



WIADOMOŚCI GOSPODARCZE

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski*



Świat. Najnowsze dane o zasobach ropy naftowej i gazu ziemnego na świecie (tab. 1) wskazują, że przyrost zasobów ropy w ub. roku był bardzo skromny — zaledwie 0,9%, a zasoby gazu nawet się zmniejszyły o 0,6%. Jednak, według tymczasowych danych z końca grudnia ubiegłego roku, wydobycie ropy wzrosło o 3,6%. Na tle ogólnej stabilizacji wiel-

kości zasobów, podobnie jak rok temu, w tabeli można zauważyć kilka pozycji znacznie odbiegających od średniej. Największa zmiana nastąpiła w Australii, gdzie po ponownym oszacowaniu pozostałych zasobów przemysłowych spadek zasobów ropy wyniósł 57%, a spadek zasobów gazu aż 68%. W Meksyku po ubiegłorocznym wzroście zasobów ropy o 24% nastąpił teraz spadek o 7%. W Ameryce Południowej 24-procentowy wzrost zasobów ropy odnotowano w Brazylii, podczas gdy w Kolumbii zasoby ropy zmniejszyły się o 16%. Afryka jest jedynym regionem z dodatnim saldem przyrostu zasobów, zarówno ropy, jak i gazu. Dane z Nigerii pokazują wzrost zasobów ropy o 41% i zasobów gazu o 10%, zasoby gazu w Libii wzrosły o 12%. Starania Unii Europejskiej o zapewnienie nowych źródeł dostaw surowców energetycznych są zrozumiałe w świetle danych z tabeli. Zasoby gazu w Europie Zachodniej spadły o 1,5%, zasoby ropy o 11%, przy czym w Norwegii zasoby ropy zmniejszyły się o 18%. Wyjątkiem

jest Dania, gdzie zasoby gazu wzrosły o 36%, a zasoby ropy o 3,5%. Udział OPEC w światowych zasobach ropy zwiększył się od ubiegłego roku z 68,7% do 69,3%.

Opracowanie w USA technologii eksploatacji metanu z pokładów węgla kamiennego otworami wiertniczymi stanowiło przełom w pozyskiwaniu tego gazu jako surowca energetycznego. Poprzednio odmetanowanie prowadzono w kopalniach głębinowych, głównie ze względów bezpieczeństwa. Wkrótce USA stały się największym producentem metanu z węgla i za ich przykładem poszły inne kraje posiadające znaczne zasoby węgla kamiennego, jak Australia i Kanada. W Kanadzie pod koniec 2003 r. było ponad 1000 wierceń eksploatujących metan z węgla, a do końca 2004 r. odwiercono ok. 1500 dalszych otworów, dzięki czemu produkcja metanu będzie w granicach 2,8–4,2 mln m³/d. Należy dodać, że poszukiwania dotyczą głównie pokładów węgla poziomu Mainsville, zalegających do głębokości 1000 m. Według danych służby geologicznej prowincji Alberta, zasoby metanu w pokładach węgla tylko w tej prowincji wynoszą 15,5 bln m³. Kanadyjskie Krajowe Biuro Energii szacuje, że w 2014 r. produkcja metanu osiągnie 20 mld m³ rocznie.

Chiny i Indie to kraje, które również posiadają ogromne zasoby węgla kamiennego i jednocześnie mają obecnie kłopoty ze zbilansowaniem zapotrzebowania na energię. Eksploatacja metanu mogłaby uzupełnić krajowe wydobycie gazu ziemnego. Jednak stan rozpoznania zasobów metanu i technologie eksploatacji bardzo odbiegają od poziomu rozwiązań stosowanych w USA i Kanadzie. Toteż wydobycie metanu z pokładów węgla nie odgrywa większej roli.

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

Tab. 1. Zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego na świecie w latach 2003–2004 (wg *Oil&Gas Journal*)

	Zasoby ropy [mln t]		Zmiana 2004:2003 [%]	Zasoby gazu [mld m ³]		Zmiana 2004:2003 [%]
	2003	2004		2003	2004	
Ameryka Płn.	29647,2	29381,6	99,1	7457,0	7442,7	99,8
Kanada	24329,4	24316,8	99,9	1671,7	1601,8	95,8
Meksyk	2131,7	1985,6	93,1	424,1	420,3	99,1
USA	3084,1	2977,2	96,5	5290,6	5349,9	101,1
Pozostałe	102,0	102,0	100,0	70,8	70,8	100,0
Ameryka Płd.	13341,3	13578,9	101,8	6988,5	7019,0	100,4
Argentyna	383,6	363,7	94,8	663,1	612,1	92,3
Brazylia	1156,0	1441,6	124,7	239,8	249,9	104,2
Kolumbia	250,6	209,7	83,7	127,5	114,3	89,6
Trynidad i Tobago	134,6	134,6	100,0	732,6	732,6	100,0
Wenezuela	10580,8	10502,7	99,3	4188,4	4273,3	102,0
Pozostałe	835,7	926,5	110,9	1037,0	1036,7	100,0
Europa Zach.	2479,7	2189,9	88,3	5166,5	5091,7	98,6
Dania	173,7	179,5	103,4	73,5	99,9	136,0
Holandia	14,4	14,4	100,0	1754,6	1754,6	100,0
Norwegia	1420,8	1156,0	81,4	2116,8	2083,6	98,4
W. Brytania	634,4	610,2	96,2	628,3	588,6	93,7
Włochy	84,6	84,6	100,0	226,4	226,4	100,0
Pozostałe	151,8	145,2	95,6	366,9	338,5	92,3
Europa Wsch.	10790,7	10790,7	100,0	55659,0	55658,5	100,0
Inne kraje b. ZSRR	2425,2	2425,2	100,0	7714,6	7714,6	100,0
Polska	13,1	13,1	100,0	165,0	164,7	99,8
Rosja	8160,0	8160,0	100,0	47544,0	47544,0	100,0
Rumunia	130,0	130,0	100,0	100,6	100,5	99,8
Pozostałe	62,5	62,5	100,0	134,8	134,7	99,9
Afryka	11837,8	13706,6	115,8	12833,0	13485,2	105,1
Algieria	1538,7	1604,8	104,3	4528,0	4542,2	100,3
Angola	736,0	736,0	100,0	45,8	45,8	100,0
Egipt	503,2	503,2	100,0	1655,6	1655,6	100,0
Libia	4896,0	5304,0	108,3	1313,1	1471,6	112,1
Nigeria	3400,0	4794,7	141,0	4499,7	4980,8	110,7
Pozostałe	763,9	763,9	100,0	790,8	789,3	99,8
Bliski Wschód	98850,6	99190,3	100,3	71265,8	71376,1	100,2
Arabia Saudyjska	35278,4	35278,4	100,0	6526,0	6636,4	101,7
Irak	15640,0	15640,0	100,0	3113,0	3113,0	100,0
Iran	17108,8	17108,8	100,0	26602,0	26602,0	100,0
Katar	2068,2	2068,2	100,0	25753,0	25753,0	100,0
Kuwejt	13124,0	13464,0	102,6	1556,5	1556,5	100,0
Oman	748,8	748,8	100,0	828,6	828,6	100,0
Str. Neutralna	680,0	680,0	100,0	28,3	28,3	100,0
Syria	340,0	340,0	100,0	240,6	240,6	100,0
Zjedn. Emiraty Arabskie	13300,8	13300,8	100,0	5974,1	5974,1	100,0
Pozostałe	561,6	561,3	100,0	643,7	643,7	100,0
Azja	4687,1	4687,1	100,0	9665,4	9665,4	100,0
Chiny	2482,0	2482,0	100,0	1509,1	1509,1	100,0
Indie	730,5	730,5	100,0	853,0	853,0	100,0
Indonezja	639,2	639,2	100,0	2555,5	2555,5	100,0
Malezja	408,0	408,0	100,0	2122,5	2122,5	100,0
Wietnam	81,6	81,6	100,0	192,4	192,4	100,0
Pozostałe	345,8	345,8	100,0	2433,0	2433,0	100,0
Australia i Oceania	516,1	242,4	47,0	2929,6	1199,3	40,9
Australia	476,0	202,8	42,6	2547,0	820,7	32,2
Pozostałe	40,1	39,6	99,0	382,6	378,6	98,9
Ogółem świat	172150,4	173767,5	100,9	171964,8	170937,9	99,4
w tym OPEC	118254,9	120385,6	101,8	86665,9	87514,9	101,0

Zasoby węgla kamiennego w Indiach, w basenie Gondwana i w basenach kenozoicznych (występują w nich również węgle brunatne), są obliczane na 240 mld t. Węgiel pokrywa 55% indyjskiego zapotrzebowania na energię. Utwory węglonośne są słabo zbadane, właściwe prace studialne podjęto dopiero na początku lat 90. XX w. Najważniejsze, z punktu widzenia eksploracji metanu, są zagłębia Jharia, Bokaro, Karanpura (północne) i Raniganj w dolinie Damodar we wschodnich Indiach, ze względu na duże miąższości pokładów i podwyższoną zawartość bituminów. W zagłębiu Jharia stwierdzono porowatość w zakresie 4,7–11,3% i przepuszczalność w granicach 0,03–2,88 mili-darcy. Łączna powierzchnia wymienionych, najbardziej perspektywicznych zagłębi wynosi 1280 km². Indyjska Dyrekcja Generalna ds. Węglowodorów ocenia zasoby metanu z pokładów węgla na 816 mld m³.

Chociaż w Chinach badania zasobów metanu rozpoczęto już w 1950 r., to nadal w kopalniach wiercono głównie otwory odgazowujące. Właściwie dopiero od 20 lat zaczęto wiercić otwory pilotażowe z zadaniem oceny gazonośności pokładów węgla. W tym okresie wykonano ponad 200 otworów poszukiwawczych i eksploatacyjnych, przeważnie we wschodnich Chinach, ale tylko z kilku uzyskano przemysłową produkcję. Ponieważ złoża węgla kamiennego pochodzą z różnych okresów (dolny karbon, perm, jura, kreda) i mają odmienną budowę geologiczną, metody udostępniania i eksploatacji metanu muszą być opracowywane odrębnie dla każdego regionu. Najlepiej rozpoznane są pokłady węgla permo-karbońskich formacji Shihezi, Shanxi i Tiyan w zagłębiu Quinshui w północnych Chinach. Są to węgle z dużą zawartością wityrytu, silnie spękane. Nasycenie metanem wynosi 30–60%, średnio 42%. Poza skromnym, jak na razie, zakresem prac poszukiwawczych przeszkodą w rozpoczęciu przemysłowej eksploatacji jest brak metod rurowania i uzbrojenia odwiertów oraz szczelnowania, dostosowanych do skomplikowanych warunków geologicznych w chińskich zagłębiach węglowych. Wykorzystanie metanu utrudnia też słabo rozwinięta sieć gazociągów. Według szacunków *Petrochina Co.*, zasoby metanu w pokładach węgla kamiennego wynoszą 22,5 bln m³.

Te dwa przykłady, z Chin i Indii, w zestawieniu z Kanadą, ilustrują, jak odmiennie jest podejście do wykorzystania niekonwencjonalnych paliw kopalnych i sposoby rozwiązywania tych zagadnień.

OPEC. Na 134 Nadzwyczajnej Konferencji OPEC, która odbyła się 30.01.2005 r. w Wiedniu, rozpoczęto debatę na temat aktualizacji obowiązującego dotychczas oficjalnie przedziału cenowego 22–28 USD za baryłkę ropy. Chociaż w grudniu 2004 roku cena baryłki ropy w koszyku OPEC wynosiła średnio 36 USD, to jednak średnia z IV kwartału ubiegłego roku wynosiła 41,6 USD. Tak więc stwierdzenie w komunikacie z konferencji, że *czasowo zawieszono funkcjonowanie obecnego przedziału cenowego*, było tylko bardzo opóźnionym potwierdzeniem rzeczywistej sytuacji. Ważniejsza dla rynku była decyzja o utrzymaniu obecnego limitu wydobycia ropy aż do następnego posiedzenia, które wyznaczono na 16.03.2005 r.

Europa. Dyrektoriat Energii i Transportu Komisji Europejskiej ogłosił, że na nowe inwestycje transportowe i energetyczne zamierza przeznaczyć w latach 2007–2013 kwotę 28 mld €, w czym mieszczą się także wydatki na program nawigacji satelitarnej *Gallileo* oraz program usprawnienia transportu *Marco Polo*. Na potrzeby rozwoju sieci

transportowej zostanie wydanych przeszło 20 mld €, natomiast na program nazwany *Trans-European Energy Networks*, obejmujący studium warunków realizacji nowych połączeń sieci elektroenergetycznych i gazowniczych, przeznaczono 340 mln €. Obejmuje on zarówno rozbudowę sieci lokalnych i połączenia między nimi, jak też połączenia międzynarodowe. W zakresie sieci energetycznych przewiduje się np. kilkudziesięciokilometrowe połączenie przygraniczne Neuenhagen–Vierraden–Krajnik (Brandenburgia–Pomorze), jak również tzw. Pierścień Bałtycki, łączący Niemcy, Polskę, Białoruś, Rosję, Litwę, Łotwę, Estonię, Finlandię, Szwecję i Danię.

Lista inwestycji gazowniczych jest bardzo długa i prócz przesyłu gazu ziemnego obejmuje też zwiększenie pojemności podziemnych magazynów gazu, rozbudowę terminali odbiorczych i działania na rzecz zwiększenia zużycia skroplonego gazu ziemnego. Spośród nowych lub rozbudowywanych połączeń magistralnych dla naszego regionu najważniejsze są:

- budowa drugiego gazociągu z Rosji przez Białoruś i Polskę (czyli drugiej nitki gazociągu jamalskiego) do Niemiec i połączeń z gazociągami STEGAL i YAGAL;
- gazociąg północny pod dnem Bałtyku z Rosji do Niemiec i W. Brytanii z odgałęzieniami do Szwecji, Danii, Holandii i Belgii (alternatywa dla gazociągu przez Białoruś);
- zwiększenie przepustowości gazociągu południowego z Rosji przez Ukrainę, Słowację i Czechy;
- gazociąg podmorski Dania–Polska. Połączenie nadal jest w planach, lecz bez konkretnych dat realizacji;
- nowa trasa dostaw gazu z rejonu M. Kaspijskiego przez Turcję z dwoma odgałęzieniami: przez Bułgarię, Rumunię, Węgry do Austrii i przez Grecję do Włoch i krajów b. Jugosławii. Realizacja w latach 2006–2009.

Dla południowej Europy najważniejsze będą dostawy gazu z Algierii. W 2006 r. oddany będzie do użytku gazociąg Medgaz z Beni Saf w Algierii do Hiszpanii i Francji oraz druga nitka funkcjonującego od 1996 r. gazociągu Maghreb przez Maroko i Gibraltar do Hiszpanii. Gaz algierski będzie docierał również do Włoch i będą to dwie trasy: przez Sycylię i Korsykę do północnych Włoch i Francji oraz przez Tunezję i Sycylię. Następnym etapem integracji sieci gazowniczych będzie stworzenie tzw. Śródziemnomorskiego Pierścienia Gazowego, zasilanego gazem ziemnym z Libii i Egiptu. Gazociąg z Libii na Sycylię zostanie ukończony w 2005 r. Obecnie gaz egipski jest eksportowany przeważnie w postaci gazu skroplonego. Projekt pierścienia śródziemnomorskiego nie ma jeszcze harmonogramu realizacji, podobnie jak ujęte w programie *Trans-European Energy Networks* czwarte połączenie gazociągowe złóż norweskich na M. Północnym z kontynentem (wiodące do Francji).

Polska. Firma *FX Energy* z Salt Lake City, prowadząca poszukiwania wspólnie z *PGNiG S.A.* i *CalEnergy*, poinformowała, że w najbliższych miesiącach rozpocznie się eksploatacja dwóch złóż odkrytych w Polsce przez *FX Energy*. Jednym z nich jest złożo gazu ziemnego odkryte za sprawą wiercenia Zaniemyśl-3. Wydobycie gazu z tego złoża ocenia się na 283 tys. m³/d. Z drugiego złoża, Wilga-2, produkowanych będzie 140–170 tys. m³/d gazu i niewielkie ilości kondensatu.

W październiku 2003 r. *PGNiG S.A.* zawarło umowę ze spółką *Eural Trans Gas* na dostawę w okresie do grudnia 2006 r. 2 mld m³ gazu ziemnego, pochodzącego ze środkowej Azji (Kazachstan, Uzbekistan i Turkmenistan). Trze-

cim partnerem tej umowy był ukraiński *NAK Naftohaz*, gwarantujący przesył gazu za pośrednictwem własnych gazociągów. Włączona do umowy opcja zwiększenia dostaw umożliwiła dostarczenie w 2004 r. łącznie 2,67 mld m³ gazu. Od 01.03.2005 r. zobowiązania spółki *Eural* przejęła szwajcarska spółka *RosUkrEnergo AG*, przy czym warunki i ilości dostaw gazu pozostały bez zmian.

Rosja. Decyzja o budowie rurociągu dalekowschodniego, eksportującego ropę rosyjską do Japonii, ogłoszona na początku stycznia br. (Prz. Geol., vol. 53, nr 3, str. 195–198), zaczyna wchodzić w stadium realizacji. Na spotkaniu z prezydentem W. Putinem szef koncernu *Transneft*, S. Wajnsztoł, zameldował o rozpoczęciu prac projektowych dla trasy z Tajsztetu przez Kazaczinskoje, Skoworodino nad Amurem i Chabarowsk do Nachodki. Dodał jednak, że będzie przygotowywany również projekt odgałęzienia rurociągu do Chin. W pierwszym etapie zostanie zbudowany rurociąg do Skoworodina, skąd ropa będzie dalej transportowana cysternami kolejowymi. Ponieważ Skoworodino znajduje się 50 km od granicy chińskiej, stworzenie połączenia z Chinami nie będzie zbyt trudne. Jednak ważniejsze od założeń technicznych jest obecnie ustalenie warunków finansowania tej ogromnej inwestycji. Na początku stycznia tego roku były one w Moskwie przedmiotem rozmów japońskiego ministra spraw zagranicznych N. Machimury. Strona japońska proponuje powołanie wspólnej komisji ds. handlu i współpracy ekonomicznej, która zajęłaby się szczegółami projektu, w tym zaangażowaniem finansowym Japonii. Zwraca się też uwagę na rozbieżności w określeniu kosztów rurociągu — rząd rosyjski podaje kwotę 11,5 mld USD, ale może to być również 18 mld USD, co — jak uważają przedstawiciele rządu japońskiego — podważałoby ekonomiczny sens przedsięwzięcia. Osobnym zagadnieniem jest tryb przygotowania projektu rozporządzenia rządu rosyjskiego, dotyczącego budowy rurociągu. Wymaga on uzgodnień pomiędzy ministerstwem przemysłu i energii oraz ministerstwami gospodarki i handlu, zasobów naturalnych i transportu. Ponadto konieczna będzie zgoda administracji sześciu regionów, przez które będzie przebiegał rurociąg: obwodu irkuckiego, Buriacji, obwodu amurskiego, Żydowskiego Obwodu Autonomicznego, Kraju Chabarowskiego i Kraju Nadmorskiego.

Nadal trwają spekulacje na temat przyszłych losów złóż ropy należących poprzednio do oddziału *Jukosu* — *Jugansknieftiegazu*. W pierwszych doniesieniach mówiono o możliwości kupna 20% akcji *Rosniefti* za 6 mld USD przez Chiny. Wkrótce jednak ukazał się oficjalny komunikat *Rosniefti*, w którym zdementowano te informacje. Wyjaśniono, że kwota 6 mld USD dotyczy należności za dostawy dla Chin 48,4 mln t ropy w okresie do 2010 r. i nie jest związana z nabyciem złóż *Jugansknieftiegazu*. Dwa tygodnie później indyjski *The Economic Times* podał wiadomość, że indyjski koncern naftowy *ONGC (Oil & Natural Gas Corp.)* może udzielić *Rosniefti* 6 mld USD kredytu na sfinansowanie transakcji zakupu złóż *Jugansknieftiegazu*. W 2001 r. *ONGC* podpisał z *Rosnieftią* porozumienie o finansowaniu projektu Sachalin-1, w którym *Rosnieft* miała 40% udziałów i kredyt ten może stanowić część wzajemnych rozliczeń.

Norwegia. Na Morzu Barentsa odwiercono dotychczas 61 otworów poszukiwawczych, z czego tylko kilka było pozytywnych. Największe znaczenie miało odkrycie w 1984 r. złoża Snøhvit o zasobach wydobywalnych 190 mld m³ gazu,

15,3 mln t ropy i 5,1 mln t kondensatu. W styczniu 2005 r. rozpoczęła się pierwsza faza zagospodarowania złoża, obejmująca wykonanie 9 otworów eksploatacyjnych i 1 zasilającego. Z platformy *Polar Pioneer* będzie wiercony pierwszy otwór F-2H o głębokości 2900 m, przez który będzie zatłaczany do złoża dwutlenek węgla wydzielony z gazu ziemnego. W następnej kolejności z tego samego stanowiska będą wiercone otwory eksploatacyjne. *Polar Pioneer* jest przystosowany do pracy w warunkach arktycznych i spełnia wysokie wymagania dotyczące ochrony środowiska. Będą stosowane m.in. wodne płuczki wiertnicze bez szkodliwych dodatków chemicznych. Instalacje podwodne będą zagłębione w dnie morskim, dzięki czemu nie będą stanowić przeszkody dla trawlerów rybackich. Projekt inwestycyjny obejmuje zagospodarowanie zespołu złóż Snøhvit–Askeladd–Albatross i budowę zakładu skraplania gazu na wyspie Meløkya, położonej 4 km na północ od Hammerfest. Skraplanie gazu ziemnego wymaga temperatury –163° C. Arktyczny klimat będzie ułatwiał ten proces i zwiększał wydajność. Roczna produkcja wyniesie od 5,5 do 6,9 mln t skroplonego gazu ziemnego. Wydobyte gazu ze złoża Snøhvit rozpocznie się w 2005 r. i ma być kontynuowane do roku 2035. Następne otwory eksploatacyjne będą wiercone w II i III fazie udostępniania złoża, zaplanowanych na lata 2011–2014. Koszt całej inwestycji wyniesie 51 mld koron norweskich, czyli 8,3 mld €. Gaz ze złoża Snøhvit zawiera 4–7% CO₂ i w związku z tym co roku zakład skraplania będzie produkował 700 000 t CO₂, który musi być utylizowany. W tym przypadku cała ilość dwutlenku węgla będzie zatłaczana z powrotem do złoża.

Sektor norweski na M. Barentsa graniczy z sektorem rosyjskim, przy czym rozgraniczenie nie jest do tej pory ostatecznie ustalone. Powierzchnia pozostająca pod jurysdykcją władz Norwegii wynosi co najmniej 650 000 km². Jest to duży obszar i jak wynika z liczby wykonanych wierceń, słabo rozpoznany. Kolejnym krokiem w poszukiwaniach był pozytywny otwór Goliat, odwiercony w 2001 r. w bloku 7122/1. Następny otwór poszukiwawczy został zlokalizowany w obiekcie poszukiwawczym Obelix, około 190 km od brzegu, pomiędzy złożami Snøhvit i Bjørnøya. Zadanie geologiczne polega na zbadaniu węglanowych utworów permu i karbonu. Wiercenie rozpoczęte w styczniu br. jest prowadzone z platformy *Eirik Raude*. Czas wiercenia oszacowano na 26 dni. Głębokość wody wynosi w tym miejscu 368 m. Operatorem jest firma *Norsk Hydro*.

Filia *Statoilu*, *Statoil Innovation AS*, zajmuje się wdrażaniem nowych technologii i wynalazków opracowanych w oddziałach koncernu, jak również wyszukiwaniem nowych rozwiązań poza koncernem. Metoda komputerowego prognozowania właściwości ośrodka skalnego, opracowana przez P.E. Ørena i S. Bakke, była testowana w odniesieniu do różnych serii piaskowcowych, występujących na szelfie norweskim. Wyniki były na tyle zachęcające, że utworzono nową firmę pod nazwą *Numerical Rocks AS*. Będzie to elektroniczne archiwum rdzeni, gromadzące cyfrowe modele różnych skał. Programy symulacyjne umożliwią prognozowanie właściwości skał istotnych w budowaniu geologicznego modelu złoża i określeniu optymalnych metod eksploatacji. Jedną z zalet nowej metody jest skrócenie czasu potrzebnego do opracowania charakterystyki ośrodka w porównaniu z tradycyjnymi pomiarami.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Biul. Norsk Hydro*, *Interfax*, *Offshore*, *Oil&Gas Journal*, *OPEC*, *Statoil*, *Upstream*, *World Oil*