



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹

OPEC. Raptowny spadek cen ropy, który rozpoczął się na początku września ub.r. wywołał wiele spekulacji na temat reakcji OPEC. Spodziewano się zmniejszenia produkcji w celu zmniejszenia podaży i utrzymania bądź pobudzenia cen surowca. Najgłośniejsze domagały się tego Iran i Wenezuela, których budżety były planowane przy cenie ropy na poziomie 105–110 USD za baryłkę ropy Brent, notowanej od maja ub.r. Tymczasem 166. Konferencja OPEC nie spełniła tych oczekiwań. W długim komunikacie, nawiązującym do stanu gospodarki światowej i prognoz dotyczących popytu na ropę, istotne było jedno zdanie: „Konferencja zdecydowała o utrzymaniu poziomu produkcji 4,08 mln t/d”. Należy przypomnieć, że taki limit wydobycia został ustalony 3 lata temu i od tego czasu oficjalnie się nie zmienił. Reakcja rynku była natychmiastowa – cena ropy Brent obniżyła się o 6,5 USD i osiągnęła poziom 71,25 USD. Ostatni raz cena 71,20 USD była notowana 5 lipca 2010 r. Podobnie zmieniła się cena w koszyku OPEC: 1.09 ub.r. było to 100,10 USD; 26.11 ub.r. 73,70 USD; 27.11 ub.r. 70,80 USD i 68,89 USD 28 listopada ub.r. W działaniach na rzecz podwyższenia cen ropy członkowie OPEC mieli też nowego sojusznika w postaci Rosji. Do tej pory w sytuacjach, gdy OPEC postulował obniżenie wydobycia, Rosja odmawiała przyłączenia się do takiej akcji. Teraz stanowisko rosyjskie zmieniło się diametralnie i przed spotkaniem OPEC do Wiednia przybył prezydent Władimir Putin, żeby lobbować za ustaleniami, które mogłyby doprowadzić do wyższej cen. Jednak przeważało stanowisko Arabii Saudyjskiej i cięć w wydobyciu nie będzie. Oczywiście niskie ceny są niekorzystne również dla najbogatszych krajów Zatoki Perskiej, ale decydującym czynnikiem jest dążenie do utrzymania dotychczasowego udziału w rynku – obecnie tylko 1/3 światowego wydobycia ropy pochodzi z OPEC i ograniczenie mogłoby spowodować utratę odbiorców, których przejęłyby Rosja i USA. Taką ocenę można było odczytać z wypowiedzi ministra energii Zjednoczonych Emiratów Arabskich Suahail al-Mazrouei, który w podsumowaniu wyników spotkania stwierdził: „Na rynku jest więcej ropy niż wynosi popyt, ale nadwyżka nie pochodzi z OPEC”. Analitycy z krajów zachodnich wskazują na drugi ważny czynnik, którym jest próba zahamowania rosnącego wydobycia ropy z łupków w USA przez obniżkę cen. Następną zwyczajną konferencja OPEC odbędzie się 5 czerwca 2015 r. w Wiedniu.

Obniżkę cen ropy odczuły również wielkie koncerny. Po spotkaniu w Wiedniu akcje Shella spadły o 4,3%, Totalu o 4,1% i BP o 2,7%. Pesymistyczna jest też prognoza prezesa Rosnefti – Igora Sieczina, który spodziewa się spadku cen w pierwszej połowie przyszłego roku poniżej 60 USD.

Analitycy z IHS Energy wskazują, że niskie ceny mogą najbardziej zahamować przedsięwzięcia, takie jak poszukiwanie ropy i gazu na obszarach arktycznych, eksploatację kanadyjskich piasków bitumicznych czy zagospodarowanie głębokowodnych złóż w Brazylii.

Polska. Kolejne komunikaty o stanie zaawansowania (a raczej o opóźnieniach!) budowy terminalu skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu i kłopotach z wykonawcą inwestycji przypominały jednocześnie o terminach zawartych w drugim kontrakcie, a mianowicie w umowie podpisanej 29 czerwca 2009 r. przez PGNiG SA i Qatar Liquefied Gas Co. Ltd. (Qatargas). Umowa przewidywała pierwszą dostawę skroplonego gazu (2 gazowce) w II półroczu 2014 r. Do budowy terminalu w 2007 r. została powołana spółka Polskie LNG, której właścicielem jest Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA. Zgodnie z kontraktem wykonawczym terminal miał być gotowy do eksploatacji 30 czerwca 2014 r. Niestety, inwestycja do dziś nie jest zakończona i nie ma nawet konkretnej daty przekazania jej do użytku, podaje się jedynie 2015 rok. W tej sytuacji realna była groźba zapłaty przez PGNiG SA 550 mln USD za nieodebrany gaz zgodnie z formułą *take-or-pay*. W grudniu 2013 r. rozpoczęto rozmowy z Qatargas w sprawie zmiany długoterminowej umowy i 9 grudnia 2014 r. ukazał się komunikat PGNiG SA o zawarciu porozumienia. Gaz przeznaczony dla PGNiG SA w 2015 r. zostanie sprzedany przez Qatargas na innych rynkach. Ewentualna różnica pomiędzy ceną LNG określoną w umowie długoterminowej a jego ceną rynkową uzyskaną przez Qatargas zostanie pokryta przez PGNiG SA. Z porozumienia są zadowoleni prezes PGNiG SA Mariusz Zawisza i minister skarbu Włodzimierz Karpiński, ale faktycznie jest to tylko odsunięcie problemu. W dalszym ciągu nie mamy ani terminalu, ani dodatkowego gazu. Mimo że terminal LNG został uznany za priorytetową inwestycję rządową, nie widać tego w dotychczasowych działaniach ministerstw skarbu, infrastruktury i rozwoju oraz gospodarki.

Po okresie spadku zainteresowania koncesjami poszukiwawczymi w Polsce sytuacja nieco się zmienia na lepsze. Ministerstwo Środowiska poinformowało, że obecnie 40 wniosków o koncesje oczekuje na rozpatrzenie. Również San Leon Energy chce przedłużyć swoje koncesje na Pomorzu. Siedem koncesji w Wielkopolsce, z których zrezygnowało San Leon Energy, znalazło nowego operatora w postaci amerykańskiej spółki Palomar Energy Resources LLC. W lipcu ub.r. Palomar Energy wykupiło 65% udziałów za kwotę 20 mln USD i w listopadzie przystąpiło do prac poszukiwawczych w obrębie koncesji Rawicz. Na podstawie wyników zdjęcia sejsmicznego 3D z 2011 r. zaprojektowano otwór Rawicz-12 SL1 do głębokości 1900 m i już rozpoczęto wiercenie. Wykonawcą jest spółka PGNiG SA

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

Exalo Drilling. W bieżącym roku Palomar Energy będzie kontynuować rozpoznanie złoża Siekierki w obrębie koncesji Poznań Wschód. W wywiadzie dla Rzeczypospolitej John Buggenhagen – prezes firmy, wyjaśniał, że chociaż pozytywnie ocenia potencjał polskich zasobów niekonwencjonalnych, to jednak w pierwszej kolejności należy się skoncentrować na złożach konwencjonalnych w basenie permskim, jako lepiej rozpoznanych i łatwiej dostępnych. Zapowiedział rozpoczęcie wydobywania ropy i gazu w ciągu 12–18 miesięcy.

Palomar Energy Resources LLC z siedzibą w Littleton w Kolorado jest spółką grupy kapitałowej Palomar Capital Advisors, założoną w 2013 r. Do tej pory nie była notowana na liście 150 największych amerykańskich firm naftowych. Posiada koncesje w Kolorado i w Nowym Meksyku.

Znów odżywa sprawa przedłużenia rurociągu Odessa–Brody do Płocka. Władze spółki Sarmatia starają się o podwyższenie kapitału zakładowego, co umożliwiłoby wykup gruntów pod budowę ropociągu. Prowadzone są rozmowy z władzami 19 gmin wzdłuż projektowanej trasy w sprawie niezbędnych zmian w planach zagospodarowania przestrzennego. Jednocześnie Ministerstwo Infrastruktury i Rozwoju zamierza przygotować rozporządzenie, które ułatwi spółce uzyskanie pozwoleń niezbędnych do sporządzenia nowego studium wykonalności. Projekt Brody–Płock w 2013 r. został umieszczony na liście Transeuropejskich Sieci Energetycznych zatwierdzonej przez Komisję Europejską. Jeśli ostateczna decyzja udziałowców Sarmatii o budowie zapadnie w przyszłym roku, byłoby możliwe rozpoczęcie przesyłu rocznie 10–20 mln t ropy już pod koniec 2018 r. Oprócz wymienionych wyżej zadań ekonomicznych i organizacyjnych powodzenie inwestycji zależy też od sytuacji na Ukrainie. Tankowce z ropą z Azerbejdżanu mają zawijać do Odessy, a ten port znajduje się niebezpiecznie blisko Krymu i rejonu działań wojennych.

Świat. Jak bardzo przemysł rafineryjny jest uzależniony od koniunktury gospodarczej świadczy statystyka zdolności produkcyjnych rafinerii i ilość czynnych zakładów. Maksimum rozwoju przypadło na 2012 r., kolejne dwa lata to okres spadku produkcji. W minionym 2014 r. zdolności produkcyjne rafinerii w ujęciu globalnym wynosiły 12,9 mln t/d. Zamknięto 7 rafinerii w USA i Europie, ale uruchomione zostały 4 nowe. Są to nowoczesne zakłady przystosowane do wytwarzania produktów spełniających aktualne normy jakościowe. Przykładem jest rafineria Paradip w Indiach produkująca paliwa zgodne z normą Euro 5. Jak wynika z opracowania „OGJ Worldwide Refining Report 2014”, regres nie dotknął Dalekiego Wschodu i tam przede wszystkim są zlokalizowane nowe instalacje i rafinerie zwiększające produkcję po modernizacji (tab. 1). Dużą aktywność wykazują koncerny chińskie, które inwestują nie tylko w kraju, lecz również w Ameryce Południowej (Wenezuela), Afryce (Algieria) i Azji (Pakistan). Skalę możliwości przetwórczych przemysłu rafineryjnego na świecie w 2014 r. ilustruje lista największych firm rafineryjnych (tab. 2). W zestawieniu 25 koncernów różnice potencjału są dziesięciokrotne. Dla porównania zdolność produkcyjna 4 polskich rafinerii wynosi ok. 67 tys. t/d.

Rosja. Projekt Gazociągu Południowego, znanego bardziej jako South Stream i przeznaczanego do przesyłu rosyjskiego gazu dla środkowej i południowej Europy, ma dość długą historię, bo powstał w czerwcu 2007 r. i początkowo było to konsorcjum Gazpromu i ENI. Później tra-

Tab. 1. Największe rafinerie (wg Oil & Gas Journal, 2014)

Lp.	Rafineria	Kraj	Lokalizacja	Zdolność produkcyjna w t/d
1	Paraguana Refining Center	Wenezuela	Cardon/Judibana	127840
2	SK Innovation	Korea Płd.	Ulsan	114240
3	GS Caltex	Korea Płd.	Yengsu	106760
4	S-Oil	Korea Płd.	Onsan	90984
5	Reliance Petroleum	Indie	Jamnagar	89760
6	ExxonMobil Refining & Supply	Singapur	Jurong/Pulau	80580
7	Reliance Industries	Indie	Jamnagar	78880
8	ExxonMobil Refining & Supply	USA	Baytown	76228
9	Saudi Aramco	Arabia Saudyjska	Ras Tanura	74800
10	Formosa Petrochemical	Tajwan	Mailiao	73440
11	Marathon Petroleum	USA	Garyville	70992
12	ExxonMobil Refining & Supply	USA	Baton Rouge	68340
13	Kuwait National Petroleum	Kuwejt	Mina Al-Ahmadi	63376
14	Shell Eastern Petroleum	Singapur	Pulau Bukom	62832
15	Marathon Petroleum	USA	Galveston Bay	61336
16	Citgo Petroleum	USA	Lake Charles	59840
17	Shell Nederland Raffinaderij	Holandia	Pernis	54944
18	Sinopec	Chiny	Zhenhai	54808
19	Saudi Aramco	Arabia Saudyjska	Rabigh	54400
20	Saudi Aramco-Mobil	Arabia Saudyjska	Yanbu	54400
21	Saudi Aramco-Total	Arabia Saudyjska	Jubail	54400

sa magistrali o planowanej przepustowości 63 mld m³ gazu rocznie była modyfikowana i wydłużana, a do udziału w inwestycji przystępowały kolejne kraje regionu. Gazprom zawierał umowy o udziale w budowie odrębnie z poszczególnymi państwami, zapewniając sobie wyłączność w użytkowaniu gazociągu i dystrybucji gazu, co jest sprzeczne z postanowieniami III pakietu energetycznego Unii Europejskiej. Dopiero w grudniu 2013 r. Komisja Europejska zabrała głos w tej sprawie, ale próby nakłonienia unijnych partnerów do renegocjacji kontraktów nie powiodły się. Zdecydowanymi zwolennikami South Stream były Austria, Węgry, Grecja i Serbia. Przygotowania do budowy postępowały i wydawało się, szczególnie po klęsce projektu Nabucco, że gazociąg wkrótce powstanie. Jeszcze 24 listopada 2014 r. w Soczi odbyło się spotkanie szefa Gazpromu –

Tab. 2. Największe firmy rafineryjne (wg Oil & Gas Journal, 2014)

Lp.	Firma	Zdolność produkcyjna w t/d
1	ExxonMobil Corp.	743308
2	Royal Dutch Shell plc	569106
3	Sinopec	540056
4	British Petroleum plc	388819
5	Saudi Arabian Oil Co.	385628
6	Valero Energy Corp.	376652
7	Petroleos de Venezuela SA	364208
8	China National Petroleum Corp.	363800
9	Phillips 66	343155
10	Chevron Corp.	335050
11	Total SA	313388
12	Petroleo Brasileiro SA	271592
13	Marathon Petroleum Co.	235416
14	Petroleos Mexicanos	231608
15	National Iranian Oil Co.	197336
16	JX Nippon Oil&Energy Corp.	193555
17	Rosneft	175848
18	Łukoil	165512
19	SK Innovation	151640
20	Repsol YPF SA	150348
21	Kuwait National Petroleum Co.	147560
22	Pertamina	134402
23	Agip Petroli SPA	122944
24	Flint Hills Resources Co.	79200
25	Formosa Petrochemicals Co.	73440

Aleksieja Millera z dyrektorem generalnym ENI – Claudio Descalzi. Dyskutowano na nim o szczegółach realizacji projektu, chociaż parę dni później rosyjski minister gospodarki poddawał w wątpliwość celowość inwestycji. Zasadniczy zwrot nastąpił 1 grudnia ub.r. w czasie wizyty prezydenta Putina w Ankarze, gdy przywódca Rosji oznajmił, że „Biorąc pod uwagę brak do tej pory zgody Bułgarii, Rosja w tych warunkach nie może rozpocząć realizacji projektu South Stream”. Powiedział też, że stanowisko Komisji Europejskiej wobec tej inwestycji jest „niekonstruktywne” i jeśli Europa nie chce gazociągu, to go nie będzie.

Przyczyn rezygnacji z budowy gazociągu można upatrywać w kilku okolicznościach. Niewątpliwie jedną z nich są sankcje wprowadzone po aneksji Krymu i usztywnienie stanowiska Komisji Europejskiej wobec monopolistycznych praktyk Gazpromu. Jeszcze ważniejsze są wysokie koszty tej inwestycji przekraczające 40 mld dolarów i trudności z uzyskaniem kredytów na ten cel. Gazprom jest równolegle zaangażowany w realizację ogromnego, jeszcze droższego (ok. 55 mld USD) projektu „Siła Syberii”,

w którym kontraktowe terminy rozpoczęcia dostaw do Chin są bliskie, a źródła finansowania również nie są definitywnie zapewnione.

W czasie spotkania w Ankarze pojawiła się propozycja nowego projektu, alternatywnego w stosunku do South Stream, a mianowicie gazociągu przez Morze Czarne do Turcji, w przybliżeniu o podobnym przebiegu jak zbudowany w 2002 r. rurociąg Gołuboj Potok (Blue Stream) o przepustowości 16 mld m³. Prezes Gazpromu – A. Miller – podpisał już z turecką spółką Botas list intencyjny w tej sprawie. Zdolność przesyłowa nowego połączenia ma wynosić 63 mld m³ gazu rocznie, z czego 14 mld m³ będzie odbierać Turcja. Przewiduje się wykorzystanie instalacji stacji początkowej zbudowanej dla South Stream na wybrzeżu Morza Czarnego. Strona rosyjska ogłosiła też 6-procentową obniżkę ceny gazu dla Turcji w przyszłym roku. Jednak komentatorzy Financial Times zwracają uwagę na fakt, że Turcja jest zbyt małym odbiorcą gazu i nie zastąpi potencjalnych odbiorców w południowej i środkowej Europie.

Gazociąg South Stream dołączył do długiej listy inwestycji z sektora naftowo-gazowniczego, które są potrzebne i możliwe do wykonania z punktu widzenia technicznego, jednak do ich realizacji nie dochodzi z powodów ekonomicznych, a przede wszystkim politycznych.

Kilka dni po rozmowach w sprawie gazociągu z Rosji przez Morze Czarne rząd turecki przypomniał o swoim zaangażowaniu w projekt TANAP (*Trans Anatolian Gas Pipeline*). Gazociąg TANAP ma dostarczać gaz ze złoża Szach Deniz w Azerbejdżanie i pobiegnie od granicy z Gruzją przez Turcję aż do europejskiej części Turcji, gdzie ma połączyć się z gazociągiem TAP (*Trans Adriatic Pipeline*). Połączenie ma być uruchomione w 2018 r. i w pierwszym etapie ma transportować 16 mld m³ gazu, z czego 6 mld m³ ma być przeznaczone dla odbiorców tureckich, a później zdolność przesyłowa zostanie zwiększona do 25 mld m³. Ministrowie spraw zagranicznych i energetyki podkreślili, że TANAP jest dla Turcji zadaniem pierwszoplanowym.

Pakistan. Minister gospodarki i finansów Pakistanu Mohammad Ishaq Dar poinformował o opóźnieniu budowy gazociągu TAPI (Turkmenistan–Afganistan–Pakistan–Indie) – zamiast w 2017 r. będzie gotowy w 2018 r. lub nawet później. Połączenie o długości 1735 km ma dostarczać 33 mld m³ gazu rocznie. Projekt ten ma bardzo długą, ponad 20-letnią historię i dopiero w maju 2012 r. w Aszchabadzie podpisano czterostronne porozumienie o realizacji inwestycji (Prz. Geol., 60: 367). Okazało się jednak, że trudności i przeszkody, na jakie wskazywali obserwatorzy, są bardzo poważne i gazociąg nadal pozostawał na etapie przygotowań. W marcu 2013 r. do spółki budującej magistralę przystąpił indyjski koncern GAIL, ale jak widać z ostatniego komunikatu, trudno określić datę, kiedy turkmeński gaz rzeczywiście dotrze do Pakistanu i Indii.

Źródła: *Alexander Gas & Oil Connections, 3Legs Resources, CNBC, ec.europa.eu, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, Orlen Upstream, pb.pl, PGNiG, Rigzone, Statoil, World Oil*