. Brytyjska firma *Hurricane Exploration plc* na obiekcie nazwanym *Lancaster* w obrębie bloku 205/21a odkryła akumulację lekkiej ropy o ciężarze 0,8289–0,8549 g/cm^3. Strefa złożowa jest spękana i ma dobre parametry przepuszczalności. Otwór oczekuje na dalsze próby. Pierwszy sukces poszukiwawczy w tym rejonie odniosła austriacka ÖMV na strukturze Tornado. W bocznym odgałęzieniu głównego otworu wierconym ze statku wiertniczego *Stena Carron* stwierdzono obecność gazu i ropy. Głębokość końcowa otworu wynosi 2638 m, głębokość wody 1048 m. Planowane jest odwiercenie otworu rozpoznawczego. W pobliżu złóż *Laggan* i *Tormore* duńska *DONG Energy A/S* odkryła w piaskowcach paleoceńskich złoże gazu ziemnego *Glenlivet*. Na podstawie profilowań geofizycznych, rdzeni i opróbowania określono bardzo dobre parametry porowatości, przepuszczalności i nasycenia. Miąższość interwału złożowego wynosi 61 m. Wiercenie zostało wykonane z platformy półzanurzalnej *Transocean Rather*.

Brazylia. Jednym z obszarów chińskich inwestycji naftowych jest Brazylia. Od maja 2009 r. koncern *Petrobras* negocjował z chińskim bankiem CDBC (*China Development Bank Corp*.) warunki kredytu przeznaczonego na intensyfikację eksportu ropy w latach 2009–2013. W listopadzie podpisano końcowe porozumienie na kwotę 10 mld USD. Kredyt częściowo będzie spłacany dostawami ropy do Chin, jednocześnie przy zakupie towarów i usług firmy chińskie będą miały pierwszeństwo. Długoterminowa umowa przewiduje eksport ropy do Chin w ilości 20,4 tys. t/d w przyszłym roku i 27,2 tys. t/d w ciągu następnych 9 lat.

Brunei. Zarejestrowana w Luksemburgu spółka *Kulczyk Oil Ventures* z grupy *Kulczyk Investments* kupuje nowe koncesje w Brunei. Dotychczas spółka miała 4 koncesje poszukiwawcze w Mauretanii i jedną w Syrii. *Kulczyk Oil Ventures* nabyła udziały australijskiej firmy *Triton Hydrocarbons* uzyskując w ten sposób koncesję obejmującą blok M przylegający do posiadanego już bloku L. Łączna powierzchnia koncesji *Kulczyk Oil Ventures* w Brunei wynosi 5200 km^2. W obrębie bloku M znajduje się złoże *Belait*, którego zasoby warunkowe są szacowane na 3,2 mln t ropy naftowej i 4,5 mld m^3 gazu ziemnego. W 2009 r. wykonano rozpoznanie w postaci zdjęć sejsmicznych 3D o powierzchni 118 km^2 (blok M) i 350 km^2 (blok L). W 2010 r. rozpocznie się wiercenie 4 otworów na wytypowanych obiektach poszukiwawczych. Koncesje produkcyjne są przyznane na warunkach udziału w wydobyciu (PSA — *Production Sharing Agreement*) państwowej firmy *PetroleumBrunei*. *Kulczyk Oil Ventures* na bloku M ma prawo do 36% udziału w wydobyciu, a na bloku L do 40% udziału.

Gazohydraty. W rejonie Wairarapa na Wyspie Północnej Nowej Zelandii, na głębokości 1000 m stwierdzono występowanie gazohydratów. Zasoby tej akumulacji są szacowane na 14 mld m^3 gazu, to bardzo dużo w skali Nowej Zelandii, jednak podobnie jak w innych krajach nie przewiduje się rozpoczęcia przemysłowej eksploatacji w najbliższych latach. Powodem są trudności w opracowaniu metody produkcji metanu z gazohydratu i wysokie koszty.

Źródła: Alexander Gas&Oil Connections, AAPG Explorer, DONG Energy, Gazprom, Hart's E&P, Offshore, Oil&Gas Financial Journal, Oil&Gas Journal, OilOnline, PGNiG, Rigzone, Scandinavian Oil-Gas Magazine, StatoilHydro, Upstream, World Oil