

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski*



Świat. Podczas gdy zapotrzebowanie na gaz ziemny rośnie w tempie 2,5% rocznie, zapotrzebowanie na skroplony gaz ziemny zwiększa się co roku o 8%. Zapowiada to pomyślną koniunkturę dla firm inwestujących w budowę instalacji skraplania gazu i terminali odbiorczych oraz dla stoczni specjalizujących się w konstrukcji tankowców-gazowców. Istot-

nie, informacje o wielkich kontraktach na dostawy skroplonego gazu ziemnego, zawieranych w ostatnim czasie, oznaczają nowe inwestycje i zamówienia dla nielicznych stoczni, które mogą podjąć się realizacji takich zleceń.

Według danych *BP Statistical Review of World Energy*, transport skroplonego gazu ziemnego jest najlepiej rozwinięty w Azji (tab. 1), co wynika z lokalizacji największych złóż gazu ziemnego i najważniejszych odbiorców. Budowa gazociągów podmorskich, np. z Indonezji do największego odbiorcy, tj. Japonii, jest niesłychanie kosztowna i trudna pod względem technicznym i drugą metodą jest dostawa gazu w postaci skroplonej. Obecnie tworzą się nowe kierunki dostaw: z północnej Afryki do Europy, z Ameryki Południowej i Zat. Gwinejskiej do Ameryki Północnej, z Sachalinu do Japonii i Ameryki Północnej. Wszystkie one wymagają przede wszystkim zwiększenia dostaw surowca i dlatego trwa budowa licznych nowych zakładów skraplania gazu lub rozbudowa istniejących. Tylko w latach 2005–2008 zostanie oddanych do użytku 14 instalacji o łącznej zdolności produkcyjnej 58,4 mln t skroplonego gazu ziemnego rocznie (tab. 2). Największe zakłady skraplania gazu, o zdolności produkcyjnej rzędu 8–10 mln t gazu rocznie (*Bonny Island, Qatargas 1, Bintulu i Pars*), są ogromnymi i kosz-

townymi inwestycjami, a decyzje o ich podjęciu niosą spory element ryzyka. Innym rozwiązaniem może być budowa mniejszych zakładów, w których koszty skraplania są porównywalne z kosztami w dużych zakładach, lecz mogą być zlokalizowane bliżej odbiorcy. Jeśli jest to odległość mniejsza niż 900–1800 km, koszt transportu będzie atutem małego zakładu. Firma *Mustang Engineering* proponuje budowę zakładów o zdolności produkcyjnej 1–3 mln t skroplonego gazu rocznie. Wykorzystuje się ten sam proces skraplania gazu co w dużych instalacjach, lecz mniejsza skala powoduje, że niższe są wymagania co do reżimu technologicznego i nie jest konieczne angażowanie specjalistycznych firm konstrukcyjnych. Do magazynowania gazu wystarczają w takich obiektach zbiorniki o pojemności 5000 m³. Zapleczem surowcowym takiego zakładu może być złożo lub zespół złóż gazu ziemnego o zasobach 42–56 mld m³ i wydobywaniu 4,2 mln m³/d albo złożo ropy z dużą ilością gazu towarzyszącego.

Następnym elementem jest transport gazu, obsługiwany przez specjalistyczne jednostki, takie jak oddany do użytku w listopadzie 2004 r. *Arctic Discoverer*. Może on przewozić 145 000 m³ gazu. Został zbudowany w stoczni *Mitsui* jako pierwsza z czterech jednostek zamówionych przez *Statoil* do obsługi złoża Snøhvit. Obecnie (stan na 01.03.2005 r.) flota tankowców do przewozu skroplonego gazu ziemnego liczy 175 jednostek, a w budowie znajduje się 65 statków. O ile w 2004 r. oddano do użytku 21 nowych jednostek, to w roku 2006 ma ich być 25, a w 2007 — 33. Najwięcej zamówień zdobyły stocznie południowokoreańskie, należące do koncernów *Daewoo, Hyundai i Samsung*.

Tab. 1. Kierunki dostaw skroplonego gazu ziemnego w 2003 r. wg *BP Statistical Review of World Energy* [mld m³]

Dokąd	Skąd									
	Algieria	Australia	Brunei	Indonezja	Katar	Malezja	Nigeria	Oman	Trynidad	Razem
Belgia	3,15									3,15
Francja	9,2						0,67			9,87
Hiszpania	7,48	0,08			1,87		4,22	0,32	0,08	15,04
Japonia		10,27	8,93	24,05	9,05	16,72		2,16	0,08	79,77
Korea Połud.	0,23	0,17	0,74	6,93	7,88	3,79		6,49		26,23
Tajwan				4,68		2,8				7,48
Turcja	3,86						1,13			4,99
USA	1,51				0,39	0,08	1,42	0,24	10,71	14,35
Włochy	2,02						3,5			5,52
Pozostałe	0,55						0,85		1,04	2,44
Ogółem	28	10,52	9,67	35,66	19,19	23,39	11,79	9,21	11,91	168,84

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

Tab. 2. Zakłady skraplania gazu ziemnego, które zostaną oddane do użytku w latach 2005–2008

Kraj	Projekt	Zdolność produkcyjna [mln t/rok]	Planowany termin oddania do użytku	Odbiorcy
Egipt	<i>Damietta Linia 1</i>	3,6	połowa 2005	Europa
Nigeria	<i>Bonny Island Linia 4</i>	4,1	połowa 2005	Europa 50%, Ameryka Płn. 50%
Katar	<i>RasGas Linia 4</i>	4,7	październik 2005	Europa
Nigeria	<i>Brass Linia 5</i>	4,1	koniec 2005	Europa 50%, Ameryka Płn. 50%
Trynidad i Tobago	<i>Atlantic-Port Fortin Linia 4</i>	5,2	początek 2006	Ameryka Płn.
Oman	<i>Qalhat Linia 3</i>	3,7	początek 2006	Europa 50%, Azja 20%, 30% *
Egipt	<i>Idku Linia 2</i>	3,6	połowa 2006	Ameryka Płn.
Australia	<i>Darwin</i>	3,5	połowa 2006	Japonia
Nigeria	<i>Nwadoro Linia 6</i>	4,1	połowa 2007	Ameryka Płn. 90%, Europa 10%
Katar	<i>RasGas Linia 5</i>	4,7	połowa 2007	Azja 60%, 40% *
Norwegia	<i>Snøhvit</i>	4,0	2007	Ameryka Płn. 40%, Europa 30%, 30% *
Gwinea Równikowa	<i>Bioko Island</i>	3,5	koniec 2007	Ameryka Płn.
Rosja	<i>Sachalin Linia 1</i>	4,8	koniec 2007	Ameryka Płn. 40%, Japonia 35%, 25% *
Rosja	<i>Sachalin Linia 2</i>	4,8	2008	Ameryka Płn. 40%, Japonia 35%, 25% *
Razem		58,4		

* ilości dotychczas niezakontraktowane

Tab. 3. Terminale odbiorcze skroplonego gazu ziemnego w budowie w latach 2005–2007

Kraj	Projekt	Termin oddania do użytku	Zdolność rozładunkowa [mln t/rok]
Indie	<i>Hazira</i>	2004–2005	2,5
Chiny	<i>Guangdong</i>	koniec 2005	3,7
Hiszpania	<i>Sagunto</i>	2006–2007	3,7
Hiszpania	<i>El Ferrol</i>	2007	2,0
Korea Płd.	<i>Kwangyang</i>	czerwiec 2005	1,7
W. Brytania	<i>Isle of Grain</i>	I kwartał 2005	3,3
Francja	<i>Fos-sur-Mer</i>	połowa 2007	6
Meksyk	<i>Altamira</i>	koniec 2007	5,8
USA	<i>Luizjana</i>	2005	1,2

Kolejnym ogniwem są terminale do odbioru skroplonego gazu wraz z instalacjami do rozprężania gazu, aby mógł on być zatłoczony do gazociągu. Na całym świecie jest teraz około 1800 terminali, a lista takich obiektów, obecnie budowanych i dopiero planowanych, jest bardzo długa. Lokalizację i zdolności przeładunkowe terminali, które będą oddane do użytku w najbliższych latach, przedstawiono w tabeli 3.

Według prognozy przygotowanej przez Międzynarodową Agencję Energetyczną do roku 2030 import skroplonego gazu ziemnego zwiększy się 4-krotnie. Nie należy jednak zapominać o ograniczeniach rozwoju tej gałęzi przemysłu naftowego. Elastyczność transportu tankowcami jest niewątpliwą zaletą w porównaniu z transportem rurociągowym, ale jednocześnie może być zagrożeniem dla odbiorców narażonych na przerwanie dostaw, jeśli dostawca wybierze innego partnera. Wymagane są więc szczególnie gwarancje kontraktowe. Drugim poważnym czynnikiem, który musi być brany pod uwagę, jest zapew-

nienie bezpieczeństwa dostaw. Zarówno zakłady skraplania, jak i terminale, mogą być celem ataków terrorystycznych, a ochrona tak dużych obiektów jest bardzo trudna. Kolejne ograniczenia wynikają z dostępności tankowców i zapotrzebowania na nowe magazyny gazu. Budowa tankowców jest skomplikowana, trwa długo i niewiele jest stoczni realizujących takie zamówienia. Sezonowe fluktuacje w popycie na gaz wymagają dysponowania buforowymi magazynami, w miarę możliwości w pobliżu terminalu, a to również może być zadaniem trudnym do wykonania. Innym problemem są różnice w parametrach gazu pochodzącego z różnych złóż i konieczność dostosowania do nich instalacji rozprężania w terminalach. Przy lokalizacji terminali trzeba się też liczyć z oporami społeczności lokalnych przed sąsiedztwem tego rodzaju obiektu. Właśnie z tych powodów nie powstanie terminal w Nowej Anglii, chociaż w ciągu 25 lat w USA nie było żadnych wybuchów ani pożarów w instalacjach skroplonego gazu ziemnego. Wreszcie należy uwzględnić kwestię zbytu — dostępu do rynków lokal-

nych. Wszystkie te czynniki mogą opóźniać rozwój światowego handlu skroplonym gazem ziemnym, niemniej jednak długofalowe perspektywy rysują się dobrze.

Polska. Podpisana wiosną 2004 r. umowa PKN Orlen z rządem czeskim o przejęciu koncernu petrochemicznego Unipetrol została sfinalizowana 24 maja 2005 r. Orlen kupił 63% akcji czeskiej spółki za 13 mld koron (ok. 394 mln €). W skład Unipetrolu prócz rafinerii i zakładów chemicznych wchodzi także sieć Benzina, grupująca 312 stacji benzynowych.

W maju bieżącego roku nastąpiły dwa ważne wydarzenia w procesie prywatyzacji sektora naftowego. Najpierw (16 maja) rozpoczęła się publiczna subskrypcja akcji Grupy Lotos, dla których widełki cenowe ustalono w przedziale 26–35,50 zł. Debiut giełdowy zaplanowano na 10 czerwca 2005 r.

Druga duża prywatyzacja dotyczy Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. Najpierw wydzielono spółkę PGNiG-Przesył Sp. z o. o., pełniącą funkcję operatora systemu przesyłowego. W kwietniu bieżącego roku PGNiG S.A. przekazało Ministerstwu Skarbu Państwa 100% udziałów w spółce PGNiG-Przesył o wartości 37,92 mln zł. W ten sposób Skarb Państwa zachowa bezpośredni nadzór nad systemem przesyłowym gazu ziemnego w Polsce. Był to jeden z warunków umożliwiających publiczną emisję akcji PGNiG S.A. W dniu 24 maja br. Komisja Papierów Wartościowych i Giełd dopuściła do publicznego obrotu akcje Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. w Warszawie. W ofercie znajdzie się ok. 5,9 mld akcji zwykłych serii A i B. PGNiG S.A. chce uzyskać ze sprzedaży nowych akcji co najmniej 1,5 mld zł. Wiceprezes M. Fołtynowicz zapowiedział, że prospekt emisyjny zostanie ogłoszony 2 czerwca, do 10 czerwca zostaną ogłoszone widełki cenowe na akcje, a zapisy na akcje będą trwały od 13 do 18 czerwca 2005 r. Debiut na giełdzie miał nastąpić 4 lipca br. Jednak ten harmonogram stał się nieaktualny, wskutek decyzji ministra skarbu J. Sochy o przesunięciu debiutu na wrzesień br.

W dniu 18 maja br. w Islamabadzie została podpisana umowa między rządem Pakistanu i PGNiG S.A. dotycząca koncesji poszukiwawczej w bloku 2667-7 Kirthar o powierzchni 956 km². Blok jest położony w dystrykcie Dadu w prowincji Sindh i w rejonie Lasbella w prowincji Beludżystan. PGNiG S.A. zainwestuje w pierwszej fazie 1 mln USD na zakup i ponowną interpretację danych geologicznych, geofizycznych i wiertniczych, badania sedymentologiczne oraz wykonanie i przetworzenie 100 km profili sejsmicznych 2-D. W trzecim roku przewidziane jest odwiercenie otworu poszukiwawczego o głębokości 2000 lub 2800 m w celu zbadania utworów kredowych formacji Mughal Kot. Minimalne nakłady na prace wiertnicze wyniosą 1,8 mln USD.

Rosja. Połączenie Gazpromu i Rosniefti, które już dawno miało nastąpić, oddala się. Najpierw agencja Reuters doniosła, powołując się na źródła rządowe, że w nowym projekcie połączenia Jugansknieftiegaz pozostanie w gestii Rosniefti. Później minister przemysłu i energii Christienko poinformował, że ostateczna wersja fuzji nie została jeszcze opracowana i nastąpi to do końca czerwca br. Wreszcie 17 maja br. ukazał się wspólny komunikat Ministerstwa

Rozwoju Gospodarczego i Gazpromu o planie realizacji przygotowań do liberalizacji obrotu akcjami Gazpromu zgodnie z poleceniem prezydenta Putina. W pierwszym etapie nastąpi prywatyzacja 100% akcji Rosniefti i zasilenie nimi kapitału zakładowego Rosnieftiegazu. Następnie Rosnieftiegaz kupi część akcji Gazpromu. W drugim etapie część akcji Rosniefti zostanie wprowadzona do obrotu publicznego w celu uzyskania środków finansowych na pokrycie obecnego zadłużenia koncernu, po czym nastąpi likwidacja Rosnieftiegazu. Do wyceny aktywów Rosniefti oraz pakietu akcji Gazpromu zaangażowano firmę doradztwa finansowego Morgan Stanley. Po dokonaniu opisanych operacji rząd rosyjski zachowa kontrolę zarówno nad Rosnieftią, jak i nad Gazpromem. Plan ten poparł były premier M. Kasjanow. Wyraził on opinię, że Rosniefti powinna pozostać własnością państwa — skrytykował natomiast pomysł zwiększenia udziałów skarbu państwa w Gazpromie z obecnych 38% do 50% drogą zakupu. Jego zdaniem do kapitału Gazpromu powinna być dodana wartość gaziociągu Urengoj–Użhorod, budowanego za państwowe kredyty. Swoją drogą, zadanie firmy Morgan Stanley jest karkołomne. Koncern Jugansknieftiegaz, który wszedł w skład aktywów Rosnieftiegazu został sprzedany za 9,3 mld USD, Rosnieft wyceniona była na 8 mld USD, ale jest zadłużona na 18 mld USD. Teraz źródła rządowe podają, że Rosnieftiegaz jest warta 26 mld USD!

Przebywający w USA dyrektor generalny koncernu Jukos, Steven M. Theede, skierował do pracowników list z okazji 12 rocznicy istnienia firmy. Przesyłając pozdrowienia i dziękując za wkład pracy, który przyczynił się do zdobycia czołowej pozycji w rosyjskim przemyśle naftowym, Theede stwierdził jednocześnie, że bardzo dobre wyniki, mimo wielu przeciwności osiągnięte przez firmę w 2004 r., są optymistyczną zapowiedzią na przyszłość.

Niemal w tym samym czasie nastąpiła reorganizacja zarządu koncernu w Moskwie i podział na dwa odrębne pionierzy: poszukiwań i wydobywania z prezesem Wiktorem Grechowem oraz przeróbki i sprzedaży z prezesem Anatolijem Nazarovem.

W czasie procesu b. prezesa Jukosu M. Chodorkowskiego przedstawiciele tego koncernu nie zabierali głosu w kampanii prasowej na temat roszczeń organów podatkowych i zarzutów co do nieprawidłowości w czasie prywatyzacji. Dopiero w dniu 17 maja br. wydano oświadczenie, utrzymane w bardzo zdecydowanym tonie: *W związku z przedłużającą się kampanią nieuzasadnionych oskarżeń w stosunku do zarządu i kierownictwa Jukos, koncern uważa za nieodzwonne złożenie następującego oświadczenia. Autorzy oświadczenia wzywają rząd Federacji Rosyjskiej do przerwania systematycznych i bezpodstawnych ataków na Jukos i jego personel. Dalej stwierdzono, że wszystkie oskarżenia o naruszenie prawa ze strony kierownictwa, a także oszustwa ze strony koncernu są kłamliwe, nieuzasadnione i niemożliwe do udowodnienia. Przedstawiciele koncernu polemizują z oskarżeniami o uchylanie się od płacenia podatków, o wyprowadzanie aktywów i nielegalny handel ropą naftową, argumentując, że nie naruszono ani prawa rosyjskiego, ani standardów zarządzania korporacyjnego, obowiązujących w międzynarodowej społeczności finansowej. Działania Jukosu były sprawdzane w ramach regularnych kontroli przez te same organa państwowe, które teraz wysuwają zarzuty pod adresem fir-*

my. Komunikat kończy się apelem: *Koncern ma nadzieję, że Federacja Rosyjska uzna, że koncern naftowy Jukos jest dobrze funkcjonującą i poważaną firmą, a jego zniszczenie nie przyniesie państwu żadnych korzyści ani w bliskiej, ani też w dalszej przyszłości.*

Azerbejdżan. Prezydenci Azerbejdżanu, Gruzji, Kazachstanu i Turcji byli obecni podczas symbolicznego odkrycia zaworu rozpoczynającego napełnianie ropą naftową rurociągu Baku–Tbilisi–Ceyhan (BTC). Uroczystość odbyła się 25 maja 2005 r. w terminalu Sangaczaly nad M. Kaspijskim z udziałem przedstawicieli największych akcjonariuszy tej inwestycji, w tym Johna Browna, prezesa *British Petroleum*, posiadającego 30,1% udziałów. Ropa pochodzi z azerskiego złoża Azeri–Chirag–Gunashli na M. Kaspijskim. Napełnianie 1770-kilometrowego ropociągu jest długotrwałą operacją, wymagającą zatłoczenia ok. 1,3 mln t ropy i potrwa ponad 6 miesięcy, zanim surowiec dotrze do tureckiego portu Ceyhan nad M. Śródziemnym. Nowy rurociąg, wybudowany kosztem 4 mld USD, uniezależnia Azerbejdżan od eksportu ropy za pośrednictwem rosyjskich rurociągów. Bardzo ważne jest też stanowisko władz Kazachstanu, które zdecydowały się na wykorzystanie BTC do transportu swojej ropy.

Norwegia. Drugie wiercenie poszukiwacze z czterech zaplanowanych do wykonania w tym roku na M. Barentsa zakończyło się niepowodzeniem. W otworze Guovca potwierdzono występowanie piaskowców o dobrych właściwościach zbiornikowych, ale nie stwierdzono żadnych objawów węglowodorów i wobec tego został on zlikwidowany. Wiceprezes *Statoilu* ds. poszukiwań T. Dodson poinformował, że platforma *Eirik Raude*, z której wykonano otwór Guovca, powróci na M. Barentsa jesienią, aby wykonać odwiert w strukturze Uranus.

W. Brytania. Ukończono układanie 560-kilometrowego odcinka gazociągu nazwanego Langeled, łączącego węzeł Sleipner z terminalem w Easington na wybrzeżu brytyjskim. Docelowo gazociąg o długości 1200 km będzie dostarczał gaz ze złoża Ormen Lange w sektorze norweskim przez stację uzdatniania w Nyhamma koło Bergen do W. Brytanii. Jego zdolność przesyłowa wyniesie 20 mld m³ rocznie, co stanowi 20% brytyjskiego zapotrzebowania na gaz ziemny.

Załoga *Tog Mor* — barki do układania rurociągów, przystosowanej do pracy na wodach do głębokości 25 m — połączyła sekcję głębokowodną z odcinkiem lądowym, przebiegającym w tunelu o długości 400 m. Następnie załogi statków biorących udział w układaniu gazociągu przystąpią do budowy odcinka Sleipner–Nyhamma, który ma być oddany do użytku jesienią 2007 r. Inwestycja jest wspólnym przedsięwzięciem *Statoilu* i *Norsk Hydro*, a operatorem gazociągu będzie norweska firma *Gassco*, eksploatująca gazociągi zaopatrujące Europę Zachodnią.

Niemcy. Około 20% zapotrzebowania na gaz ziemny pokrywanych jest z krajowych złóż i w przeważającej części

ci jest to gaz z Dolnej Saksonii. Ważną rolę odgrywa złożo Völkersen (ok. 45 km na SE od Bremy), z którego wydobyto dotychczas 8 mld m³ gazu. Operatorem jest firma RWE DEA AG, która odwierciła tam ostatnio 2 otwory: Z7 i Z5 do głębokości 5000 m. RWE DEA rozwierca również znane złożo ropy naftowej Mittelplate w Szlezwiku-Holsztynie. Ze względu na położenie w rezerwacie przyrody wiercenia są tam prowadzone z jednego stanowiska z zastosowaniem metody ERD (*Extended Reach Drilling* — wiercenia o wydłużonym zasięgu). Za pomocą urządzenia T 345 odwiercono otwór Dieksand 6 o głębokości pionowej 2000 m i pomiarowej 9275 m. Wielkość odsunięcia, około 8000 m, stawia go w rzędzie najdłuższych wierceń ERD w Europie.

USA. Decyzja firmy konsultingowej *Standard & Poor's* o obniżeniu zdolności kredytowej koncernów *Forda* i *General Motors* do najniższego poziomu, czyli tzw. obligacji „śmieciowych”, zwróciła uwagę na sytuację w branży samochodowej. W ostatnim okresie wyniki finansowe obu koncernów opierały się głównie na sprzedaży samochodów typu SUV (*Sport Utility Vehicle* — samochody terenowo-użytkowe z napędem na 4 koła). Ponad 20 lat temu klientom amerykańskim zaoferowano samochód osobowy będący zmodyfikowaną furgonetką z wyposażeniem jak w samochodach osobowych i mocnym silnikiem. Nowe samochody zdobyły ogromną popularność i doskonale rozwijała się ich sprzedaż. Kolejne modele były coraz większe, cięższe, miały lepsze osiągi i oczywiście coraz wyższe zużycie paliwa.

W 1975 r. samochody produkcji amerykańskiej zużywały przeciętnie 15,6 l/100 km. Było to bezpośrednio po kryzysie paliwowym z lat 1973–1974 i wkrótce weszły do produkcji mniejsze i oszczędniejsze modele. Jednak moda na SUV-y odwróciła te tendencje. Podczas gdy przeciętny samochód osobowy z 2004 r. spala 9,5 l/100 km, to furgonetka 11,7 l/100 km, a SUV 13,1 l/100 km. Przy cenie benzyny przekraczającej już 2 dolary za galon wysokie zużycie paliwa staje się czynnikiem ograniczającym popyt. W Atlancie 4 maja bieżącego roku galon benzyny (3,78 l) kosztował 2,04 USD, a w Los Angeles 2,43 USD. Nic więc dziwnego, że sprzedaż małych SUV-ów spadła z 400 000 w 2000 r. do 229 000 w 2004 r. Liczba sprzedawanych większych modeli SUV jest znacznie wyższa i przekracza 4 mln sztuk. Tymczasem w dyskusji na temat negatywnego stanowiska USA co do ratyfikacji protokołu z Kioto rządowa agencja informacji energetycznej EIA (*Energy Information Administration*) przypomniała, że emisja CO₂ w USA wzrosła z 1367 mln t w 1990 r. do 1568 mln t w 2002 r. Niewątpliwie samochody takie jak *Hummer*, ważące 3,5 t i spalające średnio 29,7 l/100 km, przyczyniają się do takiego poziomu emisji.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Biul. Statoil*, *Hart's E&P*, *BP Statistical Review of World Energy*, *Offshore*, *Oil&Gas Financial Journal*, *Oil&Gas Journal*, *PAP*, *RusEnergy*, *Upstream*, *World Gas Intelligence*, *World Oil*