

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski*



OPEC. Zwykle decyzje o zmianach limitów wydobycia ropy naftowej są podejmowane na plenarnych spotkaniach członków OPEC. Ostatnia konferencja OPEC, która odbyła się 11 września ub. roku w Wiedniu nie wprowadziła żadnych korekt uznając, że sytuacja rynkowa nie wymaga interwencji. Termin następnej konferencji wyznaczono na 14 grudnia

2006 r. Tymczasem już w październiku pojawiły się wypowiedzi przedstawicieli państw członkowskich o potrzebie zmniejszenia produkcji ropy. Niewątpliwie wpłynęły na to niskie ceny ropy — 4 października ropa Brent kosztowała 55,22 USD za baryłkę. Sytuacja wyjaśniła się po spotkaniu konsultacyjnym zorganizowanym w Doha w Katarze, w dniach 19–20 października 2006 r. Zgodnie z przewidywaniami wydobycie zmniejszono, niespodzianką była tylko skala redukcji, ponieważ limity obniżono nie o 1 mln b/d, lecz aż o 1,2 mln b/d. Wielkość limitów wydobycia ropy dla poszczególnych krajów podano w tab. 1. Tym razem reakcja rynku była niezauważalna. Analitycy z francuskiej grupy finansowej *Société Générale* przypominają, że w ciągu ostatnich dwóch lat limity oficjalnie prawie nie zmieniły się, natomiast w rzeczywistości były notorycznie przekraczane, toteż odbiorcy ropy nie obawiają się zbytnio ograniczenia podaży. Potwierdzają to doniesienia z Indonezji, która nie przyłączy się do ograniczeń produkcji ropy, ponieważ ma kłopoty z utrzymaniem poziomu wydobycia. Nowy limit wynosi 192 tys. t/d, tymczasem we wrześniu średnie wydobycie wynosiło 117 tys. t/d ropy. Podobne problemy mają Wenezuela i Nigeria.

Tab. 1. Limity wydobycia OPEC [w tys. t/d]

Kraj	Od 5.07.2005	Zmniejszenie wydobycia	Od 1.11.2006
Algieria	121,6	8,0	113,6
Arabia Saudyjska	1237,5	51,6	1185,7
Indonezja	197,3	5,3	192,0
Iran	558,9	23,9	535,0
Katar	98,7	9,8	93,9
Kuwejt	305,6	13,6	291,9
Libia	204,0	9,8	194,2
Nigeria	313,6	13,6	300,0
Wenezuela	438,3	18,7	419,5
Zjedn. Emiraty Arabskie	332,4	13,7	318,6
Razem	3808,0	163,2	3644,8

*ul. Czerniakowska 28 B m. 19, 00-714 Warszawa; jpzagorski@sasiedzi.pl

Świat. Statystyka wydobycia ropy naftowej i kondensatu w 2005 r. zamieszczona we wrześniowym numerze *World Oil* (tab. 2) różni się nieco od danych z lutego 2006 r. (*Prz. Geol.* nr 5/2006, str. 385). Przede wszystkim mniejszy jest przyrost produkcji ropy w stosunku do roku 2004 — tylko 0,2%, poprzednio było to 1,2%. Przy utrzymującym się spadku wydobycia w Ameryce Północnej i Ameryce Południowej oraz Europie Zachodniej tylko dobre wskaźniki w Afryce, Rosji i krajach b. ZSRR powodują, że w skali globalnej poziom produkcji praktycznie jest taki sam. Niewiele lepszy wynik uzyskano w krajach zrzeszonych w OPEC. Mniejsze wydobycie w Wenezueli, Iraku i Indonezji zostało zrekomensowane zwiększoną produkcją w Arabii Saudyjskiej, Libii, Nigerii i Kuwejcie. W Europie zwraca uwagę 12-procentowy przyrost wydobycia we Włoszech, w Afryce jeszcze bardziej spektakularny wynik osiągnęła Angola — z 26-procentowym wskaźnikiem wzrostu produkcji ropy.

W tabeli 2 zestawiono również informacje o stanie zasobów. W skali globalnej zasoby ropy naftowej praktycznie nie zwiększyły się, w przypadku gazu ziemnego nawet nieznacznie spadły. W większości regionów nastąpił spadek zasobów i tylko dodatnie wskaźniki w Brazylii i Rosji poprawiają statystykę dla ropy. W przypadku gazu ziemnego wyróżnia się 26-procentowy przyrost zasobów we Włoszech i 9-procentowy w Argentynie. Sygnalizowane przez niezależne źródła opóźnienia w inwestycjach w zakresie rozpoznania i zagospodarowania nowych złóż na Bliskim Wschodzie znajdują swoje odbicie we wskaźnikach przyrostu zasobów w kartelu OPEC.

Ukazujące się w ostatnich latach prognozy, określające na jak długo starczy nam jeszcze ropy naftowej i gazu ziemnego (*Prz. Geol.* nr 6/1999, str. 524) są na ogół utrzymane w tonie ostrzegawczym i zapowiadają zakończenie ery ropy naftowej w dość bliskiej przyszłości. Teraz pojawiła się o wiele bardziej optymistyczna prognoza. Na odbywającym się w Moskwie seminarium *Międzynarodowe zarządzanie jakością* prof. Anatolij Zołotuchin, dyrektor techniczny *NK Statoil Rossija* i członek, korespondent Rosyjskiej Akademii Nauk Przyrodniczych, przedstawił swoją ocenę stanu zasobów ropy naftowej na Ziemi. Podstawą opracowania było wykorzystanie analizy fraktalnej, logiki rozmytej i matematyki interwałowej. Właściwości fraktali mają dużą wartość praktyczną, ponieważ pozwalają na skalowanie procesów — przenoszenie informacji uzyskanych w mikroskali na skalę makro. W przypadku akumulacji ropo- i gazonośnych charakterystyka otrzymana z badań laboratoryjnych rdzeni może być przeniesiona na rzeczywisty ośrodek skalny, czyli złożo. Próby rozpoczęto w 1993 r. od modelowania wypierania ropy naftowej w złożu przez wodę. Kolejnym etapem była analiza stanu zasobów dla basenu Timan-Peczora, oddzielnie dla części lądowej i szelfu. Następnie zebrano informacje z 332 największych złóż ropy na świecie obejmujące, oprócz zasobów pierwotnych (geologicznych) i zasobów wyeksploatowanych, także przyrost rozpoznanych zasobów w

Tab. 2. Wydobycie ropy naftowej i kondensatu oraz zasoby ropy i gazu na świecie w latach 2004–2005 (wg *World Oil*)

Kraj	Wydobycie ropy [tys.t/d]			Zasoby ropy [mln t]		Zasoby gazu [mld m ³]	
	2004	2005	Zmiana 2005/04 [%]	2005	Zmiana 2005/04 [%]	2005	Zmiana 2005/04 [%]
Ameryka Płn.	1483,7	1426,1	96,1	6292,6	-2	7563,6	-1
Kanada	212,8	207,1	97,3	1635,4	2,5	1519,7	-5
Meksyk	520,3	511,4	98,3	1680,0	-7,8	578,3	-2,3
USA	739,0	696,5	94,2	2883,2	-0,8	5448,1	0,3
Pozostałe	11,5	11,1	97,0	94,0	-3,4	15,8	0
Ameryka Płd.	856,9	847,1	98,9	10309,5	1	6970,5	0,6
Argentyna	95,0	90,5	95,3	330,5	-4,7	604,5	9,3
Brazylia	209,3	226,2	108,1	1621,8	6,1	335,6	3
Kolumbia	71,9	71,4	99,4	197,6	-1,7	189,9	-6,9
Wenezuela	369,1	346,8	94,0	7160,4	0,5	4270,2	0,3
Pozostałe	111,6	112,1	100,4	999,3	-0,1	1570,3	-0,5
Europa Zach.	742,8	679,0	91,4	1967,2	-4	4768,3	-3,7
Dania	52,9	51,3	96,9	173,7	-3,8	71,9	-4
Norwegia	401,8	366,9	91,3	1092,5	-2,6	2356,6	-1,2
W. Brytania	251,0	223,7	89,1	510,0	-6,9	504,3	-5
Włochy	13,9	15,6	112,2	104,4	-0,5	169,9	25,9
Pozostałe	23,2	21,5	92,7	86,6	-7,4	1665,5	-8,9
Europa Wsch.	1539,3	1588,9	103,2	16926,2	1,7	58149,9	-0,4
Inne kraje b. ZSRR	263,4	283,7	107,7	6640,0	0	9961,4	-0,3
Polska	2,5	2,4	95,4	37,6	5,9	145,2	-2,4
Rosja	1247,8	1278,0	102,4	10118,4	2,9	47791,6	-0,4
Rumunia	15,6	14,8	94,9	60,9	-4,3	126,7	-3,8
Pozostałe	10,0	10,0	100,0	69,3	-2,6	125,0	-0,1
Afryka	1204,9	1283,1	106,5	14927,2	-2,3	13892,0	-1,6
Algieria	228,1	238,0	104,4	1543,6	-25,8	4547,3	-6,3
Angola	134,6	169,7	126,0	1230,8	0,2	113,2	0
Egipt	93,8	89,8	95,7	504,6	4,1	1891,6	1,3
Libia	208,4	223,7	107,4	4630,8	1,5	1457,5	0
Nigeria	341,2	356,3	104,4	5055,8	1,5	5150,6	1,1
Pozostałe	198,8	205,6	103,5	1961,7	0,8	731,8	-13,3
Bliski Wschód	3074,4	3089,5	100,5	96821,8	-0,5	71650,2	-0,4
Arabia Saudyjska	1201,6	1244,4	103,6	35332,8	0	6777,9	1,1
Irak	312,8	258,4	82,6	15640,0	0	2377,2	-25,4
Iran	534,5	542,6	101,5	17884,0	0,5	27309,5	2,2
Katar	113,6	103,9	91,5	2767,1	1,7	25639,8	-0,8
Kuwejt	282,2	304,0	107,7	13396,0	1,2	1499,9	0,8
Oman	106,0	105,4	99,4	651,4	-0,3	765,7	7,8
Strefa Neutralna	81,6	80,2	98,3	646,0	0	226,4	0
Syria	66,7	59,5	89,2	408,0	31,3	361,1	-8,9
Zjedn. Emiraty Arab.	301,2	310,8	103,2	9554,0	0,5	5817,1	0,7
Pozostałe	74,1	80,3	108,3	542,5	-0,8	875,8	0,1
Daleki Wschód	901,2	907,4	100,7	4365,7	-1,2	9070,9	1,4
Chiny	443,8	455,8	102,7	2201,6	0,4	1573,7	5,7
Indie	94,6	90,8	96,0	541,3	-6,8	771,4	-10
Indonezja	148,9	145,6	97,7	683,4	-5,1	2589,5	0,5
Malezja	102,5	95,7	93,3	393,3	-4,7	1641,4	3,3
Wietnam	48,0	48,3	100,6	182,9	-0,4	232,1	2,5
Pozostałe	63,4	71,2	112,4	363,1	10,8	2262,9	-40,5
Australia i Oceania	77,9	79,5	101,9	581,7	-2,2	3825,3	-5,9
Australia	69,3	71,4	103,1	546,0	-2,3	3381,9	-7,1
Pozostałe	8,7	8,1	93,0	35,6	0,4	443,5	3,9
Ogółem świat	9881,2	9900,6	100,2	152191,9	0,1	175890,7	-0,6
w tym OPEC	4041,6	4074,5	100,8	113647,9	-1,1	87436,3	-0,6

zależności od liczby wierceń poszukiwawczych, typ złoża, głębokość zalegania horyzontów ropoносnych i inne. Materiał statystyczny był gromadzony przez ponad 100 lat. Z analizy fraktalnej otrzymano serię krzywych charakteryzujących ilość węglowodorów w rejonie, prowincji lub basenie. Krzywe mają kształt zbliżony do paraboli i zostały nazwane fraktalami parabolicznymi. Zasoby zostały obliczone w 3 wersjach: minimalnej, najbardziej prawdopodobnej i maksymalnej, przy założeniu przeciętnego stopnia szczypania zasobów 34,8%. Wyniki tych obliczeń przedstawiono w tabeli 3. Analiza fraktali parabolicznych pokazuje też, że nie należy oczekiwać odkrycia złóż większych niż stwierdzone dotychczas i że przyrost zasobów geologicznych będzie następował poprzez odkrywanie złóż średnich i niewielkich, ponieważ im mniejsze zasoby, tym większy jest ich nierozpoznany potencjał.

Od 1987 r. wydobywanie ropy przekracza przyrost zasobów, natomiast doskonałe są metody intensyfikacji wydobywania, na co m. in. wpływają wysokie ceny ropy. Ten postęp pozwala sądzić, że stopień szczypania złóż będzie wzrastał i może osiągnąć 50–60%. Wtedy wielkość potencjalnych zasobów, możliwych do wykorzystania wzrasta w wariacie minimalnym do 364 mld t, w wariacie najbardziej prawdopodobnym do 416 mld t i w wariacie maksymalnym do 468 mld t. Wykorzystując statystyki eksploatacji złóż z okresu 1960–2000 można opracować prognozy wydobywania węglowodorów ciekłych w następnych dekadach. Wykonano takie obliczenia przy 3 poziomach wydobywania: 10,8 mln t/d, 12,2 mln t/d i 13,6 mln t/d ropy. Wnioski końcowe są następujące:

□ zastosowanie metod wspomagania wydobywania II i III rzędu i zwiększenie stopnia szczypania złóż odpowiada przyrostowi zasobów wydobywalnych rzędu 1315–179 mld t ropy,

□ jest to wielkość przewyższająca zarówno ilość zasobów nierozpoznanych, jak i ilość ropy naftowej wyeksploatowanej dotychczas,

□ takie zasoby są podstawą stabilnego poziomu wydobywania przez wiele następnych dekad,

□ możemy oczekiwać, że w połowie XXII wieku, czyli w 2150 r., wydobywanie ciekłych węglowodorów utrzyma się w granicach 500–2000 mln t rocznie.

Artykuł A. Zołotuchina *Ocena nierozpoznanego potencjału węglowodorowego regionu i świata z zastosowaniem analizy fraktalnej i matematyki interwałowej* ukaże się w kwartalniku *Wiestnik Rossijskoj Akademii Jestestwiennych Nauk*.

Polska. Polskie podziemne magazyny gazu ziemnego są zbudowane w wyeksploatowanych złożach gazu. Wyjątkiem jest magazyn w Mogilnie, wykorzystujący kawerny w zlikwidowanej kopalni soli. Jego zaletą jest duża elastyczność pracy, co pozwala na szybkie zwiększenie poboru gazu do sieci w okresach podwyższonego zapotrzebowania na paliwo gazowe. *Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA* dysponuje sześcioma podziemnymi magazynami gazu ziemnego (Wierchowice, Husów, Mogilno, Strachocina, Swarzędz i Brzeźnica) o łącznej pojemności czynnej 1,63 mld m³. W proporcji do zużycia gazu ziemnego w kraju w 2004 r. stanowi to 11,4% rocznego zużycia gazu lub zapas na 42 dni średniego zużycia. Magazyn w Mogilnie zostanie powiększony o dwie nowe komory powstałe przez ługowanie soli. Po zakończeniu tego procesu i zainstalowaniu odpowiedniego wyposażenia, co planowane jest na rok 2012, pojemność czynna magazynu wzrośnie o 100 mln m³. Wykonawcą prac będzie przedsiębiorstwo *Investgas SA*.

Europa. Na obradach konferencji gazowniczej, *11th Gas Summit*, która odbyła się w Paryżu w październiku 2006 r., dominowały dwa tematy: spodziewany spadek zużycia gazu ziemnego w Europie i problemy z zaopatrzeniem. Redukcja zapotrzebowania na gaz wynika z polityki Komisji Europejskiej zalecającej zmniejszenie zużycia energii o 20% do roku 2020 i z ograniczeń emisji gazów cieplarnianych. Jednocześnie gaz ziemny jako nośnik energii będzie rywalizował z energią jądrową i węglem kamiennym, których udział będzie wzrastał. W sumie można się spodziewać, że zapotrzebowanie na gaz ziemny do roku 2030 zmniejszy się o 50 mld m³.

Dyskusje o dostawach gazu koncentrowały się przede wszystkim na zapewnieniu ciągłości i stabilności zaopatrzenia. Związane z tym inwestycje infrastrukturalne są bardzo kapitałochłonne i wymagają odpowiedniego klimatu w krajach, w których są realizowane. Wszelkie naciski polityczne mają bardzo niekorzystny wpływ na te przedsięwzięcia. Mówił o tym dyrektor *ENI* przypominając jak spór ukraińsko-rosyjski spowodował zakłócenia w dostawach gazu dla Włoch w styczniu 2006 r. — stwierdził też, że europejski rynek gazu znajduje się w fazie poważnych przemian. Wpływają na to zmiany w regulacjach prawnych (dyrektywy UE), konieczność rozbudowy sieci przesyłowych, rola gazu ziemnego jako paliwa dla elektrowni i przekształcenia własnościowe zachodzące w dużych firmach gazowniczych i energetycznych. Podobną

Tab. 3. Zbiorcze zestawienie światowych wydobywalnych zasobów ropy naftowej [w mld t] (Duncan i in.; Zołotuchin, 2003)

Wariant	Ilość ropy wyeksploatowanej dotychczas	Zasoby eksploatowane	Zasoby rozpoznane i niezagospodarowane	Potencjał nierozpoznany *	Zasoby całkowite	Ile ropy można jeszcze wydobyć
Minimalny	119,8	111,5	25,6	80,2	337,1	217,3
Średni (najbardziej prawdopodobny)	119,8	111,5	25,6	116,3	373,2	253,4
Maksymalny	119,8	111,5	25,6	152,3	409,2	289,4

* Potencjał nierozpoznany — oszacowany przy założeniu, że będą zagospodarowane złoża z zasobami wydobywalnymi (nie mniejsze niż 1,5 mln t ropy)

opinię wyraził przedstawiciel hiszpańskiego koncernu energetycznego *Iberdrola*. Podkreślono też rolę magazynów gazu w zapobieganiu zakłóceniom w dostawach. Niedostateczna pojemność istniejących magazynów utrudnia tworzenie strategicznych rezerw gazu preferowanych przez Komisję Europejską. Dla Europy Południowej ważnym dostawcą jest Algieria i wystąpienie wiceprezesa *Sonatrachu* miało uspokoić europejskich kontrahentów co do niezawodności zaopatrzenia. Wyliczył inwestycje, które przyczynią się do tego, w tym gazociąg z Algierii do Hiszpanii o przepustowości 8 mld m³ rocznie z terminem uruchomienia w 2009 r., gazociąg na Sardynię o takiej samej przepustowości planowany do oddania do użytku w 2010 r. i zakupy 4 nowych zbiornikowców do przewozu skroplonego gazu ziemnego. Jednocześnie przyznał, że podobnie jak *Gazprom*, *Sonatrach* nie chce być tylko hurtowym sprzedawcą gazu, lecz mieć również udział w sieciach dystrybucyjnych i elektrowniach zakładając filie w W. Brytanii, Hiszpanii i we Włoszech.

Po raz pierwszy w szczycie nie uczestniczyli ministrowie ani inni oficjalni przedstawiciele rządów, stąd niewiele było akcentów politycznych, przeważały dyskusje merytoryczne.

Norwegia. Od 1986 r. *Statoil* prowadzi prace badawczo-rozwojowe nad technologią produkcji paliw płynnych z gazu ziemnego (*GTL-Gas-to-Liquids*). Podstawą metody jest proces Tropscha-Fischera stosowany do wytwarzania oleju napędowego i ciężkiej benzyny z węgla kamiennego. We współpracy z włoskim koncernem chemicznym *Lurgi* i południowoafrykańską firmą *Petro SA* uruchomiono, w Mossel Bay w RPA, instalację produkcyjną w skali półprzemysłowej. Teraz, po 2 latach ciągłego funkcjonowania, potwierdzono jej efektywność i według oceny wiceprezesa *Statoilu* R. Johansena, metoda nadaje się do wdrożenia w skali przemysłowej i tym samym dla *Statoilu* otwiera się nowy kierunek wykorzystania gazu ziemnego.

Rosja. W dalszym ciągu wazą się losy projektu Sachalin-2. Zastępca szefa Federalnej Służby Nadzoru Zasobów Naturalnych (*Rosprirodnadzor*) O. Mitwol oświadczył, że szkody w zatoce Aniwa zostały oszacowane na 10 do 50 mld USD. Tak duża suma wynika z kosztów rekultywacji terenu i oczyszczania brzegu morskiego. Ostateczne koszty będą znane pod koniec roku 2007. Mitwol stwierdził też, że konsorcjum *Sakhalin Energy Co.* prowadzące inwestycję nie zaproponowało żadnego realnego rozwiązania technicznego prowadzącego do naprawy szkód w środowisku naturalnym.

Kolejnym posunięciem władz rosyjskich była decyzja ministra zasobów naturalnych J. Trutniewa o skierowaniu do prokuratury sprawy naruszenia przepisów o ochronie środowiska w trakcie realizacji projektu Sachalin-2. Min. Trutniew powiedział też, że podobne zarzuty postawiono francuskiemu koncernowi *Total* prowadzącemu wiercenia i eksploatację złoża Chariaga.

Kolejną firmą działającą w Rosji, która ma kłopoty, jest brytyjsko-rosyjskie konsorcjum *TNK-BP*. Mimo przyjęcia sprawozdań finansowych w poprzednich latach organy podatkowe twierdzą, że w okresie 2002–2003 powstały zaległości podatkowe i domagają się uregulowania należności. Nieoficjalne komentarze uważają te procedury za

formę nacisku na *TNK-BP*, aby sprzedał 50% udziałów skarbowi państwa lub wskazanej firmie rosyjskiej. Ostatecznie *TNK-BP* zgodził się zapłacić 1,44 mld USD — jest to, po żądaniach podatkowych wobec *Jukosu*, największa kwota dotycząca rozszczeń.

Wenezuela. W grudniu odbyły się wybory prezydenckie i H. Chavez ubiegał się o reelekcję na następną, 6-letnią kadencję. W kampanii przedwyborczej ponownie pojawił się temat ograniczenia dostaw ropy naftowej do USA i znalezienia nowych odbiorców. Prezydent Chavez oświadczył, że Wenezuela musi zmniejszyć swoje uzależnienie od eksportu do USA — obecnie trafia tam 60% produkcji ropy. Zagroził, że jeśli USA nie uznają wyników wyborów lub podnoszone będą zarzuty co do prawidłowości przeprowadzenia wyborów, to Wenezuela wstrzyma dostawy ropy do USA. Takie kroki zostaną podjęte również "gdyby nastąpiły próby destabilizacji państwowego koncernu *PVdSA*".

Wenezuela podpisała nowe kontrakty na dostawy ropy z Chinami, Indiami, Jamajką, Haiti, Paragwajem i Boliwią. Jednakże wskutek braku nowych inwestycji wydobycie w 2005 r. spadło o 6% w stosunku do roku 2004 r. i realizacja zobowiązań wobec nowych kontrahentów musi się odbyć kosztem zmniejszenia eksportu ropy do USA. W 2004 r. Wenezuela wysyłała do Chin ok. 1900 t/d ropy, w 2005 r. eksport przekroczył 10 800 t/d. Rynki chiński i indyjski są odległe i wymagają zwiększenia floty tankowców. Obecnie *PVdSA* ma 21 tankowców, które zdolne są obsłużyć 26% eksportu. Plany koncernu obejmują zakup 42 tankowców, w tym 14 supertankowców, kosztem 2,2 mld USD, co pozwoli na transport 45% eksportowanej ropy. Inwestycje w sektorze naftowym w wysokości 56 mld USD mają zapewnić osiągnięcie w roku 2012 wydobycia ropy rzędu 690–695 tys. t/d.

Libia. Niemiecka firma *RWE DEA AG* posiada 6 koncesji w basenie Syrty. Wykonano tam znaczną ilość badań sejsmicznych obejmujących 3200 km profili 2-D i 2400 km² zdjęcia 3-D, a w październiku 2006 r. na bloku 193 odwiercono pierwszy otwór A1-NC-193. Wiercenie głębione do 1284,4 m osiągnęło paleoceaną formację Dahra i uzyskało w próbach przyływ ropy o gęstości 0,8498 g/cm³ (35° API) w ilości 55,7 t/d przez zwężkę 32/64". Rozpoczęło już wiercenie następnego otworu wykorzystując urządzenie wiertnicze *Adwoc Rig 2*. Warunki koncesji przewidują odwiercenie minimum 10 otworów.

Angola. Po sukcesie w postaci złoża Hebe w maju 2006 r. *British Petroleum* poinformowało o następnym odkryciu w obrębie bloku 31. W otworze Titania uzyskano przyływ ropy w ilości 278 t/d przez zwężkę 20/64". Stwierdzono, że piaskowce roponośne występują w utworach podsolnych, podczas gdy poprzednie złoża znajdowały się w horyzontach nadsolnych. Wiercenie osiągnęło głębokość 5339 m przy głębokości wody 2100 m. Na bloku 31 znajduje się 10 złóż: *Astraea*, *Ceres*, *Hebe*, *Juno*, *Marte*, *Palas*, *Plutão*, *Saturno*, *Urano* i *Venus*.

Źródła: BP, OPEC, PGNiG S.A., Statoil, First Break, Hart's E&P, Offshore, Oil&Gas Financial Journal, Oil&Gas Journal, Upstream, World Oil