

Comercio internacional de petróleo, refinación e integración

Por Nicolás Verini

En el mundo, las principales áreas exportadoras de petróleo no llegan a diez. Todas tienen una sustentable base de reservas que van de los 10 a los 100 años de vida. Cada área domina con sus flujos de exportación una considerable parte del mundo desarrollado, correspondiéndole a los países de la OCDE el mayor consumo con el 59,6%, la Unión Europea-15, el 18,7% y los países de Economías Emergentes, el 32,6%.

Desde un triángulo imaginario, cuyos vértices unen el Estrecho de Hormuz con el norte de África y las terminales de Turquía sobre el Mediterráneo y el Canal de Suez, parten 825 millones de ton de crudos cada año, constituyendo en sí mismo, el reservorio de hidrocarburos más importante del mundo, con un volumen de reservas de 94.400 millones de ton de petróleo.

La actual política de comercialización del petróleo por parte de los países productores está asociada a la profundización de los procesos de integración vertical.

Por otra parte, en un nivel mundial se está observando un proceso de regionalización de la actividad del comercio exterior, donde los países de determinadas áreas prefieren comprar el petróleo a países cercanos.



Foto: TMP

Nicolás Verini es Ingeniero Químico con posgrados en Economía de la Energía del Instituto Enrico Mattei del ENI, en Economía Petrolera y en Comercio Internacional del Instituto Francés del Petróleo y sobre Refinación y Optimización Energética de ONUDI-ACTIM. Se desempeñó en YPF como Jefe del Departamento Operaciones con Combustibles, Coordinador del Contrato NEUBA II y como Gerente de Comercio Exterior, y actualmente trabaja como consultor en la empresa Total Austral. También fue Consultor de OFEPHI.

Es profesor titular de "Comercio Internacional de Hidrocarburos" y de "Economía del Petróleo y Gas" en el Instituto del Gas y del Petróleo de la Universidad de Buenos Aires. Además, es profesor invitado en la Universidad Católica Argentina y en la Facultad de Derecho y Ciencias Sociales de la UBA.

No llegan a diez las principales áreas exportadoras de petróleo en el mundo. En **América Latina**: México, Venezuela, Colombia, Ecuador y más recientemente Argentina; en el **África Atlántica**: Angola, Camerún, Congo y Nigeria; en el **Mar del Norte**: Reino Unido y Noruega; en el **Mediterráneo**: Argelia, Libia, Egipto y Siria; en la **ex URSS**; en el **Medio Oriente**: Irak, Irán, Kuwait, Arabia Saudita, Qatar, Omán, EAU; en el **Far East**: Indonesia, Brunei, Malasia, Australia y, últimamente, **Alaska**, territorio de los Estados Unidos.

Todas tienen una sustentable base de reservas que van de los 10 a los 100 años de vida. Cada área domina, con



N. Verini

sus flujos de exportación, una considerable parte del mundo desarrollado, correspondiéndole a los países de la OCDE el mayor consumo con el 59,6%, la Unión Europea-15, el 18,7% y los países de Economías Emergentes (América del Sur y Central, Europa del Este, ex URSS, África, los países asiáticos no-OECD), el 32,6%.

Desde un triángulo imaginario cuyos vértices une el Estrecho de Hormuz en la salida del Golfo Pérsico con el norte de África y las terminales de Turquía sobre el Mediterráneo y el Canal de Suez, observamos que parten 825 millones de ton de crudos cada año, constituyendo el reservorio de hidrocarburos más importante del mundo, con un

Reservas de petróleo de 12 grandes compañías

Saudi Arabian Oil Co	258.703 Millones bbl
Irak National Oil Co	100.000
Kuwait Petroleum Co	94.000
Abu Dhabi National Oil Co	92.200
National Iranian Oil Co	88.200
Petróleos de Venezuela	64.477
Petróleos Mejicanos	48.796
Libia National Oil Corporation	29.500
China Petroleum Corporation	24.000
Nigerian National Petroleum	20.828
Sonatrach Argelia	9.200
Royal Dutch-Shell	8.478

OGI 2000 y BP

Producción

Arabia Saudita	8,8 Millones bbl/d
USA	8,2
ex URSS	7,2
Rusia	6,2
Irán	3,7
México	3,1
Noruega	3,0
China	3,0
Venezuela	2,8
Reino Unido	2,7
EAU	2,5
Canadá	2,4

volumen de reservas de 94.400 millones de ton de petróleo.

Si alargamos el vector geográfico y tocamos los países productores del África Atlántica como Nigeria, Angola, Camerún, Congo, podemos constatar que estas reservas de petróleo se encuentran en áreas de inestabilidad política y religiosa, poco o incipientemente democráticas, países que han despertado del colonialismo hace apenas 30 años y con una visible atadura financiera y tecnológica con los países desarrollados que dependen de su petróleo.

“En todo el análisis del mundo árabe es necesario tener en cuenta que se trata de sociedades que debieron soportar una opresión colonial tremenda, que duró siglos. Estas sociedades recibieron una herencia de atraso que destruyó sus economías, paralizó su cultura y las alejó del mundo moderno. Las revoluciones nacionales desempeñaron un papel

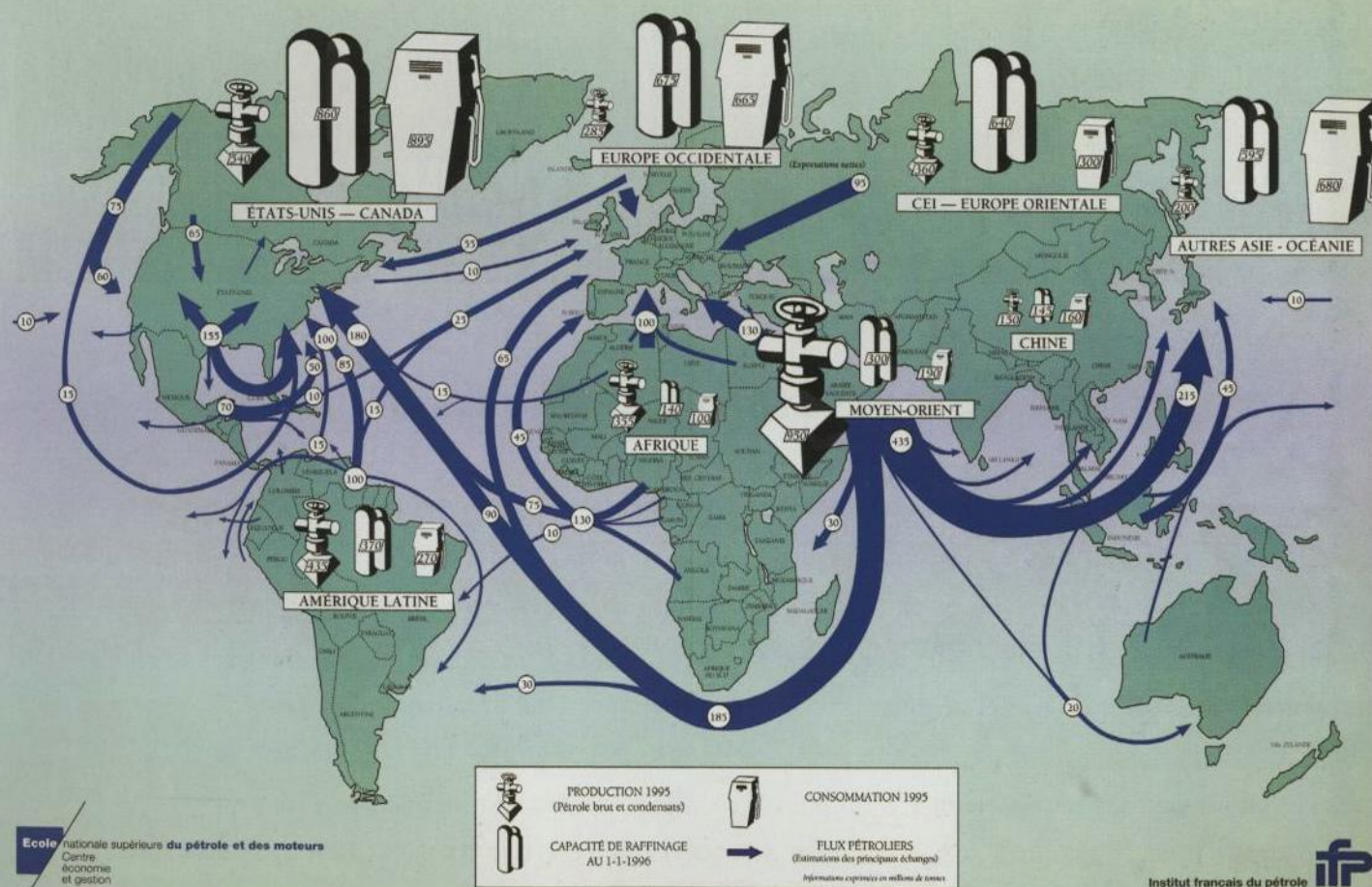
altamente positivo: rescataron esos países de la dependencia colonial o semi-colonial y trataron de encarrilarlos en el siglo XX, en medio de una terrible fractura social y política”.

“Todo este proceso apasionante, hay que recordarlo, se verifica en una región del mundo que sirve de puente entre Europa y el Lejano Oriente, es la llave del control del Mediterráneo Oriental, alberga el más importante proveedor de petróleo de Occidente y

fue el campo de enfrentamiento más peligroso entre Estados Unidos y la Unión Soviética”.

Los aprovisionamientos de crudos desde el Medio Oriente significan en términos de cantidad, 565 millones de toneladas anuales con destino a Europa y América del Norte, y son motivo de especial atención por parte del Gobierno de los Estados Unidos, que centra su política de vigilancia y seguridad del Golfo Pérsico, del estrecho de Hormuz

LE PÉTROLE DANS LE MONDE EN 1995



Importaciones de Estados Unidos

1996 PIW

Total	6,6 Mbbl/d
Crudos Dulces	2,28
África	1,13
América Latina	0,640
Mar del Norte	0,510
Crudos Agrios	3,830
América Latina	2,26
Medio Oriente	1,58

y sobre Arabia Saudita, del más grande productor del mundo por sus reservas y la enorme capacidad de balancear la producción del área.

De allí el interés de Estados Unidos de preservar la estabilidad y no aislar la seguridad del golfo a su propia seguridad de abastecimiento en prevención de un futuro shock que haga peligrar su política de aprovisionamientos, ya que importa el 50% del petróleo que consume y es el más grande devorador de energía del mundo: 100 M ton/a de crudos llegan del Golfo Pérsico, 75 M ton/a provienen del África Atlántica, 15 M ton/a de crudos dulces de Argelia y del Mediterráneo, 65 M ton/a del Mar del Norte, 85 M ton/a de Venezuela, Colombia y Caribe y 15 M ton/a desde el Lejano

Oriente y América del Sur por el Pacífico con destino a las refinерías de la Costa del Oeste. Desde Canadá importa 60 M ton/a y a su vez Canadá importa 825.000 bbl/d de diferentes mercados internacionales.

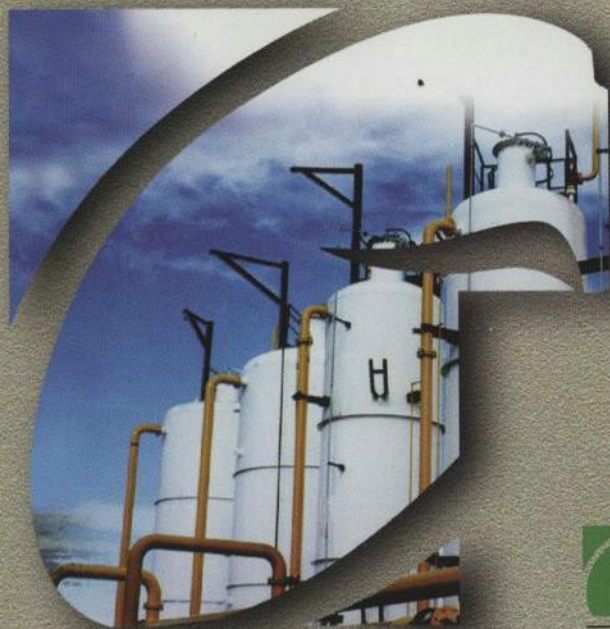
La actual política de comercialización del petróleo por parte de los países productores **está asociada a la profundización de los procesos de integración vertical** desarrollados por las compañías petroleras de los países como **Arabia Saudita, Venezuela, México, Libia, Kuwait, Abu Dhabi, Irán**—para nombrar algunos de ellos— en los mercados de los propios países consumidores como Estados Unidos, Europa (Alemania, Italia, Suecia, Holanda, Reino Unido), Pakistán y otros más recientes del Sudeste Asiático.

Otro proceso que se está observando en un nivel mundial, es un proceso de regionalización de la actividad del comercio exterior, donde los países de determinadas áreas prefieren comprar petróleo a países cercanos. Así, la preferencia de Estados Unidos de comprar a

Venezuela, México, Colombia, Ecuador y Argentina. Europa lo hace en el Mar del Norte, Rusia, África y Medio Oriente; Asia, desde Indonesia, Medio Oriente, Australia, Brunei, Malasia y otros.

Arabia Saudita: Actualmente es el productor más importante del mundo con 8,1-8,8 Mbbl/d. Vende sus crudos *Berri*, *Arabian Light*, *Arabian Medium* y *Arabian Heavy* en el mercado de Estados Unidos en base al *West Texas Intermediate* (WTI), en Europa vinculado al precio del *Brent* y al Asia-Pacífico sobre el promedio de Omán y Dubai.

Últimamente ha concretado acuerdos con Shell, Texaco y Aramco para colocar 825.000 bbl/día en las refinерías de los Estados Unidos, y poder aprovisionar un mercado de 14.700 estaciones de servicio y 50 terminales de productos en la región del Este. Aramco ya había creado Star Enterprise en los años '80 comprando el 50% de las refinерías de Texaco en Convent Louisiana, con una capacidad de 230.000 bbl/día, la de Delaware City de 140.000 bbl/día y Port Arthur de 235.000 bbl/d, sumando a es-



*Una empresa que
invierte en tecnología
para la producción y
el procesamiento
de hidrocarburos.*



Gas Medanita S.A.

PASEO COLÓN 439 (1063) • BUENOS AIRES ARGENTINA TEL: (54-1) 334-0700 • FAX (54-1) 334-5753

Argentina: Exportaciones y destinos

bbl/d	1995	1996
Brasil	96.200	117.000
Chile	75.400	105.000
Uruguay	5.900	6.000
Paraguay	1.200	1.500
USA	33.200	60.820
Far East	48.700	10.000
Total	260.000	300.000
PIW, oct 1996		

ta nueva operación la planta de Norco en Louisiana de 218.000 bbl/d.

Arabia Saudita desplaza sus intereses del *downstream* fuera de sus fronteras y ya controla 1,3 millones de bbl/d en el esquema de refinación con Petrogal en Portugal sobre un total de 1,7 M bbl/d. Saudi Aramco provee 526.000 bbl/d a la refinería de Ssangyong en Corea del Sur, con la que tiene una *joint-venture*, e importa 1,8 M bbl de gasolina cada seis meses desde la misma, esperando la puesta en marcha de su refinería de Ras Tanura.

Aprovecha la madurez de estos tipos de inversiones, más lucrativas respecto a los pobres resultados del *upstream*, reciclando las inversiones en calificados mercados de los países importadores y de gran desarrollo, estructurando objetivos estratégicos de larga duración, aprovechando el *spread* que existe entre su propio crudo y los precios de los productos refinados.

No es un secreto que las grandes compañías están faltas de crudos: la pérdida de las concesiones en el Medio Oriente, la expansión de la flota petrolera en manos de los *cross traders* y banderas de conveniencia, el desarrollo de una refinación independiente, la distribución y venta de productos ya no están bajo su exclusivo control como hace 50 años, estableciéndose nuevas oportunidades como es el caso de la refinación, en algunas áreas del mundo como Estados Unidos, Corea del Sur, Singapur, Taiwán y China, convirtiéndose en una unidad de negocios prioritaria para muchas compañías petroleras de la OPEP.

En América Latina

Venezuela exporta más de 85 millones de toneladas de crudos por año a los mercados de Estados Unidos, Europa y América Latina, BCF 24 °API, BCF 21 °API, BCF 17 °API y Bachaquero. Del total de crudo que produce, 1,7 Millones de bbl/d lo refina en el exterior, más de lo que refina en su propio territorio. Exporta 2,1 millones de bbl/d, de los cuales 1,1 millones de bbl/d se realiza a través de sus alianzas estratégicas *offshore*. Los Estados Unidos es la *top destination* de su crudo y recibe 1,3 millones de bbl/d.

Las afiliadas de PDVSA en Estados Unidos, como Citgo, recibe 350.000

bbl/d, siendo el más grande distribuidor minorista en ese territorio. Sus *joint ventures* con Lyondell y Unoven combinan 300.000 bbl/d y van hacia Europa 315.000 bbl/d en su propio sistema asociada a VEBA.

Más de 200.000 bbl/d se refinan en la Refinería Isla de Curazao, que trabaja para exportación. A Brasil llegan 80.000 bbl/d, a Perú, 15.000 bbl/d, a Chile, 20.000 bbl/d, al Caribe, refinador 95.000 bbl/d, a Canadá en el mismo borde económico con los Estados Unidos, aproximadamente 55.000 bbl/d.

PDVSA está discutiendo con Coastal un *joint venture* para suministrar 100.000 bbl/d de crudos a la refinería de Corpus Christi de Texas y 200.000 bbl/d a la de Aruba en el Caribe, sobre un aprovisionamiento regular y aumentar así, el *marketing* de los productos, alargando la colaboración con la nueva compañía Engage Energy, formada en el último año entre Coastal North American y Canada West Coast Energy.

El sistema de refinación internacional de PDVSA se elonga una vez más con la compra del total de los activos de UNOCAL, que ya comprendía el 50% de los activos de Uno-Ven. El acuerdo incluye los activos de la refinería de Lemont en Illinois de 153.000 bbl/d, más el 15% de los activos de producción de la unidad de coque aguja (*needle coker*), una planta de *blending* de lubricantes en Ohio, 12 terminales de bases lubricantes y terminados y 108 puntos de distribución y estaciones de servicio. Citgo, que maneja los intereses de PDVSA en los Estados Unidos, ha obtenido los derechos de Uno-Ven sobre la distribución de aceites lubricantes en 2.300 puntos de venta en 15 estados de la Unión.

Los productores utilizan la capacidad de almacenaje independiente que existe en el Caribe como trampolín para sus crudos: Arabia Saudita tiene un contrato de larga duración con Statia, Venezuela tiene 10 M bbl en el terminal de Bopec en Bonaire, donde llegan los crudos de

Medio Oriente y Africa, 12 M bbl en Borco de Bahamas, un contrato de 12 M bbl en Curazao, además de 650.000 bbl en Trinidad.

Colombia exporta Cusiana 36° API, 0,25 de azufre, 185.000 bbl/d, producido por el consorcio Ecopetrol, BP, Total y Triton. Espera subir la producción a 300.000 bbl/d en agosto de 1997 y 500.000 bbl/d en el primer cuatrimestre de 1998 con la expansión del yacimiento de Capiagua. Cusiana es corrientemente exportado bajo *cargoes spot*, pero Ecopetrol está interesando a compañías de Estados Unidos para realizar contratos en el largo plazo, incluidos refinadores como Amoco, Mobil, Ashland y algún acuerdo *downstream* con Marathon.

Los precios son fijados sobre la base WTI, pero Ecopetrol desearía que se tomara el precio *spot assessments* para el Cusiana de Argus o Platt's. Siendo la calidad de Capiagua de menor contenido de azufre y metales que Cusiana, es posible que se obtenga un crudo *blend*, que lo pondría en directa competencia con crudos como el Bonny Light y el Qua Iboe de Nigeria.

La proximidad de Covenas en el Caribe con la costa del Golfo posibilita que este sea el mercado natural que absorba estos cargamentos.

México toca el récord de producción de 3,0 millones de bbl/d, lo que significa que es el más alto nivel de los últimos 17 años, permitiéndole exportar 1,66 millones de bbl/d a Estados Unidos, superando a Venezuela en la participación del mercado norteamericano con 863.000 bbl/d de Maya, 189.000 bbl/d de Isthmus y 480.000 bbl/d de Olmeca.

Una particularidad del mercado es que los crudos mejicanos no están vinculados con el precio del West Texas Intermediate, lo que hace que, incluido el transporte, los refinadores del Golfo llegan a pagar más caro el Isthmus que el Arabian Light (PIW 28/10/96), en una fórmula amortiguada donde participan el 40% del precio del West Texas Sour, el 40% del Louisiana Light Sweet y el 20% del Brent. Inclusive ha comenzado a incursionar en el mercado spot vendiendo cargos de Maya pesado sour en la costa del Golfo.

Los futuros proyectos de exportación de crudos mexicanos dependen del éxito de los trabajos en los yacimientos de

Producción de la OPEP, millones de bbl/d

	junio 97	Cuota		junio 97	Cuota
Arabia Saudita	8,05	8,0	Libia	1,43	1,39
Irán	3,7	3,6	Argelia	0,84	0,75
Irak	0,60	1,2	Nigeria	2,34	1,86
Kuwait	2,06	2,0	Indonesia	1,4	1,33
UAE	2,28	2,16	Venezuela	3,2	2,36
Qatar	0,57	0,378	Total	26,47	25,03

Petroleum Argus, 27 de julio 1997

crudos pesados de Cantarell, en el sur de la Bahía de Campeche, de los yacimientos *offshore* de crudos livianos de Tabasco, que se mezclan con el pesado Maya para exportación. Proyectos que están vinculados al mega emprendimiento de la refinería de Pemex-Cadereyta de 235.000 bbl/d y representa una inversión de 1.200 millones de dólares.

En la costa del Pacífico, donde llegan los crudos argentinos en competencia con Cusiana, Cupiagua, Caño Limón y Oriente, como también en el *mid continent*, se han producido importantes cambios: Tosco Refining ha comprado 3 refinerías a Unocal y Ultramar Diamond Shamrock ha adquirido los intereses de Total USA.

Pemex ha concretado una *joint venture* con Shell para procesar en su refinería de Deer Park en Texas 220.000 bbl/d de crudo mejicano, que apunta al aprovisionamiento de 12.000 estaciones de servicio de su propio sistema.

La integración redefine una nueva política de penetración en los mercados y ahora "los productores representan la otra cara de la historia, con varios vínculos en el *downstream*. Habiendo transitado políticas de nacionalizaciones forzadas, las compañías de petróleo estatales son menos vulnerables y no demandan máximas ganancias. Los gobiernos quieren ahora protegerse con proyectos a largo término, redefinir el rol del petróleo para el establecimiento y desarrollo de sus economías nacionales. Los refinadores se lanzan a la racionalización, y es un buen momento para prepararse para el futuro. Para los productores de petróleo de la OPEP, la integración significa una apreciable meta y objetivo".

El marco de este crecimiento se prevé sostenido, sin que esto signifique un aumento como los que se verificaron durante los años '60, hasta la crisis del '73, año del embargo petrolero. La Agencia Internacional de la Energía prevé un aumento de solo 0,5 millones de bbl/d respecto a la estimación de la

demanda mundial para 1997, según lo publica el *Monthly Oil Market Report*, previéndose una mayor demanda en los países del G-7, particularmente en Estados Unidos y sostenida en la ex URSS y China.

Para el año 1997 se espera un promedio de 73,7 millones de bbl/d; esto significa un aumento de + 2,4% en relación con 1996; y para el año 1998 la AIE pronostica una demanda de 75,5 millones de bbl/d con un moderado aumento del 1,8%.

La producción de la OPEP ha bajado en 300.000 bbl/d a causa de los trabajos de mantenimiento de la Neutral Zone y de los Emiratos Arabes Unidos. La detención de la primera fase del programa Petróleo por Alimentos de las Naciones Unidas para Irak significó un aumento de la oferta de los países non-OPEP de 100.000 bbl/d, con un crecimiento de la producción de Australia, América Latina y Africa, compensando la baja de producción del Mar del Norte. Dentro de este contexto, las exportaciones de la ex-URSS aumentaron de 2,0 a 2,9 millones de bbl/d.

No son coincidentes los niveles de producción brindados por los miembros de la OPEP en abril de 1997, que expresan 25,646 Mbbbl/d, respecto a lo que informa PIW y la Agencia Internacional de la Energía, de alrededor de 27,313 Mbbbl/d.

En junio de 1997 la producción OPEP habría pasado a valores de 26,47 M bbl/d según el Petroleum Argus.

En este marco de referencia, los productores de petróleo independientes continúan ganando terreno sobre la OPEP, aumentando la producción gracias a los importantes medios financieros y tecnológicos. Jerry Schugler, de Arco International, estima en la conferencia de Gas y Petróleo de Abu Dhabi: "La producción de los países non-OPEP van progresivamente aumentado en los últimos años, alcanzando un nivel de 45 M bbl/d en 1997, un poco menos del doble de la producción de OPEP. Esto

se debió a que en los últimos 5 años, las inversiones en países que no pertenecen a la OPEP se estiman en más de 200 billones de dólares, contra menos de 45 billones de dólares en la OPEP, lo que refuerza la idea de que los productores del Golfo se asociarán a nuevos socios extranjeros en un horizonte de 20 años, con el objeto de asegurarse el financiamiento y la tecnología necesaria para el desarrollo de sus yacimientos, ya que se pone en duda la capacidad de autofinanciamiento en el sector energético de esos productores."

A pesar de la fiebre de 1996, los precios ligados al petróleo están históricamente bajos, en un contexto internacional donde las reservas disponibles en el mundo, al ritmo de producción actual, superan los 43 años para el petróleo, 65 años para el gas natural y más de 220 años para el carbón.

En el Medio Oriente

Irak ha vuelto al mercado bajo el acuerdo de Naciones Unidas, con una capacidad de exportación de 1,6 M bbl/d (antes del embargo, en 1989, Irak producía 2,8 M bbl/d en equilibrio de cuota con Irán). Sobre una capacidad real de 1,2 M bbl/d, exporta 1M bbl/d de Kirkuk 37 °API, 2% de S por oleoductos sobre la terminal de Ceyham en Turquía con destino a Europa y Estados Unidos, más 500.000 bbl/d de Basrah Light 34 °API, 2,1%S por la terminal de Mina Al Bakr del Golfo Pérsico hacia el Far East y Estados Unidos. Los crudos iraquíes con destino a Europa son cotizados en base Brent y a los Estados Unidos en base WTI y en los mercados del Far East sobre la base Omán/Dubai.

El retorno del crudo iraquí al mercado internacional propuso un aumento de precios en el Mediterráneo y Europa, y su discontinuidad hace que los diferenciales de precios sobre los crudos sour y sobre el Ural permanezcan altos en relación al Brent. En esencia, el retorno de Irak se produjo en un mercado caracterizado por una demanda sostenida y de bajos stocks (la AIE publicaba que los stocks de crudos y productos de la OCDE, a diciembre de 1996, habían bajado en 78 millones de bbl en relación con 1995).

La fortaleza del precio del Arabian

Light frente al Ural, en las compras realizadas en los mercados de Europa, Estados Unidos y Asia determinó la decisión por parte de Irak de alinear la fórmula de precios de Kirkuk, en base al Arabian Light en algunas entregas en lugar del Ural, permitiendo un juego del *spread* más interesante.

El mecanismo de la fijación de las exportaciones se expresaba en valor de 2.000 millones de dólares y no en volumen. Una baja del precio sería sinónimo de un exceso de la oferta petrolera y se puede dar la paradoja en el futuro de que más bajos son los precios del petróleo y más volumen de petróleo iraquí llegará al mercado, reforzando la baja de los precios. Por otra parte, la llegada del crudo iraquí a los mercados desatacó una agresiva competencia por parte de los crudos mejicanos y venezolanos en los mercados tradicionalmente ocupados por ellos por cercanía geográfica.

Grandes compradores de Estados Unidos diversificaron sus estrategias de aprovisionamiento, como es el caso de Coastal que adquiere grandes cargos en VLCC para Aruba; también fue sorprendente la cantidad de cargos levantados por compañías rusas o afiliadas (Rosneft, Lukoil, Chimimport, Tauros, Trafigura), aprovechando las buenas relaciones con Bagdad y su rol de prominentes jugadores en el mercado del euromediterráneo con el crudo Ural, impulsando la venta de crudo iraquí

destinados a los centros de refinación. El Middle East Economic Digest informaba que 26 contratos habían sido concluidos entre la IPC y Tupras, Coastal, Bayoil, Elf, Total, ENI, Mitsubishi, Lukoil, Nafta Moska, OMV y otros.

La discontinuidad de la llegada de crudo de Irak al mercado del Mediterráneo, si es que no se continúa con el acuerdo de la UN a partir de julio, posicionará nuevamente al crudo Ural y otros medio orientales, que se beneficiarán sobre las calidades de los crudos sour, en la elección por parte del mercado.

No es ningún secreto que los refinadores del Mediterráneo se especializan en refinar crudos sour provenientes de Irak y la CIS, así como también los crudos iraníes "all grades" que se exportan a otros mercados.

Irán exporta 65.000 bbl/d a América Latina, 210.000 bbl/d a África, 1 M bbl/d al Asia, 380.000 bbl/d para el Oeste de Europa y 750.000 bbl/d para el mismo Mediterráneo. Los crudos iraníes FOB Kharg Island se cotizan sobre el Omán en el caso del Iranian Light y el Iranian Heavy en base Dubai.

La nueva estrategia de Irán es apuntar a los mercados del *Far East*, frente a la problemática que se crea en Europa para el procesamiento de crudos iraníes sour en divergencia con las nuevas especificaciones de azufre en el diesel automotor. Los volúmenes de crudos iraníes movidos a través del Summed Pi-

Foto: Agenda Texaco



peline desde el Mar Rojo al Mediterráneo cayeron el 33% en el año 1996, entre los meses de septiembre y octubre, pasando de 535.000 bbl/d a 130.000 bbl/d, según los analistas de fletes Richardson Lawrie, acompañadas por la menor cantidad de gas oil recibido para almacenamiento en las terminales de Le Havre y Rotterdam.

Abu Dhabi exporta 1,7 millones de bbl/d principalmente a la región del Asia-Pacífico. La Abu Dhabi National Company ANOC prefiere exportar bajo contrato cerca de 950.000 bbl/d y en el mercado spot ofrece 750.000 bbl/d *-foreign equity-* a Total, Shell y BP. Del 80% de las exportaciones que van al *Far East*, el 60% son con destino a Japón. Exxon y Mobil son los compradores dominantes (240.000 bbl/d) para la refinería de Kawasaki, conjuntamente con Mitsubishi, Caltex, Itochu, Idemitsu, Nippon Oil y Showa Shell. También el crudo de Abu Dhabi llega a la refinería de Hyundai (30.000 bbl/d) de Corea del Sur.

La India tiene contratos en firme de 400.000 ton/año de kerosene y 240.000

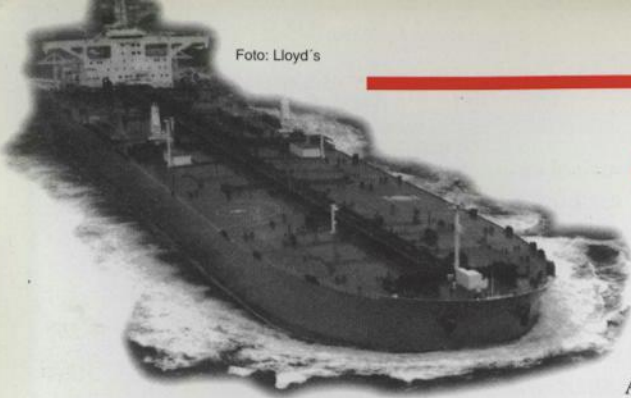
EFICIENCIA

en la Exploración y Producción de
Gas y Petróleo

y en la Generación
de Energía Eléctrica



La Rioja 301 (1214) Buenos Aires - ARGENTINA
Tel.: 956-1444/58 - Fax: 956-1441/42



ton año

de gas oil, provenientes de las refinerías de Ruwais (120.000 bbl/d) y de Umn al Nar (85.000 bbl/d). Estas mismas refinerías abastecen los mercados de los 7 Emiratos Arabes, cuya demanda crece a un ritmo del 4% anual, y exportan destilados medios y nafta virgen para los mercados de Corea del Sur, China, Tailandia y Vietnam. La política de la ADNOC es diversificar sus exportaciones, pivotando sobre las cantidades de su principal cliente que es Japón.

El producto más exportado (aparte del petróleo) es la nafta virgen para uso petroquímico (40.000 bbl/d), junto con el gas oil (30.000 bbl/d), comenzando a exportar mogas, siendo Abu Dhabi un tradicional importador de mogas unleaded. La refinería de Ruwais será próximamente ampliada a 135.000 bbl/d, conjuntamente con la construcción de un nuevo polo petroquímico en *joint-venture* con Statoil-Neste para la producción de etileno y polietileno. Contemporáneamente, Greece's Metro Oil inaugurará en la refinería de Fujairah una capacidad complementaria de 135.000 bbl y en 1997 se prevé la puesta en marcha de la nueva refinería de Sharjah con 50.000 bbl/d iniciales, que en 1998 deberá pasar a 80.000 bbl/d, con una capacidad de almacenamiento de 3 millones de bbl para suplir el mercado de la India y Pakistán.

Unida a su política de exportación de crudos y de aumento de la capacidad de refinación in situ, Abu Dhabi complementa su actividad exportadora ampliando su presencia en el *downstream*, con una nueva asociación con Pakistán, a través de la Pak Arab Refinery Co (Parco), que procesará 90.000 bbl/d de crudo de Abu Dhabi al horizonte del año 2000, en una sociedad en la que interviene la IPIC (International Petroleum Investment) con el 12% de Cepsa de España, 19,6 de la holding OMV de Austria y una pequeña participación de Total Francia.

En el Africa

Libia exporta crudos dulces y livianos (Amna 36 °API, Bourri 26 °API, Brega 39,8°, Bu Attifel 41° API, Es Sider 37° API, Sarir 37,6° API, Sirtica ° API, Zuetina 41° API) que son muy requeridos por los refinadores europeos. Tradicionalmente, la JNOC prefiere vender sus crudos a un número limitado de productores y consumidores finales, en orden de limitar el movimiento de los crudos en el mercado *spot*. Controla 1,2 M bbl/d del total de la producción de 1,35 M bbl/d y ofrece 150.000 bbl/d para los operadores privados solamente. Tamoil es la única compañía autorizada a revender el crudo líbico en el mercado internacional.

Libia empuja sus proyectos de desarrollo a pesar de las presiones de Estados Unidos con la Ley D'Amato que cuestiona las inversiones extranjeras. Los estudios sobre la puesta en producción y desarrollo de los yacimientos de Mabruk y Munzuk, operados por Repsol y Total desde hace tres años y no comprendidos por las US Sanctions, permitió la puesta en producción en diciembre de 1996 y se espera un nivel de 100.000 bbl/d, de los cuales el 50% va camino a la exportación. Mabruk produce 12/15.000 bbl/d. La compañía estatal JNOC refina 1 millón de bbl/ en Libia y 1,4 millones de bbl/d en asociación con compañías extranjeras como AGIP en Italia y Veba en Alemania.

Muchas firmas petroleras operan con cautela en relación a Libia, para no tener conflictos con los Estados Unidos, y también teniendo en cuenta que este país se muestra renuente a ofrecer grandes yacimientos de petróleo para su desarrollo en manos de compañías internacionales.

Ireland Bula Resources espera del gobierno la aprobación sobre bloques de exploración, posiblemente Pan Canadian, Austria OMV y Saga de Noruega estén tratando concesiones, Lasm del Reino Unido concentra su actividad en el *offshore* del yacimiento de Murzuck, conjuntamente con AGIP (ya produce 220.000 bbl/ de petróleo en los yacimientos de Bouri y Abu Attifel) que planea una política de desarrollo

masivo para el gas natural, con la construcción de un nuevo gasoducto a Italia cuyo costo supera los 2.000 millones de dólares, consolidando las expectativas de Libia sobre esos yacimientos y la expansión de su actividad petrolera a los yacimientos de Sirti y Amal como candidatos para el futuro exportador.

Argelia produce 760.000/840.000 bbl/d de crudos livianos, desde varios yacimientos, incluidos los gigantes de gas natural Hassi R'Mel y Hassi Messaoud. Exporta 640.000 bbl/d a Estados Unidos y Europa.

Varias compañías internacionales participan en la producción: Agip, Cepsa, PetroCanada y, más recientemente, Arco y Anadarko. Tiene 5 refinerías, de las cuales 3 tienen terminales de exportación: Skikda con 310.000 bbl/d, Arzew con 60.000 bbl/d y Alger con 60.000 bbl/d; las otras dos, Hassi Messaoud con 26.000 bbl/d e In Amenas con 6.500 bbl/d atienden el mercado doméstico. La posibilidad de abrir el sector petrolero en el *upstream* le permitirá en una primera etapa, alcanzar una producción superior a los 850.000 bbl/d y la posibilidad de construir una refinería en *joint-venture* con GRC de 100.000 bbl/d para procesar condensados.

Nigeria es un país atípico: por un lado es un gran productor y exportador de crudos muy requeridos en el mercado (Bonny Ligth, Brass River, Qua Ibo, Forcados, Escravos, Bonny Medium, cotizados en base Brent), y por el otro, renueva sus importaciones de productos en forma creciente.

Sus refinerías procesan de acuerdo con diseño 445.000 bbl/d, pero actualmente, por problemas técnicos y de mantenimiento, sólo corren 270.000 bbl/d. La NNPC está obligada a importar 80.000 bbl/d en los próximos meses, comprendiendo 24 cargamentos de gasolina, 5 de diesel y 4 de jet fuel.

En Europa

Mar del Norte alcanza una producción de 5,85-6,0 millones de bbl/d. Este sistema se combina con los crudos dulces Forties-Brent-Ninian, Ekofisk y de otros nuevos yacimientos como Banff, Teal, Thelma & Fergus y Mc Culloch con los yacimientos noruegos sour co-

mo Heindrum, Troll y Gulfacks, además de Statford y Oseberg.

El Reino Unido participa en esta oferta de crudos con 2,33 M bbl/d y Noruega, con 3,43 M bbl/d.

Son crudos deseados por los mercados refinadores del North West Europe y el Mediterráneo en manera creciente, sin dejar de mencionar el flujo de crudos que se dirige a los Estados Unidos, convirtiéndose en un seguro suplidor de los mercados de la Costa Este, en competencia con los crudos norteamericanos que no se exportan sobre base de referencia al precio del WTI y otros crudos que componen la canasta importadora de Estados Unidos.

La producción del Mar del Norte está combinada con los problemas de mantenimiento de las plataformas de producción, de suministro y operacionales, que marcan la característica de un delicado sistema de oferta y demanda. El Mar del Norte está próximo a uno de los centros de refinación más importantes y sofisticados del planeta, enclavado en el NWE-Basis ARA, que tiene un mercado consumidor de 200 millones de habitantes, con un nivel de ingresos que oscila entre 20.000 y 40.000 dólares por año, lugar adonde llegan los crudos de otras importantes áreas exportadoras como México, Venezuela, Africa Atlántica, Mediterráneo, Golfo Pérsico y la ex URSS.

La continuidad del aprovisionamiento de los cargamentos de Brent físico a los mercados de Europa y de Estados Unidos depende del *spread* entre el WTI y el Brent mismo que dispara la posibilidad de su llegada a los merca-

dos, como ocurre con el diferencial entre Dubai y Brent, que es cuando el *spread* hace *pressing* para que el Brent llegue también al *Far East*, área que es más dependiente de los crudos africanos de diferentes API y del Golfo Pérsico, naturalmente más cercanos.

Es habitual la comparación sobre *dated* Brent de los crudos que se venden en Europa, como el West Texas Intermediate para las ventas en Estados Unidos y América Latina y el promedio de Omán y Dubai *spot prices* para las ventas en la región del Pacífico, que tienen en cuenta la composición geográfica en las fórmulas, definiendo un factor de ajuste para obtener un completo valor FOB o CIF en cada mercado y las opciones competitivas con otros crudos.

Cuando los márgenes de refinación se mantienen firmes en el Mediterráneo, anima a los refinadores del área a procesar los crudos livianos del Mar del Norte y del Africa, con el objeto de obtener gas oil para satisfacer las demandas estacionales de junio-septiembre, que son exportados a los mercados de Europa y de Estados Unidos, condicionados por la calidad de 0,05% de azufre en los destilados medios, como también son empujados al mercado del *Far East* para hacer frente al aumento de la capacidad de refinación y nuevas calidades requeridas. Es de advertir que la presunta liquidez de crudos *spot* de Brent, Dubai y Omán, es una gran atracción para *traders* como Statoil, Phibro, Morgan Stanley, Royal Dutch/Shell y BP, actores privilegiados en estos mercados.

La ex URSS cumple un rol muy importante en Europa como proveedor de

petróleo, gas y productos derivados. Exporta Ural sobre el mercado del Mediterráneo y sobre el Basis Ara y Siberian Ligth Medium.

Actualmente es el tercer productor mundial de petróleo (en la década de los 80 llegó a ser el primer productor mundial de gas y petróleo). Es de lamentar que en los últimos 7 años su producción haya bajado cerca del 50%.

Entre 1991 y 1995 su producción bajó de 515 M de ton a 455 M ton. Para 1997 se espera una producción de 360/380 M ton/año. La producción de 1995 representa prácticamente la mitad del récord de producción de 1988 de 569 M ton/año.

En la propia ex URSS, el consumo de energía es muy ineficiente si se lo mide con los estándares de la OCDE, sobre todo en el sector de alta intensidad energética y en las industrias pesadas.

La mayoría de los productos petroleros exportados por la ex URSS son destinados a los países de la OCDE, y de acuerdo con la opinión de un grupo de expertos del World Energy Analysis & Forecasting Group, prevén que en 1997 debería ya producir cerca de 6,1/6,3 M bbl/d, refinar entre 3,3 y 3,5 M bbl/d y exportar de 2,5 a 2,7 M bbl/d.

En lo que respecta a los contratos de aprovisionamiento, actualmente el 80% se realizan bajo operaciones de prefinanciación de exportaciones: BP prefinancia las compras del crudo de Yukos que realiza desde el Mar Negro en el puerto de Novorossik, Elf y Total prefinancian federal exports y los refinadores del Mediterráneo se sirven de las operaciones de prefinanciación que



HENRY HIRSCHEN & CIA. S.A.

Suministros para la industria del petróleo y el gas

- TRIETILENGLICOL
- MONOETILENGLICOL
- MONO-DI-TRIETANOLAMINA
- ODORANTES PARA GAS NATURAL Y LICUADO

Av. L.N. ALEM 1110 - 9º PISO - TEL.: 311-8239 • 312-1500 Fax 311-8239 • 312-4512 BUENOS AIRES

ofrecen los *traders* con mucha experiencia internacional en estas operaciones: Glencore, Marc Rich y Vitol.

Europa Occidental importa 100 M ton/año desde África del Norte (Libia, Argelia y Egipto), 130 M ton/a a través de Suez y de las terminales sobre el Mediterráneo, 65 M ton/a del Medio Oriente por el estrecho de Hormuz y el Cabo de Buena Esperanza, 45 M ton/a desde el África Atlántica (Angola, Gabón, Nigeria y Camerún), más de 95 M ton/a desde la ex URSS, 25 M ton/a desde Venezuela y México. Recibe importantes cantidades del Mar del Norte, que es el suplidor más atractivo por razones de proximidad geográfica, seguridad de aprovisionamiento y calidad de sus crudos.

A diferencia de otros países, el sector de la refinación en Europa se encuentra con graves problemas de rentabilidad y está en pleno período de reestructuración y modernización. Los gobiernos han introducido sustanciales incentivos en el precio del gas oil. Las gasolinas declinan a un ritmo del 2,3% por año en Francia, del 6% en Italia y del 3% en Alemania, mientras el diesel sube en el mismo ratio de acuerdo con el análisis de la OPAL.

Lógicamente esto impulsa la reestructuración de la refinación europea, que ya afecta la refinería de Shell de L'Etang de Berre (127.000 bbl/d), a BP con la refinería de Lavera (200.000 bbl/d), lo que supone la construcción de un *hydrocracker* nuevo o cerrar la planta. También está la refinería de Total de La Mede (140.000 bbl/d), una de las candidatas a redefinir su política de refinación, que alcanza a las inversiones que se deben realizar para cumplir además, con las nuevas reglas sobre medio ambiente enunciadas por la Unión Europea. Tales reglas están dificultando el reordenamiento de la industria, a pesar de que han sido preparadas en consulta con la industria del automóvil, del petróleo y del Parlamento. Las normas definen severos límites de calidad. El azufre contenido en las gasolinas estaría limitado a 0,015%, con restricciones en benceno y aromáticos. El azufre en el diesel disminuirá de 0,05 a 0,035% al horizonte del año 2000, lo que significa en buen romance la necesidad de inversiones de 20,4 billones de ECU.

Está previsto un crecimiento de la

participación de los combustibles diesel en la demanda europea, de un 52% en 1995 a un 57% en el 2000 y 58% para el 2005. Estas previsiones de abastecimiento de combustibles medios están comprometidas, ya que Europa tiene limitaciones en la capacidad de *hidrocracking* instalada y estará obligada a importar, si no cambia, su estructura de refinación, sobre todo diesel de *winter specifications* y bajo azufre, con el agravante de que no podrá ser balanceada con gas oil de procedencia rusa que no cumple las normas de calidad.

Durante más de una década, muchos refinadores europeos invirtieron en unidades de *cracking* catalítico, pensando en un aumento del consumo de las naftas y no construyeron suficientes *hydrocrackers* para producir gas oil. La situación actual es que a Europa le sobra 500.000 bbl/d de gasolinas y le falta 200.000 bbl/d de gas oil y diesel.

También están cerrando las refinerías en Alemania de Hydrierwerk en Zeit y de Mobil en Worth previstas para 1997, en Dinamarca la refinería de KPC en Stigsnaes, de Gulf en el Reino Unido, de Leuna en Alemania y de Exxon/OMW en Kalsruhe para 1998 y la de BP en Nerefco en Holanda. Están en venta la refinería de BP en Lavera (Francia) y de Shell en Cressier (Suiza).

En el Far East

El **Far East** importa 435 M ton/año de crudos del Golfo Pérsico cuyos destinos son la India, Tailandia, Malasia y Taiwán. Japón, anémico en recursos energéticos, importa cerca de 215 M ton/año de ese destino, más 45 M ton de Indonesia y del Pacífico.

“Las ideas del libre mercado plantean ahora la competencia en Asia; el punto de liberalización de los mercados del Este y la participación extranjera empujan a los productores del Golfo, especialmente Qatar y el África Atlántica, a mover sus crudos.

No puede ser de otra manera, ya que poseen el 65% de las reservas del mundo e intereses comunes. Su petróleo ha sobrevivido a revoluciones, invasiones y guerras. El problema reside en los bajos precios del crudo, en la volatilidad que condiciona las inversiones y la competencia de la producción independiente”.

Actualmente, esa región ofrece parti-

culares características de aprovisionamiento, con variables económicas y sociales de rápido cambio: alto crecimiento y fuerte demanda de productos petrolíferos, capacidad de refinación insuficiente y masiva expansión planeada de la misma, escasez de fondos financieros, cambios en la calidad de los productos, expansión del comercio internacional y condicionamientos por los estándares de calidad medioambiental.

Singapur sigue siendo el centro refinador más importante de Asia, con utilización intensiva de su capacidad, pero con severas limitaciones para cumplir con las normas de calidad y una baja respuesta concerniente a las variables medio ambiente/calidad requeridas por el mercado, en especial si tenemos en cuenta —por ejemplo— el cambio y liberalización de productos importados por Japón y la alta calidad requerida por las mismas razones.

Dicho mercado está mostrando una inusual preferencia por los crudos dulces y livianos, que provienen del África Atlántica: Taiwán ya importa el 27% de ese origen, la India, el 28%, Corea del Sur, el 19%, China, el 11% y Japón, Singapur e Indonesia, el 16%.

Cuando el *spread* de precios entre el Dubai y el Brent se hace de aproximadamente 1,50 U\$/bbl, rinde atractivos los cargamentos *spot* provenientes del África, supliendo al Far East. Cuando el *spread* supera los 2 U\$/bbl, comparado a veces históricamente a 0,90 U\$/bbl, no permite las importaciones de los refinadores del Sudeste Asiático y anula las compras desde Angola, Nigeria y similares cargos cotizados sobre Brent.

Pero ocurre que los refinadores de Asia necesitan crudos dulces para poner en especificación tanto el gas oil como el fuel oil para los compradores del mercado internacional y aceptan pagar en estos momentos, diferenciales de precios sobre el Dubai, aceptando cargos *spot* de Cabinda, Qua Iboe y Forcados y otros crudos dulces, ya que los crudos nigerianos, compitiendo contra el Brent, son considerados relativamente altos. Es de suponer que la llegada de crudos dulces argentinos al Far East está vinculada a esta situación, al desarrollo de un mercado no convencional en cuanto a distancias y precio, concebido con una ingeniería de *trading* orientado.

La exportación de Cañadón Seco,



Foto: Lloyd's

Esca-lante y Meda-nito en cargamen-tos combinados, utilizan-do VLCC de más de 200.000 DWT, exige bastante conocimiento de los partners que juegan en ese mercado, con los cuales se "negocian" los precios; poseer un dominio de la logística que minimice las dificultades operacionales en las terminales de carga del Atlántico y del Pacífico; disponer de la experiencia operativa para poder realizar los *blendings* de crudos y poder cumplir con las normas de calidad y cantidad exigidas por las refinerías y las terminales de descarga del Far East. Una compleja alianza en el sector del *upstream* permite una planificación operativa que disminuye los riesgos operacionales, financieros y de cumplimiento de contratos.

Se debe pensar que la dinámica de ese mercado es cambiante: acorde a la llegada de nuevos crudos, también cambia la base de cotización y las nuevas fórmulas se enganchan, no sólo sobre el clásico Dubai, sino también sobre el Tapis y otros crudos.

Indonesia exporta Minas, Duri, Widuri, Cinta a Japón en cantidades importantes, 128.000 bbl/d, pero últimamente ha disminuido sus exportaciones a 105.000 bbl/d, debido a la necesidad que tiene Japón de quemar fuel oil para generación eléctrica, obligado a respetar la curva de carga de generación (invierno/verano), en las horas de punta del consumo, contra el GNL/GLP y opta por procesar crudos de menor precio provenientes del Golfo Pérsico, alterando la canasta de importación.

Los productores de Alaska North Slope han comenzado a exportar el crudo hacia el Asia, Exxon ha vendido su primer cargamento a General Sekiyu, BP ha interesado a compradores de Sinochem y Unipet para un contrato a término. Otro cargo ha llegado a Tailandia, expandiendo un nuevo crudo hacia el área del Asia-Pacífico.

Nuevos centros de refinación están surgiendo en Corea del Sur, que ha iniciado un agresivo plan de modernización y ampliación. Sobre una capacidad

de hidrodesulfuración de gas oil de 277.000 bbl/d en 1995, ha previsto un aumento de 295.000 bbl/d para 1997. Está terminando una unidad de 70.000 bbl/d para tratar de remover el azufre del fuel oil, lo que determina la necesidad actual de importar crudos dulces de bajo contenido de azufre e intentar exportar productos de alto contenido de azufre a los países con leyes de contaminación menos severas.

Un esperado *spread* bajo entre crudos dulces y agrios le permitirá bajar los costos de procesamiento y poder cumplir con las especificaciones de 0,2% máximo azufre para el gas oil en 1995, a 0,1% en 1996 y a 0,05% en 1998. Por otro lado, el porcentaje de azufre en el fuel oil deberá caer de 1,0% a 0,5% en 1998 en áreas urbanas y, en 1999, aplicado a zonas rurales.

Todo el sistema de refinación está en proceso de cambio: sobre una capacidad de 2,5 M bbl/d de destilación atmosférica, sólo tienen 254.000 bbl/d de *cracking* catalítico de capacidad y en construcción. Además de la planta de desulfuración de gas oil de 70.000 bbl/d, prevista por Caltex-LG para 1997, piensan poner 70.000 bbl/d de desulfuración de gas oil y otra planta de 70.000 bbl/d en noviembre de 1997. Tanto la refinería de Hanwha como la de Hyundai deberían tener listas unidades de desulfuración de fuel oil para 1999.

Corea del Sur exporta un promedio de 620/800.000 bbl/d de mogas a Taiwán, Japón y Saudi Arabia, nafta virgen a Japón, Taiwán y China, destilados medios a Japón, China y Hong Kong y fuel oil a China, Hong Kong y Singapur.

La ofensiva sobre el mercado del Far East no se limita sólo a las ventas de crudos o a instalar refinerías, sino a disponer de capacidad de almacenamiento y *blending*. La compañía Coastal ha establecido un centro de almace-naje en la ex base militar de Subic Way, para permitir la entrada de productos en el mercado filipino, y espera formar una *joint-venture* 50/50 con Thai PTT utilizando dicha planta para su ofensiva regional. Los operadores independientes en Singapur—Van Omeren, Tankstore y Oiltanking—no pretén construir más capacidad de almace-

namiento sobre las 2,545 miles de m³ instalados, considerando que muchas plantas están planeadas en el Medio Oriente, China, India, Tailandia y Corea del Sur.

No podemos dejar de mencionar a **China**, que se ha convertido, junto a los pequeños tigres asiáticos, en el gran tigre importador de las ideas liberales en economía y motor del desarrollo económico, cuya realidad podrán apreciar los que visiten Pekín, que será sede del XV World Petroleum Congress en octubre de 1997.

A pesar del gran esfuerzo realizado en la búsqueda de hidrocarburos, con el auxilio de compañías petroleras internacionales y del éxito obtenido, China se ha convertido desde 1990 en un importador de petróleo y productos; según la China Daily Business Week, las perspectivas son de mayor importación de 1 M bbl/d al horizonte del año 2000, dos veces más de lo que importa actualmente. Esta situación ha multiplicado los esfuerzos por parte de la CNPC de participar en proyectos en el extranjero, para garantizar el aprovisionamiento de crudos en los próximos 20 años. Ya ha firmado un acuerdo con Irak para desarrollar el yacimiento de Al-Ahdab y la intención de controlar la sociedad petrolera de estado de Kazajistán. Compra campos marginales en Venezuela, desarrolla una alianza estratégica con AGIP de Italia con la creación de una sociedad mixta que operará en el Medio Oriente, Asia Central y Nigeria.

Confrontada con la necesidad de aumentar la capacidad de refinación para hacer frente a la expansión del mercado doméstico y reducir las importaciones de productos refinados, China ha construido una nueva refinería en Dahan en *joint-venture* con Total de Francia, con fuerte vocación exportadora.

La entrada de China en el contexto petrolero internacional producirá un impacto sensible en el contexto energético mundial, inspirándose visiblemente en los ejemplos de otros países asiáticos, como las compañías japonesas, de Taiwán y Malasia, que han accedido directamente a los recursos de los países tradicionalmente exportadores de petróleo, asegurando una parte de sus necesidades.