



AKTUALIA ROPY NAFTOWEJ I GAZU ZIEMNEGO

Jerzy Zagórski¹

Świat. Na liście największych firm naftowych na świecie niezmiennie, podobnie jak w latach poprzednich, pierwsze miejsce w 2013 r. zajęła Saudi Arabian Oil Co. (SAOC), ale już drugie miejsce – Rosneft, przesuując się znacznie z dziewiątego miejsca w 2012 r., dzięki wzrostowi wydobycia ropy z 121,4 mln t do 222,3 mln t, wyprzedzając Iran (tab. 1).

Kolejna poważniejsza zmiana to spadek meksykańskiego Pemexu z miejsca 5 na 8. Pozostałe przesunięcia są nieznaczne i wynikają przeważnie z awansu Rosnefti. W tabeli pojawił się drugi koncern chiński CNOOC z wydobyciem 44,2 mln t ropy (w 2012 r. było to 35,7 mln t). Listę zamyka, podobnie jak rok temu, ConocoPhillips. Odrębna lista firm amerykańskich, tradycyjnie nazwana przez „Oil & Gas Journal” listą „150”, skurczyła się do 139 pozycji (w ub. roku 134), ale na miejscach od 1 do 6 nie ma żadnych zmian. Na czele są koncerny obecne na liście naj-

wiekszych firm, a więc ExxonMobil, Chevron i ConocoPhillips. Wśród firm mających siedzibę w USA na uwagę zasługują wyniki Gulfport Energy Co., której kapitał akcyjny wzrósł w ciągu roku o 82%, a zysk o 124,1%.

Porównanie wyników finansowych wszystkich firm ujętych na liście jest niemożliwe, ponieważ większość państwowych koncernów, przede wszystkim z Bliskiego Wschodu i Afryki, nie publikuje swoich sprawozdań finansowych. Możemy jedynie prześledzić dochody i zyski spółek giełdowych i tu najlepszy rezultat osiągnęła Rosneft ze wzrostem dochodów o 56,6% i Petrochina, której przychody zwiększyły się o 12%. Spadki dochodów dotknęły Shella i Total – odpowiednio 3,5% i 2,7%, także Petrobras, mimo wzrastającej produkcji ropy. Ze względu na niewielki udział w wydobyciu ropy w tabeli nie ma Gazpromu, ale gdyby lista była ułożona według wielkości aktywów i przychodów, to Gazprom wyprzedziłby ExxonMobil – aktywa 442 051 mln USD wobec 321 423 mln USD i przychody 167 475 mln USD wobec 141 462 mln USD. Przytoczone

Tab. 1. Lista największych firm naftowych na świecie

Miejsce w 2013 r.	Miejsce w 2012 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	466,6	84,9	36 155,6	8 230,0	–	–	–
2	9	Rosja	Rosneft	222,3	42,1	3 373,5	1 327,7	248 000,2	149 738,6	17 576,9
3	2	Iran	NIOC	160,1	157,9	21 392,8	33 759,3	–	–	–
4	3	Irak	INOC	148,9	9,5	19 080,8	3 156,1	–	–	–
5	4	Kuwejt	KPC	136,7	9,5	13 804,0	1 782,9	–	–	–
6	6	Chiny	Petrochina	126,9	79,3	1 471,5	1 961,8	386 916,6	362 428,9	23 148,0
7	7	Abu Zabi	ADNOC	126,3	0,0	12 539,2	5 660,0	–	–	–
8	5	Meksyk	Pemex	125,2	65,8	1 334,4	468,3	156 570,0	122 984,0	13 005,0
9	8	Wenezuela	PdVSA	123,1	20,4	40 492,6	5 521,3	–	–	–
10	10	Brazylia	Petrobras	102,1	0,1	1 449,5	319,6	321 423,0	141 462,0	10 832,0
11	12	W. Brytania	BP	99,9	72,9	1393,0	967,5	305690,0	379136,0	23758,0
12	11	Nigeria	NNPC	94,8	23,8	5051,0	5114,9	–	–	–
13	13	Rosja	Łukoil	90,3	27,3	1798,3	0,7	109439,0	141452,0	7627,0
14	14	Angola	Sonangol	87,2	1,4	1232,2	274,8	–	–	–
15	15	USA	ExxonMobil	83,8	77,0	1534,1	1250,3	346808,0	438255,0	33448,0
16	17	USA	Chevron	69,9	49,5	585,2	726,5	253753,0	228848,0	21597,0
17	16	W. Brytania /Holandia	Shell	69,3	74,6	607,6	1202,0	357512,0	451235,0	16526,0
18	18	Rosja	Surgutnieftgaz	61,5	12,1	0,0	0,0	63985,6	25523,1	8041,3
19	19	Francja	Total	57,9	63,9	736,2	934,6	239223,0	227969,0	11521,0
20	20	Algieria	Sonatrach	56,8	78,1	1659,2	4501,2	–	–	–
21	22	Oman	PDO	47,2	31,9	748,0	849,0	–	–	–
22	21	Norwegia	Statoil	46,9	44,5	315,2	521,2	146035,0	108485,5	6671,8
23	–	Chiny	CNOOC	44,2	11,5	416,2	178,9	102667,3	46508,9	9186,2
24	23	Włochy	ENI	41,3	44,6	426,2	441,0	191360	154248,1	6605,3
25	25	USA	ConocoPhillips	36,4	41,9	456,7	460,1	118057	58248,0	9215,0

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

wyżej wyniki finansowe zostały uzyskane w warunkach średniej rocznej ceny ropy WTI 97,9 USD za baryłkę, wyższej o 3,9 USD od średniej w 2012 r., a więc korzystniejszej dla firm niż w 2012 r.

Jeszcze inaczej przedstawia się kolejność przedsiębiorstw, jeśli za kryterium przyjmujemy wielkość zasobów ropy i gazu. Od 2011 r. największymi zasobami ropy naftowej dysponuje Wenezuela (40 492,6 mln t), wyprzedzając Arabię Saudyjską (36 155,6 mln t) i Iran (21 392,6 mln t), największe zasoby gazu ziemnego posiada Iran (33 759,3 mld m³), za nim znajdują się Arabia Saudyjska (8 230 mld m³) i Abu Zabi (5 660 mld m³), przy czym w tym przypadku klasyfikacja obejmuje tylko koncerny państwowe.

Polska. Temat zbliżających się negocjacji polsko-rosyjskich w sprawie kontraktu gazowego był do tej pory zdominowany przez sprawy cen gazu i funkcjonowania formuły „take-or-pay” w aspekcie odbioru zapisanych w kontrakcie ilości gazu przekraczających okresowo nasze zapotrzebowanie. Niespodziewanie we wrześniu okazało się, że kłopot jest zupełnie innego rodzaju – przesył gazu z kierunku wschodniego zmniejszył się poniżej dotychczasowych wielkości. Pierwszym sygnałem był komunikat PGNiG SA z 10 września br., po czym w odstępach parodniowych ukazywały się następne wiadomości o stanie dostaw. Ostatni komunikat z 10 października br. stwierdza, że wszyscy odbiorcy otrzymują gaz zgodnie z zapotrzebowaniem, następnie czytamy: „Dostawy były realizowane na stabilnym poziomie”, jednak dalej jest informacja: „Zwiększone ilości gazu ... nie były potwierdzane i dostarczane przez rosyjskiego dostawcę” (dotyczy to gazu zatłaczanego do podziemnych magazynów gazu). Tak więc wielokrotnie wypowiediane przez przedstawicieli Komisji Europejskiej oraz niemieckich i austriackich koncernów energetycznych opinie o Gazpromie, jako „wypóbowanym i niezawodnym partnerze”, brzmią dziś mało wiarygodnie.

Rosja. Współpraca Rosniefti i ExxonMobil, o której zamieszczono wzmiankę w ub. miesiącu (Prz. Geol., 62, 10/1: 500), przyniosła już konkretne efekty. Pierwsze wiercenie Rosniefti i Exxonu na Morzu Karskim zakończyło się sukcesem i odkryciem otworem Uniwersitetskaja-1 dużego złoża ropy. Poinformował o tym 27 września br. prezes Rosniefti Igor Sieczin i stwierdził, że odkrycie ma szczególne znaczenie dla potwierdzenia występowania węglowodorów w Arktyce, ponadto okazało się ono większe, niż się spodziewano. Dodał też, że złożu zostanie nadana nazwa „Pobieda” (Zwycięstwo). Rosnieft szacuje wielkość zasobów na 100 mln t ropy i 338 mld m³ gazu. Jest to ropa lekka typu Siberian Light. Wiercenie U-1 zakończono na głębokości 2 113 m przy głębokości wody 81 m. W pierwszej fazie wiercenia wykonano odcinek pilotażowy o długości 800 m, w którym pobrano próbki próbnikiem bocznym. Struktura Uniwersitetskaja ma powierzchnię 1200 km², a amplituda pułapki wynosi 550 m. Jednak dalsze rozpoznanie złoża stoi pod znakiem zapytania z powodu sankcji USA. ExxonMobil został zobowiązany do wstrzymania współpracy z Rosją. Dlatego też rzecznik ExxonMobil wypowiedział się bardzo powściągliwie na temat przyszłych prac, zapowiadając, że obecnie pierwszoplanowym zadaniem będzie zagłowiczenie otworu i bezpieczne zakończe-

nie operacji wiertniczych. Komentatorzy z agencji Bloomberg oceniają, że obie strony prawdopodobnie mają nadzieję na rozpoczęcie następnego wiercenia po zawieszeniu sankcji, a teraz otwór zostanie zlikwidowany i Rosnieft zajmie się interpretacją zgromadzonych materiałów geologicznych.

Na konferencji AAPG w Stambule we wrześniu br. prezentowano interesujące nowe opracowanie archiwalnych materiałów geologicznych i geofizycznych z obszaru Przedkawkazja i przedgórza Uralu. Rejon ten należy do rosyjskich prowincji naftowych o najdłuższej historii, gdzie eksploatacja węglowodorów rozpoczęła się już pod koniec XIX w. Rozwój produkcji zapoczątkowany odkryciem złoża gazowo-kondensatowego Wuktyl w 1929 r. zakończył się w 1970 r., kiedy wydobywanie zaczęło spadać. Rozpoznanie opierało się na zdjęciach geologicznych, nielicznych wierceniach i badaniach sejsmicznych 2-D z niskim pokryciem. Konstantin Sobornow i Aleksiej Chitrow z Instytutu Problemów Ropy Naftowej i Gazu Akademii Nauk przedstawili wyniki reinterpretacji danych sejsmicznych i otworowych, które w połączeniu z nowymi profilami regionalnymi znacznie poprawiły znajomość budowy geologicznej regionu i pozwoliły na identyfikację nowych potencjalnych obiektów złożowych. Jest to przede wszystkim platforma węglanowa wieku górnokambryjskiego o powierzchni 3 000 km². W części północnej i środkowej przedgórza występuje wypiętrzenie podłoża obramowane rozległym systemem rafowym. Rafy i ich otoczenie są uważane za pierwszoplanowy cel poszukiwań, ponieważ stwierdzono w nich obecność zasobnych złóż ropy i gazu. Inne interesujące z punktu widzenia roponośności pułapki to płytkowodne utwory piaszczyste, rafy lagunowe i mielizny, zdolomityzowane wapienie oolityczne i nagromadzenia rumoszu rafowego. Perspektywiczne są również skały węglanowe syluru i dolnego dewonu ze zjawiskami krasowymi, ścięte niezgodnością na granicy żywetu i franu. Autorzy sugerują, że wznowienie poszukiwań ze względu na łatwiejsze warunki terenowe i mniejszą odległość od odbiorców byłoby korzystniejsze niż prace na Syberii lub Dalekiej Północy.

Norwegia. Pierwsze wiercenie Pingvin-1 na bloku 713 na Morzu Barentsa, wykonane przez Statoil wspólnie z Rosnieftią i Edison International Norway Branch, odkryło akumulację gazu ziemnego, ale wstępne oceny zasobów okazały się zbyt optymistyczne. W otworze, który osiągnął głębokość 1500 m, stwierdzono występowanie 15-metrowego horyzontu gazonośnego w piaszczystych formacjach Kveite (cenoman–mastrycht) i Torsk (paleocen górny–oligocen) o dobrych właściwościach zbiornikowych. Szacunkowe zasoby wydobywalne mieszczą się w granicach od 5 do 20 mld m³ gazu. Wiceprezes Statoilu, odpowiedzialny za poszukiwania na Morzu Barentsa i Morzu Norweskim, Dan Tuppen ocenił wyniki jako zachęcający sygnał, bo pierwsze wiercenie okazało się pozytywne i potwierdziło występowanie węglowodorów w rejonie zupełnie nowym, ale obecnie to odkrycie nie ma wartości przemysłowej. Otwór został zlikwidowany.

Dania. Wiercenie Chabazite-1 zlokalizowane w zachodniej części duńskiego sektora Morza Północnego i rozpoczęte 20 czerwca br. było zaprojektowane z zadaniem zbadania roponośności utworów kredy piszącej paleo-

cenu i kredy górnej. Cel geologiczny został osiągnięty, wiercenie zakończono na głębokości 2 945 m w utworach górnokredowych, ale nie stwierdzono obecności węglodorów. Operator, którym jest Wintershall Noordzee B.V., zdecydował o likwidacji otworu.

Rumunia. Rafineria Łukoilu Petrotel w Ploeshti została zamknięta 6 października br. Rząd rumuński twierdzi, że „nieprawidłowości” w prowadzeniu księgowości i uchylanie się od płacenia podatków doprowadziły do strat skarbu państwa w wysokości 20 mln €. Poprzednio, 2 października br. prokuratorzy z biura antykorupcyjnego w asyście policji weszli do biur rafinerii i skonfiskowali dokumentację księgową. Łukoil Europe Holdings jest właścicielem rafinerii i 300 stacji benzynowych w Rumunii. W 2013 r. rafineria w Ploeshti wyprodukowała 1,86 mln t produktów naftowych.

USA. Firma ION Geophysical w ramach współpracy z rosyjską firmą MAGE (Morskaja Arkticzeskaja Geologičeskaja Ekspedycja) z Murmańska prowadzącą badania geologiczne w rejonach arktycznych udostępniła swój patent „Morskie badania sejsmiczne w akwenach oblodzonych lub trudno dostępnych”. Spór powstał, gdy ION Geophysical domagała się od MAGE wnoszenia opłat licencyjnych za korzystanie z patentu. Ponieważ wezwania do zapłaty nie były realizowane, ION złożyła w sierpniu br. w sądzie gospodarczym w Sankt Petersburgu pozew przeciwko MAGE i AARI (Arkticzeskij i Antarkticzeskij Nauczno-Is-sledowatelskij Institut) o naruszenie praw patentowych.

Shell Offshore Inc. wystąpił do agencji Bureau of Ocean Energy Management ze zmodyfikowanym planem poszukiwań na Morzu Czukockim, aby uzyskać możliwość rozpoczęcia wierceń w 2015 r. Po serii awarii statku i barki wiertniczej w 2012 r. oraz unieważnieniu pozwolenia na prace przez sąd w San Francisco koncern na początku br. ogłosił zawieszenie programu wierceń. Teraz po przedłożeniu nowej oceny wpływu poszukiwań na środowisko spodziewa się pozytywnego rozpatrzenia swojego wniosku. Nowy projekt przewiduje wiercenie przy użyciu statku wiertniczego „Noble Discoverer” i platformy „Polar Pioneer”. Jednocześnie zostanie zwiększona ilość systemów kotwicznych oraz holowników i jednostek pomocniczych.

Afryka Wschodnia. Kolejne odkrycia złóż węglowodorów w tej części świata potwierdzają perspektywy powstania nowego regionalnego ośrodka produkcji i eksportu ropy i gazu. Po odkryciu akumulacji ropy w otworze Amosing-1 odwiercono z tego samego stanowiska kierunkowy Amosing-2 do głębokości 2 838 m, w którym stwierdzono obecność horyzontu roponośnego o miąższości 30 m. Wykonane następnie boczne odgałęzienie, o głębokości 2 165 m, poprawiło ten rezultat, bo profil nasycony ropą ma miąższość 90 m. Jeszcze lepszy wynik otrzymano w wierceniu Ngamia-3, gdzie horyzont złożowy osiąga miąższość 150 m. Najnowsze szacunki zasobów dla lądowego basenu South Lokichar w Kenii, wykonane przez biuro Gaffney, Cline & Associates dla Africa Oil Corp., pokazują wzrost o 60% i jest to obecnie 259 mln t ropy. Dla Statoilu bardzo korzystny okazał się morski blok 2 w Tanzanii. Po odkryciu poprzednio pięciu akumulacji gazu (Zafarani, Lavani-1 i 2, Tangawizi i Mronge) w czerwcu br. sukces odniósł również otwór Piri-1. Zasoby gazu w piaskowcach kredy dolnej szacowane są na 56 do 85 mld m³ i zwiększają łączne zasoby w obrębie bloku 2 do 566 mld m³ gazu. Jest to strefa ultragłębokowodna – głębokość wody wynosi 2 360 m. Dobrze rokuje również wynik testu produkcyjnego wykonanego przez British Gas Group w otworze Mzia-3 w Tanzanii, gdzie uzyskano wydajność 2,8 mln m³/d gazu, niemal dwukrotnie więcej niż we wcześniejszym wierceniu Mzia-1. Firma Ophir Energy, która wspólnie z British Gas Group prowadzi wiercenia na bloku 4, poinformowała o pozytywnym wyniku wiercenia Kamba-1, którym odkryto zasoby gazu w ilości 29 mld m³. Głębokość wody wynosi 1 379 m. Zdaniem dyrektora firmy, Nicka Coopera to szesnaste kolejne odkrycie w tym rejonie zwiększa łączne zasoby w obrębie trzech bloków do 484 mld m³ gazu i uzasadnia budowę trzeciej linii produkcyjnej zakładu skraplania gazu o zdolności wytwórczej 5 mln t rocznie. Eksport skroplonego gazu ziemnego ma być skierowany do odbiorców w Azji.

Poszukiwania w morskim sektorze Kenii komplikuje konflikt z Somalią. Kenia chce przyznawać koncesje na bloki zlokalizowane w części północnej akwenu, natomiast Somalia twierdzi, że granicą sektorów jest linia demarkacyjna z czasów kolonialnych przebiegająca bardziej na południe, uzgodniona w 1926 r. przez Włochy i Wielką Brytanię.

Źródła: Alexander Gas & Oil Connections, energia-news.pl, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, PGNiG, Rigzone, Statoil, World Oil