

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Czołowe miejsce na liście największych firm naftowych na świecie w 2014 r., uszeregowanych wg wielkości produkcji ropy, nadal zajmuje Saudi Arabian Oil Co. z wydobyciem 492,1 mln t ropy, tuż za nią plasuje się Rosneft z wydobyciem 225 mln t (tab. 1). Na kolejnych miejscach – aż do 15. – też nie ma większych zmian, są to przesunięcia w

górze lub w dół o jedną lub dwie pozycje. Niespodzianką jest 16. miejsce kanadyjskiej firmy Touchstone Exploration Inc. Choć Kanada jest liczącym się producentem ropy, firmy kanadyjskie nie należą do potentatów pod względem wydobycia i dotychczas w tabelach sytuowały się na dalekich miejscach. W 2013 r. Touchstone Exploration w ogóle nie figurowała na liście największych firm kanadyjskich klasyfikowanych w rankingu „Oil & Gas Journal 100”, ale dzięki połączeniu z Petrobank Energy & Resources Ltd.

Tab. 1. Największe firmy naftowe na świecie w 2014 r. (wg Oil & Gas Journal)

Miejsce w 2014 r.	Miejsce w 2013 r.	Kraj	Firma	Wydobycie ropy w mln t	Wydobycie gazu w mld m ³	Zasoby ropy w mln t	Zasoby gazu w mld m ³	Aktywa w mln USD	Przychód w mln USD	Zysk netto w mln USD
1	1	Arabia Saudyjska	SAOC	492,1	84,9	36944,7	8311,9	–	–	–
2	2	Rosja	Rosneft	225,0	56,7	3482,5	1412,6	287414,4	212415,8	13511,6
3	4	Irak	INOC	167,4	13,2	20045,3	3156,1	–	–	–
4	3	Iran	NIOC	142,1	157,9	21934,2	33999,1	–	–	–
5	5	Kuwejt	KOC	141,5	14,5	14108,5	1782,9	–	–	–
6	7	Abu Zabi	ADNOC	140,9	–	12815,8	5660,0	–	–	–
7	6	Chiny	PetroChina	131,4	85,7	1472,4	2012,1	387691,9	370571,1	19320,7
8	9	Wenezuela	PdVSA	126,8	11,9	41422,0	5546,8	–	–	–
9	8	Meksyk	Pemex	123,2	67,5	1349,8	432,7	144610	107809	–36071
10	10	Brazylia	Petrobras	108,9	0,1	1544,2	343,2	298687	143657	–7503
11	12	Nigeria	NNOC	96,5	23,8	5152,7	5107,9	–	–	–
12	11	Wielka Brytania	BP	92,5	73,3	1347,5	919,6	284305	353568	4003
13	13	Rosja	Łukoil	91,2	23,2	1855,5	0,7	111800	144167	4714
14	15	USA	ExxonMobil	87,7	74,9	1643,4	1220,9	349493	411939	33615
15	14	Angola	Sonangol	84,4	1,4	1252,5	274,8	–	–	–
16	–	Kanada	Touchstone Exploration	78,5	–	2,4	0,0	32538,5	35443,5	57,8
17	16	USA	Chevron	70,6	49,4	595,6	727,5	266026	211970	19310
18	17	Wielka Brytania/ Holandia	Shell	67,8	95,6	547,5	1140,9	353116	421235	14730
19	–	Libia	NOC	67,7	8,5	6722,5	1505,1	–	–	–
20	18	Rosja	Surgutneftiegz	62,8	9,5	–	–	77842,2	26151,5	27952,3
21	20	Algieria	Sonatrach	56,2	78,1	1695,8	4501,2	–	–	–
22	19	Francja	Total	52,5	62,6	737,1	950,6	229798	212018	4250
23	22	Norwegia	Statoil	49,6	62,6	737,1	950,6	131881,7	96299,2	3744,4
24	21	Oman	PDO	48,1	28,1	716,0	705,0	–	–	–
25	23	Chiny	CNOOC	47,3	12,3	422,5	190,5	106833,5	44578,7	9771,5

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

oraz przejęciu złóż na Trynidadzie wyprzedziła Shell i Chevron. Drugą różnicą w porównaniu z ubiegłoroczną tabelą jest ponowne pojawienie się Libii. Libijska National Oil Corp. ostatni raz była klasyfikowana w 2010 r., później brak wiarygodnych danych utrudniał zaszeregowanie, obecnie zajmuje 19 miejsce z wydobyciem rocznym 67,7 mln t ropy. Inne zmiany to spadki o dwie pozycje: Surgutneftie-gazu, Totalu, Petroleum Development Oman i chińskiego CNOOC. Na liście zabrakło miejsca dla ENI i ConocoPhillips, które były obecne w ub. r. Nie wszystkie korporacje publikują wyniki finansowe, ale tam, gdzie są one dostępne, widoczny jest spadek przychodów. Dla firm spoza USA w ujęciu zbiorczym przychody w 2014 r. spadły o 17,4%. Największą różnicę wykazał Shell – 30 mld USD, przychody ENI zmniejszyły się o 21 mld, Totalu – o 16 mld, spadek w Statoilu wyniósł 8,6 mld, a w BP 390 mln USD. Zyski PetroChina zmniejszyły się o 16,5%, z 23,1 mld do 19,3 mld USD. Najgorsze wyniki odnotowały Meksyk i Brazylia. Petroleos Mexicanos w 2013 r. miał stratę w wysokości 13 mld USD, teraz strata wzrosła do 36 mld, do czego przyczyniły się nie tylko niższe ceny eksportowe ropy, ale i dewaluacja peso. Petrobras rok wcześniej miał zysk w wysokości 10,8 mld, w 2014 r. wskutek złego zarządzania strata wyniosła 7,5 mld dolarów. Dla Rosnefti rok 2014 zamknął się wzrostem przychodów o 41%, natomiast zysk netto zmniejszył się o 23,2%. W kolumnie Zasoby ropy na pierwszym miejscu znajduje się Wenezuela z zasobami 41,4 mld t – w ub. r. było to 40 mld t ropy, na drugim miejscu jest Arabia Saudyjska z niezmiennym stanem zasobów, a na trzecim z zasobami 21,9 mld t ropy jest Iran, który ma największe zasoby gazu w wysokości 33,9 bln m³. Amerykańska lista, tradycyjnie nosząca nazwę OGJ150, skurczyła się do 135 pozycji, na końcu znajduje się United American Petroleum Corp. z aktywami w wysokości 866 tys. USD. Na liście nie ma 11 firm obecnych na niej w 2013 r., pojawiło się za to 7 nowych, w tym California Resources, poprzednio spółka zależna Occidental Petroleum Corp., zajmując 21. miejsce w tabeli. Najszybciej rozwijającą się firmą jest Exco Resources Inc. z przyrostem kapitału akcyjnego 244,8% (z 147 905 tys. dolarów do 510 004 tys. USD) i wzrostem zysku o 443,5%.

OPEC. Jednym z istotnych elementów dorocznego raportu dotyczącego długoterminowej strategii organizacji jest prognoza cenowa. Iran i wielu innych członków kartelu stoją na stanowisku, że prognoza powinna być opublikowana jako argument w staraniach o podniesienie cen ropy. Z kolei Arabia Saudyjska oraz jej sojusznicy z rejonu Zatoki Perskiej chcą zachować dominację OPEC na rynku utrzymując niskie ceny, które są niekorzystne dla USA i innych producentów. Jednak Bijan Namdar Zanganeh, minister ds. ropy naftowej, Iranu zaprzecza pogłoskom o rozbieżnościach stanowisk. Analitycy OPEC oceniają, że najwięksi producenci spoza OPEC, czyli USA, Rosja, Kanada i Brazylia muszą przezwyciężyć przeszkody techniczne oraz organizacyjne ograniczające wydobycie, a niskie ceny dodatkowo hamują aktywność w zakresie poszukiwań i eksploatacji. Prognozy spoza OPEC nie są zachęcające. Według Economist Intelligence Unit średnia cena ropy (Brent + WTI + Dubaj) w 2015 r. wyniesie 56,2 USD za baryłkę, w 2016 r. – 59,6 i 63,3 w 2017 r. Nieco niższe są przewidywania Agencji Informacyjnej

Energii USA: ropa Brent – 54 USD w 2015 r. i 59 USD w 2016 r., ropa WTI odpowiednio 50 i 54 USD za baryłkę. Te szacunki pochodzą z września br., tymczasem październikowe nasilenie konfliktów w Syrii, Turcji i Iraku, a właściwie w całym regionie, może zasadniczo zmienić sytuację.

Europa. Trójstronne rozmowy Unia–Rosja–Ukraina dotyczące warunków dostaw rosyjskiego gazu dla Ukrainy toczyły się pod znakiem zbliżającej się zimy i możliwych zakłóceń przesyłu, jakie występowały w tym okresie w latach poprzednich. Dopiero 25 września br. wiceprzewodniczący Komisji Europejskiej Marosz Szefczowicz mógł zakomunikować o osiągnięciu porozumienia przewidującego, że Ukraina otrzyma gaz w ramach nowego kontraktu (poprzedni wygasł 30 czerwca br.) obejmującego okres 1.10.2015–31.03.2016. Jednocześnie strona ukraińska zobowiązała się do zapewnienia tranzytowego przesyłu gazu do Unii łącznie z zatłoczeniem 2 mld m³ do podziemnych magazynów gazu. Komisja Europejska będzie kontynuować starania o uzyskanie z europejskich instytucji finansowych środków na opłacenie należności za gaz dla Ukrainy – co najmniej 500 mln USD. Minister energetyki Rosji Aleksandr Nowak podał, że cena gazu po uwzględnieniu specjalnej zniżki w wysokości 24,6 USD wyniesie 227 USD za 1000 m³ i „jest to cena, jaką płacą sąsiedzi Ukrainy”. Pytany, o których sąsiadów chodzi, wymienił Polskę. Dla porównania, wskaźnikiem referencyjnym dla Europy kontynentalnej jest cena 258 USD/1000 m³ w holenderskim hubie Title Transfer Facility.

Mimo osiągniętego porozumienia ze strony Gazpromu pojawiły się ostrzeżenia o możliwych trudnościach w dostawach gazu dla Europy w okresie zimowym. Prezes Aleksiej Miller powiedział, że jeśli zima będzie mroźna, to gazu może nie wystarczyć, bo ugoda opiewa na 2–3 mld m³, a Ukraina potrzebuje 6–7 mld m³.

Słowacja. Porozumienie Gazpromu z pięcioma wielkimi koncernami europejskimi o budowie Nord Stream II wywołało negatywne reakcje na Słowacji i Ukrainie. Na wspólnej konferencji z premierem Arsenijem Jaceniukiem premier Robert Fico powiedział: „Od miesięcy trwały rozmowy w Radzie Europejskiej o potrzebie pomocy dla Ukrainy, aby pozostała krajem tranzytu gazu, o pomocy w trudnych zimowych miesiącach. Nagle przychodzi wiadomość z Gazpromu o podpisaniu kontraktu z zachodnimi firmami z Unii Europejskiej o budowie drugiej nitki Nord Stream. Robią z nas idiotów. Zdradzili kraj członkowski Unii – Słowację i postępują wbrew politycznym uzgodnieniom z Ukrainą w Radzie Europejskiej”. Dodał też, że ta decyzja będzie kosztować Ukrainę i Słowację wiele miliardów euro.

Polska. Tematyka polska rzadko pojawia się na łamach „Oil & Gas Journal”, ale w wydaniu z 28 września br. ukazał się artykuł Matta Zborowskiego „Energia wyzwaniem dla Polski”. Autor zwraca uwagę na konsekwencje ostatnich zmian w polityce Rosji wobec Europy oraz ich wpływu na sprawy energii i surowców energetycznych. Nawiązując do przemian politycznych i ekonomicznych, jakie nastąpiły w ciągu ostatnich 25 lat uważa, że udało się utrzymać wzrost gospodarczy, a także dokonać wielu ważnych reform. Przypomina o naszym uzależnieniu od importu

rosyjskiej ropy oraz gazu i jednocześnie pozytywnie ocenia wysiłki w kierunku zmiany tej sytuacji, w tym utworzenie rewersu w gazociągu jamalskim, a także budowę terminalu LNG w Świnoujściu. Sporo miejsca poświęca roli PKN Orlen i PGNiG SA jako najważniejszych krajowych podmiotów prowadzących poszukiwania węglowodorów i ich współpracy w tym zakresie. Najpierw były to wspólne prace ukierunkowane na utwory dolomitu głównego na Niziu w obrębie koncesji Międzychód–Gorzów Wielkopolski i Wronki. Następnym etapem jest porozumienie obejmujące osiem koncesji na przedgórzu Karpat, o łącznej powierzchni 3500 km², gdzie obiektem są utwory fliszowe. Te kierunki działań są oceniane przez autora pozytywnie, natomiast omawiając polskie zaangażowanie w poszukiwania gazu z łupków, podjęte po opublikowaniu raportu EIA z 2011 r. Zborowski nazywa je „niewypałem”, co potwierdza wycofanie się większości zagranicznych koncesjodawców. Zwraca jednak uwagę na wypowiedź premier Ewy Kopacz z lutego br., w której uzyskanie energii z gazu łupkowego zostało określone jako priorytet.

Wielka Brytania. Nie podano jeszcze dokładnej daty, ale informacje operatora (Shell) nie pozostawiają wątpliwości – eksploatacja złoża Brent wkrótce zostanie zakończona. Już obecnie trzy platformy produkcyjne nie są użytkowane, a wydobycie z czwartej (Brent Charlie) jest coraz mniejsze. Po jej zamknięciu będzie nadal wykorzystywana rozbudowana infrastruktura odbioru ropy, wstępnej przeróbki i transportu (140 odwiertów, 103 km rurociągów i 64 zbiorniki) dla obsługi pobliskich złóż Ekofisk, Oseberg i Forties. Złoże Brent odkryto w 1971 r., wkrótce po historycznym znalezieniu złoża Ekofisk w 1969 r. Rozpoczęcie produkcji ropy nastąpiło 1976 r. i wtedy przewidywano, że eksploatacja będzie trwała 25 lat. Maksymalne wydobycie przypadło na 1982 r. – produkowano wtedy 68 540 t ropy na dobę. Do chwili obecnej ze złoża Brent wydobyto 544 mln t równoważnika ropy naftowej, co stanowi 10% ropy i gazu uzyskanego w sektorze brytyjskim Morza Północnego. Lekka, niskosiarkowa ropa Brent jest jednym z podstawowych handlowych gatunków ropy naftowej.

Izrael. Jeśli wstępne informacje firmy Afek Oil and Gas się potwierdzą, po serii odkryć złóż gazu na Morzu Śródziemnym, Izrael może się spodziewać znacznego zwiększenia zasobów ropy naftowej na lądzie. W rejonie Wzgórz Golan Afek Oil and Gas w grudniu 2014 r. rozpoczęła realizację programu dziesięciu wierceń i po wykonaniu dwóch odwiertów stwierdzono występowanie interwału złożowego. Główny geolog firmy Yuval Bartov zwraca uwagę na miąższość interwału – 350 m, co oznacza możliwość obecności złoża ropy o znacznych zasobach, jeśli właściwości

zbiornikowe się potwierdzą na większym obszarze. Do wyjaśnienia pozostaje też opłacalność przyszłej eksploatacji i problemy techniczne związane z trudnym, górzystym terenem – najwyższym szczytem Wzgórz Golan jest Mount Hermon o wysokości 2814 m n.p.m. Ponadto blok koncesyjny o powierzchni 396 km² znajduje się w strefie spornej, która do 1967 r. należała do Syrii, w wyniku wojny siedmiodniowej została zaanektowana przez Izrael i od 1981 r. jest częścią państwa izraelskiego. Afek Oil and Gas jest spółką zależną Genie Energy z New Jersey.

USA. Rząd federalny i pięć stanów dotkniętych skutkami katastrofy odwiertu Macondo w 2010 r. uzgodniły wysokość roszczeń w stosunku do BP. Koncern ma zapłacić łącznie 20,8 mld USD, w tym:

- 5,5 mld za naruszenie ustawy o ochronie wód;
- 8,1 mld za zniszczenia w środowisku naturalnym i przywrócenia go do stanu przed katastrofą;
- 700 mln za szkody, które jeszcze nie zostały dokładnie zinventaryzowane;
- 600 mln za utracone opłaty eksploatacyjne oraz koszty dochodzeń prowadzonych przez urzędy federalne i stanowe;
- 4,9 mld odszkodowań dla pięciu stanów na wniosek Departamentu Sprawiedliwości Stanów Zjednoczonych;
- 1 mld dla samorządów lokalnych z tytułu odszkodowań za straty gospodarcze.

Uwagi i zastrzeżenia do proponowanej ugody mogą być zgłaszane w ciągu 60 dni do Departamentu Sprawiedliwości. Wiceprezes BP Geoff Morrell powiedział, że te ustalenia nawiązują do wstępnego porozumienia z 20 lipca br. i prowadzą do ostatecznego załatwienia sprawy. Z rozstrzygnięcia zadowolony był kongresmen z Luizjany, ponieważ pozwoli ono na rozpoczęcie regionalnego planu rekultywacji środowiska nie czekając na proces i apelacje.

Indonezja. W 2008 r. Indonezja zawiesiła swoje członkostwo w OPEC, ponieważ przestała być eksporterem ropy wskutek zmniejszającego się wydobycia (Prz. Geol., 56 (8/2): 741). Jednocześnie w warunkach szybkiego wzrostu cen ropy powiększały się różnice między silnie subsydiowanymi cenami wewnętrznymi i cenami na rynku światowym oddziałując niekorzystnie na gospodarkę kraju. W 2014 r. produkcja ropy wzrosła do 115,8 tys. t/d i teraz rząd zwrócił się do OPEC o przywrócenie praw członkowskich, co spotkało się z pozytywną reakcją 12 państw. Formalne potwierdzenie przyjęcia do organizacji nastąpi na najbliższej konferencji OPEC 4 grudnia br.

Źródła: ec.europa.eu, EurActiv.com, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, World Oil