

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



OPEC. W kartelu toczą się spory dotyczące prognozy cenowej, która jest częścią składową corocznych przeglądów statystycznych OPEC (World Oil Outlook), zawierających również długofalową strategię. Tegoroczny przegląd będzie opublikowany pod koniec roku, ale z przecieków wynika, że prognoza przewiduje utrzymanie niskich cen ropy w najbliższym czasie. Część członków OPEC z Iranem na czele optuje za podwyżką cen, sprzeciwia się temu Arabia Saudyjska, która za pomocą niskich cen dąży do osłabienia producentów spoza OPEC i nie chce ujawnienia prognozy.

Interesujące jest porównanie statystyki OPEC z ub.r., z poprzednią z 2008 r. (Prz. Geol., 56 (9): 817–818). Wtedy analitycy OPEC zakładali, że wzrost gospodarczy na świecie w 2015 r. wyniesie 1,7%, a podaż ropy osiągnie 13,11 mln t/d, natomiast w nowej prognozie jest to 12,6 mln t/d. Podobnie zmniejszył się przewidywany popyt z 13,07 na 12,5 mln t/d.

Sporo różnic występuje w prognozie długoterminowej do 2030 r. Przede wszystkim przyjęto wzrost gospodarczy w 2015 r. na 3,4% i taki sam dla okresu 2021–2040. Uwzględniono też dane CERA (Cambridge Energy Research Associates) dotyczące kosztów operacyjnych w poszukiwaniach i eksploatacji, które od 2000 r. wzrosły o ok. 190%. Prognoza podaży ropy naftowej na świecie w latach 2015–2030 (tab. 1) pokazuje niedoszacowanie w 2008 r. wzrostu produkcji ropy w USA i Kanadzie (wtedy miało to być 1,8 mln t/d) i przeszacowanie wzrostu w OPEC (12,6 zamiast 13,1 mln t/d). W 2030 r. podaż na świecie ma wynosić 14,3 mln t/d, o 1,2 mln t/d mniej niż przewidywano w 2008 r.

Prognoza popytu na ropę w latach 2015–2030 (tab. 2) wskazuje na niewielką, ale stałą przewagę nad podażą. Podobnie jak przy ocenach podaży, w 2008 r. spodziewano się w 2030 r. popytu na świecie większego o 1,1 mln t/d. Autorzy opracowania uważają, że dane dla Chin i Indii wymagają korekty w górę wskutek większego zapotrzebowania na surowce dla petrochemii, a dla Indii także zapotrzebowania na paliwa dla rozwijającego się transportu drogowego. Z kolei restrykcje dotyczące emisji spalin na statkach mogą ograniczyć zużycie olejów bunkrowych. Interesująca jest opinia, że z racji zastąpienia w USA węgla kamiennego w elektrowniach przez gaz z łupków, węgiel amerykański mógłby być skierowany na rynki europejskie, gdzie z powodu niskiej ceny może skutecznie konkurować z gazem w wytwarzaniu energii elektrycznej.

Tab. 1. Prognoza podaży ropy naftowej (w mln t/d) na świecie w latach 2015–2030 (wg OPEC World Oil Outlook 2014)

	2015	2020	2025	2030
USA i Kanada	2,41	2,67	2,77	2,83
OECD – Europa	0,49	0,48	0,46	0,44
OECD– Azja i Oceania	0,07	0,08	0,08	0,10
Razem OECD	3,33	3,55	3,62	3,64
Ameryka Łacińska	0,69	0,94	1,02	1,01
Bliski Wschód i Afryka	0,52	0,53	0,52	0,50
Azja (bez Chin)	0,48	0,49	0,48	0,46
Chiny	0,58	0,60	0,58	0,56
Kraje rozwijające się (bez OPEC)	2,27	2,56	2,61	2,53
Rosja	1,44	1,43	1,51	1,54
Inne kraje Europy i Azji	0,41	0,44	0,48	0,52
Razem poza OPEC	7,77	8,32	8,58	8,61
Ropa naftowa	5,85	6,13	6,16	5,97
Skroplony gaz ziemny	0,92	1,01	1,02	1,05
Razem OPEC	4,83	4,90	5,24	5,67
Ogółem świat	12,59	13,21	13,8	14,28

Tab. 2. Prognoza popytu na ropę naftową (w mld t/d) na świecie w latach 2015–2030 (wg OPEC World Oil Outlook 2014)

	2015	2020	2025	2030
USA i Kanada	3,30	3,28	3,21	3,09
OECD Europa	1,81	1,77	1,71	1,65
OECD Azja i Oceania	1,10	1,07	1,03	0,98
Razem OECD	6,22	6,12	5,96	5,71
Ameryka Łacińska	0,78	0,83	0,88	0,92
Bliski Wschód i Afryka	0,50	0,56	0,61	0,67
Chiny	1,46	1,71	1,99	2,23
Indie	0,53	0,64	0,78	0,94
Pozostałe Europa i Azja	1,24	1,43	1,59	1,73
Razem kraje rozwijające się (bez OPEC)	4,50	5,17	5,85	6,49
Rosja	0,48	0,49	0,49	0,49
OPEC	1,32	1,40	1,48	1,56
Ogółem świat	12,55	13,18	13,78	14,25

Rosja. W czasie Wschodniego Forum Ekonomicznego we Władystoku 4 września br. podpisano umowę o budowie gazociągu Nord Stream II. Obok prezesa Gazpromu Aleksieja Millera podpisy złożyli szefowie BASF, E.ON, Shella, ÖMV i ENGIE (d. GdF Suez). Inwestycja zostanie zrealizowana przez konsorcjum New European Pipeline AG, w którym Gazprom będzie miał 51% udziałów, BASF, E.ON, Shell i ÖMV – po 10% i ENGIE –

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

9%. Jak informowano wcześniej, zdolność przesyłowa dwóch nitek nowego gazociągu wyniesie 55 mld m³ gazu rocznie, czyli tyle, ile wynosi przepustowość Nord Stream I. A. Miller podkreślał znaczenie możliwości podwojenia wielkości dostaw gazu dla konsumentów europejskich w sytuacji, gdy spada wydobycie ze złóż krajowych w zachodniej Europie. Nord Stream II ma być oddany do eksploatacji w 2019 r. Koszt wyniesie 9,9 mld USD – o 2,5 mld więcej niż Nord Stream I. Ponieważ 2/3 kosztów ma być sfinansowane z kredytów bankowych, jest to ogromne wzmocnienie pozycji Gazpromu, który wskutek sankcji był niemal całkowicie pozbawiony możliwości zaciągania pożyczek zagranicą. Zaangażowanie wielkich zachodnioeuropejskich koncernów w tym projekcie stawia również pod znakiem zapytania spójność i skuteczność unijnej polityki wobec Rosji, stanowi też naruszenie zasad polityki energetycznej, która przewiduje zróżnicowanie kierunków dostaw surowców. Ponownie nabiera znaczenia sprawa przestrzegania postanowień III pakietu energetycznego w odniesieniu do lądowego odcinka gazociągu. Poprzednio zrobiono już wyjątek dla gazociągu OPAL, wyłączając go spod regulacji Komisji Europejskiej. We Władystosku zapadły też inne ustalenia mające istotne konsekwencje dla Unii. Koncern BASF w ramach wymiany aktywów z Gazpromem przekazał mu całość udziałów w swojej spółce zależnej Wingas, kontrolującej poważną część hurtowej dystrybucji gazu w Niemczech i będącą właścicielem jednej czwartej podziemnych magazynów gazu. Przekaze też połowę udziałów w złożach gazu ziemnego na Morzu Północnym w zamian za udziały w złożach na Syberii. Nie wiemy, na jakich warunkach przystąpili do konsorcjum budującego gazociąg inni partnerzy z W. Brytanii, Austrii i Francji i co zyskał Gazprom.

Omawiając korzyści wynikające z bezpośredniego połączenia rosyjskich regionów produkcji gazu z rynkiem Europy Zachodniej, A. Miller zaznaczył też, że inwestycja pozwoli na zwiększenie eksportu gazu z pominięciem tranzytu przez Polskę i Ukrainę. To z kolei oznacza osłabienie znaczenia gazociągu jamalskiego, zmniejszenie opłat tranzytowych i spadek bezpieczeństwa naszych dostaw gazu z kierunku wschodniego.

W 2012 r. Rosneft i Statoil podpisały porozumienie o współpracy w rozpoznaniu szelfu Rosji, m.in. subarktycznej części Morza Ochockiego. Wykonano tam profile sejsmiczne 2-D i zdjęcia 3-D oraz badania geotechniczne przygotowujące posadowienie platform wiertniczych. Teraz na wykrytych obiektach strukturalnych zaprojektowano otwory poszukiwawcze Magadan-1 i Lisianski. Przetarg na wiercenia wygrała chińska firma China Oilfield Services Ltd., która w 2016 r. wyśle na Morze Ochockie platformę półzanurzalną Nankai-9. Głębokość wody w tym rejonie wynosi 150 m. Restrykcje wynikające z sankcji zachodnich obejmują poszukiwania ropy z łupków, operacje głębokowodne i arktyczne. W ub.r. ze współpracy z Rosneftią w Arktyce wycofał się ExxonMobil, więc kontrakt z COSL pozwala ominąć te ograniczenia.

Wielka Brytania. Spadek wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego na Morzu Północnym skłania rząd brytyjski do szukania innych kierunków zwiększenia produkcji, w tym rozwoju poszukiwań gazu z łupków. Tymczasem realizacja tych planów przebiega powoli, opóźnienia wy-

kają przede wszystkim z przeszkód stawianych przez władze samorządowe. W czerwcu br. w północno-zachodniej Anglii lokalni politycy doprowadzili do odrzucenia dwóch wniosków o rozpoczęcie poszukiwań. W tej sytuacji Departament Energii i Zmian Klimatycznych (DECC) wprowadził 13 sierpnia br. nowe procedury dotyczące wniosków o zgodę na rozpoczęcie prac poszukiwawczych, które przewidują obowiązkowy 16-tygodniowy termin ich akceptacji. Jednocześnie rządowa komisja ds. samorządów ma prawo interwencji i zatwierdzania lub odrzucania takich wniosków, jest również instancją odwoławczą. A. Rudd sekretarz stanu w DECC powiedział, że „należy zapewnić przemysłowi naftowemu warunki działania i nie dopuścić do sytuacji, aby wnioski o zgodę na rozpoczęcie poszukiwań czekały na rozpatrzenie miesiącami, a nawet latami. Nadzór nad projektami związanymi z gazem z łupków ze strony organów zdrowia, ochrony pracy i środowiska sprawia, że przestrzeganie wymagań bezpieczeństwa w tym zakresie jest zapewnione. Potrzebujemy systemu, który skutkuje terminowym wydawaniem decyzji i funkcjonuje skutecznie zarówno dla społeczności lokalnych, jak i dla inwestorów”.

Właśnie rozpoczęła się nowa runda przetargowa, w której oferowanych jest 27 koncesji na poszukiwanie konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż węglodorów. Zainteresowanie jest duże, wpłynęło już 95 wniosków z 45 firm.

Egipt. Nowe złożo gazu na Morzu Śródziemnym może być największym odkryciem w tym regionie. W otworze Zohr 1 X NFW w obrębie koncesji Shorouk stwierdzono akumulację gazu o zasobach 849 mld m³ (równoważnik 748 mln t ropy). Interwał złożowy w węglanowych utworach miocenu o bardzo dobrych właściwościach zbiornikowych ma miąższość 630 m, miąższość netto wynosi ok. 400 m. Pod horyzontami mioceniowymi zalegają kredowe poziomy zbiornikowe. Wiercenie zakończono na głębokości 4131 m. Operatorem koncesji Shorouk jest spółka zależna ENI, IEOC Production B.V., która posiada 100% udziałów. Egipt cierpi na deficyt gazu, więc odkrycie złoża tej wielkości ma duże znaczenie dla pokrycia krajowego zapotrzebowania. Obecnie planowany jest import gazu z Izraela. Firma Delek Group podpisała kontrakt na dostawę ze złoża Tamar od marca przyszłego roku. ENI zapowiada przyspieszony tryb zagospodarowania złoża, ale zajmie to przynajmniej cztery lata, więc pierwszych dostaw ze złoża Zohr można się spodziewać dopiero w 2020 r.

Kanada. W komunikacie z 14 sierpnia br. Rosneft Group poinformowała o podpisaniu umowy kupna za 140 mln USD kanadyjskiego oddziału Trican Well Service, spółki zależnej Trican Well Service LLC z siedzibą w Calgary. Jest to największa kanadyjska firma serwisowa specjalizująca się m.in. w operacjach intensyfikacji wydobycia przy zastosowaniu pomp wysokociśnieniowych i szczelnieniu hydraulicznym. Posiada doświadczenie w udostępnianiu złóż w Rosji i w Kazachstanie. W maju br. z powodu zadłużenia firma podjęła decyzję o zwolnieniu 2 tys. osób zatrudnionych w centrach usługowych w Ameryce Północnej.

Transakcja kanadyjska pozwoli Rosnefti ominąć sankcje zachodnie i uzyskać dostęp do zaawansowanych technologii wydobywczych.

Norwegia. Gospodarka norweska ma w Europie opinię bardzo zdrowej i stabilnej, dobrze przetrwała niedawny kryzys, ale silne uzależnienie od zysków z wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego daje się teraz we znaki. Przychody z ropy i gazu zmniejszą się w tym roku o 27%, kurs korony norweskiej w stosunku do USD w ciągu trzech miesięcy spadł o 10,8%. Rząd chciałby uruchomić eksploatację wszystkich dostępnych i opłacalnych złóż. Tymczasem, Petoro AS państwowy organ zarządzający zasobami węglowodorów informuje, że z powodu zmniejszenia nakładów firmy naftowe nie planują żadnych nowych inwestycji, co oznacza niższe przychody dla skarbu państwa w ciągu najbliższych czterech lub pięciu lat. W norweskim sektorze naftowym pracuje 250 tys. osób, tymczasem wg danych Norweskiego Dyrektoriatu Naftowego redukcje personelu sięgną 22 tys. pracowników, co w 5-milionowym kraju stanowi ogromny problem. Kłopoty ze zrównoważeniem budżetu są tak poważne, że rząd rozważa wykorzystanie środków państwowego funduszu emerytalnego. Byłby to niezwykły krok, bo gromadzony przez lata fundusz sięgający 875 miliardów USD, zwany też funduszem dobrobytu, miał stanowić rezerwę na przyszłość.

USA. Koncern Schlumberger odniósł kolejny sukces w rywalizacji ze swoim konkurentem – Halliburtonem, łącząc się z potentatem w dziedzinie produkcji sprzętu i wyposażenia do wierceń i eksploatacji – firmą Cameron. W wyniku tej transakcji o wartości 14,8 mld USD powstaje przedsiębiorstwo, którego łączne obroty wynosiły w 2014 r. 59 mld USD. Ważniejszy jest jednak fakt połączenia dwóch podmiotów, których profile działania uzupełniają się. W założeniu ma to być kompletny ciąg technologiczny, począwszy od badania właściwości skały zbiornikowej, aż do rurociągu transportującego wydobyte węglowodory (*pore-to-pipeline*). Schlumberger oferuje bardzo szeroką gamę usług serwisowych na lądzie oraz na morzu i jest inicjatorem wielu nowatorskich rozwiązań technologicznych. W profilu Camerona dominuje produkcja urządzeń dla sektora naftowego i w tej dziedzinie dysponuje ogromnym dorobkiem. Początki firmy wiążą się ze skonstruowaniem w 1922 r. przez H. Camerona pierwszej głowicy przeciwwybuchowej i to innowacyjne podejście jest kontynuowane. Integracja ma sprawić, że nowy koncern technologiczno-produkcyjny będzie mógł przedstawić operatorom kompletną ofertę odpowiadającą na bieżące potrzeby, szczególnie w zakresie oszczędności kosztów operacyjnych. Spodziewane efekty synergii ocenia się na 300 mln USD w pierwszym roku po połączeniu i na 600 mln USD w następnym. Rosnące znaczenie prac na morzu było motywem do tworzenia przez firmy Schlumberger i Came-

ron idei nazwanej „OneSubsea” stanowiącej wspólną platformę dla rozwiązań niezbędnych dla poszukiwań i eksploatacji na morzu, przy coraz większych głębokościach wody i bardziej skomplikowanych warunkach złożowych.

Na początku września Schlumberger dokonał następnego przejścia, kupując firmę Novatek Inc., producenta syntetycznych diamentów przemysłowych. Novatek ma 60-letnie doświadczenie w tej dziedzinie i posiada ponad 600 patentów, w tym również dotyczących diamentów stosowanych w konstrukcji świrdrów wiertniczych.

Prezydent Barack Obama przemawiając 24 sierpnia w Las Vegas na konferencji w sprawie czystej energii, podkreślał osiągnięcia w zakresie wykorzystania energii wiatru i słońca. Przyjmując za punkt odniesienia 2008 r. stwierdził, że uzyskano duży postęp – obecnie ponad 500 farm wiatrowych w 43 stanach dostarcza 3 razy więcej energii elektrycznej. Dostawy energii wystarczają dla 10 mln domów i jednocześnie jest to miejsce pracy dla 50 tys. osób. Podobne osiągnięcia odnotował sektor energii słonecznej, który wytwarza 20 razy więcej energii niż w 2008 r. Ceny instalacji spadły o 10%, a ich liczba wzrosła o 30%. Prezydent przyznał, że alternatywne źródła energii są wspierane przez inwestycje federalne i dzięki temu w niektórych rejonach energia słoneczna jest tańsza niż energia elektryczna z elektrowni spalających węgiel kamienny lub gaz ziemny. W wystąpieniu znalazła się też mocna krytyka zwolenników konwencjonalnych źródeł energii. B. Obama określił grupy interesów związane z paliwami kopalnymi, konserwatywne think-tanki i miliarderów Charlesa oraz Kocha jako „zawzięcie zwalczających w USA rosnącą falę alternatywnej energii”. Zdaniem prezydenta są to działania lobbystyczne na dużą skalę ukierunkowane na wprowadzenie regulacji niekorzystnych dla energii odnawialnej lub wręcz przeszkadzających w powstawaniu nowych instalacji. „Zwykle te grupy przedstawiają się jako zdecydowani zwolennicy wolnego rynku, ale w rzeczywistości jest to ograniczanie konkurencji, zmniejszanie wyboru dla konsumentów i utrudnianie tworzenia nowych miejsc pracy w nowych gałęziach gospodarki. Walczą oni, aby miliardy USD podatków zasiliły co roku firmy związane z paliwami kopalnymi”.

Firmy i organizacje naftowe nie odpowiedziały bezpośrednio na tę reprimendę. Przypomniano tylko opinię Amerykańskiego Instytutu Naftowego, że przemysł naftowo-gazowniczy wydaje więcej na badania alternatywnych źródeł energii i ich wdrożenie, niż agendy federalne lub jakiegokolwiek inne sektory gospodarki. Głos zabrał też republikanin Rob Bishop z Komisji Zasobów Naturalnych Kongresu, który uważa, że polityka energetyczna rządu powiększa koszty i ogranicza wybór dla konsumentów.

Źródła: Bloomberg, Gazprom, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil&Gas Journal, OPEC, Rosneft, Statoil, World Oil