

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Analitycy z Barclays Bank przygotowali prognozę wielkości nakładów na poszukiwania i eksploatację na świecie w 2014 r., opierając się na ankietach z 309 firm, zbieranych w listopadzie i na początku grudnia ub.r. W tym okresie cena ropy West Texas Intermediate kształtowała się na poziomie 89 dolarów, co było istotnym elementem w planowaniu wydatków w firmach naftowych. Barclays Bank przewiduje, że łączne nakłady na poszukiwania i wydobywanie w br. zwiększą się o 6% i wyniosą 723 mld dolarów. Największy przyrost, o 14%, jest spodziewany na Bliskim Wschodzie, w Ameryce Łacińskiej wydatki wzrosną o 13%, a w Rosji o 11%. Niektóre koncerny zapowiadają jeszcze wyższy wzrost, i tak w ekwadorskim Petroamazonas będzie to 36%, w Rosniefti 26% i 20% w Saudi Aramco i w Kuwait Oil Company. Na Bliskim Wschodzie znaczne zwiększenie nakładów spodziewane jest w Iraku, głównie w Kurdystanie, który zachodnie firmy uważają za względnie stabilny i bezpieczny.

W Ameryce Łacińskiej największy udział w zwiększeniu wydatków będzie miał Meksyk ze względu na zniesienie monopolu Pemexu i otwarcie dostępu do koncesji dla firm zewnętrznych. Dość nieoczekiwany 2-procentowy spadek nakładów zapowiada Petrobras, mimo serii sukcesów poszukiwawczych.

W Rosji wzrost nakładów spodziewany jest nie tylko we wspomnianej poprzednio Rosniefti, ale również w Łukoilu i Gazprom Niefti. Analitycy z Barclays Bank za najważniejsze czynniki rozwoju uważają rozpoczęcie poszukiwań w Arktyce, m.in. przez Rosniefti we współpracy z firmą ExxonMobil, oraz podjęcie rozpoznania zasobów gazu z łupków syberyjskiej formacji Bażenow, której znaczenie jest porównywane z łupkami Bakken z USA.

W Europie, podobnie jak w Rosji, wzrost wydatków nastąpi głównie wskutek przesunięcia wierceń na obszary arktyczne. Decydujące będzie zwiększenie inwestycji na poszukiwania i wydobywanie w Norwegii. Już ubiegły rok był rekordowy dla norweskiego sektora naftowo-gazowniczego pod względem wielkości nakładów inwestycyjnych, a w rozpoczynającym się 2014 r. wskaźniki powinny się jeszcze poprawić. Wskaźnik przyrostu nakładów dla całej Europy będzie się kształtował na poziomie 8%.

Zbliżony wskaźnik (7%) jest prognozowany dla Ameryki Północnej, przy czym udział USA wynosi 8,5%, a Kanady 3%.

Zróżnicowana jest sytuacja w Afryce, ponieważ odkrycia w Afryce Wschodniej przyciągają inwestorów i stymulują

wzrost nakładów powyżej średniej światowej, natomiast brak stabilizacji w Afryce Północnej hamuje rozwój.

Jedną z tendencji sygnalizowanych w prognozach Barclays Bank jest większa aktywność narodowych firm naftowych w porównaniu z dużymi koncernami międzynarodowymi. Te ostatnie planują inwestycje bardziej ostrożnie.

OPEC. Członkowie OPEC ponownie uznali, że ilość ropy naftowej produkowana przez kartel jest wystarczająca i nie ma potrzeby zwiększania wydobycia. Na 164. konferencji OPEC, która odbyła się w Wiedniu 4 grudnia 2013 r., podtrzymano gotowość do zapewnienia w razie potrzeby dodatkowych dostaw, ale utrzymano dotychczasowy limit wydobycia w wysokości 4,08 mln t/d. Komentatorzy zwracają uwagę, że po uspokojeniu sytuacji w Libii i złagodzeniu sankcji wobec Iranu na rynek mogą trafić dodatkowe ilości ropy i wtedy albo spadną ceny, albo OPEC zredukuje wydobywanie. Przedstawiciele OPEC w dalszym ciągu bagatelizują znaczenie rosnącej produkcji ropy z łupków w USA, określając je jako „strach na wróble”.

Polska. Z końcem grudnia ub.r. wygasło porozumienie o współpracy w wydobywaniu gazu z łupków zawarte między PGNiG, PGE, Tauronem, Eneą oraz KGHM z inicjatywy Ministerstwa Skarbu. W porozumieniu podpisanym 4 lipca 2012 r. wyznaczono zakres działań, ustalono nawet pierwszoplanowe obszary badań na koncesji Wejherowo (Prz. Geol., 60 (8): 417). Realizacja umowy przebiegała jednak z oporami, dołączano kolejne aneksy o przesunięciu terminów i wreszcie partnerzy zdecydowali o zakończeniu projektu. Swego rodzaju rekompensatą dla PGNiG, które miało być operatorem projektu, może być memorandum podpisane 12 grudnia 2013 r. z Chevron Polska Energy Resources. W memorandum przewidziano wspólne działania dotyczące poszukiwań gazu z łupków w Polsce południowo-wschodniej. Obie strony spodziewają się, że współpraca przyspieszy prace poszukiwawcze i skróci proces oszacowania potencjalnych zasobów gazu z łupków w naszym kraju. Docelowo możliwe byłoby powołanie spółki z udziałami 50 : 50, która przejęłaby cztery koncesje: Tomaszów Lubelski i Wiszniów-Tarnoszyn należące do PGNiG oraz Zwierzyniec i Grabowiec należące do Chevronu.

Przypuszczalnie w marcu br. na Bałtyku rozpocznie wiercenia nowa platforma należąca do Lotos Petrobaltic. Ta platforma samopodnosząca (*jack-up*) może wiercić na wodzie o głębokości do 105 m, możliwe jest jednak wydłużenie nóg i zwiększenie zasięgu do 120 m. Jest to konieczne ze względu na lokalizację potencjalnych obiektów złożowych w głębszej części akwenu. Dotychczas Lotos

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

Petrobaltic posiadał dwie platformy eksploatacyjne, Baltic Beta i PG-1, oraz platformę wiertniczą Petrobaltic. W tym roku zaplanowano przebudowę platformy Petrobaltic na platformę eksploatacyjną, która będzie wydobywać ropę ze złoża B-8.

Europa. Komisja Europejska zgłosiła zastrzeżenia do porozumień w sprawie budowy gazociągu South Stream zawartych z Gazpromem przez państwa uczestniczące w tej inwestycji. Marlene Holzer, rzecznik unijnego komisarza ds. energii Günthera Öttingera, powiedziała: „Przeglądając międzyrządowe porozumienia, spostrzegliśmy wiele istotnych zagadnień, które nie zostały uwzględnione. Należy do nich m.in. rozdział produkcji i przesyłu oraz dostęp do gazociągu dla innych firm gazowniczych”. We wspomnianych umowach gazociągiem zarządza wyłącznie Gazprom. Marlene Holzer podkreśliła też, że Unia Europejska nie sprzeciwia się budowie gazociągu South Stream i może ona być kontynuowana, jednak zaleca się członkom UE, którzy podpisali umowy, aby przystąpili do negocjacji. W reakcji na tę wypowiedź minister energii, rozwoju i ochrony środowiska Serbii Zorana Mihajlović oświadczyła, że sprawa powinna być rozwiązana na szczelbu UE–Rosja i nie należy oczekiwać, aby Serbia rewidowała kontrakt z Gazpromem, jeśli nie będzie to wymagane w innych krajach.

Komisarz G. Öttinger zaplanował na styczeń wizytę w Moskwie, aby negocjować umowy z Austrią, Bułgarią, Chorwacją, Grecją i ze Słowenią, a także z pozostałą poza UE Serbią. Rosyjski wiceminister energetyki Anatolij Janowski wyraził opinię, że aspekty prawne projektu South Stream powinny być rozpatrywane na podstawie obecnego prawa międzynarodowego, a trzeci pakiet energetyczny jest „ponadnarodowym dokumentem prawnym”.

Konsorcjum South Stream AG zostało zarejestrowane w 2008 r. i w tym samym roku podpisano międzyrządowe porozumienie o realizacji projektu z sześcioma partnerami, następnie Gazprom zawarł umowy dwustronne z krajowymi firmami gazowniczymi. Obecne działania Komisji Europejskiej są pierwszą próbą reakcji na ekspansję Gazpromu.

Pozytywne wiadomości zawiera komunikat Komisji Europejskiej z 17 grudnia ub.r. o podjęciu długo oczekiwanej decyzji o drugim etapie zagospodarowania złoża gazu Szach Deniz w Azerbejdżanie. Oznacza to znaczne zwiększenie szans powodzenia projektu gazociągu TAP (Trans-Adriatic Pipeline), który od 2019 r. ma dostarczać 10 mld m³ gazu do południowej Europy. Nakłady na infrastrukturę niezbędną do uruchomienia wydobycia gazu przekroczą 18 mld euro.

Dania. Po raz pierwszy oceniono zasoby gazu w łupkach ałunowych w Danii. Opracowanie wykonała służba geologiczna USA w ramach projektu badawczego World Petroleum Project. Rejony występowania łupków ałunowych, gdzie potencjalnie będzie można wydobywać gaz, to Jutlandia, Zelandia, Kattegat, Bałtyk wokół Bornholmu i częściowo Morze Północne. Na przeważającej części tego obszaru pogażanie osadów odbywało się w temperaturach odpowiednich do powstawania ropy naftowej, ale późniejszy wzrost temperatury przekształcił węglowodory ciekłe w gaz. Amerykańscy geolodzy oszacowali wielkość technicznie wydobywalnych zasobów gazu w łupkach ałunowych na 195 mld m³, z czego na lądzie znajduje się 70 mld m³, a na

morzu 125 mld m³. Obliczenia są obarczone znacznym stopniem ryzyka, ponieważ dotychczas gaz z łupków nie był eksploatowany i nie ma potwierdzenia przyjętych założeń co do nasycenia i przepuszczalności.

Ukraina. Minister energetyki i przemysłu węglowego Ukrainy Eduard Stawickij podpisał pod koniec listopada ub.r. z koncernem ENI kontrakt na poszukiwania i wydobycie węglowodorów na Morzu Czarnym. Umowa dotyczy obszaru o powierzchni ok. 1400 km² obejmującego koncesje Subbotina, Abiha, Majaczna i Kawkazka. Na koncesji Subbotina w 2006 r. odkryto złożo ropy o tej samej nazwie. Do wykonania prac geologiczno-poszukiwawczych powołano spółkę, w której operatorem jest posiadający 50% udziałów koncern ENI, pozostałe udziały należą do firm Wody Ukrainy (35%), Czornomornaftogaz (10%) i EDF (5%).

Norwegia. Zainteresowanie poszukiwaniami na Morzu Barentsa znacznie wzrosło po odkryciu dużego złoża ropy Johan Castberg. Norwegia zapowiedziała 23. rundę przetargu na koncesje poszukiwawczo-wydobywcze w południowo-wschodniej części akwenu, ale rozpoznanie obszaru objętego przetargiem jest niedostateczne i norweskie Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii wystąpiło z inicjatywą wykonania projektu wspólnych badań sejsmicznych 3-D. Ponad 30 firm naftowych rozpoczęło rozmowy w tej sprawie i ostatecznie 17 z nich (w tym PGNiG) podpisało porozumienie o realizacji przedsięwzięcia. Na początku roku wybrany zostanie wykonawca prac, które rozpoczną się w kwietniu br. i zakończą jesienią. Operatorem będzie Statoil. Udział wielu firm naftowych umożliwi wykorzystanie ich wiedzy i doświadczenia w interpretacji geologicznej i wykonawstwie. Takie podejście pozwoli też na bardziej racjonalne projektowanie zdjęć sejsmicznych.

Rosja. GazpromNefit rozpoczął 20 grudnia 2013 r. eksploatację złoża ropy Prirazłomnaja, pierwszego złoża na szelfie arktycznym. Stacjonarna platforma o tej samej nazwie i wadze 506 tys. t jest przystosowana zarówno do wiercenia, jak i wydobycia ropy, jej wstępnej przeróbki, magazynowania i przeładunku na tankowce. Ropa jest przechowywana w betonowych komorach kesonowych o ścianach grubości 3 m z płaszczem stalowym. Gaz towarzyszący ropie będzie zużywany na platformie jako paliwo. Docelowe wydobycie ma osiągnąć po 2020 r. 6 mln t ropy rocznie, a pierwszy transport ropy zostanie wysłany w pierwszym kwartale br. Złożo Prirazłomnaja znajduje się na Morzu Peczerskim, 60 km od wybrzeża, a jego zasoby wydobywalne wynoszą 72 mln t ropy.

Platforma Prirazłomnaja była obiektem akcji protestacyjnej 30 działaczy Greenpeace, którzy 19 września ub.r. zostali aresztowani przez rosyjską straż przybrzeżną.

USA. Nowe szanse zwiększenia wydobycia z szelfu Zatoki Meksykańskiej pojawiły się dzięki postępowi technologicznemu i powrotowi do złóż penetrowanych we wczesnej fazie rozpoznania. Charakter tych zmian oddaje tytuł artykułu opublikowanego w miesięczniku E&P: „Nowa ropa ze starego szelfu”. Poszukiwania na tym obszarze trwają od kilkadziesiątu lat, ale zaledwie 4% otworów odwiercono do głębokości większej niż 4500 m. Zasoby, którą leży niżej, co najmniej do głębokości 6000 m, nadal

czekają na odkrycie. Należy też uwzględnić płytsze akumulacje węglowodorów, rozpoznane, ale nieeksploatowane z powodów ekonomicznych. W czasach taniej ropy horyzonty produktywne o miąższości 3 m, 6 m czy 9 m były przez operatorów pomijane, jako nieopłacalne. Połączenie nowych metod przetwarzania danych sejsmicznych ze zwiększoną mocą obliczeniową komputerów pozwala na szybki reprocessing materiałów archiwalnych i wykonanie nowych wersji interpretacji w celu odwzorowania perspektywicznych obiektów złożowych. W badaniach geofizycznych dużą rolę odgrywa modyfikacja zdjęć 3-D – rejestracja w szerokim azymucie (*wide-azimuth*, WAZ). W odróżnieniu od standardowej rejestracji fal sejsmicznych obejmującej wąski wycinek obszaru rozchodzenia się fal (pole pokryte przez zestaw streamerów) w metodzie WAZ rejestracje pokrywają znacznie większą część tego obszaru. Dzięki temu lepiej tłumione są zakłócenia koherentne i dokładniejsze jest odwzorowanie struktur wglębnych wraz z charakterystyką spękań i dyslokacji. Innym rozwiązaniem dającym dobre efekty jest wiercenie poziome o małym promieniu. Wszystkie te innowacje okazały się bardzo skuteczne w dotarciu do złóż poprzednio pominiętych i zwiększeniu współczynnika szczypania złóż. Nowe podejście jest domeną mniejszych, niezależnych firm naftowych, które kupują od wielkich koncernów niewykorzystane koncesje. Ben Marchive, szef poszukiwań firmy Energy XXI, jako przykład skuteczności takiego działania podaje podwyższenie współczynnika szczypania złoża na koncesji West Delta 73 z 55% do 65%. „Jeśli mamy złożo o zasobach geologicznych rzędu 100–136 mln t ropy, to 10-procentowa różnica oznacza bardzo dużo ropy” – powiedział B. Marchive. Są to jednak sukcesy osiągnięte w bardzo trudnych warunkach geologiczno-złożowych. Odwierty poziome wykonuje się często w piaszczystych horyzontach produktywnych o miąższości 3–6 m, z licznymi undulacjami, więc wystarczy odchylić

trajektorię otworu o 1,5–2,5 m, aby wyjść z interwału złożowego.

Gazohydraty. Alaska i północna Kanada obok Oceanu Spokojnego to obszary, gdzie badania nad gazohydratami są najbardziej zaawansowane. Na konferencji poświęconej wynikom badań w rejonie North Slope dyskutowano nad formami współpracy z działającymi tam operatorami (BP, ExxonMobil, ConocoPhillips) i o udostępnianiu odwiertów do prób i testów. Koordynatorem programu jest Departament Zasobów Naturalnych stanu Alaska wspólnie z Departamentem Energii Stanów Zjednoczonych.

Tim Collett ze służby geologicznej USA przedstawił podsumowanie badań przeprowadzonych w licznych miejscach występowania gazohydratów, przede wszystkim na stanowiskach Eileen, Tarn, Mount Elbert i Ignik Sikumi. Uważa on, że te niekonwencjonalne złoża powstawały, gdy istniejące wcześniej akumulacje wolnego gazu przekształcały się w gazohydraty. Warunki ciśnienia i temperatury odpowiednie dla gazohydratów w wiecznej zmarzlinie występowały w okresie 1,6–1,8 mln lat temu, ale zbliżone parametry utrzymywały się przez znacznie dłuższy okres. Jest to istotna różnica w porównaniu ze środowiskiem morskim, gdzie hydraty rozwijały się znacznie wolniej. Ponieważ pomyślnie zakończone próby eksploatacji były wykonywane metodą obniżania ciśnienia, T. Collett przypisuje określeniu temperatury złoża decydującą rolę w tych doświadczeniach.

Służba geologiczna Stanów Zjednoczonych oszacowała technicznie wydobywalne zasoby gazohydratów w rejonie North Slope na 2,6 bln m³ gazu.

Źródła: Alexander Gas & Oil Connections, europa.eu, Gazprom, Hart's E&P, Lotos Petrobaltic, New Europe, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, oil.ru, OPEC, PGNiG, Rigzone, Statoil, World Oil