

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Liczba nowych odkryć złożowych w 2011 r. była większa niż w latach ubiegłych i wyniosła 242, co przyczyniło się do intensyfikacji działalności poszukiwawczo-wydobywczej i rozpoczęcia prac na nowych obszarach. Wysokie ceny ropy w połączeniu z nowymi rozwiązaniami technicznymi spowodowały uruchomienie wielu zasobów gę-

bokowodnych, których udostępnienie poprzednio ze względu na warunki techniczne i kryteria ekonomiczne nie było brane pod uwagę. Wiązało się to jednak z większymi kosztami; w opracowaniu opublikowanym przez agencję analityczno-konsultingową GlobalData przewiduje się wzrost nakładów w sektorze ropy i gazu w br. o 13,4% w porównaniu z rokiem ubiegłym. Największy udział ma Ameryka Północna z kwotą 254,3 mld USD, co stanowi 24,5% ogólnej sumy nakładów. Jednocześnie w tym regionie najwyższa była też stopa wzrostu wydatków – 15,7%. Niewiele mniej, bo 253,1 mld USD, przypada na Azję i Oceanie, nieco mniejsze nakłady (229,6 mld USD) są prognozowane na Bliskim Wschodzie i w Afryce. W tym ostatnim regionie duże znaczenie ma Afryka Zachodnia, o czym świadczy wielkość wydobycia ze złóż podmorskich: w 2001 r. – 114 mln równoważnika ropy naftowej, a w 2011 r. – 217,6 mln t i przewidywane w 2020 r. – 300 mln t. W przybliżeniu połowa nakładów przypada na narodowe koncerny naftowe, w pierwszym rzędzie na Petrosbras, a następnie na Petronas i China National Petroleum Corp.

Wysokie ceny ropy naftowej w 2011 r. sprawiły, że większość firm naftowych zakończyła rok z bardzo dobrymi wynikami finansowymi i umocniła swoją pozycję. Średnia cena ropy WTI w 2011 r. wzrosła o 28%, cena ropy Brent zwiększyła się o 38% i znalazło to swoje odbicie w wysokości zysków. Na liście największych firm uszeregowanych według wielkości wydobycia ropy (tab. 1) nie zawsze można to prześledzić, ponieważ narodowe koncerny, takie jak Saudi Arabian Oil Co., nie publikują danych dotyczących aktywów, przychodów czy nakładów kapitałowych. Pod względem wielkości aktywów czołowe miejsce zajmuje Shell z aktywami w wysokości 345,2 mld USD, za nim jest ExxonMobil posiadający aktywa 331 mld USD i Petrobras z aktywami 319,4 mld USD. Dalsze miejsca zajmują Gazprom – 296 mld USD i BP – 293 mld USD. W Azji szybko powiększa się potęga PetroChina – 245,2 mld, za nim jest Petronas – 145 mld USD. Największy koncern w Australii, BHP Biliton, dysponuje aktywami 102,8 mld USD. Na liście krajów z największym wydobyciem ropy naftowej w porównaniu z rokiem ubiegłym nie zmieniły się tylko 3 pierwsze miejsca: Arabia Saudyjska, Iran i Meksyk. Na pozycję 4. awansował Kuwejt, zajmując miejsce BP, które wskutek moratorium na wiercenia w Zatoce Meksy-

kańskiej i zwiększonych nakładów na utrzymanie urządzeń zanotowało spadek wydobycia ropy o 10% i przesunęło się na miejsce 11. Mimo kłopotów, zyski BP wzrosły dwukrotnie i osiągnęły kwotę 26 mld USD. Drugą znaczniejszą zmianą jest 10. miejsce Nigerii, która poprzednio zajmowała miejsce 15. W pozostałej części tabeli przesunięcia są niewielkie, natomiast wzrost wydobycia ropy na Bliskim Wschodzie spowodował pojawienie się na liście Omanu i Kataru, których rok temu na niej nie było. Nie ma też austriackiej ÖMV, która znalazła się na ubiegłorocznej liście wskutek redakcyjnego przeoczenia „Oil & Gas Journal” i zamiany rubryk wydobycia ropy i gazu.

Jak wspomniano w wstępie, kryterium do klasyfikacji na liście jest wielkość wydobycia ropy naftowej. Gdyby wziąć pod uwagę wielkość wydobycia gazu ziemnego, lista wyglądałaby zupełnie inaczej. Bezapelacyjnie pierwsze miejsce zajmuje Gazprom z produkcją 512,8 mld m³ gazu, druga jest National Iranian Oil z produkcją 170,9 mld m³, następnie Qatar Petroleum – 117 mld m³, ExxonMobil – 93,5 mld m³, BP – 77,7 mld m³, Sonatrach – 77,3 mld m³, Saudi Arabian Oil – 77 mld m³, Shell – 69,6 mld m³, Pemex – 68,1 mld m³, PetroChina – 67,8 mld m³ i Total – 63 mld m³.

Odrębna lista OGJ150, która jest zestawiana dla firm giełdowych mających siedzibę w USA i tamże posiadających zasoby węglowodorów, kurczyła się od paru lat i w 2010 r. liczyła tylko 129 pozycji, teraz zwiększyła się do 145 pozycji. Generalnie zmiany są niewielkie, nie zmieniła się czołówka największych – ExxonMobil, Chevron, Conoco-Phillips i Occidental Petroleum. Niektóre firmy, które dopiero pojawiły się na liście, zajmują dość wysoką lokatę, np. Linn Energy jest na 20. miejscu, a High Mount Exploration & Production na miejscu 43. Największy sukces w 2011 r. odniosła firma Callon Petroleum, która w ciągu jednego roku zwiększyła swój kapitał akcyjny z 15,8 mln USD do 199 mln USD. Spośród firm amerykańskich działających w Polsce FX Energy poprawiło swoją pozycję z 99 na 97.

Przygotowania Gazpromu do rozpoczęcia wierceń z platformy „Prirazłomnaja” w Zatoce Peczorskiej zostały zakłócone przez akcję aktywistów organizacji Greenpeace, którzy 24 sierpnia br. przez 12 godzin uniemożliwiali pracę na platformie; w końcu zostali zmuszeni do jej opuszczenia przez załogę. Greenpeace prowadzi kampanię przeciwko poszukiwaniom węglowodorów w Arktyce, argumentując, że zagrożenia dla środowiska naturalnego na obszarach arktycznych związane z wierceniami i eksploatacją ropy naftowej i gazu ziemnego są znacznie większe niż w innych regionach świata. Co więcej, Greenpeace twierdzi, że Gazprom nie jest przygotowany do likwidacji skutków możliwych awarii i wycieków i nie ma również planu zarządzania kryzysowego. Ekipa Greenpeace, licząca 14 osób wraz z dyrektorem generalnym Kumi Naidoo, ponownie

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

Tab. 1. Największe firmy naftowe na świecie w 2011 r. (wg Oil and Gas Journal, 2012)

Mejsce w 2011 r.	Mejsce w 2010 r.	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	SAOC	461,7	77,0	36239,2	6558,0	–	–	–
2	2	Iran	NIOC	177,7	170,9	20710,3	27833,4	–	–	–
3	3	Meksyk	Pemex	129,1	68,1	1406,2	410,5	109600	111393	19099
4	11	Kuwejt	KOC	124,2	11,9	13905,5	1429,8	–	–	–
5	8	Wenezuela	PdVSA	124,0	20,2	28930,3	4649,2	–	–	–
6	5	Irak	INOC	122,8	7,2	19604,7	2657,5	–	–	–
7	6	Chiny	PetroChina	120,5	67,8	1524,5	1588,3	245274,2	310796	1103,3
8	7	Rosja	Rosneft	116,8	12,8	2514,1	715,3	105968	91975	12589
9	9	Abu Zabi	ADNOC	116,7	–	12631,4	476,6	–	–	–920
10	15	Nigeria	NNPC	108,1	26,0	5096,4	4300,3	–	–	–
11	4	W. Brytania	BP	107,1	77,7	1447,4	1075,4	293068	375517,0	26097
12	10	Brazylia	Petrobras	100,8	0,1	1477,2	295,0	319410	145915	20121
13	14	USA	Chevron	91,9	51,1	884,3	683,5	209474	253706	27008
14	12	USA	ExxonMobil	90,0	93,5	1385,5	1081,3	331052	486429	42206
15	13	Rosja	Lukoil	88,3	21,3	1797,9	0,5	91192	133650	9826
16	16	Angola	Sonangol	83,5	1,0	1301,5	260,9	–	–	–
17	17	W. Brytania/ Holandia	Shell	76,2	69,6	590,9	1135,8	345257	484489	31185
18	20	Algieria	Sonatrach	63,3	77,3	1671,4	3789,0	–	–	–
19	19	Francja	Total	60,9	63,0	792,4	732,0	212263	231838	1513
20	21	Rosja	Surgutnieftgaz	60,8	13,0	2514,1	715,3	51420	25726	7402,2
21	23	Norwegia	Statoil	46,6	40,6	311,8	421,3	126897	112326,4	13147
22	–	Oman	Petroleum Development Oman	42,9	29,1	753,5	714,9	–	–	–
23	22	Włochy	ENI	41,9	42,2	429,4	385,0	185442,5	154730,8	10924,2
24	22	Katar	Qatar Petroleum	40,6	117,0	3477,1	21208,7	–	–	–
25	24	USA	ConocoPhillips	37,3	46,2	522,9	419,4	153230	251225	12502

podjęła działania 27 sierpnia, blokując statek „Anna Achmatowa”, przewożący pracowników na platformę. Protestujący uniemożliwili podniesienie kotwicy, przykuwając swoje łodzie do łańcucha kotwicznego. Platforma „Prirazłomnaja” jest posadowiona na złożu o tej samej nazwie, którego zasoby szacuje się na 35 mln t ropy. Akcja trwała 5 dni, po czym statek Greenpeace „Arctic Sunrise” odpułynął w kierunku Svalbardu, aby badać stan powłoki lodowej. Kolejne działania zostało podjęte 5 września w Moskwie, gdzie 10-osobowa grupa próbowała blokować główną siedzibę Gazpromu. Uczestnicy zostali zatrzymani przez policję i ukarani grzywnami.

Europa. Raport „Pomoc w identyfikacji potencjalnych zagrożeń dla środowiska i zdrowia ludzkiego pochodzących z działalności przemysłu naftowego, wykorzystującej szczelinowanie hydrauliczne w Europie”, opracowany na zlecenie Komisji Europejskiej przez brytyjską firmę AEA Technology i opublikowany 7 września br., może być poważnym problemem dla państw członkowskich, które są zaangażowane w poszukiwania gazu z łupków. W obszernym dokumencie (292 strony) omówiono szczegółowo wszystkie czynniki występujące nie tylko przy szczelinowaniu hydraulicznym, ale w ogóle przy prowadzeniu wierceń, które mogą mieć niekorzystny wpływ na środowisko lub zdrowie ludzi. Zestawiono również regulacje istniejące w Unii Europejskiej, które mogą dotyczyć poszukiwań gazu z łupków i które, zdaniem autorów, wymagają zmian lub są nie dość precyzyjne. Autorzy raportu podają, że

opierali się głównie na doświadczeniach z USA, ale nie cytują żadnych negatywnych opinii lub danych świadczących o uszczerbku dla środowiska. Przytaczają jedynie informacje o zainteresowaniu opinii publicznej i władz tymi zagadnieniami połączonym z przeglądem prawodawstwa i uściśleniem przepisów w niektórych przypadkach. Koordynator opracowania Mark Broomfield twierdzi też, że „do tej pory tylko w Polsce (6 wierceń) i w W. Brytanii (1 wiercenie) wykonywano szczelinowanie hydrauliczne”. W rzeczywistości zabiegi szczelinowania są stosowane we wszystkich krajach europejskich od wielu lat.

Tymczasem postęp w udostępnianiu niekonwencjonalnych zasobów węglowodorów, a przede wszystkim gazu z łupków, nie ogranicza się już tylko do USA i nie jest przejściowym zjawiskiem. Przeglądając wiadomości choćby z ostatnich tygodni dowiadujemy się o rozpoczęciu poszukiwań lub przygotowaniach do nich w Turcji, na Ukrainie, w Kanadzie, Argentynie, Australii, Chinach, Indiach i W. Brytanii. W Republice Południowej Afryki właśnie cofnięto moratorium na prace dotyczące rozpoznania gazu z łupków. Na tym tle wypowiedź rzecznika Komisji Europejskiej ds. środowiska Joe Hennona, który eksponuje wątpliwości i zastrzeżenia, a pomija korzyści płynące z wykorzystania nowego surowca energetycznego, wyraża raczej podejście Francji i Bułgarii niż pozostałych członków UE.

Polska. Wiercenie Kutno-2, wykonywane wspólnie przez PGNiG SA i FX Energy w sierpniu br., osiągnęło głębokość 6210 m w utworach cechsztynu. W interwale cechsztyńskim

zapuszczono i zacementowano kolumnę rur traconych. Po przewierceniu korka cementowego i przed rozpoczęciem rdzeniowania płuczka zostanie wymieniona na lżejszą.

Po informacjach firmy San Leon Energy o stwierdzeniu występowania trzech horyzontów gazonośnych w odwiercie Siciny-2 na monoklinie przedsudeckiej (Prz. Geol., 60: 416–418), 30 sierpnia br. nadeszła następna wiadomość o pozytywnych wynikach wiercenia Lelechów-SL1 w tym rejonie, w obrębie koncesji Nowa Sól. Analizy rdzeni i profilowania geofizyczne wykazały obecność ropy ruchomej w spękanych utworach dolomitu głównego. Przewiduje się oczyszczenie otworu po uruchomieniu pompy głębinowej i wykonanie testów produkcyjnych. Otwór Lelechów-SL1 został zakończony na głębokości 1167 m. W sąsiedztwie rozpoczyna się wiercenie otworu Czaślaw-SL1.

Brazylia. W basenie Santos, w którym znajduje się ogromne złożo Tupi, w obrębie bloku BM-S-8 odkryto w utworach podsolnych nowe złożo ropy Carcará. Interwał roponośny jest zbudowany ze skał węglanowych o bardzo dobrych parametrach porowatości i przepuszczalności. Próbkę ropy pobrane z głębokości 6131 m wskazują, że jest to ropa średnia o ciężarze 0,8707 g/cm³ (31° API). Petrobras podaje, że miąższość horyzontu roponośnego określono wstępnie na 400 m, ale wiercenie jest kontynuowane (obecnie jest na głębokości 6213 m) i ma określić całkowitą miąższość interwału produktywnego, jak również sprawdzić głębsze horyzonty. Nowa akumulacja węglowodorów znajduje się w odległości 232 km od wybrzeża. Podobnie jak złożo Tupi, jest to złożo ultragłębokowodne, głębokość wody wynosi 2027 m.

Kolejne odkrycie złożowe jest zlokalizowane na północy Brazylii w stanie Bahia, w basenie Sergipe-Alagoas. W wierceniu Moita Bonita w obrębie bloku BM-SEAL-10 na głębokości 5070 m nawiercono 300-metrowy horyzont produktywny. Najbardziej interesujący jest interwał porowatych piaskowców z ropą, gazem i kondensatem o miąższości 52 m. Z próbki uzyskano próbki lekkiej ropy o dobrej jakości. Nowe złożo znajduje się w odległości 85 km od wybrzeża, głębokość wody wynosi 2775 m. Kilka dni później w otworze Barre 1, odległym o 30 km od Moita Bonita, po pogłębieniu stwierdzono akumulację ropy. Wszystkie najnowsze odkrycia znajdują się na koncesjach Petrobrasu.

Chiny. Transakcja zakupu za 15,1 mld USD kanadyjskiej firmy Nexen przez chiński koncern CNOOC (China National Oil Offshore Co.) wzbudziła duże zainteresowanie zarówno ze względu na swą wielkość, jak również z uwagi na wejście chińskich inwestorów na rynek północnoamerykański. Może to być test, czy główni gracze na światowym rynku naftowym akceptują dostęp kapitału chińskiego do strategicznych zasobów surowców energetycznych. Nexen ma swoje aktywa w Kanadzie, w brytyjskim sektorze Morza Północnego (53%), Afryce Zachodniej i Zatoce Meksykańskiej i produkuje 28 tys. t/d ropy. W Kanadzie koncesje obejmują piaski roponośne i gaz z łupków w Kolumbii Brytyjskiej. Poprzednio, w 2005 r., CNOOC chciał wykupić amerykańską firmę Unocal, ale realizacja kontraktu napotykała na liczne przeszkody i ostatecznie Unocal został przejęty przez ChevronTexaco (obecnie Chevron) za kwotę 16,8 mld USD.

Transakcja z Nexenem jest tylko jedną z serii chińskich zagranicznych inwestycji naftowych. Niedawno CNOOC

kupił od Shella 40% udziałów w koncesji na poszukiwania i wydobywanie gazu w obrębie bloku D w Katarze. Podobną operację w tym samym okresie przeprowadził koncern PetroChina, nabywając od GDF Suez udziały w bloku gazowym 4 w Katarze. Z kolei Sinopec kupił za 1,5 mld USD 49% udziałów w koncesjach na Morzu Północnym w sektorze brytyjskim od Talisman Energy. W ubiegłym roku ten sam koncern kupił za 7,1 mld USD 40% udziałów w koncesjach brazylijskich argentyńskiego YPF. W 2009 r. Sinopec przejął amerykańską firmę Addax Petroleum za sumę 7,2 mld USD.

USA. Sekretarz Departamentu Spraw Wewnętrznych Ken Salazar zezwolił koncernowi Shell na rozpoczęcie prac przygotowawczych do wiercenia poszukiwawczego na Morzu Czukockim u wybrzeży Alaski. Zgoda jest jednak obwarowana spełnieniem wielu dodatkowych warunków, zanim zostanie wydana ostateczna decyzja umożliwiająca rozpoczęcie wiercenia. Jedną z klauzul jest obecność na miejscu przyszłego wiercenia specjalistycznego statku do zbierania wycieków „Arctic Challenger”, który przejdzie przedtem inspekcję Biura Bezpieczeństwa i Nadzoru Środowiskowego. W ramach przygotowań zostanie wykonana bodnia głębokości 12 m, zostaną zacementowane dwie kolumny rur okładzinowych sięgające do 1400 m i zainstalowana będzie głowica przeciwwybuchowa. Ken Salazar zapowiedział, że nadzór prac poszukiwawczych będzie bardzo ścisły i normy bezpieczeństwa będą rygorystycznie przestrzegane. Shell w ciągu 20 lat wyasygnował na wiercenia w Arktyce 4,5 mld USD i planował odwiercenie w pobliżu Alaski pięciu kolejnych otworów, ale przeciągające się formalności i przygotowania spowodowały ograniczenie tego programu do dwóch wierceń: jednego na Morzu Czukockim i drugiego na Morzu Beauforta. Co więcej, ważność pozwoleń wygasa we wrześniu i październiku br.

Rosja. Drugi partner Gazpromu w konsorcjum Shtokman Development AG jest zaniepokojony sygnałami z rosyjskiego koncernu o bezterminowym przesunięciu daty rozpoczęcia inwestycji na złożo Sztokmanowskoje na Morzu Barentsa. Poprzednio z konsorcjum wycofał się Statoil (Prz. Geol., 60: 465–467). Francuski Total jeszcze nie kończy definitywnie swojego zaangażowania w konsorcjum, ale doszedł do wniosku, że w obecnych warunkach jest to zbyt kosztowny projekt. Równocześnie Total podkreśla, że ogromne zasoby złoża Sztokmanowskoje w sytuacji rosnącego zapotrzebowania na gaz ziemny są zbyt ważne, aby całkowicie zrezygnować z ich wykorzystania i należy prowadzić nadal analizy w celu opracowania ekonomicznie uzasadnionego projektu udostępnienia złoża.

Uzbekistan. Pod koniec 2011 r. Łukoil rozpoczął eksploatację gazu ze złoża Gissar w południowej części kraju. W sierpniu br. w obrębie bloku Gissar SW odkryto nowe złożo gazowo-kondensatowe. Na głębokości ponad 3000 m występują węglanowe utwory górnourajskie nasycone gazem. W próbach uzyskano przyływ 650 tys. m³/d gazu i przeszło 70 t/d kondensatu. Operatorem jest Łukoil Overseas Uzbekistan, spółka zależna Łukoilu.

Źródła: FX Energy, Greenpeace, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, Petrobras, PKN Orlen, Rapid, San Leon Energy, Statoil, Upstream, World Oil