

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Zestawienie 25 największych firm naftowych uszeregowanych według wielkości wydobycia ropy naftowej w 2010 r. (tab.1) bardzo mało się różni od tabeli ubiegłorocznej. Mimo zawirowań na rynkach i znaczących odkryć największe koncerny państwowe i prywatne zachowują swoje pozycje. Nie ma żadnych zmian aż do 6. miejsca, dopiero na

7. miejscu znalazła się *Rosneft*, awansująca z 10. miejsca w ubiegłym roku. Niewielkie przesunięcia dotyczą Wene-

zueli, Abu Zabi i Brazylii, natomiast na dalszych miejscach, aż do numeru 21, znów nic się nie zmieniło. Listę zamyka austriacki *ÖMV*, który w zeszłym roku zajmował daleką pozycję, a teraz zastąpił *Qatar Petroleum Corp.* Ten awans jest dość niespodziewany, bo w 2008 r. *ÖMV* podał wielkość produkcji ropy 8,2 mln t, w 2009 r. 8,5 mln t, a w 2010 r. nastąpił skok do 41 mln t. Zmiany następują również na liście firm kanadyjskich, wśród których nie ma wielkich producentów. W 2009 r. największą produkcję osiągnęła *Canadian Natural Resources Ltd.* – 17,6 mln t ropy, a więc daleko od czołówki, natomiast w 2010 r. poja-

Tab. 1. Największe firmy naftowe na świecie w 2010 r. (wg *Oil & Gas Journal*, 2011)

Miejsce w 2010	Miejsce w 2009	Kraj	Firma	Wydobycie ropy [mln t]	Wydobycie gazu [mld m ³]	Zasoby ropy [mln t]	Zasoby gazu [mld m ³]	Aktywa [mln USD]	Przychód [mln USD]	Zysk netto [mln USD]
1	1	Arabia Saudyjska	<i>SAOC</i>	405,9	71,0	36153,9	7788,2	–	–	–
2	2	Iran	<i>NIOC</i>	187,7	137,0	19044,4	29592,5	–	–	–
3	3	Meksyk	<i>Pemex</i>	133,0	72,5	1439,9	490,1	112706	103751	3841
4	4	W. Brytania	<i>BP (British Petroleum)</i>	120,4	86,8	1463,7	1208,4	272262	308928	3324
5	5	Irak	<i>INOC</i>	119,7	7,9	15985,0	3167,9	–	–	–
6	6	Chiny	<i>PetroChina</i>	119,3	62,9	1567,6	318,7	198749,4	216441,8	22272
7	10	Rosja	<i>Rosneft</i>	117,8	12,3	2517,3	790,5	93829	63047	10672
8	7	Wenezuela	<i>PdVSA</i>	113,1	23,5	29352,6	5061,7	–	–	–
9	8	Abu Zabi	<i>ADNOC</i>	109,7	0,0	12815,8	5999,6	–	–	–
10	9	Brazylia	<i>Petrobras</i>	108,9	0,1	1495,3	337,9	308683	150852	19184
11	11	Kuwejt	<i>KOC</i>	103,0	11,8	14108,5	1782,9	–	–	–
12	12	USA	<i>ExxonMobil</i>	98,6	82,6	1309,1	1324,8	302510	383221	31398
13	13	Rosja	<i>Lukoil</i>	98,4	18,5	1810,5	0,7	84017	104956	9006
14	14	USA	<i>Chevron</i>	97,6	52,0	903,9	686,3	184769	204928	19136
15	15	Nigeria	<i>NNPC</i>	92,6	23,8	5170,8	5288,7	–	–	–
16	16	Angola	<i>Sonangol</i>	90,8	2,2	1320,5	309,6	–	–	–
17	17	W. Brytania/ Holandia	<i>Shell</i>	82,1	72,1	629,4	1333,9	322560	378152	20474
18	18	Libia	<i>NOC</i>	78,6	15,6	6452,4	1547,4	–	–	–
19	19	Francja	<i>Total</i>	68,0	58,3	832,2	729,8	192036	186229	14327
20	20	Algieria	<i>Sonatrach</i>	63,4	84,3	1695,8	4499,7	–	–	–
21	21	Rosja	<i>Surgutnieftgaz</i>	60,8	13,4	0,0	0,0	45137	19638,5	4920,1
22	23	Włochy	<i>ENI</i>	50,6	46,9	503,6	506,1	176586,9	131570,9	9764,8
23	22	Norwegia	<i>Statoil</i>	48,9	42,7	295,2	508,4	110404,5	89404,6	6354,8
24	24	USA	<i>ConocoPhillips</i>	44,2	50,8	502,6	516,1	156314	198655	11417
25	–	Austria	<i>ÖMV</i>	41,0	8,4	76,7	61,1	35360	30847,5	1605,8

¹Ul. Czerniakowska 28 A m. 4, 00-714 Warszawa; jpzagorski@sasiedzi.pl.

wiła się *Sonde Resources Corp.* (dawniej *Canadian Superior Energy Inc.*) z wydobywaniem 32,2 mln t ropy, co dałoby jej 30. miejsce w tabeli. Jak widać, na załączonej liście znajdują się 3 koncerny z USA – *ExxonMobil*, *Chevron* i *Conoco-Phillips*. Otwierają one listę „150”, tradycyjnie zestawianą przez *Oil & Gas Journal* osobno dla firm amerykańskich. Tam zmian jest sporo, ale przeważnie nie są one znaczące. Na uwagę zasługuje awans *Apache Corp.*, które przesuwało się z miejsca 11. na 7. Najszybciej rozwijającą się firmą była *Miller Energy Resources Inc.*, która awansowała z miejsca 126. na 72., dzięki wzrostowi aktywów z 9,9 mln USD w 2009 r. do 500 mln USD w 2010 r. Lista „150” nadal się kurczy – w ubiegłym roku obejmowała 137 firm, w tym roku już tylko 129 firm. Listę dla USA zamyka *Savoy Energy Corp.* z Houston z aktywami 74 000 USD i produkcją ok. 140 t ropy.

Polska. Komunikat *FX Energy Poland* z 27 września br. informuje, że wiercenie Kutno-2 osiągnęło głębokość 1148 m. Po osiągnięciu głębokości 1600 m będzie postawiona kolumna rur 13 3/8" i wtedy nastąpi zmiana urządzenia wiertniczego na IDM 2000, które będzie głębić otwór do docelowej głębokości 6500 m.

Ministerstwo Środowiska podpisało z firmą *GX Technology Poland* umowę dotyczącą programu *PolandSPAN*, który będzie realizowany we współpracy z Państwowym Instytutem Geologicznym – Państwowym Instytutem Badawczym, Instytutem Geofizyki PAN i Instytutem Nauk Geologicznych PAN. Zakres programu określa zatwierdzony w sierpniu br. przez ministra środowiska projekt badań geologicznych *Rozpoznanie wgłębnej budowy geologicznej Polski za pomocą badań sejsmicznych i magnetotellurycznych oraz zintegrowanej interpretacji geologiczno-geofizycznej*. W ramach I fazy, która rozpocznie się w tym roku, planuje się wykonanie 2200 km nowych profili sejsmicznych na obszarze od Pomorza po nieckę lubelską. W następnych etapach wykonana zostanie zbiorcza interpretacja 10 000 km nowych profili sejsmicznych wysokiej jakości i profili z lat wcześniejszych po reprocessingu w połączeniu z danymi otworowymi, magnetotellurycznymi, grawimetrycznymi i magnetycznymi. Pozwoli to na zbadanie głębokich struktur geologicznych i stworzenie aktualnych modeli basenów osadowych, w tym także dokładniejszego rozpoznania dolnopaleozoicznych formacji łupkowych.

GX Technology była pionierem w przygotowywaniu oprogramowania do przetwarzania sejsmicznego, m.in. migracji głębokościowej przed składaniem – *PreSDM (Pre stack depth migration)* i modelowania złóż. Obecnie jest filią *ION Geophysical Corp.* – poprzednio *Input/ Output*.

Zakup przez PGNiG SA udziałów *Vattenfall Heat Poland* potwierdza założenia strategii spółki, w których energetyka jest jednym z trzech kluczowych kierunków. Aktywa *Vattenfall* w Warszawie obejmują elektrownie ciepłowne *Siekierki*, *Żerań* i *Pruszków* oraz ciepłownię *Kawęczyn* i *Wola*. Są to bloki opalane węglem (z wyjątkiem ciepłowni *Wola*), które w przyszłości mogą być zastąpione przez gazowe jednostki kogeneracyjne. Wartość transakcji wynosi 2,96 mld PLN.

Europa. Dokument pod hasłem *Polityka energetyczna Unii Europejskiej: negocjacje z partnerami spoza UE*, przyjęty 7 września br., upoważnia Unię Europejską do

negocjacji z Azerbejdżanem i Turkmenistanem na temat prawnie wiążącego traktatu o budowie systemu przesyłowego gazu ziemnego z rejonu Morza Kaspijskiego do Europy. Jest to pierwsze konkretne posunięcie w realizacji założeń programu *Transkaspjski System Rurociągów*, który przewiduje budowę podmorskiego gazociągu z Turkmenistanu do Azerbejdżanu przez Morze Kaspijskie, a następnie połączenia z istniejącym systemem transportowym. Transkaspjski System Rurociągów wchodziłby w skład większego projektu znanego pod nazwą Południowego Korytarza. Rozmowy, które rozpoczęły się 12 września br., dotyczą zasad udziału stron w projektowaniu, finansowaniu, budowie i eksploatacji przyszłego gazociągu. Końcowy traktat musi być uzgodniony i zaaprobowany przez 27 państw członkowskich UE.

Turkmenistan. Brytyjska firma audytorska *Gaffney, Cline&Associates* opublikowała wyniki najnowszego oszacowania zasobów gazowo-kondensatowego złoża South Jolotan-Osman (Jeloten), odkrytego pod koniec 2006 r. Poprzednio oceniano, że zasoby geologiczne złoża zajmującego powierzchnię ponad 3000 km² wynoszą 4–14 bln m³ gazu, teraz jest to 13–21,2 bln m³. Stawia to turkmeńskie złożo na drugim miejscu na liście największych światowych złóż gazowych, po złożu SouthPars/North Dome z zasobami 51 bln m³ gazu. Peter Holding z firmy *Gaffney* powiedział, że ciągle nie ma pełnej informacji o złożu, ale jego zasięg na NW raczej jeszcze się zwiększy, także skłon SE może się poszerzyć. Interwał gazonośny ma miąższość 353 m. Zainteresowanie udziałem w zagospodarowaniu złoża South Jolotan jest bardzo duże, swoje biura w Aszchabadzie założyły już *ExxonMobil*, *Chevron*, *PetroChina*, *Petronas*, *Shell* i *Statoil*.

Azerbejdżan. Na bloku Apszeron na Morzu Kaspijskim w wierceniu X-2 stwierdzono istnienie interwału gazonośnego o miąższości netto 152 m w piaszczystych utworach o bardzo dobrych własnościach zbiornikowych. Otwór jest zlokalizowany na północnym skłonie struktury o powierzchni 270 km², ok. 100 km na SE od Baku i 25 km od złoża gazowo-kondensatowego Szach Deniz. Przypuszczalnie poziomy zbiornikowe występują na całym północnym skrzydle rozległej struktury. Obecnie otwór osiągnął głębokość 6550 m, ale zostanie pogłębiony w celu zbadania głębszych horyzontów perspektywicznych. Głębokość wody wynosi 500 m. Wstępne szacunki zasobów gazu ziemnego i kondensatu mówią o 200 mld m³. Wiceprezes ds. poszukiwań firmy *Total* Marc Blaisot stwierdził, że jest to strefa obiecująca pod względem wielkości zasobów, ale jednocześnie obciążona wysokim ryzykiem ze względu na głębokość i wysokie ciśnienia. *Total* jest operatorem na bloku Apszeron, posiadając 40% udziałów, pozostali udziałowcy to azerski *SOCAR* z 40% udziałów i *GDF Suez* z 20%.

Francja. Rząd francuski anulował trzy koncesje na poszukiwanie gazu łupkowego w południowo-zachodniej Francji, dwie dla *Schuepbach Energy LLC* z Dallas i jedną dla *Totalu*. Minister ekologii Nathalie Kosciusko-Morizet w wywiadzie dla AFP powiedziała, że ponieważ firma *Schuepbach* nie przedstawiła w wymaganym terminie 2 miesiące projektu wiercenia z zastosowaniem innych

metod niż szczelinowanie hydrauliczne, zdecydowano się na cofnięcie pozwoleń. Projekt wiercenia przedłożony przez *Total* nie przewidywał szczelinowania, ale władze uznały go za „mało wiarygodny”.

Stanowisko rządu poparł Gerard Mestrallet, szef koncernu *GdF Suez*, który oświadczył, że *GdF Suez* nie uczestniczy obecnie w żadnym projekcie eksploatacji gazu łupkowego, chociaż posiada takie koncesje w Niemczech. G. Mestrallet odwołał się do kampanii sprzeciwu wobec stosowania szczelinowania hydraulicznego w USA i stwierdził, że technologia wierceń musi być ulepszona tak, aby w maksymalnym stopniu zapewnić ochronę środowiska.

Ukraina. Minister ds. energii Jurij Bojko skomentował podpisanie umowy o współpracy Ukrainy z koncernem *Shell* w sprawach poszukiwań gazu niekonwencjonalnego jako ważnego kroku w intensyfikacji poszukiwań węglowodorów. Umowa dotyczy 6 bloków koncesyjnych: Szebielinski, Zachodnio-Szebieliński, Pawłowski-Switłowski, Melechiwski, Gersewaniwski i Nowo-Meczabiliwski. Znajdują się one w zapadlisku dniewprowsko-donieckim, gdzie perspektywy występowania gazu łupkowego są związane z utworami famenu, franu i wizenu. Dyrektor wykonawczy *Shell* Peter Voser zapowiedział dostarczenie technologii niezbędnej do zwiększenia produkcji energii oraz skierowanie specjalistów koncernu na Ukrainę. W pierwszym etapie koszty realizacji umowy wyniosą 200 mln USD, całość zamknie się kwotą 800 mln USD.

Iran. Nowa inicjatywa Iranu dotyczy budowy gazociągu o zdolności przesyłowej 40 mld m³ gazu rocznie, który byłby w stanie zaspokoić 15 do 20% potrzeb Europy. Szef *National Iranian Gas Export Co.* Hossein Bidarmaghz przedstawił projekt gazociągu eksportowego przebiegającego przez Irak, Syrię, Liban i Morze Śródziemne do Europy południowej. W czerwcu br. Irak, Irak i Syria podpisały list intencyjny w sprawie budowy gazociągu o długości 5000 km kosztem 10 mld USD. Po zakończeniu zagospodarowania złóż gazu w Iraku powstanie możliwość dodania 20 do 25 mln m³/d gazu do eksportu irańskiego. Trwają prace studialne nad projektem tej inwestycji. Należy pamiętać o sankcjach wobec Iranu, które mogą storpedować projekt rządu irańskiego.

Pakistan. Rosnący deficyt w zaopatrzeniu w gaz ziemny sprawia, że ukończenie budowy gazociągu Iran-Pakistan jest dla Pakistanu niezwykle ważne. Gazociąg ma przebiegać od Iranshahr w Iranie do Nawabshah w Pakistanie, a jego koszt szacuje się na 1,2–1,5 mld USD. Kontrakt międzypaństwowy przewiduje dostawy 7–8 mld m³/d gazu od 2014 r. Minister spraw zagranicznych Iranu Ali Akbar Salehi powiedział 8 września br.: *rurociąg dotarł już niemal do granicy Pakistanu*. Odcinek pakistański liczy ponad 700 km i jest realizowany z dużym opóźnieniem, m.in. dlatego, że firmy pakistańskie zgromadziły fundusze w wysokości tylko 210 mln USD. Dlatego też niedawno

rząd zachęcał banki chińskie do udziału w tej inwestycji. Początki tego projektu sięgają roku 1994 i kilkakrotnie przygotowania były wstrzymywane z przyczyn politycznych i finansowych, a także zagrożeń ze strony ruchów separatystycznych w Pakistanie.

Gujana Francuska. Odkrycie w 2007 r. u wybrzeży Ghany złoża Jubilee o zasobach szacowanych na 95–136 mln t ropy było impulsem do poszukiwania po drugiej stronie Atlantyku podobnego basenu roponośnego. Takie właśnie było zadanie wiercenia *Zaedyus* w Gujanie Francuskiej oznaczonego symbolem GM-ES-1. Hipoteza okazała się trafna, bo w otworze o głębokości 5711 m stwierdzono występowanie stożków turbidytowych i przewiercono horyzont roponośny o miąższości netto 72 m. Wyniki pomiarów otworowych i analiz płynów złożowych wskazują na bardzo dobre własności zbiornikowe interwału piaszczystego. Otwór będzie pogłębiony do 6000 m w celu zbadania niżej zalegających formacji. Jest to akwen głębokowodny – głębokość wody wynosi 2048 m. Operatorem bloku koncesyjnego jest *Tullow Oil plc*, pozostali partnerzy to *Shell* i *Total*.

Wiertnictwo. W zatoce St. Vincent w pobliżu Vancouver przeprowadzono testy nowego podwodnego urządzenia wiertniczego, którego udoskonalenie może mieć duże znaczenie w rozwoju wierceń morskich. *Seafloor Drill* (pełna nazwa *Gregg Seafloor Drill System*) jest samodzielnym modułem wiertniczym, zdalnie sterowanym i przystosowanym do pracy na wodach do głębokości 3000 m. Waga modułu o wymiarach 5,4 x 3,8 x 6,6 m wynosi 10 t. Wykonanie wiercenia i pobranie rdzeni nie wymaga użycia statku wiertniczego – moduł jest opuszczany ze statku pomocniczego i umieszczany na dnie morskim. Eliminuje się też stosowanie rizeru. Producentem urządzenia jest firma *Gregg Marine Inc.* Trwające 4 tygodnie próby na głębokości 250 m wykazały pełną sprawność i funkcjonalność urządzenia wiertniczego. Sukcesem zakończyło się też rdzeniowanie – pobierano rdzenie zarówno z osadów nieskonsolidowanych, jak i z granitów. Testy prowadzono we współpracy z *Schilling Robotics LLC*, firmą specjalizującą się w certyfikacji sprzętu podwodnego. *Seafloor Drill* jest przeznaczone do badań geotechnicznych i zasięg głębokościowy wiercenia (i rdzeniowania) wynosi 150–200 m poniżej dna, co oczywiście w obecnej postaci nie wystarcza do celów poszukiwań podmorskich. Jednakże zastosowane systemy zasilania, sterowania i telemetrii mogą być wykorzystane w konstrukcji kolejnych urządzeń wiertniczych o większych możliwościach. *Gregg Marine Inc.* produkuje też *Cone Penetration Testing Unit* – modyfikację *Seafloor Drill* przystosowaną do badania wytrzymałości i stopnia zagęszczenia gruntów (osadów dennych) z użyciem sondy stożkowej.

Źródła: Alexander Gas & Oil Connections, EngineerLive, FX Energy, iraniangas.ir, mos.gov.pl, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, PAP, PGNiG, Rapid, Reuters, Rigzone, Tullow Oil, World Oil