

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Rok 2015 był okresem bardzo niespokojnym dla branży naftowej i znalazło to swoje odbicie również na liście największych firm naftowych. Tabela 1 powstała na podstawie dwóch zestawień przygotowywanych co roku przez Oil & Gas Journal: OGJ150 dla USA i OGJ100 dla korporacji i firm spoza USA. Przede wszystkim bardzo wiele firm zarówno północnoamerykańskich, jak i europejskich, wykazało straty zamiast zysku. Nie jest to wielkim zaskoczeniem w przypadku Meksyku i Brazylii, bo już w 2014 r. miały one

ujemny wynik finansowy, jednak straty takich koncernów jak BP, ENI, Statoil czy ConocoPhillips świadczą jak duży zasięg miało załamanie koniunktury w przemyśle naftowym. Spośród firm nieujętych w tabeli, 2015 r. stratami zakończyły również Repsol YPF, Tullow Oil, ÖMV, DONG Energy i MOL Group. Pozostali producenci, chociaż uniknęli strat, to jednak podobnie jak w 2014 r. wykazują znacznie mniejsze zyski. Shell, który z aktywami w wysokości 340 mld USD jest największym europejskim koncernem naftowym, zamknął 2015 r. zyskiem w wysokości 2,2 mld USD, w porównaniu do wyniku 14 mld w 2014 r. Niekorzystne były też wyniki produkcyjne, bo

Tab. 1. Największe firmy naftowe na świecie w 2015 r. (wg Oil & Gas Journal, 2016)

Miejsce w 2015 r.	Miejsce w 2014 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	517,5	82,4	36 292,9	8422,1	–	–	–
2	2	Rosja	Rosneft	204,9	62,5	3433,3	1608,0	131 163,5	70 086,4	4844,8
3	3	Irak	INOC	177,8	1,0	19 807,9	326,1	–	–	–
4	4	Iran	NIOC	159,9	226,5	22 017,6	33 479,4	–	–	–
5	5	Kuwejt	KOC	145,0	16,9	14 108,5	1782,9	–	–	–
6	7	Chiny	PetroChina	135,1	88,6	1184,4	2194,0	368 412,6	265 543,4	6477,5
7	8	Wenezuela	PdVSA	134,6	26,0	41 825,1	5696,8	–	–	–
8	9	Meksyk	Pemex	115,0	66,1	1108,8	243,7	103 197,0	67 786,0	–41 413,0
9	10	Brazylia	Petrobras	113,0	32,8	1521,5	372,2	227 347,0	81 236,1	–8798,5
10	13	Rosja	Łukoil	104,1	24,0	1749,3	674,6	68 325,4	78 238,8	–3984,0
11	14	USA	ExxonMobil	99,5	72,1	1800,6	1008,2	336 758,0	268882,0	16 551,0
12	12	W. Brytania	BP	98,8	78,8	1328,8	1250,8	261 832,0	225982,0	–6400,0
13	11	Nigeria	NNOC	92,1	45,1	5151,6	5281,1	–	–	–
14	15	Angola	Sonangol	90,3	1,4	1323,8	274,8	–	–	–
15	–	Rosja	Gazprom	74,4	444,7	2312,8	23 690,5	23 2061,2	82 651,8	10 958,0
16	17	USA	Chevron	71,4	50,5	592,4	734,3	266 103,0	138 477,0	4710,0
17	18	W. Brytania/ Holandia	Shell	68,9	86,6	466,9	1057,7	340 157,0	264 960,0	2200,0
18	22	Francja	Total	62,8	62,5	779,1	911,4	224 484,0	143 421,0	4786,0
19	20	Rosja	Surgutneftgaz	62,3	9,5	0,0	0,0	50 414,3	13 312,4	10 225,2
20	21	Algieria	Sonatrach	61,4	128,2	1695,8	4501,2	–	–	–
21	25	Chiny	CNOOC	55,8	12,5	393,4	197,9	102 245,3	26 384,2	3115,9
22	24	Oman	PDO	49,8	0,0	737,5	687,7	–	–	–
23	–	Włochy	ENI	46,0	48,4	494,7	517,7	146 370,6	73 558,9	–9537,5
24	23	Norwegia	Statoil	45,0	45,3	290,6	413,9	109 179,8	54 527,8	–4212,7
25	–	USA	ConocoPhillips	37,8	39,7	386,1	337,4	97 484,0	30 935,0	–4371,0

* Liczby ujemne w kolumnie „Zysk netto” oznaczają stratę

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

znaczne zmniejszenie wydobycia ropy nastąpiło w Meksyku (kolejny rok!) i Nigerii, niewielkie spadki wystąpiły w Kuwejcie, Wenezueli i rosyjskiej Rosniefti. Zupełnie inna sytuacja była w USA – mimo niskich cen ropy i poważnego spadku liczby czynnych urządzeń wiertniczych, produkcja firm z grupy OGI150 wzrosła o 6,9% i wynosiła 478 mln t ropy.

Kolejność na tegorocznej liście, ułożonej wg wielkości wydobycia ropy naftowej, jest bardzo podobna do ubiegłorocznej. Nie zmieniły się lokaty na miejscach od 1. do 5., a na następnych czterech nastąpiły tylko przesunięcia o jedno miejsce. Dalej już są większe zmiany – Łukoil awansował z miejsca 13. na 10., ExxonMobil z 14. na 11., na liście pojawił się Gazprom, którego nie było w ub.r., a także ENI i ConocoPhillips. Swoją pozycję poprawiły Total, Oman i chiński CNOOC. W 2014 r. po paroletniej przerwie na liście pojawiła się Libia, ale spadek produkcji ropy z 23,8 mln t w 2014 r. do 20 mln t w 2015 r. wywołany sytuacją wewnętrzną wyeliminował ten kraj z tegorocznego rankingu.

W kategorii zasobów ropy od 2011 r. na czele znajduje się Wenezuela z zasobami 41,8 mld t, powiększonymi w stosunku do poprzedniego roku o 0,3%, przed Arabią Saudyjską z zasobami 36,3 mld t ropy.

Lista amerykańska OGI150 znów się skurczyła – ze 137 firm objętych klasyfikacją z 17 nie można było uzyskać podstawowych informacji i w rezultacie zawiera ona 120 pozycji. Niezmiennie miejsca 1–5 zajmują ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips, Anadarko Petroleum i Occidental Petroleum, dalej są już mniejsze lub większe przetasowania. Pojawiły się dwie firmy, których nie było w 2014 r.: Antero Resources Corp. – 15. miejsce i Rice Energy Inc. na miejscu 38. Najszybciej rozwijająca się firma to Antero Resources z 45-procentowym wzrostem dochodów, drugą wyróżniającą się była Evolution Petroleum Corp., której zysk zwiększył się o 38,8%. Na liście OGI150 nie ma już działającej w Polsce FX Energy wykupionej pod koniec 2015 r. przez PKN Orlen.

Na liście europejskiej umieszczono Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, ale jedynie z informacjami finansowymi, bez danych o wydobyciu i zasobach.

Oznakami wyczekiwanej poprawy koniunktury w przemyśle naftowym może być wzrost liczby czynnych urządzeń wiertniczych. Ze statystyk prowadzonych przez Baker Hughes wynika, że we wrześniu br. na świecie pracowało 1584 urządzenia, o 37 więcej niż w sierpniu, nadal jednak jest to 206 urządzeń mniej niż rok wcześniej. W Europie było 92 czynne urządzenia (spadek o 4), ale zapaść nastąpiła w najważniejszym regionie produkcyjnym jakim jest Morze Północne. W sierpniu br. było tam tylko 27 urządzeń – najniższa liczba od października 1999 r., ale wtedy ropa była po 10 USD za baryłkę. Spadki były również w Afryce i Azji, wzrost nastąpił natomiast na Bliskim Wschodzie i w Ameryce Łacińskiej. Ożywienie nie dotarło do wierceń morskich, ponieważ liczba platform we wrześniu br. zmniejszyła się o 7. Portale amerykańskie z satysfakcją odnotowują informacje, że 7 października br. w USA były 524 czynne urządzenia, o 28 więcej niż wynosiła średnia z poprzedniego miesiąca, podczas gdy 7 stycznia br. pracowało tylko 431. W Kanadzie było to 165 urządzeń.

OPEC. Spotkanie w Algierze 28 września br. było zaplanowane jako międzynarodowe forum energetyczne, ale ponieważ zgromadzili się tam również wszyscy

przedstawiciele krajów zrzeszonych w OPEC odbyła się też 170. Nadzwyczajna Konferencja OPEC. Spekulacje na temat możliwości uzgodnienia wspólnego stanowiska w sprawie limitów wydobycia ropy trwały od czerwca br., tj. od 169. konferencji w Wiedniu, która nie wprowadziła żadnych zmian. Niezmiennie było stanowisko Iranu sprzeciwiającego się ograniczeniu produkcji, natomiast postawa Arabii Saudyjskiej ewoluowała od utrzymania stanu obecnego do dopuszczenia redukcji produkcji. W tle pojawiały się głosy innych producentów – jak Nigeria i Libia, zainteresowanych przede wszystkim spowodowaniem wzrostu cen, ale mających mniejszy udział w rynku. Komunikat końcowy 170. konferencji jest jak zwykle pełen podniosłych stwierdzeń o jedności i współpracy, ale kluczowe jest zdanie, że członkowie opowiadają się za zmniejszeniem produkcji do poziomu 4,42–4,48 mln t/d ropy. High Level Committee przedstawi zalecenia dotyczące limitów dla poszczególnych krajów, które zostaną zatwierdzone na posiedzeniu w listopadzie br. Cięcia produkcji nie są duże, bo we wrześniu wydobycie OPEC wynosiło 4,52 mln t/d, ponadto pojawiły się informacje, że z ograniczeń będą wyłączone Iran, Nigeria i Libia. Podkreśla się, że jest to pierwsza zmiana oficjalnego pułapu produkcji ropy od 8 lat. Jak można się było spodziewać, rynek zareagował szybko: 27 września cena ropy WTI wynosiła 45,93 USD za baryłkę, ropy Brent 47,35 USD, 29 września było to odpowiednio 47,05 i 48,69 USD, a 3 października 48,24 i 50,19 USD.

Norwegia. Na platformie A na złożu Statfjord 19 września br. napełniono „złotą” baryłkę ropy – tak nazwano wyprodukowanie 5 miliardów baryłek (680 mln t) od początku eksploatacji w 1979 r. Uroczystość z udziałem ministra ropy naftowej i energii Torda Liena, a także przedstawicieli Statoilu, ExxonMobil oraz Centrica była okazją do podkreślenia osiągnięć w szczytnym zasobów. Na złożu Statfjord odwiercono 451 otworów i dzięki ciągłym ulepszeniom technologii wiercenia oraz wspomaganiam wydobycia uzyskano systematyczny wzrost produkcji przez cztery kolejne lata. Początkowo możliwości szczytnego złoża oceniano na 40%, obecnie uzyskano rekordowy stopień – 67%. Dochody ze złoża Statfjord, które zasilają gospodarkę norweską, przekroczyły 166 mld EUR. W celu przedłużenia okresu eksploatacji złoża w 2005 r. wdrożono plan przekształcenia złoża ropnego w złożo gazowe przez obniżenie ciśnienia złożowego.

Polska. W miesięczniku Offshore z 16.08.2016 r. znalazła się informacja o zagospodarowaniu złoża Stella położonego w centralnej części sektora brytyjskiego Morza Północnego. Jednym z etapów tych prac była modyfikacja półzanurzalnej platformy FPF-1 z dostosowaniem do wymagań węzła eksploatacyjnego Greater Stella Area. Wykonano ją w Gdańskiej Stoczni Remontowej i zlecił ją wykonanie bardzo dużego zakresu robót związanych z przebudową, nową instalacją rafinerijną i montażem dodatkowego wyposażenia. Jest to tylko jedno spośród wielu zamówień na przebudowę i remonty platform *jack-up* i półzanurzalnych, wiertniczych, a także i produkcyjnych, realizowanych w Gdańskiej Stoczni Remontowej od 2000 r. i związanych z eksploatacją podmorskich złóż ropy. Stocznia buduje tankowce i tankowce-gazowce do przewozu gazu płynnego oraz statki specjalistyczne prze-

znaczone do obsługi wierceń morskich. Wykonano m.in. tak skomplikowane zadanie jak budowa statku FPSO (konwersja z tankowca). Obecnie jednostka ta pod nazwą „Cidade de Rio das Ostras” jest zakotwiczona na Atlantyku na złożu Siri, które eksploatuje koncern Petrobras. Statki do obsługi wydobycia ropy i gazu na morzu buduje też stocznia Remontowa Shipbuilding w Gdańsku. Są to jednostki do obsługi kotwiczenia platform, do transportu ładunków wielkogabarytowych, zaopatrzenia platform, usuwania awarii wiertniczych i inne. Rozwojowym kierunkiem jest napęd silnikami dwupaliwowymi (olej i LNG). Tym samym polskie stocznie umacniają swoją pozycję jako producent skomplikowanych statków, w których są wymagane zaawansowane technologie i wysoka jakość.

Wielka Brytania. Cuadrilla Resources uzyskała w październiku br. zgodę ministra ds. społecznych i samorządowych na wykonanie szczelinowania hydraulicznego w czterech wierteniach poszukiwawczych w utworach łupkowych w basenie Bowland (hrabstwo Lancashire). Wyznaczono tam wstępnie dwie strefy perspektywiczne o zasobach geologicznych szacowanych na 5,6 bln m³ gazu. Poprzednio rada hrabstwa zgłosiła sprzeciw wobec wniosku firmy Cuadrilla. Rozpatrzenie podobnej prośby o zgodę na szczelinowanie w czterech otworach w rejonie Roseacre Wood zostało odroczone przez ministerstwo. Nieco wcześniej akceptację szczelinowania uzyskała firma Third Energy. Dotyczyła ona zabiegów w odwiercie KM8 odwierconym na złożu gazu Kirby Misperton (hrabstwo Yorkshire), z zadaniem zbadania przeławiczeń karbońskich łupków i piaskowców formacji Bowland (wizen-baszkir). Również rada hrabstwa Nottinghamshire wyraziła zgodę na wykonanie szczelinowania w wierceniu poszukiwawczym w rejonie Springs Road. Otwór będzie wiercony pionowo do głębokości 3500 m, a następnie odchyłony do poziomu w celu zbadania gazoności łupków formacji Bowland.

Szwecja. Mimo sprzeciwu części państw UE konsorcjum powołane do budowy gazociągu Nord Stream 2 kontynuuje przygotowania do rozpoczęcia inwestycji. Rząd Szwecji otrzymał wniosek o zezwolenie na budowę 510-kilometrowego odcinka przebiegającego przez szwedzką strefę ekonomiczną, lecz niewchodzącego na wody terytorialne. Będzie on rozpatrywany przez ministerstwo przedsiębiorczości i innowacji. Trasa gazociągu, który ma składać się z dwóch nitek o przepustowości 27,5 mld m³ gazu rocznie każda, jest równoległa do istniejącego gazociągu Nord Stream. Szwecja jest pierwszym krajem, przez którego strefę ekonomiczną ma przebiegać gazociąg i do którego wpłynął wniosek konsorcjum Nord Stream 2, a właściwie Gazpromu, o zgodę na budowę. Pozostałe kraje to Rosja, Finlandia, Dania i Niemcy, ale jak poinformowano, podobne wnioski zostaną złożone na początku 2017 r. i wtedy też odbędą się publiczne konsultacje na temat projektu.

Rosja. Projekt gazociągu South Stream nie doszedł do skutku, ale teraz powrócił pod nazwą TurkStream. Początkiem był list intencyjny podpisany w 2014 r. przez Gazprom i turecki Botas Petroleum Pipeline Corp. Teraz Gazprom informuje, że 15 września br. uzyskał zezwolenie od władz tureckich na budowę morskiego odcinka gazociągu na tureckich wodach terytorialnych. Trasa TurkStream powtarza trasę South Stream i przebiega od miejscowości Anapa w Kraju Krasnodarskim przez Morze

Czarne do Kiyikoy w europejskiej części Turcji, następnie przez Lüleburgaz do Ipsala na granicy grecko-tureckiej. Długość odcinka morskiego wynosi 660 km, lądowego – 250 km. Gazociąg będzie się składać z 4 nitek o przepustowości 15,75 mld m³ każda, łącznie 63 mld m³ gazu rocznie. Pierwsza nitka ma zaopatrywać wyłącznie krajowy rynek Turcji.

Europa. Stan zaawansowania tworzenia Południowego Korytarza Gazowego na posiedzeniu Rady Atlantyckiej 21 września br. zreferował wiceprezes BP Joe Murphy. Korytarz jest podzielony na trzy części:

- South Caucasus Pipeline (SCP) z Azerbejdżanu do Gruzji, z budową równoległej nitki do istniejącego gazociągu;
- Trans Anatolian Pipeline (TANAP) transportujący gaz ze złoża Szach Deniz przez Turcję;
- Trans Adriatic Pipeline (TAP) z Turcji przez Grecję i Albanii do Włoch.

J. Murphy podkreślił, że projekt jest realizowany w odmiennej rzeczywistości ekonomicznej i politycznej od tej jaka istniała w okresie podpisywania kontraktu. Zagospodarowanie złoża Szach Deniz 2 osiągnęło 80%, w Albanii i Grecji w sierpniu rozpoczęła się budowa TAP, we Włoszech wkrótce ma się zakończyć procedura wydawania pozwoleń na budowę lądowych odcinków. Można się wobec tego spodziewać, że termin rozpoczęcia dostaw gazu do Turcji, który jest zaplanowany na drugą połowę 2018 r. będzie dotrzymany.

USA. Na początku października br. firma Caelus Energy Alaska LLC zawiadomiła o odkryciu złoża ropy na Alasce, w płytkowodnej części Morza Beauforta, w rejonie North Slope. W dwóch odwiertach – Tulimaniq-1 i Tulimaniq-2, stwierdzono występowanie serii roponośnej o miąższości przekraczającej 300 m, przy czym miąższość netto wynosi odpowiednio 56 i 68 m. Są to osady podmorskich stożków formacji Brookian (dolna kreda-neogen) i na podstawie zdjęcia sejsmicznego 3D określono, że zajmują powierzchnię 777 km². Nie wykonano dotychczas testów produkcyjnych, ale analizy skał pobranych próbnikami bocznymi potwierdziły występowanie piaszczystej serii zbiornikowej z nasyceniem lekką ropą o ciężarze 0,8016–0,8251 g/cm³ (40–45°API). Ze względu na korzystne własności ropy spodziewany stopień szcerpania może wynosić 30–40%. Zasoby geologiczne tego złoża szacuje się na 816 mln t ropy i miesięcznik Offshore określił je nawet jako „odkrycie klasy światowej”. Operator, którym jest Caelus Energy Alaska, zamierza niebawem odwiercić otwór rozpoznawczy i wykonać uzupełniające zdjęcie sejsmiczne 3D. Ogółem kompleks stożków podmorskich w rejonie koncesji Smith Bay może zawierać 1,3 mld t ropy. Znaczenie złoża Tulimaniq wynika z faktu, że wydobycie na Alasce spadło z 270 tys. t/d w 1988 r. do 63,2 tys. t/d w 2015 r. i potencjalna produkcja 27 tys. t/d ropy bardzo przyczyniłaby się do poprawy sytuacji. Co więcej nowe złożo łatwo może być podłączone do rurociągu transalaskańskiego.

Źródła: Alexander Gas & Oil Connections, Baker Hughes, Hart's E&P, Nord Stream 2 AG, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, Rigzone, Statoil, World Oil