



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹

Świat. Już w grudniu 2007 r. przygotowanie prognoz na rok następny było niesłychanie trudnym zadaniem i rzeczywistość większość z przewidywań nie sprawdziła się. Spodziewano się korzystnej koniunktury dla firm serwisowych i usługowych, akcentując jednocześnie istnienie nieprzychylniej atmosfery dla przemysłu naftowego. Zupełnie nietrafione okazały się prognozy cenowe — cena ropy miała się utrzymać w przedziale 50–60 USD za baryłkę, a za górny możliwy pułap uznawano 90 USD. W tym roku tylko jeden z ekspertów pokusił się na prognozę cenową, przewidując stabilizację cen w przedziale 75–80 USD za baryłkę.

Wśród czynników, które w największym stopniu wpływają na tegoroczne prognozy, wymienia się oczywiście kryzys finansowy i skutki fluktuacji cen ropy — najpierw gwałtowny wzrost, a później raptowny spadek. Wzrost dochodów okazał się krótkotrwały, natomiast obecnie zredukowany rynek kredytów powoduje wycofywanie się operatorów z planowanych inwestycji w zagospodarowanie złóż. Można się również spodziewać zmniejszenia zakupów ropy w Chinach i w Indiach, których zapotrzebowanie w ostatnich latach wydatnie wpływało na rynek surowców. W dalszym ciągu duży wpływ będą miały czynniki geopolityczne, przede wszystkim działania Wenezueli, Iranu i Rosji, które przypuszczalnie będą starały się wykorzystać zapowiadaną przez nowego prezydenta zmianę polityki zagranicznej USA.

Jak zwykle dominują odniesienia do sytuacji w Ameryce Północnej, a właściwie w USA. Robert Warren obawia się, że spadek cen benzyny uspokoi opinię publiczną i zmniejszy nacisk na długofalowe inwestycje zapewniające przyrost zasobów. David Barr zwraca uwagę na statystykę ilości czynnych urządzeń wiertniczych. W 2008 r. było ich znacznie mniej niż w 2007 r. i ta tendencja prawdopodobnie utrzyma się w roku bieżącym. Trzeba też usunąć skutki huraganów w Zatoce Meksykańskiej, bo chociażby huragan Ike zniszczył 54 platformy, poważnie uszkodził 35 platform i spowodował mniejsze szkody na 60 obiektach.

Pozytywnym wydarzeniem było zniesienie we wrześniu ub. roku zakazu poszukiwań naftowych na obszarach zewnętrznego szelfu kontynentalnego, położonych na wodach federalnych. Przemysł naftowy wiązał duże nadzieje z tą długo negocjowaną ustawą. Okazało się jednak, że wybór prezydenta Obamy i uzyskanie przez demokratów większości w Senacie i Izbie Reprezentantów mogą zupełnie zmienić sytuację sektora energetyczno-surowcowego. Barack Obama podkreślał znaczenie niezależności energetycznej, ale znacznie większy nacisk położył na ochronę środowiska i rozwój energii odnawialnej. Jaki

może być kierunek polityki rządu, świadczą nominacje na stanowiska sekretarza Departamentu Spraw Wewnętrznych i sekretarza Departamentu Energii. Departament Spraw Wewnętrznych jest odpowiedzialny za gospodarkę terenami federalnymi i podlega mu m.in. Służba Zarządzania Zasobami Mineralnymi (MMS — *Minerals Management Service*), nadzorująca koncesje i opłaty eksploatacyjne. Nowym sekretarzem Departamentu Spraw Wewnętrznych został Ken Salazar, działacz ochrony środowiska, a sekretarzem Departamentu Energii — Stephen Chu, fizyk i biolog molekularny, laureat nagrody Nobla z fizyki w 1997 r. Stephen Chu w czasie przesłuchań w Senacie, poprzedzających nominację, jednoznacznie stwierdził, że do ocieplenia klimatu przyczynia się energetyka oparta na paliwach kopalnych. Jak będzie działał Departament Energii pod jego kierunkiem jeszcze nie wiadomo, dotychczas wypowiadał się on jedynie na temat groźby suszy, która zniszczy rolnictwo Kalifornii. Wiadomo natomiast już o pierwszych decyzjach Kena Salazara. Przede wszystkim polecił on odłożyć o 6 miesięcy wdrożenie programu poszukiwań na Zewnętrznym Szelfie Kontynentalnym do czasu opracowania nowego planu działania, określając równocześnie ustawę jako *nieoczekiwane posunięcie o bardzo złych następstwach*. Polecił też Służbie Geologicznej i MMS opracowanie alternatywnej oceny potencjału surowcowego akwenów szelfowych, aby umożliwić podjęcie *mądrych decyzji opartych na mocnych podstawach*. Skrytykował poprzednią administrację za to, że przez 3 lata nie zdołała przygotować ustawodawstwa regulującego zagadnienia wykorzystania energii odnawialnej i alternatywnej. Zaznaczył, że prezydent Obama oczekuje opracowania kompleksowego planu niezależności energetycznej i nowych źródeł energii, ale nie może to być wyłącznie ukierunkowanie na nowe wiercenia na lądzie i morzu.

Prof. Alexander Kemp z uniwersytetu w Aberdeen uważa, że wyniki 25 rundy przetargowej obejmującej 257 bloków w sektorze brytyjskim Morza Północnego są zachęcające, lecz nie można się spodziewać znaczących sukcesów poszukiwawczych i zwiększenia wydobywania. Wielka Brytania już stała się poważnym importerem gazu ziemnego; lepiej jest z ropą naftową, ale i w tym zakresie popyt musi być uzupełniany importem, na razie niewielkim.

Najważniejsze odkrycia w ostatnich latach zostały dokonane w Zatoce Gwinejskiej i u wybrzeży Brazylii, a więc w akwenach poza szelfem, gdzie głębokość wody przekracza 1000 m. Również w Zatoce Meksykańskiej znaczna część nowych bloków znajduje się w strefie głębokowodnej. Nic więc dziwnego, że zapotrzebowanie na urządzenia wiertnicze przystosowane do pracy na dużych głębokościach szybko rośnie. Zestawienie przygotowane przez firmę konsultingową *ODS-Petrodata* pokazuje, że kryzys nie dotknął tej gałęzi przemysłu i stocznie mają pełen portfel zamówień (tab.1). Łącznie w latach 2008–2012 zostanie oddanych do użytku 178 statków i platform. Szczególnie

¹ul. Czerniakowska 28 B m. 19, 00-714 Warszawa; jzagorski@sasiedzi.pl

Tab. 1. Morskie urządzenia wiertnicze w budowie (wg ODS-Petrodata, 2008)

urządzenia wiertnicze	termin oddania do użytku				
	2008-09	2010	2011	2012	razem
Statki wiertnicze	7	15	18	2	42
Platformy półzanurzalne	27	13	10	3	53
Platformy samopodnoszące (jack-up)	50	24	9	–	83

szybko wzrasta liczba statków wiertniczych i niemal wszystkie one mogą wiercić przy głębokości wody do 3000 m, dla wielu z nich graniczną głębokością jest nawet 3650 m. Podobnie platformy półzanurzalne są dostosowane do stref głębokowodnych — spośród 53 platform tego typu aż 21 będzie mogło wiercić przy głębokości wody do 3000 m, dwie z nich zamówione przez firmę *Noble* mają zasięg głębokościowy 3650 m. Są to bardzo drogie konstrukcje, platforma *West Capricorn* ma kosztować 640 mln USD. Zwiększają się też wymagania stawiane platformom samopodnoszącym — dla większości z nich dopuszczalna głębokość wody wynosi 90 m, kilkanaście z zamówionych jednostek może być posadowionych na wodzie o głębokości do 120 m. Przykładowy koszt takiej platformy *West Juno* budowanej w stoczni Jurong w Singapurze wynosi 210 mln USD. Rekordowe parametry ma platforma zamówiona dla firmy *PetroProd*, dla której graniczną głębokością jest 150 m. Szybki wzrost ilości platform morskich nastąpił w latach 1975–1976 i następnie w okresie 1981–1982, po czym liczba nowych platform zmniejszyła się znacznie i kształtowała się na poziomie najwyżej kilkunastu jednostek rocznie. Okres ponownego ożywienia rozpoczął się w 2007 r. Rynek wykonawców tych wysoko wyspecjalizowanych konstrukcji jest zdominowany przez stocznie na Dalekim Wschodzie i w Azji południowo-wschodniej. Będą tam budowane wszystkie statki wiertnicze i prawie wszystkie platformy półzanurzalne. Zaledwie 11 platform półzanurzalnych z łącznej liczby 53 i 32 platformy samopodnoszące z ogólnej liczby 83 będą budowane w stoczniach amerykańskich, bliskowschodnich i rosyjskich.

W styczniu br. na świecie było 713 morskich urządzeń wiertniczych, z czego pracowało 624.

Węgry. W końcu stycznia br. w Budapeszcie odbyło się spotkanie przedstawicieli konsorcjum powołanego do budowy gazociągu Nabucco oraz delegatów z krajów zainteresowanych tą inwestycją, w tym także z Egiptu, Iraku, Turkmenistanu i Kazachstanu. Nabucco nadal pozostaje w fazie wstępnych przygotowań, nie ma projektu magistrali, a przede wszystkim nie ma podpisanych kontraktów z potencjalnymi dostawcami surowca. Wydawało się, że po styczniowym wstrzymaniu przez Rosję dostaw gazu dla Europy zwiększy się zrozumienie wśród członków UE dla sprawy rzeczywistej dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w surowce energetyczne, jednak widocznie ta ostatnia lekcja nie była jeszcze dostatecznie przekonująca. Komunikat końcowy konferencji nie zapowiada zmiany tego stanu, obfituje w sformułowania typu „wyrażamy gotowość”, „zdecydowanie popieramy”, „będziemy aktywnie promo-

wać” czy „energicznie zachęcamy”, ale jedynymi konkretnymi są terminy następnych spotkań konsultacyjnych i konferencji przygotowujących uzgodnienie końcowego dokumentu, umożliwiającego rozpoczęcie budowy tego kluczowego dla Europy Środkowej szlaku transportowego. W Budapeszcie nie było przedstawiciela Polski, może będzie on uczestniczył w kolejnej naradzie pod hasłem *Gaz ziemny dla Europy: Bezpieczeństwo i partnerstwo*, zaplanowanej na 24–25 kwietnia br. w Sofii.

Norwegia. Prezes *StatoilHydro* Helge Lund w wystąpieniu na seminarium poświęconym polityce naftowej wezwał rząd i parlament do szerokiej debaty nad kierunkami poszukiwań. Dotyczy to przede wszystkim otwarcia nowych rejonów w obrębie szelfu kontynentalnego. Przeważająca część obecnie eksploatowanych złóż jest w stadium dojrzałym. Wydobyte zmniejsza się i konieczne jest przygotowanie nowych obszarów, aby umożliwić utrzymanie produkcji na poziomie 200 tys. t/d równoważnika ropy w ciągu następnych 10 lat. Helge Lund ocenia, że wyniki 5–6 wierceń zaplanowanych na rok bieżący pozwolą na opracowanie skutecznej strategii poszukiwawczej na lata następne, zapewniającej wypełnienie nakreślonych zadań produkcyjnych.

Norweska firma gazownicza *Gassco AS* zmieniła plany dotyczące gazociągu Skanled, który ma dostarczać gaz ziemny z Morza Północnego do przemysłowego rejonu Grenland w południowo-wschodniej Norwegii. Brytyjska grupa *Ineos*, potencjalny użytkownik gazociągu, która zamierzała uruchomić w Rafnes instalację krakingu katalitycznego, odłożyła inwestycję na dalszy termin z powodu zmienionej sytuacji rynkowej. To z kolei oznacza, że nie będzie potrzebny zakład gazu płynnego zaprojektowany w tym rejonie przez *Gassco*. Nowym partnerem gazociągu Skanled może zostać niemiecki VNG, który jest zainteresowany nabyciem 10% udziałów i zagwarantowaniem dostaw gazu w ilości 2 mln m³/d. To rozwiązanie może ułatwić osiągnięcie końcowego porozumienia w sprawie budowy gazociągu i uzyskanie zatwierdzenia projektu przez norweskie Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii.

Gazociąg Skanled o długości 853 km połączy Norwegię ze Szwecją i Danią, a w dalszych planach byłby przedłużony do Polski.

Hiszpania. Konsorcjum *Medgaz* poinformowało o zakończeniu budowy nowego, 210-kilometrowego gazociągu z Beni Saf w Algierii do Almerii w Hiszpanii. Obecnie są przeprowadzane próby ciśnieniowe i w połowie br. gazociąg wejdzie do normalnej eksploatacji. Projektowana zdolność przesyłowa rurociągu o średnicy 24" (600 mm)

wynosi 8 mld m³ gazu rocznie. Udziałowcami konsorcjum *Medgaz* są algierski *Sonatrach* (36%), hiszpańska *Cepsa* (20%), *Iberola* (20%) i *Endesa* (12%) oraz francuski *GDF Suez* (12%).

W budowie jest następne połączenie o podobnej przepustowości — gazociąg Galsi z Algierii przez Sardynię do północnych Włoch z planowanym terminem ukończenia w latach 2012–2013.

Libia. Zawieszenie sankcji ONZ wobec Libii w 1999 r. umożliwiło ogłoszenie pierwszego międzynarodowego przetargu na koncesje poszukiwawcze i produkcyjne. Pierwszymi zachodnimi firmami, które rozpoczęły tam działalność, były ENI, *Wintershall*, *Repsol* i ÖMV (Prz. Geol., vol. 47, nr 8, str. 705). Obecnie działa tam ponad 30 firm zagranicznych, w tym również koncerny amerykańskie. Nic więc dziwnego, że zapowiedź nacjonalizacji przemysłu naftowego, ogłoszona w czasie pobytu Muammara Kadafiego na uniwersytecie Georgetown w Waszyngtonie, wywołała zaniepokojenie wielu koncesjodawców. Stwierdził on, że gwałtowny spadek cen ropy skłania kraje eksportujące ropę naftową do wstrzymania sprzedaży tego surowca na dotychczasowych warunkach i przejęcia kontroli nad jej wydobyciem. Jedynie wzrost cen do 100 USD za baryłkę może zahamować przygotowania do nacjonalizacji. Jak informują źródła libijskie, organy ustawodawcze pracują nad zmianą prawa naftowego tak, aby umożliwić przeprowadzenie nacjonalizacji. Przywódca libijski powiedział również, że jego kraj nie będzie przestrzegać postanowień OPEC i ograniczy dostawy ropy na rynki światowe, aby przyspieszyć wzrost cen, ponieważ *byt naszego narodu zależy od ropy naftowej*.

Komentarze operatorów obecnych w Libii, takich jak *Repsol*, ENI i *Petro-Canada*, wyrażają sceptycyzm wobec tych gróźb. Libia bardzo potrzebuje dopływu nowoczesnych technologii i inwestycji w sektorze naftowym i nie może sobie teraz pozwolić na pogorszenie stosunków z zagranicznymi koncernami. Ponieważ zbliża się termin przedłużenia kontraktów, deklaracja Kadafiego może służyć wzmocnieniu pozycji strony rządowej w negocjacjach. Także analitycy finansowi *Citigroup* uważają perspektywę nacjonalizacji za nieprawdopodobną i widzą w niej formę nacisku na pozostałych członków OPEC, aby energicznie działali na rynku naftowym.

Kazachstan. Pod koniec grudnia ub. roku spółka *Petrolinvest SA* z Gdyni zakupiła 29% udziałów w kazachskiej firmie *TOO Emba Jugnieft*, zwiększając w ten sposób swój stan posiadania do 79%. *Emba Jugnieft* posiada koncesję Żubantam-Żusałysaj na poszukiwanie i wydobycie węglowodorów. Wartość nominalna 79% udziałów wynosi 114550 tenge, czyli ok. 960 USD.

Wcześniej *Petrolinvest* wspólnie z *TOO Erkin Oil* uzyskał w Ministerstwie Energetyki i Zasobów Mineralnych przedłużenie o 2 lata koncesji poszukiwawczej w depresji Żarkientskiej. Polska spółka ma również udziały w *Kazakhstan Caspishelf JSC* i w *Caspian Services*.

Źródła: Alexander Gas & Oil Connections, Hart's E&P, nabucco.com, Offshore, Oil&Gas Financial Journal, Oil&Gas Journal, oil.ru, Petrolinvest, Rigzone, Scandinavian Oil-Gas Magazine, StatoilHydro, Upstream, World Oil