

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



OPEC. Jak zwykle w długim komunikacie z 5 czerwca br. podsumującym obrady 167 Konferencji OPEC najbardziej oczekiwane było zdanie: „W świetle powyższych okoliczności Konferencja postanowiła utrzymać pułap 30 mln b/d (4,08 mln t/d) i nalega, aby państwa członkowskie przestrzegały tego pułapu”. Spełniły się więc przypuszczenia, że najważniejsi producenci ropy przeforsują swoje stanowisko i będą dążyć do utrzymania obecnych cen ropy. Międzynarodowa Agencja Energetyczna podaje, że rzeczywiste wydobycie OPEC przekracza ustalone limity i w marcu br. wynosiło 4,22 mln t/d, a w kwietniu wzrosło do 4,24 mln t/d. Eksperti OPEC oceniają, że następuje ożywienie gospodarki światowej i spodziewają się utrzymania tej tendencji, a nawet umiarkowanej poprawy w roku 2016. Zapotrzebowanie na ropę w II półroczu 2015 r. i w roku 2016 będzie wzrastało, przede wszystkim w krajach spoza OECD. Powtórzono tezę, że gwałtowny spadek cen na przełomie 2014 i 2015 r. był wynikiem nadmiernej podaży oraz spekulacji.

Uczestnicy konferencji omawiali przebieg spotkania przedstawicieli organizacji oraz producentów ropy należących do OPEC, które odbyło się 12 maja br., i podkreślali znaczenie współpracy między stronami w utrzymaniu stabilnego rynku ropy. Zapowiedzieli też zaangażowanie w pracach przygotowujących Międzynarodowe Forum Energetyczne pod egidą ONZ i Międzynarodowej Agencji Energetycznej, na którym dominującym tematem będzie polityka klimatyczna, a także realizacja postanowień konwencji z 1992 r. i protokołu z Kioto. Termin następnej Zwyczajnej Konferencji OPEC został wyznaczony na 4 grudnia br.

Cena ropy, która w okresie bezpośrednio przed konferencją utrzymywała się w przedziale 64,26–65,57 USD za baryłkę, 5 czerwca spadła do 62,13 USD.

Polska. Z komunikatu z 5 czerwca br. dowiedzieliśmy się, że spółka Lane Energy Poland (100% udziałów posiada Conoco Phillips), po wykonaniu siedmiu odwiertów w poszukiwaniu gazu z łupków, rezygnuje z dalszych prac w Polsce. Lane Energy posiadała trzy koncesje na Pomorzu: Lębork, Karwia i Damnica. Najbardziej zachęcające wyniki uzyskano w otworze Lebień LE-2H w obrębie koncesji Lębork, jednak wg dyrektora regionalnego ConocoPhillips Tima Wallace'a wykryte akumulacje gazu są zbyt małe, aby umożliwić komercyjną eksploatację. Od 2009 r. koncern zainwestował w Polsce 220 mln USD.

Jeszcze w marcu br. Lane Energy zapowiadała kontynuację prac poszukiwawczych na Pomorzu.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA poinformowało o wynikach prac wiertniczych w I kwartale br. Wykonano sześć otworów poszukiwawczo-rozpoznawczych, które odkryły wydobywalne zasoby gazu ziemnego o wielkości 3,5 mld m³. Odwiercono także cztery otwory eksploatacyjne umożliwiające zwiększenie współczynnika szczypania ropy i gazu ze złóż już eksploatowanych. Są to odwierty Sowia Góra-11K i Lubiaków-13K – w obrębie złoża Lubiaków-Międzychód-Grotów oraz Paproć-61 i Paproć-62 – na złożu gazu Paproć. Kontynuowano również badania w otworach wykonanych w latach poprzednich z zadaniem rozpoznania węglowodorów niekonwencjonalnych – gazu zamkniętego (Kramarzędka-2 i Dukla-1). Nie było ani jednego wiercenia w poszukiwaniu gazu z łupków. W maju br. Ministerstwo Środowiska podało, że czynnych jest obecnie 46 koncesji udzielonych na poszukiwanie gazu z łupków, na obszarze których wykonano dotychczas 70 odwiertów.

Świat. Na początku stycznia br. ceny ropy WTI i Brent spadły nawet poniżej 50 USD za baryłkę. Wydawało się, że pierwszymi ofiarami tych działań OPEC, rozpoczętych w listopadzie ubiegłego roku, będą firmy eksploatujące gaz z łupków. Tymczasem po sześciu miesiącach okazało się, że kłopoty dotknęły wielkie koncerny, ponieważ częścią ich strategii były ogromne, wielomiliardowe projekty uzasadnione ekonomicznie w warunkach ceny ropy bliskiej 100 USD za baryłkę. Tania ropa i duże dostawy tego surowca na rynek spowodowały sytuację, którą niedawno trudno było sobie wyobrazić – świat nie potrzebuje wszystkich wielkich i kosztownych inwestycji planowanych przez Shella, Total, Chevron i inne koncerny. Wielkie międzynarodowe firmy odczuwają nacisk na obniżkę kosztów z dwóch stron: ze strony OPEC i z powodu taniej ropy z łupków z USA. Projekty, które już zostały wdrożone, nadal są realizowane, ale nowe inwestycje tego rodzaju są zagrożone. Słabą stroną wielkich przedsięwzięć poszukiwawczo-wydobywczych jest niemożność szybkiego rozpoczęcia oraz szybkiego ich zakończenia w reakcji na zmiany cen, w przeciwieństwie do eksploatacji ropy i gazu z łupków, którą można intensyfikować i zmniejszać w krótkim terminie. Sygnałem dostrzegania tych problemów jest zapowiedziane spotkanie szefów ExxonMobil i BP przed kolejną konferencją OPEC. Występują znaczne różnice w kosztach poszukiwań i wydobycia w dużych i małych firmach. Mniejsze firmy utrzymywały te koszty na poziomie 14,47 USD za baryłkę, natomiast w wielkich korporacjach było to dwa razy więcej – 29,95 USD, bo

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

istotnym składnikiem kosztów była eksploatacja złóż piasków bitumicznych, zakłady skraplania gazu ziemnego oraz projekty głębokowodne. Źródłem dodatkowych przychodów może być petrochemia oraz zaangażowanie w Meksyku (po 80 latach zamknięcia dostępu dla zagranicznych firm), Brazylii i ewentualnie w Iranie.

W I kwartale br. Total, BP i Chevron wydały więcej niż zarobiły. Jak podaje Bloomberg, łączny ujemny wynik pięciu koncernów wynosi 3,4 mld USD w porównaniu z dodatnim wynikiem 17,8 mld USD w tym samym okresie rok wcześniej. Gdyby ten stan się utrzymał, koncerny albo dalej będą redukować inwestycje, albo zmniejszą dywidendy. Jak widać, cały przemysł naftowy wymaga głębokich zmian strukturalnych. Analitycy zastanawiają się, czy zakup BG Group przez Shella (za 70 mld USD) był skalkulowany przy założeniu wzrostu ceny ropy do roku 2018 przynajmniej do 80 USD za baryłkę i uruchomieniu programu arktycznego. Dyrektor finansowy Shella, Simon Henry twierdzi, że zmniejszeniu uległy nakłady jako całość, natomiast nie wstrzymano żadnych projektów. W ciągu najbliższych 3–4 lat nastąpi obniżka kosztów i dokładniejsza selekcja nowych inwestycji.

Europa. Równoległe do działań przeciwników wykozystania gazu z łupków w Europie w Komisji Europejskiej i w Parlamencie Europejskim powtarzają się opinie i opracowania z innych ośrodków, które podważają sens poszukiwania niekonwencjonalnych zasobów węglowodorów w naszym regionie. Taki obszerny raport przygotowała niedawno agencja Bloomberg. Nawiązując do rezygnacji kolejnych firm zagranicznych z koncesji na poszukiwanie gazu z łupków w Polsce, autorka publikacji Ladka Bauerova pisze, że następuje „kapitulacja” firm wykonujących wiercenia w tym celu w Europie, bo Polska nie sprawdziła się jako Teksas. Przypomina czynniki utrudniające prowadzenie prac poszukiwawczych, tj. odmienne warunki geologiczne, wyższe koszty wierceń, skomplikowane regulacje prawne, urbanizację i warunki terenowe, biurokrację i silne sprzeciw ekologów. Wszystkie te elementy nie są nowością i były wielokrotnie przytaczane w dyskusjach już w początkowym okresie zainteresowania gazem z łupków w Europie, jako argumenty, że nie można liczyć na proste powtórzenie amerykańskiego sukcesu. Usuwanie barier następuje bardzo powoli, jak dowodzi choćby przebieg procesu legislacyjnego dotyczącego szczelinowania w Niemczech. Co więcej, pojawiły się nowe okoliczności, przede wszystkim spadek cen ropy wpływający negatywnie na opłacalność projektów znacznie łatwiejszych w realizacji niż gaz z łupków. Druga ważna przyczyna to trwający na Ukrainie konflikt, który spowodował wycofanie się z poszukiwań Shella i Chevronu przed ostatecznym zbadaniem szans powodzenia w tym rejonie. Obecnie w Europie zainteresowanie gazem z łupków podtrzymują Wielka Brytania, Dania i Polska. W Wielkiej Brytanii program poszukiwań znajduje się w początkowej fazie, wykonano do tej pory niewiele wierceń, ale cieszy się on poparciem rządu i sprzeciw przeciwko stosowaniu szczelinowania hydraulicznego nie jest tak silny, jak np. we Francji. W Danii Total uzyskała dwie koncesje i może w tym roku rozpocząć wiercenia. Jednak w artykule L. Bauerovej zdecydowanie przeważa pogląd, że Europa powinna być zaopatrywana w gaz ze źródeł konwencjonalnych, trans-

portowany rurociągami, jako tańszy i bardziej niezawodny. Jeśli kontynuować ten tok myślenia, to dochodzimy do wniosku, że ma to być gaz rosyjski.

Odmienne stanowisko prezentował na Światowej Konferencji Gazowniczej, odbywającej się na początku czerwca br. w Paryżu, Rex Tillerson szef ExxonMobil. Powiedział on, że gaz z łupków w USA przyniósł zmniejszenie emisji dwutlenku węgla i innych gazów cieplarnianych, przy jednoczesnym ogólnym wzroście wydobywania. Przypomniał też, że Europa ma zasoby gazu w łupkach porównywalne z zasobami USA i ich wykorzystanie może być ważnym elementem w działaniach na rzecz zahamowania zmian klimatycznych, tak bardzo promowanych przez Unię Europejską. W podobnym duchu wypowiadali się przedstawiciele europejskich koncernów naftowych – Shella, BP i Totalu.

Rosja. Rośnie wydobywanie ropy – wg danych Ministerstwa Energetyki w styczniu br. wynosiło 45 071 tys. t i po niewielkim spadku w lutym, w marcu osiągnęło 45 210,6 tys. t, w kwietniu wyniosło 43 668,3 i w maju 45 287,7 tys. t, co oznacza, że przewyższyło wydobywanie Arabii Saudyjskiej w tym samym okresie, czyli 41 820 tys. t. Wzrasta też eksport, który w maju osiągnął 20 053 tys. t ropy.

Anulowany w grudniu ub. roku projekt gazociągu South Stream omijał nie tylko Ukrainę, ale i Turcję. Nowa inicjatywa Gazpromu w postaci projektu Turkish Stream (Prz. Geol., 63: 329–331) zakłada uniknięcie ograniczeń w transporcie i dostępie do sieci gazowniczej stosowanych przez Komisję Europejską. Rozwiązaniem ma być umieszczenie końcowego punktu odbioru gazu na terytorium Turcji, która nie jest członkiem Unii. Nowa trasa jest też nieco krótsza (1100 km) niż South Stream, stąd niższe koszty – ok. 10 mld USD. Jednocześnie dostarczenie gazu do granicy Grecji sprawia, że z powodu braku odpowiedniej infrastruktury utrudniona będzie jego dystrybucja do potencjalnych odbiorców na Bałkanach. Konieczna byłaby więc rozbudowa sieci gazociągów, brak jest też interkonektorów i magazynów gazu niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu. To samo dotyczy zresztą Turcji. Ponadto zapotrzebowanie na gaz w Grecji, Bułgarii, Słowenii, Chorwacji, Bośni i Hercegowinie, Macedonii oraz pozostałych krajach regionu jest niezbyt duże – w 2013 r. państwa te importowały z Rosji łącznie tylko 10 mld m³ gazu. Zdolność przesyłowa Turkish Stream ma wynosić 63 mld m³ gazu rocznie, z czego 16 mld m³ odbierać będzie Turcja. Gazprom liczy na zaangażowanie Komisji Europejskiej, ale Unia popiera konkurencyjne projekty TANAP i TAP. Zwolennikami Turkish Stream są Węgry oraz Rumunia i w związku z tym pojawiły się pomysły odnowienia projektu Nabucco West, a wtedy, po niewielkiej modyfikacji trasy, gaz z Turcji mógłby być przesyłany przez Bułgarię, Rumunię i Węgry do węzła w Baumgarten.

Gazprom przeznaczył poważne nakłady finansowe na budowę rurociągów i tłoczni w ramach tworzonego od niedawna Jednolitego Systemu Zaopatrzenia w Gaz. Elementem tego systemu jest tzw. południowy korytarz gazowy biegnący od Niżniego Nowogrodu przez Saratow i Wołgograd do terminalu Ruskaja, który ma być punktem początkowym Turkish Stream. Podjęto również rozmowy z włoskim konsorcjum Saipem na temat udziału w budowie podmorskiej części pierwszej nitki gazociągu przez Morze

Czarne. Poprzednio Saipem zawarł z Gazpromem kontrakt na podobne usługi przy budowie South Stream i wydzierżawił dwa statki do układania rur oraz powierzchnię magazynową w porcie w Warnie.

Norwegia. W IV kwartale 2014 r. zachodnia Europa kupiła z Norwegii 29,5 mld m³ gazu, podczas gdy dostawy z Gazpromu wyniosły 19,8 mld m³. Ten trend był kontynuowany również w I kwartale br., kiedy norweskie Gassco wyeksportowało do Unii 29,2 mld m³, a Gazprom dostarczył 20,29 mld m³ gazu. Jest to zasadnicza zmiana, bo z wyjątkiem krótkiego okresu w 2012 r. trwała przewaga dostaw Gazpromu. W 2014 r. eksport rosyjskiego koncernu do zachodniej Europy wyniósł 117,92 mld m³ gazu, co stanowiło 42% importu, natomiast dostawy norweskie – 38%.

Na złożu Skarv, na którym operatorem jest BP Norge, a udziałowcem m.in. PGNiG Upstream International AS, przewiduje się wykonanie w latach 2018–2020 dalszych odwiertów eksploatacyjnych. Nowe otwory umożliwią utrzymanie obecnego poziomu wydobywania i przedłużenie okresu eksploatacji złoża o następne 5–10 lat. Obecnie produkcja przekracza 17 tys. t/d równoważnika ropy naftowej. Zasoby złoża Skarv pozostałe do wydobywania wynoszą 42,2 mln t

równoważnika ropy naftowej, z czego dla PGNiG przypada ok. 5 mln t. W tym roku z Norwegii będzie pochodziło 0,4 mld m³ gazu i 0,51 mln t ropy z całkowitego wydobycia ropy i gazu w PGNiG SA.

Pakistan. Wierceniem Mardan Khel-1 położone w obrębie bloku koncesyjnego Tal odkryto nową akumulację gazowo-kondensatową. Stwierdzono występowanie czterech horyzontów produktywnych. Z najlepszego z nich uzyskano przyływ 510,3 m³/min gazu i 285 t/d kondensatu, z drugiego 474,7 m³/min gazu i 250,2 t/d kondensatu. Głębokość wiercenia, rozpoczętego w 2014 r., wynosi 4912 m. Jest to siódme odkrycie na tym bloku po czterech latach przerwy w sukcesach. Operatorem jest Pakistan Oil Fields Ltd. posiadające 70% udziałów, 10% należy do węgierskiego MOL Pakistan Oil & Gas Co. BV. Grupa MOL jest obecna w Pakistanie od 1999 r. i ma udziały w pięciu koncesjach

Źródła: Bloomberg, Gazprom, Hart's E & P, Lane Energy, minenergo.ru, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, PGNiG, Reuters, rp.pl, Statoil, Upstream, World Oil