

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Trzy prognozy na rok 2016, opracowane dla miesięcznika Offshore, są jeszcze bardziej pesymistyczne niż prognozy z World Oil (Prz. Geol., 64: 145). James West z banku inwestycyjnego Evercore twierdzi, że rok 2015 był zły, ale 2016 będzie jeszcze gorszy. Wpływa na to zmniejszanie nakładów kapitałowych, zawieszenie decyzji o rozpoczęciu dużych

projektów morskich, szczególnie głębokowodnych, oraz presja cenowa w rywalizacji o kontrakty, których liczba spada. Morski sektor naftowy nie odbiega od ogólnej tendencji w przemyśle naftowym w wyszukiwaniu projektów o wyższej stopie zwrotu w warunkach niskich nakładów na poszukiwania i eksploatację. Ważnym czynnikiem jest duży udział kosztownych projektów głębokowodnych – wg danych Rigzone stanowią one 60%, przy czym w Brazylii, Zatoce Meksykańskiej i północno-wschodniej Australii są to projekty ultragłębokowodne, czyli zlokalizowane na wodach o głębokości ponad 1500 m. Zwraca się uwagę na konieczność uwzględniania, oprócz oczywistych elementów jak ryzyko geologiczne, również komercyjnego dostępu do infrastruktury i jeszcze bardziej nieprzewidywalnego ryzyka politycznego, który może powodować zmiany fiskalne całkowicie zmieniające założenia projektu. W okresie, gdy cena ropy kształtowała się w przedziale 80–110 USD rozpoczęto bardzo wiele projektów, które dzisiaj są nieuzasadnione. Inne niekorzystne czynniki to ryzyko ekologiczne, lokalizacja w odległych rejonach świata, czy trudności techniczne. Wszystkie wypowiedzi koncentrują się na problemach przemysłu naftowego w USA, nawiązują więc także do konkurencji ze strony inwestycji eksploatacji ropy z łupków. Przynotowano porównanie okresu zwrotu kosztów dla wiercenia z ropą z łupków, który wynosi 2–4 lata przy stopie zwrotu 25–35%, podczas gdy koszt typowego wiercenia na morzu (zarówno w akwenie płytkim jak i głębokim) zwraca się po 11–14 latach, a stopa zwrotu jest jedno-cyfrowa. Obliczenia zostały wykonane przy założeniu powrotu ceny ropy do 65 USD dla ropy WTI i 70 USD dla ropy Brent. Okres od odkrycia do udostępnienia złoża od 2010 r. wydłużył się z 5 do 10 lat.

Wypowiedzi dla Offshore w przeważającej części zawierają oceny obecnego stanu sektora poszukiwań i eksploatacji na morzu, znacznie mniej jest zaleceń jak wpłynąć na poprawę sytuacji i rzeczywistych prognoz. Podkreślane są różnice w reakcjach na niskie ceny ropy na lądzie i morzu. Na lądzie spadek ilości urządzeń wiertniczych przekracza 50%, na morzu jest to 25%, bo cykl realizacji takich projektów jest dłuższy i redukcja ilości urządzeń

trwa dłużej. Z drugiej strony tak poważna część wydobycia ropy i gazu pochodzi ze złóż podmorskich, że niemożliwe jest bardzo radykalne ograniczenie projektów morskich. Działania wielkich koncernów z Zatoki Meksykańskiej pokazują, że podążają one drogą firm na lądzie, tworząc rankingi potencjalnych projektów inwestycyjnych wg stopnia ryzyka i opłacalności. J. West widzi możliwości przyspieszenia prac i uzyskania oszczędności dzięki zastosowaniu takich nowych metod jak OneSubsea i Forsys Subsea. OneSubsea jest zintegrowanym systemem optymalizacji całego cyklu technologicznego – od badań petrofizycznych przez wiercenie, dowiercanie i eksploatację z wykorzystaniem podwodnych urządzeń produkcyjnych oraz rozbudowanych systemów kontrolnych. System został opracowany przez firmy Schlumberger i Cameron. Podobnym rozwiązaniem jest Forsys Subsea zaprojektowany przez FMC Technologies i Technip. Nie są one dotychczas zbyt szeroko rozpowszechnione, a mogłyby przynieść wiele korzyści.

Dość zaskakujące, a nawet kontrowersyjne są propozycje firmy konsultingowej Independent Project Analysts. Jednym z jej zaleceń jest rezygnacja z firmowych standardów działania, czyli reguł planowania i realizacji inwestycji, które wg autorów hamują elastyczność działania. Drugi punkt to zmniejszenie do absolutnego minimum zespołów badawczych, specjalistów pracujących nad przyszłościowymi tematami, ponieważ „wytworzona przez nich wartość dodana jest zbyt mała w obecnych warunkach”. Kolejny pomysł to przesunięcie nacisku na jakościową kontrolę projektów, żeby uniknąć błędów, które powodują poważne komplikacje w trakcie realizacji inwestycji. Inne wskazane działania to starania wykonawców projektów w pozyskiwaniu doświadczonych specjalistów przy współpracy z OECD. Powyższe zalecenia mogą być wprowadzane samodzielnie przez przedsiębiorców, a jeśli zainteresowani uznają je za konieczne, to będzie je można szybko wdrożyć.

Agencja Deloitte uważa, że nie należy spodziewać się rychłego powrotu do wysokich cen ropy, wnioskując z cen futures z terminem maj 2020 r.: obecnie prognozuje się 68 USD dla WTI, podczas gdy w listopadzie 2015 r. prognozowano 57 USD.

Polska. Spółka Baltic Gas, w skład której wchodzi LOTOS Petrobaltic i CalEnergy Resources Ltd. przygotowuje się do zagospodarowania dwóch złóż gazowo-kondensatowych B4 i B6. Udostępnienie obejmie posadowienie platformy eksploatacyjnej na złożu B4 i połączenie podwodne z centrum produkcyjnym na złożu B6. Stamtąd

¹ Ul. Czerniakowska 28a, m. 4, 00-714 Warszawa; ostoja53@gmail.com.

gaz będzie transportowany podmorskim gazociągiem do Władysławowa, gdzie będzie zlokalizowany zakład przeróbki gazu. Wykonawcą wstępnego projektu inwestycji będzie firma Jacobs Engineering Group. Zasoby geologiczne złóż B4 i B6 wynoszą 4,2 mld m³ gazu.

Europa. Wyniki próbnej eksploatacji w otworze Horse Hill-1, położonym na północ od Londynu (Prz. Geol., 63: 278; 63: 330), potwierdzają znaczenie tego odkrycia. W czasie 9,5-godzinnej próby uzyskano samoczynny, stabilny przepływ lekkiej ropy o ciężarze 0,8051 g/cm³ (40° API) w ilości ponad 62 t dziennie. Jest to ropa beziarkowa, bez zawartości wody i pochodzi z horyzontu o miąższości 24 m w wapieniach dolnego kimerydu na głębokości 900 m. Po zakończeniu prób złożowych w tym horyzoncie badane będą płytsze utwory portlandu na głębokości 614 m i górnego kimerydu na głębokości 839 m.

Kolejne lądowe wiercenie poszukiwawcze Laughton-1 na wschodnim skłonie niecki Gainsborough (hrabstwo Lincolnshire) rozpoczęto w lutym br. Zadanie polega na rozpoznaniu pułapki strukturalnej wykrytej sejsmiką 2D na głębokości ok. 1500 m w piaskowcach karbońskich. Szczególnie interesujący jest 45-metrowy interwał piaszczysty Silkstone Rock, którego perspektywiczność została potwierdzona w odległym o 4,5 km złożu Corringham, oraz dwa inne horyzonty perspektywiczne.

W innych krajach europejskich aktywność poszukiwawcza, szczególnie na lądzie, nie jest zbyt ożywiona. We Włoszech w wierceniu Miglianico-1 uzyskano przepływ ok. 136 t/d ropy i 32 tys. m³/d gazu. Jest to ropa średnia o gęstości 0,8550 g/cm³ (34° API). Horyzonty złożowe o miąższości ok. 100 m zalegają na głębokości 4800 m. Inne odkrycia lądowe znajdują się w dolinie Padu. Więcej sukcesów odnotowano na morzu. Na południowym Adriatyku są to złoża Rovesti, Giove i Cygnus, na Morzu Jońskim znajdują się cztery już eksploatowane złoża, a w ich pobliżu odkryto trzy nowe. Nowe akumulacje węglowodorów stwierdzono też w Cieśninie Sycylijskiej.

W Grecji jedyny producent ropy naftowej Energean Oil & Gas zwiększył w 2015 r. produkcję o 60%, w porównaniu z rokiem poprzednim, głównie dzięki wydobywaniu z dwóch złóż na wyspie Tasos w północnej Grecji. Obecnie rozpoczęto nowy program 15 wierceń lądowych.

Zupełnie inaczej przedstawia się przyszłość poszukiwań naftowych we Francji. Koncern Total w 2015 r. wydobywał 319 tys. t/d równoważnika ropy naftowej, ale tylko niewielka część pochodziła z Francji. Rząd Francoisa Hollandy najpierw wstrzymał stosowanie szczelinowania hydraulicznego, a obecnie wprowadza dalsze ograniczenia wierceń. Na podstawie Energy Transition Act, regulacji uchwalonych w sierpniu 2015 r. i mających dokonać zmian w strukturze zużycia energii oraz promujących „zieloną energię”, w przyszłości wszystkie wnioski o wydanie koncesji na poszukiwania konwencjonalnych węglowodorów będą odrzucane. Według stanu z 1.07.2015 r. we Francji były aktywne 54 koncesje i 130 wniosków koncesyjnych. Minister ekologii, zrównoważonego rozwoju i energii Segolene Royal uważa, że jest to logiczna odpowiedź na długofalowe zadania w dziedzinie zużycia energii. Energy Transition Act przewiduje redukcję zużycia energii o 50% do 2050 r., w tym energii z paliw kopalnych o 30% do 2030 r.

Rosja. Po rezygnacji z budowy gazociągu South Stream i zatrzymaniu projektu Turkish Stream, Gazprom po raz trzeci podejmuje inicjatywę utworzenia nowego połączenia dostarczającego gaz do południowej Europy. Jest to odnowienie projektu ITGI (Interconnector Turkey–Greece–Italy) z 2005 r., który przewidywał dostawy gazu ziemnego z rejonu Morza Kaspijskiego do Grecji i Włoch począwszy od 2015 r. Zgodnie ze wstępnym porozumieniem z 2007 r. miało to być 12 mld m³ rocznie, później 8 mld m³ i gaz miał pochodzić z Azerbejdżanu. Jednak udziałowcami tamtego projektu były Turcja, Grecja i Włochy, co znalazło swoje potwierdzenie w ostatnim liście intencyjnym z 2010 r. Obecne napięcia polityczne pomiędzy Rosją i Turcją sprawiły, że Turcja przestała być potencjalnym partnerem przedsięwzięcia. Ponieważ Grecja i Włochy są nadal zainteresowane zapewnieniem sobie nowych dostaw gazu, Gazprom zaproponował modyfikację projektu ITGI w postaci zmiany źródła dostaw – teraz będzie to gaz rosyjski. List intencyjny podpisali w Rzymie 24 lutego br. prezes Gazpromu Aleksiej Miller, szef Edison SPA (spółki córki EDF) Marc Benayoun i szef DEPA SA Theodoros Kitsakos. Brak jest bliższych szczegółów dotyczących przepustowości gazociągu, terminów realizacji i warunków finansowych. Wiadomo tylko, że częścią składową połączenia będzie podmorski odcinek z Grecji do Włoch przez Morze Jońskie nazwany „Posejdon”. M. Benayoun zapewnił, że inwestycja będzie prowadzona w pełnej zgodności z przepisami i regulacjami Unii Europejskiej. Projekt ITGI w 2005 r. znalazł się na liście projektów o szczególnym znaczeniu, współfinansowanych przez Unię.

Iran. Ministerstwo ds. Ropy Naftowej podało, że 16 lutego br. z terminalu Kharg wyruszył do Europy pierwszy tankowiec z ropą irańską. Dla Iranu jest to bardzo ważne wydarzenie, ponieważ oznacza rzeczywiste zakończenie dotkliwych sankcji i wznowienie eksportu wstrzymanego w 2011 r. Ministerstwo ds. Ropy Naftowej poinformowało o tym w specjalnym komunikacie. Ładunek 272 tys. t ropy przeznaczonej dla europejskich rafinerii został zakontraktowany przez Total. Następnymi odbiorcami będą hiszpańska CEPSA i rosyjski Lukoil. Iran zapowiada intensyfikację wydobywania ropy i zwiększenie eksportu do 136 tys. t dziennie. Wzbudziło to zaniepokojenie innych wielkich producentów ropy, bo przy niskich cenach ropy dodatkowe dostawy z Iranu mogą destabilizować rynek. Nie tylko Wenezuela i Rosja, najbardziej odczuwające spadek dochodów z ropy, lecz także Katar i Arabia Saudyjska, próbowały apelować do członków OPEC o zamrożenie poziomu produkcji. Iran zapowiedział, że nie przyłączy się do tej akcji, a propozycja ta została określona przez ministra Bijana Namdara Zanganeha jako „bardzo śmieszna”.

USA. Sąd Najwyższy USA postanowieniem z 9 lutego br. wstrzymał wprowadzenie ustawy Clean Power Act przygotowanej przez Agencję Ochrony Środowiska. Zwłoka ma obowiązywać do czasu rozpatrzenia pozwu złożonego przez 27 stanów, co może nastąpić pod koniec br. Wnioskodawcy sprzeciwiają się planowanemu ograniczeniu produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach opalanych węglem, co spowoduje utratę wielu miejsc pracy i osłabienie krajowego systemu energetycznego. Stanowisko Sądu Najwyższego jest popierane przez sektor

energetyczny i górniczy oraz Izbę Handlową. Pojawiły się też zarzuty, że Agencja Ochrony Środowiska przekroczyła swoje kompetencje, a straty przewyższą spodziewane korzyści. Z kolei organizacje naftowe i gazownicze wyrażają obawy czy wysokie wymagania w zakresie ograniczenia emisji dwutlenku węgla, które są przewidywane w Power Clean Act, nie przeszkodzą w przestawieniu elektrowni węglowych na zasilanie gazem ziemnym.

Geofizyka. W ostatnich latach dokonano znacznego postępu w analizie atrybutów sygnału sejsmicznego i wykorzystaniu specyficznych cech zapisu do wykrywania akumulacji węglowodorów. Więcej sukcesów w określaniu bezpośrednich wskaźników węglowodorów (DHI – Direct Hydrocarbon Indicator) uzyskano w badaniach sejsmicznych na morzu, m. in. w Zatoce Meksykańskiej. Są to głównie utwory paleogeńsko-neogeńskie, słabiej skonsolidowane, w których wpływ nasycenia gazem na własności sprężyste ośrodka jest większy. Rozpowszechniony jest pogląd, że na łądzie w kompleksach paleozoicznych, silniej skonsolidowanych, pomimo obecności gazu lub ropy, zmiany impedancji są mniejsze i nie sprzyjają wykryciu bezpośrednich wskaźników. Geofizycy z Uniwersytetu Wright w Ohio przeprowadzili badania w rejonie podziemnego magazynu gazu Gabor, który został zbudowany w wyeksploatowanym złożu gazu występującego w sylurskiej formacji Clinton. Ponieważ obserwacje wykonywano nad magazynem gazu w fazie napełnienia, otrzymany zapis sejsmiczny jest niewątpliwie wywołany obecnością gazu w skałach. Formacja Clinton to rzeczne osady deltowe, piaskowce z przeławiczeniami łupków. Ten kompleks złożowy jest przykryty pakietem wapieni wenloku Packer Shell, stanowiącym bardzo dobre uszczelnienie i będącym jednocześnie przewodnim horyzontem refleksyjnym.

Wykonano dwa krzyżujące się profile sejsmiczne o długości 4,6 km i 4,2 km ze wzbudzeniem wibratorowym i reje-

stracją przy użyciu geofonów 10Hz. Kompleks Clinton nie stanowi wyraźnej granicy refleksyjnej, co przypuszczalnie jest wywołane tłumieniem przez wyższą granicę Packer Shell. Lepiej rejestrowany jest strop starszej formacji Cincinnati, ale jest widoczne zmniejszenie amplitudy poniżej stropu Clinton w miejscu, gdzie profil przechodzi nad podziemnym magazynem gazu Gabor. Tłumienie związane z obecnością gazu jest widoczne w zapisie refleksów powyżej i poniżej stropu Cincinnati. Nie tylko amplitudy, również zmiany częstotliwości są wskaźnikiem węglowodorów, bo zawartość gazu tłumi energię wysokoczęstotliwościową i obniża częstotliwość dominującą. Obserwano także wyraźne odwrócenie biegunowości refleksów. Amplituda, częstotliwość uśredniona i chwilowa badane oddzielnie nie wystarczają jako bezpośrednie wskaźniki węglowodorów, powinny być rozpatrywane łącznie z informacjami o tektonice i stratygrafii, innych parametrach sejsmicznych oraz warunkach pracy podziemnego magazynu gazu. Trzeba pamiętać, że badania sejsmiczne były wykonywane w fazie pełnego napełnienia zbiornika i ciśnienie gazu było większe od ciśnienia w złożu gazu w warunkach naturalnych. Autorzy opracowania stawiają tezę, że anomalie sejsmiczne nazwane przez nich „cieniem gazowym” są wywołane obecnością horyzontu gazonośnego w formacji Clinton. Wykorzystanie rejestracji „cieni gazowych”, czyli bezpośrednich wskaźników węglowodorów może zwiększyć zainteresowanie przemysłu paleozoicznym basenem w Ohio. Jeśli skorzystamy również z badań sejsmicznych 3D, materiałów archiwalnych z wystarczającą krotnością pokrycia, to wyniki mogą być przydatne w odniesieniu do innych formacji geologicznych np. Trenton oraz akumulacji niekonwencjonalnych jak Utica lub Marcellus.

Źródła: euractiv.com, Gazprom, Hart's E&P, LOTOS Petrobaltic, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, Reuters, Rigzone, rp.pl, World Oil