

**LA INDUSTRIA PETROLERA: ALGUNAS
CONSIDERACIONES SOBRE SU
ESTRUCTURA DE MERCADO**

**Lucía Pittaluga
Junio de 1999
Serie Documentos de Trabajo
D.T. 5/99**

Serie de Documentos de Trabajo

El presente trabajo forma parte del documento denominado “Análisis de competitividad de la división combustibles” elaborado en junio de 1996 dentro del marco del convenio entre la Administración de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) y la Universidad de la República (Facultad de Ciencias Económicas y de Administración).

INDICE

Introducción	4
1. La rivalidad interna del sector	5
1.1. Movimientos hacia la reintegración-asociación en el <i>upstream</i> de la cadena petrolera.....	6
1.2. ...se entrecruzan con movimientos hacia la integración en el <i>downstream</i> de la industria.	8
2. Las relaciones de las empresas petroleras con sus proveedores	10
3. Las amenazas de nuevos entrantes al mercado	12
4. La competencia de los productos sustitutos del petróleo	14
5. El poder de negociación de los clientes	15
Conclusiones.....	17
ANEXOS.....	19
La situación petrolera internacional.....	20
1. El consumo mundial de petróleo	20
3. Las perspectivas de la oferta y la demanda de petróleo	23
4. El consumo mundial de energía primaria	24
5. El consumo mundial de productos destilados.....	26
5.1. Los cambios cuantitativos de la demanda de productos derivados.....	26
5.2. Los cambios cualitativos de la demanda de productos derivados	29
6. La situación mundial de la refinación y sus perspectivas	30
7. Balances regionales de destilación.....	36
Cuadros Estadísticos.....	38
BIBLIOGRAFIA.....	47

Introducción

El debate acerca de si el petróleo ha dejado de tener un valor estratégico y se ha convertido en un *commodity*, cuyo valor más importante es el económico, no se ha zanjado aún. La consideración del petróleo como una simple materia prima, cuyo precio se determina en función de la oferta y la demanda mundiales, se fundamenta en argumentos tales como el de su pérdida de importancia debido al aumento de la eficiencia en su uso y al desarrollo de otras fuentes de energía sustitutivas, así como a la existencia de nuevas tecnologías que han permitido detectar nuevas reservas y quitar dramatismo a la perspectiva del agotamiento de las reservas.

Los defensores de la visión contraria sostienen por su lado que el petróleo es un recurso no renovable y su control es de carácter estratégico, tanto para los países que detentan reservas de crudo como para los que participan en su transformación industrial. A ello se suma que pese a un fuerte proceso de sustitución entre fuentes primarias de energía -lo que ha implicado una disminución de la importancia relativa del petróleo a favor de la energía hidroeléctrica, la energía nuclear y el gas natural- el petróleo sigue manteniendo un rol importante como fuente energética.

El debate en cuestión es de primordial importancia para el objetivo de este trabajo pues éste trata de la estructura de mercado de la industria del petróleo. Teniendo presente que la determinación de los precios y de las cantidades producidas de petróleo responde no sólo a imperativos puramente económicos, sino también a otros de orden políticos y/o estratégicos, ya sea internacional, regional o nacional, nos limitamos aquí a exponer los factores, de índole fundamentalmente económico, que intervienen en la determinación de las características de la industria objeto de nuestro análisis.

En un abordaje de los determinantes de la estructura de mercado en el cual las estrategias empresariales de los actores juegan un papel decisivo, M. Porter (1985) propone distinguir cinco fuerzas que juntas definen los elementos estructurales de una industria. En primer lugar, considera la estrategia que cada empresa desarrolla frente a sus pares de la misma industria. Así, las firmas que siguen estrategias competitivas parecidas o idénticas pertenecen al mismo "grupo estratégico". En segundo lugar, las relaciones que ligan las empresas del sector con sus proveedores influyen directamente sobre la definición de sus estrategias; también lo hacen los lazos que instauran con sus clientes; una cuarta fuerza competitiva depende de la amenaza de productos sustitutos; por último, se incluye la amenaza de nuevos entrantes a la industria. Cada una de esas fuerzas competitivas puede actuar de manera más o menos intensa en una industria, determinando sus características. Si todas esas fuerzas son intensas entonces ningún poder de mercado podrá ser ejercido por las firmas establecidas, cualquiera sea su cantidad.

Para analizar la estructura de mercado de la industria petrolera vamos a utilizar esta metodología de análisis propuesta por Porter. El conjunto de actores de la industria petrolera está compuesto por los países productores y exportadores de petróleo crudo -entre los que se distinguen los desarrollados (PD) y los subdesarrollados (PSD)-, los países importadores -divididos también en PD y PSD- y las compañías internacionales, que agrupan a las empresas internacionales con autonomía estratégica respecto a los Estados de sus respectivos países de origen. También ha de tomarse en cuenta a los proveedores especializados de bienes de capital y servicios industriales y a las sociedades de *trading* y corretaje.

En las siguientes secciones indagaremos acerca de cómo actúan las cinco fuerzas competitivas mencionadas en la determinación de la estructura del mercado en cuestión. De este modo analizaremos la rivalidad entre las empresas establecidas, la amenaza representada por nuevos entrantes, la competencia con los sustitutos y el poder de negociación de los clientes y de los proveedores en el sector petrolero mundial.

Ha de tenerse en cuenta que existe la posibilidad que en un momento determinado una o varias variables estratégicas (la ventaja geológica, tecnología, financiera, etc.) permitan a un grupo de actores aislar al mercado del juego de las fuerzas competitivas y aumentar de forma durable el precio de mercado con respecto a lo que sería el precio de competencia. Por ejemplo, en los años cincuenta y sesenta las compañías petroleras estaban integradas verticalmente, de tal modo que producían el crudo, lo comercializaban, lo refinaban y distribuían los derivados. Podían operar pues de manera aislada al funcionamiento de los mercados. Sólo debían realizar contratos con terceros en los dos extremos de la cadena: para obtener las concesiones de la explotación por un lado y para vender los productos del petróleo por otro. Todo ello hacía que la industria del petróleo estuviera fuertemente institucionalizada y cerrada a nuevos entrantes.

Posteriormente, en los años 70 y parte de los 80, los países miembro de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), sobre la base de sus ventajas geológicas y una gran cohesión entre sus miembros, pudo aislar también al mercado de la competencia. En dicho período no había amenazas de nuevos entrantes a la industria por parte de países no-OPEP, tampoco existían grandes presiones de energías sustitutas y aún los grandes consumidores no ejercían gran poder de negociación frente a la oferta.

A partir de la mitad de los años ochenta hasta la actualidad el análisis que prosigue brinda elementos para afirmar que se ha instaurando un nuevo esquema en dicha industria. En él, como veremos, ningún grupo de empresas tiene ya la capacidad de aislar al mercado del juego de las fuerzas competitivas pues la intensidad relativa de todas ellas equilibra el poder de mercado de cada uno de los grupos de actores en juego.

1. La rivalidad interna del sector

Globalmente puede sostenerse que la industria del petróleo está bajo el control bicéfalo de dos grupos estratégicos de empresas que han detentado ventajas específicas desde la mitad de los años 70:

-por un lado, un primer grupo estratégico está compuesto por las empresas públicas de los países productores de petróleo, por lo general en situación de monopolio en su base nacional y todavía bastante poco internacionalizadas, salvo excepciones. La existencia de esas empresas está basada sobre la explotación de una ventaja geológica incontestable.

-por otro lado, están las compañías occidentales, a menudo privadas y sin una base geológica fuerte. Sus ventajas competitivas se fundan sobre una gran capacidad de adaptación a contextos inciertos, basada en una organización interna muy fuerte y una fuerza financiera importante, lograda en su mayor parte por el mantenimiento de sus partes de mercado en el *downstream*¹ y por el dominio de la tecnología en todas las fases de la cadena petrolera.

¹ Es decir "aguas abajo" del proceso productivo, fundamentalmente refinación y distribución de combustibles.

La oposición de las ventajas competitivas mencionadas en el párrafo anterior entre los grupos estratégicos que controlan la industria petrolera se ha ido reduciendo por el efecto de dos tendencias surgidas en los años 80 y consolidadas en los 90: la primera está marcada por los movimientos de las compañías occidentales hacia la integración del *upstream*²; mientras que la segunda tiene relación con los movimientos de algunas compañías de países productores de petróleo hacia la integración del *downstream*.

Estos movimientos cruzados de integración vertical en el sector petrolero no implican una vuelta al sistema de mercado que subsistió en esa industria a lo largo de los años 50 y 60. Como expondremos en los próximos párrafos, las estrategias de integración actuales difieren de las llevadas a cabo hasta comienzos de los años 70 por las llamadas “siete hermanas”³. La *neointegración* actual tiende más bien a crear lo que se denomina una *cuasi-integración* en la industria, pues se realiza mediante la constitución de asociaciones y acuerdos de interés en las distintas etapas de la cadena petrolera (exploración, producción, refinación y distribución).

1.1. Movimientos hacia la reintegración-asociación en el *upstream* de la cadena petrolera...

El acceso directo al crudo por parte de una empresa petrolera constituye un factor de competitividad de primera importancia. Por esa razón, las nacionalizaciones de los activos de las compañías internacionales en los países productores en el correr de los años 70 dejaron en una situación difícil a muchas de esas grandes firmas. En respuesta a ello las compañías se volcaron a explorar en zonas no-OPEP (Mar del Norte, Colombia, Angola, Camerún, etc.) obteniendo éxitos variables según las localidades. Algunas, para aumentar sus reservas, eligieron el crecimiento externo, absorbiendo a otras compañías petroleras más debilitadas. Como forma de asegurarse una rentabilidad aceptable, todas debieron racionalizar sus actividades en el *downstream* (adaptación y cierres de refinerías, venta de redes de distribución) y mejorar su desempeño técnico en la exploración y la producción⁴.

No obstante, las compañías internacionales siempre tuvieron interés en retornar a los países de la OPEP de otra manera que sólo brindando servicios⁵. Eso se explica porque las zonas de las cuales extraen lo esencial de su producción son difíciles, con productividades medias por pozo muy inferiores a las de las zonas OPEP. El retorno de estas compañías está sin embargo condicionada a que obtengan términos

² Es decir “aguas arriba” del proceso productivo, fundamentalmente exploración y producción de petróleo.

³ Las siete grandes compañías petroleras internacionales que dominaron la industria ejerciendo su control a través de una bien desarrollada y refinada integración vertical de sus operaciones petroleras (BP, ESSO, GULF Oil, SOCONY-MOBIL Oil, ROYAL DUTCH-SHELL, STANDARD Oil of California y TEXACO).

⁴ El costo medio de descubrimiento y desarrollo de las reservas petroleras de 200 firmas occidentales fue reducido en un 50% entre comienzos de los años 80 y 90. Fuente: Herold's Comprehensive 1993- Reserves replacement Data & Analysis. Citado por Revue de L'Energie (1994:79).

⁵ En realidad las compañías internacionales nunca se fueron del todo de los países más débiles en términos financieros, organizacionales o tecnológicos. En Ecuador, los Emiratos Arabes Unidos (E.A.U.), Gabón, Indonesia o Nigeria siguieron beneficiándose de acuerdos de reparto de la producción, lo que les permitió en 1989 acceder directamente al 13,5% de la producción de la OPEP. (Revue de L'Energie, 1992:137).

fiscales y contractuales suficientemente favorables, con la opción de disponer de crudo de participación.

Las modalidades que está tomando en la actualidad el retorno de las compañías internacionales hacia los países productores parecen cumplir con esos requisitos. Sin embargo, el sistema emprendido es radicalmente diferente al de las concesiones del tiempo en que dominaban las “siete hermanas”. Las nuevas formas contractuales utilizadas son, por ejemplo, la participación con reparto de riesgos, los contratos de venta de bruto en condiciones privilegiadas en el largo plazo con pago anticipado o los contratos ligados a asociaciones para la comercialización del bruto.

Con respecto a los países productores, el interés en este tipo de asociaciones con las compañías internacionales deriva fundamentalmente de la falta de recursos financieros, organizacionales y tecnológicos. Por un lado, la ventaja geológica comparativa se está reduciendo para las firmas de la OPEP pues, como lo explicamos anteriormente, las tecnologías desarrolladas por las compañías internacionales están logrando enormes disminuciones de los costos de exploración y producción del petróleo⁶. Y por otro lado, el *know-how* de algunas compañías o de sus filiales de *trading* en el negocio internacional del crudo y de los derivados constituye una ventaja competitiva cada vez más interesante para las firmas de los países productores.

La insuficiencia de los recursos financieros, tecnológicos y organizativas de los productores de petróleo varía según la empresa de que se trate. Por lo general se establece una diferencia entre ellas según la importancia de la ventaja geológica de que dispone el país y las trayectorias seguidas por las empresas nacionales. Se distinguen dos grupos:

- las firmas nacionales de los países con reservas muy grandes y significativas a nivel mundial, como PDVSA (Venezuela), SAUDI ARAMCO (Arabia Saudita), KPC (Kuwait), NIOC (Irán), INOC (Iraq), ADNOC (E.A.U.-Abu Dhabi).

- las firmas nacionales de países productores de segundo rango como PERTAMINA (Indonesia), SONATRACH (Argelia), NOC (Libia), CEPE (Ecuador)⁷, NNPC (Nigeria), PETROGAB (Gabón) y QGPC (Qatar).

El primer grupo logró resolver en los años 80, al menos parcialmente, su problema estratégico de cómo transformar la ventaja geológica potencial o real en una ventaja competitiva en los mercados del bruto. Para esas firmas lo esencial no es tanto la renovación de sus reservas sino la producción y comercialización del crudo, y han hecho esfuerzos significativos en estos dos sentidos.

En lo que tiene que ver con el dominio de los procedimientos de desarrollo y gestión de los depósitos en estas empresas se han ido implementado programas de aprendizaje tecnológico constantemente. En ese plano se distinguen tres etapas: durante la primera fase de aprendizaje se implanta la tecnología moderna y el personal local aprende a utilizarla, en la segunda se logra que el mantenimiento de los equipos sea realizado por esos mismos empleados sin la asistencia de expertos extranjeros y finalmente, durante la tercera se logra que esas personas sean

⁶ Costos técnicos de producción del petróleo

US\$/barril	EEUU	A.L.	Europa Occ.	Medio Oriente	Africa	Asia-Aust.
On-shore	14,5	8,2	5,2	1,2	4,3	7,3
Off-shore	13,5	10,6	12,8	3,4	5,5	7,1

Fuente: Instituto Francés del Petróleo, Departamento de Economía (1990)

⁷ No pertenece a la OPEP desde diciembre de 1992.

capaces de mejorar esas tecnologías, adaptándolas a las condiciones particulares de las empresas. Se estima que PVDSA, KPC y SAUDI ARAMCO finalizaron la segunda etapa a comienzos de los años 90⁸.

Los problemas estratégicos que enfrentan las empresas del segundo grupo son de mucho más difícil resolución. En primer lugar porque al contar con ventajas geológicas mucho menos importantes, estas organizaciones deben renovar sus reservas invirtiendo en las riesgosas actividades de exploración. En segundo lugar, deben soportar más duramente que las del otro grupo las consecuencias negativas de los desequilibrios macroeconómicos que afectan a los países productores, desequilibrios causados por la disminución de los recursos petroleros desde mediados de los años 80. Estas firmas han sacrificado por lo general las inversiones en exploración y producción y han limitado fuertemente el desarrollo de su *know-how* petrolero debido a sus necesidades financieras y a la crisis de la deuda.

Todas estas razones explican por qué las compañías de los países productores, con excepción de SAUDI ARAMCO y KPC⁹, están invitando cada vez más a las internacionales a asociarse con ellas en las etapas de exploración y producción.

1.2. ...se entrecruzan con movimientos hacia la integración en el *downstream* de la industria.

Desde la primera mitad de los años 80 las compañías de algunos países productores están “descendiendo” la cadena petrolera invirtiendo en la refinación y distribución en los mercados consumidores. Esta tendencia ha tomado dos formas principales, el control directo (caso de Kuwait¹⁰) y el control compartido por medio de *joint ventures* con las grandes compañías petroleras o con otras de menor importancia (caso de Arabia Saudita, Venezuela, Libia, Noruega y México entre otros¹¹).

⁸ Un caso especial lo constituyen los países como Iraq e Irán, que consagraron lo esencial de su renta petrolera a la financiación de sus gastos militares y no reinvertieron en tecnología. Además en estos dos países los yacimientos más fáciles de descubrir y explotar ya han sido desarrollados y la valorización de nuevos recursos petrolíferos requiere de técnicas y capitales más importantes que hace 15 años.

⁹ Venezuela tiene en esta materia una estrategia distinta a la de esos dos países. Por ejemplo, en enero de 1996, 13 transnacionales se asociaron con PDVSA en la búsqueda de crudo en ocho campos que producirán en la próxima década 500.000 barriles diarios. Las compañías concesionarias completarán la exploración por su cuenta y riesgo, y si encuentran petróleo en volúmenes comerciales, se conformará una compañía de explotación en la que una filial de PDVSA tendrá el 35% de las acciones.

¹⁰ KPC posee el 100 % de una capacidad de 300.000 b/d de refinación, con distribución en Benelux, Dinamarca, Suecia, Italia y Reino Unido. Está construyendo en Asia (India, Paquistán y Tailandia) una capacidad de refinación que totalizará los 400.000 b/d. Sin embargo la estrategia de KPC en estos países es la de asociarse en *joint ventures* con empresas locales.

¹¹ En 1988 SAUDI ARAMCO adquirió una capacidad de refinación y distribución de 600.000 b/d conjuntamente con TEXACO en E.E.U.U., lo que representó una inversión de 2000 millones de dólares. Más recientemente concluyó un acuerdo similar con la empresa coreana SSANGYONG, con la cual además proyecta una refinería en China. Así mismo, está construyendo conjuntamente con NIPPON PETROLEUM una refinería en Japón con una capacidad de 150.000 b/d cuya apertura está prevista para 1997 y posee 40% de Petron Corp., la refinería más grande de Filipinas.

PDVSA dispone en EEUU de seis refinerías con una capacidad total de refinación de 990.000 b/d en 1994. Dichas plantas son propiedad de CITGO Petroleum Corporation (100% de PDVSA) y de The UNOVEN Company (50% de PDVSA en asociación con UNOCAL Corporation). Posee también refinerías en Alemania, Suecia, Bélgica, Escocia e Inglaterra con una capacidad total de 870.000 b/d en 1994. PDVSA participa en esas refinerías con un 50% en asociación con

Las diversas vías jurídicas emprendidas por los movimientos que nos ocupan -ya sea la toma de participación minoritaria en los activos de las empresas de refinación y distribución, el control mayoritario de los activos de esas empresas o la creación en el *downstream* de filiales comunes con las compañías occidentales- abren márgenes de maniobra más o menos importantes para garantizar la colocación del crudo, lo que ofrece mejores condiciones de valorización del petróleo al tener cautivo al mercado¹². Sin ello, el productor de petróleo queda supeditado a las condiciones del mercado, que le son en mayor o menor medida impuestas. Es éste el factor de competitividad que fundamenta la estrategia de integración hacia adelante de las compañías de países productores¹³.

Las estrategias de inversión en los países consumidores no excluyen las de refinación en los propios países productores. En efecto, para algunas empresas, las refinerías de exportación son una opción complementaria a aquella de ubicación de la refinación cerca de los consumidores. Para el ministro de Petróleo de Arabia Saudita, por ejemplo, la mejor manera de asegurar los mercados para el crudo de su país son los acuerdos de largo plazo como los que tiene con TEXACO o con SSANGYONG. Pero eso no quiere decir que se desatienda la industria de refinación doméstica que hoy en día se está racionalizando para producir más productos livianos (Petroleum Economist, sept. 1995).

Otro ejemplo lo constituye KPC, que según su director administrativo, planea incrementar su capacidad de refinación doméstica desde 800.000 b/d a más de 1 millón para aumentar sus exportaciones de productos derivados a Asia, al mismo tiempo que está modernizando las refinerías existentes. Ello no quita que la compañía desee también acrecentar su presencia en Asia realizando *joint ventures* en algunos países de esa región así como consolidar sus actividades de refinación en Europa (Internacional Petroleum Encyclopedia, 1995). PDVSA sigue el mismo camino que las dos petroleras árabes, pues complementa sus inversiones en el *downstream* de E.E.U.U. y Europa con una agresiva estrategia de exportación de productos destilados desde sus refinerías venezolanas.

VEBA OEL AG de Alemania o NESTE Corporation de Suecia. Además posee enteramente una refinería en las Antillas Holandesas con una capacidad en 1994 de 310.000 b/d. También informó sobre su intención de comprar una refinería estadounidense en la costa del Golfo en los primeros meses de 1996 y sobre su interés en refinerías de Panamá y de Europa.

Abu Dhabi compró participaciones en la refinación y distribución española (CEPSA) y tiene planeado construir junto al gobierno paquistaní una refinería en ese país; Libia compró en Italia e Irán tiene planeado construir nuevas capacidades de refinación en Paquistán y en Grecia.

También las empresas de países productores no-OPEP han invertido en el *downstream* internacional. México tiene participaciones en la distribución y refinación española (en PETRONOR y REPSOL) y estadounidense (50% de una refinería de Texas en asociación con SHELL). Tiene planeado asimismo comprar nuevas capacidades de refinación en Luisiana. Noruega ha adquirido el 100% de algunas refinerías en Suecia y Dinamarca por una capacidad total de 75.000 b/d.

¹² Por ejemplo, PDVSA se ha convertido por esta vía en una empresa esencialmente vendedora de productos derivados y no de petróleo crudo. En efecto, mientras en 1976 refinaba sólo un 43% de su petróleo y vendía el resto a terceros, en 1990 el 49% de su crudo lo refinaba en Venezuela, 39% en el extranjero y sólo 18% era vendido como petróleo crudo a terceros.

¹³ Este tipo de estrategia marca una diferenciación tajante entre los países miembros de la OPEP, que tienen los medios financieros y el *know-how* para invertir en el extranjero y los otros grandes productores como Argelia, Indonesia, Iraq, Irán y Nigeria, que están prácticamente excluidos de esos movimientos.

Muchas empresas occidentales, por su parte, encontraron alivio después de esos acuerdos con compañías de países productores pues estaban confrontadas a serios problemas financieros al tener que reajustar sus parques de refinación¹⁴. Sin embargo, su interés por continuar con tales asociaciones parece menor que antes pues la salud financiera de la refinación y la distribución se ha reestablecido en estos últimos años. Según Dominique Finon, director del Instituto de Economía y de Políticas de la Energía (IEPE) de Francia, las asociaciones entre compañías occidentales y países productores se seguirán dando siempre y cuando "...los países productores ofrezcan fórmulas de precios atractivas a sus eventuales socios o posibilidades de acceso directo a sus recursos o si las compañías occidentales encuentran por diversas razones problemas de abastecimiento" (Revue de l'Energie 1992:139).

Varios acuerdos ya están yendo en el sentido señalado por el analista francés. Por ejemplo, PVDSA firmó un acuerdo con ELF que establece objetivos simultáneamente en el *downstream* y en el *upstream*. En este último sector se trata de establecer una alianza estratégica de largo plazo sobre la exploración de nuevas zonas en Venezuela y sobre la producción de crudos pesados y extra-pesados. En el sector del *downstream*, los dos grupos cooperan en la refinación y la distribución de productos petroleros para Francia y Europa, en tecnologías de refinación y en el establecimiento de esquemas óptimos de abastecimiento de crudo y en la comercialización de los productos. La vía elegida por Venezuela podría llamarse "de cooperación integral".

En conclusión, a la divergencia de posiciones y estrategias competitivas entre las firmas internacionales y las de los países de la OPEP parece sucederle un período en el que comienzan a aparecer nuevas convergencias. Todo indica que unos tienen cada vez más necesidad de obtener las ventajas competitivas detentadas por los otros, y recíprocamente. Se está produciendo pues un equilibrio de fuerzas entre los dos grupos estratégicos que controlan la industria, por lo que la rivalidad entre las empresas aliadas entre sí de uno y otro grupo puede ser considerada como una fuerza competitiva intensa en esta industria.

2. Las relaciones de las empresas petroleras con sus proveedores

A partir de la segunda mitad de los años 80, la valorización más difícil del petróleo crudo y un alto nivel de competencia en el mercado de los productos del petróleo, incitaron a las compañías occidentales a dejar de lado las estrategias de diversificación seguidas por todas ellas en años anteriores. Las nuevas estrategias persiguen un "recentramiento" sobre las actividades tradicionales de esas empresas dentro de la cadena petrolera (exploración-producción, refinación-distribución), manteniéndose únicamente la diversificación hacia la química.

En forma paralela al "recentramiento" sobre sus actividades tradicionales, las compañías petroleras empezaron a redefinir lo que denominan el núcleo duro de esas actividades. Es decir, determinar cuáles son las tareas claves de la organización que deben seguir siendo realizadas por la corporación y a la inversa, cuáles pueden ser subcontratadas a terceros o ser realizadas conjuntamente con otra compañía petrolera.

¹⁴ Por ejemplo TEXACO debió asociarse con SAUDI ARAMCO para superar sus dificultades financieras en 1988.

De este modo, casi todas las compañías petroleras conservan competencias internas para evaluar el interés relativo de las prospecciones y para realizar la gestión de las reservas. Por ejemplo SHELL ha determinado que la construcción de los equipos que utiliza debe ser subcontratada a empresas especializadas pero las actividades de exploración o de *management* deben formar parte del núcleo central del grupo.

En materia de Investigación y Desarrollo (I&D) las compañías petroleras están concentrando sus esfuerzos en áreas que tienen un interés eminentemente estratégico, como el dominio de los costos de producción y el crecimiento de las reservas. Fuera de dichas áreas existe un espacio muy amplio en el cual la I&D en asociación con otras compañías petroleras o con firmas del sector para-petrolero¹⁵ es perfectamente adaptada.

Esas nuevas estrategias han producido transformaciones en las relaciones entre el sector para-petrolero y las compañías internacionales. Estas pueden ser sintetizadas en cuatro grandes tendencias.

La primera revela que la industria para-petrolera vende en forma creciente bienes y servicios antes asegurados por las propias compañías. Según V. Grijalva (1994:120), vicepresidente ejecutivo del grupo Schlumberger -líder mundial en el área de servicios petroleros-, las firmas de su rama están desarrollando cada vez más las nuevas tecnologías que no pertenecen al núcleo duro de las compañías petroleras (por ejemplo, dice, hoy ninguna de esas firmas conduce la instrumentación sísmica). Además, las empresas para-petroleras ejecutan un creciente conjunto de sub-tareas, como, en el caso de la rama de servicios petroleros, todas aquellas implicadas en la perforación.

La segunda tendencia, que apareció con fuerza a fines de los años 80, presenta un cambio en el modo de gestión de la subcontratación. Así como en otras industrias, también en la petrolera el modelo de relaciones de subcontratación asociativa utilizado por los japoneses es cada vez más reconocido como superior al empleado tradicionalmente por las empresas occidentales¹⁶. Operadores petroleros y empresas del sector para-petrolero realizan contratos en los que se comparten los riesgos y los beneficios. Eso implica una concertación entre los equipos de los operadores y de los contratados desde la concepción del proyecto. La frontera entre la compañía petrolera y la empresa del sector para-petrolero no desaparece pero se atenúa.

La tercera tendencia que se perfila es la integración del sector para-petrolero, en el cual las empresas se ocupan de brindar y administrar un conjunto cada vez más amplio de servicios interrelacionados. Esto es resultado del afán de las compañías petroleras por reemplazar pesadas estructuras de control interno por la delegación de la administración de todo un subconjunto de tareas a unos pocos sub-contratistas de primer rango. Esta nueva estructura "horizontalizada" pretende ser más eficaz, por un lado, porque las empresas para-petroleras están más especializadas y, por

¹⁵ El sector para-petrolero está formado por el conjunto de proveedores especializados de bienes de capital y de servicios industriales en las áreas de exploración-producción, refinación y petroquímica.

¹⁶ La subcontratación asociativa ha permitido a los industriales japoneses disminuir los costos y los plazos y aumentar la calidad. Aquí la naturaleza de los lazos entre las partes tiene características muy específicas: los contratos son de largo plazo, la orden de producción comprende un sub-conjunto de piezas y no una sola pieza aislada y se definen conjuntamente con el proveedor los procedimientos para asegurar la calidad.

otro, porque se reduce la cantidad de subcontratos, al quedar todo un conjunto de tareas en manos de esas empresas, disminuyéndose así los costos de transacción.

Finalmente la cuarta tendencia conlleva la disminución de la cantidad de actores en la industria para-petrolera. En varias ramas hubo importantes movimientos de concentración durante los años 80 y 90, los que permitieron a algunas empresas alcanzar el tamaño crítico necesario para adquirir el *status* de subcontratista de primer rango, interlocutor privilegiado de las grandes compañías petroleras.

De este modo, las alianzas, asociaciones o fusiones acaecidas últimamente en la industria para-petrolera han perseguido el doble objetivo de alcanzar un tamaño crítico y de integrar una gama amplia de actividades.

En conclusión, las relaciones entre proveedores y compañías de petróleo evolucionan hacia la constitución de asociaciones de largo plazo sobre la base de alianzas estratégicas¹⁷. El poder de negociación de los proveedores se ha intensificado, pues éstos brindan a las compañías bienes y servicios tecnológicos especializados y por lo general son grandes empresas que proveen una gama muy amplia e integrada de bienes y servicios. Por lo que esta fuerza competitiva puede ser considerada, como la rivalidad interna del sector, también intensa.

3. Las amenazas de nuevos entrantes al mercado

La regulación del mercado por parte de la OPEP a través del sistema de cuotas de producción libera un tipo de información que en última instancia termina perjudicando a los propios productores OPEP. En efecto, las inversiones en extracción de petróleo son costos hundidos en el sentido que son irreversibles o irrecuperables. Por lo que una vez realizada la inversión de un productor no-OPEP, a éste le convendrá siempre seguir produciendo, aún si los precios caen en picada. Así, cuando éste se instala, es una parte de mercado perdida para un productor OPEP, pues el primero resistirá aun si los precios caen por debajo de su costo, lo esencial para él es poder cubrir sus costos variables. Si por el contrario la OPEP aplica una política de precios del crudo bajos, ello puede resultar disuasiva para futuros proyectos petroleros cuyo costo es previsiblemente elevado¹⁸.

De manera que en el *upstream* de la cadena petrolera las barreras a la entrada son débiles; las amenazas de nuevos entrantes al mercado se reavivan cuando los precios se mantienen altos. La tendencia de esta fuerza competitiva depende pues de la política de precios de la OPEP.

En la actualidad, la mayor parte de los miembros de la OPEP considera inconveniente una estrategia de maximización de sus ingresos en el corto plazo. Los enfrentamientos entre los “duros” (Argelia, Libia, Irán e Iraq, apoyados generalmente por Indonesia, Nigeria y Venezuela) y los “moderados” (los países del Golfo) sobre el nivel de precio óptimo¹⁹ del crudo se han apaciguado frente a la constatación de las

¹⁷ V. Grijalva (1994:125) declara lo siguiente: "Schlumberger view strategic alliances as the indispensable foundation for creating cost-effective integrated contracts when the client demands such an approach for getting some of tomorrow's technology out to the field quicker, for keeping the business interests of service sector and oil company clearly separate" .

¹⁸ La política de precios bajos de la OPEP desde 1986 ha permitido enlentecer el ritmo de desarrollo del petróleo no-OPEP.

¹⁹ Para los países del Golfo de poca población, con necesidades financieras limitadas, con inmensas reservas y costos de extracción y desarrollo muy débiles, el precio del petróleo debe ser mantenido a un nivel competitivo con respecto a los otros costos de las energías sustitutas.

consecuencias negativas de las precedentes subas de precios, como el desarrollo de sustitutos del petróleo y la expansión de la producción no-OPEP. De todas maneras, la estrategia de alza moderada de los precios aplicada en los hechos es fundamentalmente el resultado de las relaciones de fuerza del momento dentro de la organización²⁰, lo que deja traslucir cierta fragilidad pese a los nuevos entendimientos entre los miembros²¹. La amenaza de nuevos entrantes -con capacidad financiera para explotar sus reservas- en el sector del *upstream* puede ser considerada así una fuerza competitiva potencialmente intensa.

Las inversiones en el sector del *downstream* son realizadas en su mayor parte por empresas integradas y/o por las firmas de los países en los que se radicará el proyecto. Ello es así por un lado, porque las inversiones son cada vez más importantes debido a la necesidad de obtener un barril cada vez más “blanquedo” y a las nuevas medidas de los gobiernos para preservar el medio ambiente y, por otro, porque en muchos países el sector se encuentra todavía muy reglamentado. De ahí que las barreras a la entrada al sector se deban en algunos casos a la existencia de monopolios estatales y en otros a la magnitud de las capacidades financieras que debe poseer una empresa para invertir en una industria que necesita permanentemente de nuevas inversiones.

Dada la tendencia bastante generalizada a nivel mundial hacia la desregulación del sector de refinación, puede suponerse que el primer tipo de barrera a la entrada desaparecerá en muchos países. El segundo tipo, por el contrario, tenderá a incrementarse. Se concluye entonces que también en el *downstream* la amenaza de nuevos entrantes (que dispongan de grandes capacidades financieras) es capaz de constituirse en una fuerza competitiva intensa.

En suma, tanto la amenaza de nuevos entrantes en el *upstream* como en el *downstream* han de ser consideradas fuerzas competitivas intensas.

El alza del precio del petróleo debería entonces ser dilatado en el largo plazo a fin de proteger el valor de las reservas en el subsuelo de esos países, de la competencia prematura de las otras energías.

Para los otros países de la OPEP, cuyas reservas son relativamente más modestas, y que tienen poblaciones y necesidades financieras mucho más importantes, la valorización óptima de sus stocks en el subsuelo los lleva a querer aumentar los precios del petróleo en un lapso más corto. Apuntan a que los precios del crudo se aproximen cada vez más al de sus sustitutos. Y ello porque cuando éstos últimos estén en el mercado las reservas petrolíferas de esos países se habrán agotado o estarán en franca declinación. Irán e Iraq, que están en una posición particular pues tienen inmensas reservas pero grandes necesidades financieras (debido a los gastos militares fundamentalmente) y poblaciones muy grandes, se han alineado preferentemente en el grupo que busca soluciones de corto plazo.

²⁰ Esa política es conveniente para Arabia Saudita, Kuwait y los EAU y además les asegura la protección política y militar de E.E.U.U. Según A. Ayoub (1994:242, especialista en la industria petrolera y profesor de la Universidad de Laval-Canadá, E.E.U.U. prefiere que el precio del crudo no descienda por debajo de un nivel equivalente al costo medio de los yacimientos locales y que tampoco aumente mucho, pues comprometería su ritmo de crecimiento económico.

²¹ Un artículo del New York Times (febrero, 1996) prevé nuevas tensiones entre los miembros de la OPEP después de la aceptación por parte de Iraq de la oferta de las Naciones Unidas que le permite vender crudo por un valor de 2000 millones de dólares a cambio de alimentos y medicamentos. Frente a este hecho los países de la organización deberán decidir quién va a reducir su producción para impedir que bajen los precios. Después de la guerra de Kuwait, Arabia Saudita se quedó con la parte de mercado de Iraq y desde entonces se niega a volver a sus antiguas cuotas.

4. La competencia de los productos sustitutos del petróleo

En los años 70, tras los dos *shocks* petroleros, el objetivo de las políticas energéticas se centraba en desplazar al petróleo y sustituirlo por otras fuentes de energía más seguras y económicas. En ese entonces, las fuentes de energía alternativas al petróleo eran indistintas siempre que cumplieran con los requisitos señalados. De este modo, E.E.U.U. incentivó la producción de carbón, Francia la de energía nuclear y Japón la de gas natural y energía nuclear.

En la actualidad, los objetivos de las políticas energéticas de los países industrializados se han ampliado, pues persiguen además de la seguridad energética y el crecimiento económico, desplazar las fuentes energéticas que provocan altas emisiones de CO₂²².

El gas natural es la fuente energética que tiene más ventajas con respecto a las otras, pues resulta flexible, económica y abundante, aunque su desventaja más importante es que es difícil de almacenar y transportar. Es más “limpia” que el petróleo y sobre todo que el carbón, pues una TEP de gas genera una tonelada de CO₂, es decir 50% menos que el petróleo y la mitad menos que el carbón.

El gas, además, contrariamente a la energía nuclear e hidroeléctrica, no requiere de inversiones gigantescas a nivel del utilizador final y es rentable aun en pequeñas instalaciones. Esta flexibilidad es una ventaja para las empresas eléctricas que no pueden permitirse grandes inversiones. Además, la industria del gas se ha beneficiado últimamente de progresos tecnológicos que le han abierto las puertas del mercado de la producción eléctrica. Si bien en principio la energía nuclear proporciona una oportunidad para reducir las emisiones asociadas con la combustión de las energías fósiles, por lo menos en la generación de electricidad, por el momento su desarrollo tiene serias limitaciones. Estas son los grandes costos de inversión inicial y de mantenimiento, el nivel tecnológico requerido y la incertidumbre sobre el destino de los desperdicios nucleares y la seguridad de los reactores. Tampoco la energía hidroeléctrica genera emisiones de CO₂ pero requiere inversiones muy grandes y puede producir grandes daños al medio ambiente de otra índole que el “efecto invernadero”.

Finalmente, el gas natural es muy abundante lo cual es una ventaja con respecto al petróleo. Gracias a los progresos realizados en las técnicas de exploración-producción, sus reservas antes subestimadas aumentan de año en año. En 1994 alcanzaban 66 años de producción (mientras que las del petróleo eran de 43) contando sólo los yacimientos explotables en las condiciones económicas actuales. Pero la mayoría de los expertos considera que quedan todavía por descubrir enormes cantidades. Además, un hecho fundamental para los países desarrollados es que esas reservas obedecen a otra geopolítica que la del petróleo, pues el Medio Oriente sólo dispone del 32% de las reservas mundiales (contra el 65% de las de petróleo), situándose la mayor parte en los estados de la ex-URSS, con el 40% de las reservas mundiales.

En consecuencia, en el mediano plazo el gas natural parece ser el candidato más firme para sustituir al petróleo, pese a que este último tiene usos en los que todavía es insustituible. En el cuadro 24 del anexo estadístico adjunto puede observarse que

²² Según Dominique Finon (1994: 263), los gobiernos se han centrado en la limitación de las emisiones de CO₂ para prevenir los cambios climáticos provocados por el “efecto invernadero”, interesándose poco por los otros gases que también producen ese efecto.

los mercados de los transportes y de la petroquímica representan el núcleo duro más difícilmente reemplazable de la demanda de petróleo. Para el año 2000 se estima que los transportes de ruta representarán el 40% del consumo de petróleo y el la petroquímica el 10 .

En el más largo plazo, otras fuentes energéticas podrían ocupar lugares más importantes. Un estudio de las Naciones Unidas (Revue de L'Energie 1994) estima que las energías renovables tienen un potencial suficiente como para proveer hacia la mitad del próximo siglo, el 60% de la oferta de electricidad y el 40% de la oferta directa de energía, a costos iguales o aun menores que los de las energías convencionales. Dicho estudio concluye que la estrategia más importante de sustitución de energías será probablemente el reemplazo de las energías fósiles y nuclear por energías renovables.

En suma, los argumentos expuestos en los párrafos anteriores nos llevan a pensar que la amenaza del desarrollo de sustitutos del petróleo es relativamente importante, por lo que puede concluirse que esta fuerza competitiva es como las demás de gran de intensidad.

5. El poder de negociación de los clientes

Los consumidores de petróleo reaccionaron a las alzas de los precios de 1973 y 1979 orientando su demanda hacia el crudo no-OPEP, hacia energías diferentes del petróleo y economizando energía. Esos objetivos perseguían un mayor poder de negociación frente a los países productores de la OPEP.

La producción de crudo no-OPEP se incrementa año a año, aunque en términos globales ello no sea demasiado contundente debido a la situación de desorden vivida en los estados de la ex-URSS. Como puede observarse en el cuadro seis del anexo estadístico, a pesar de esos aumentos, los países no-OPEP no podrán hacer frente a la alza proyectada de la demanda de los próximos años. No obstante, según una proyección realizada por Petroleum Economics Limited, a pesar que las cuotas de mercado de los países miembros de la OPEP irán aumentando hasta el año 2000 (55% no-OPEP y 38% OPEP), ya no alcanzarán los niveles de los años 70.

La búsqueda de independencia con respecto a las compras externas de petróleo, a través de reducciones del consumo energético, sustituciones del petróleo y/o desarrollo de la producción interna de crudo, fue el objetivo prioritario de casi todos los países importadores de petróleo durante los años que siguieron a los dos *shocks*. Así, en la mitad de la década de los 80, los grandes consumidores mundiales habían logrado éxitos importantes en esa área (cuadro 25).

No obstante, desde el fin de la década pasada se han empezado a implementar nuevas políticas energéticas en los países industrializados que priorizan la eliminación de los efectos sobre el medio ambiente derivados de la utilización de energías fósiles, y ya no sólo se busca la independencia energética. Estos movimientos se explican, según Dominique Finon (1994:259), por la persistencia de anticipaciones de una relativa estabilidad del mercado petrolero en el mediano y largo plazo y de riesgos limitados en materia de seguridad energética. En consecuencia, la visión predominante en las décadas anteriores sobre el agotamiento de los recursos energéticos en el largo plazo se ha desdramatizado, por lo que la independencia externa del petróleo no es ya tan primordial.

Los estadounidenses, por ejemplo, redujeron su dependencia de los hidrocarburos bajando su contribución al total de energía consumida del 72% en 1978 al 66% en 1985, pero desde entonces la parte de gas y la de petróleo se han mantenido alrededor de ese mismo porcentaje. Esa tendencia, conjuntamente con la declinación de las producciones internas de petróleo, se traduce en una dependencia creciente de E.E.U.U. con respecto a sus importaciones de crudo y de gas (aunque las importaciones de gas representan sólo el 11% de su consumo, contra el 47% para el petróleo).

En consecuencia, tenemos la siguiente situación: los países de la OPEP están aumentando sus cuotas de mercado, aunque no parecen acceder a las que tenían anteriormente, mientras que los países consumidores no se preocupan hoy tanto por disminuir su dependencia de la importación de petróleo. Ello nos lleva a pensar que el poder de negociación de los grandes consumidores de petróleo podría estar disminuyendo. No obstante, para poder completar el estudio sobre la intensidad de esta fuerza competitiva debemos agregar a nuestro razonamiento otros dos factores relevantes: el papel de la fiscalidad petrolera de los grandes países consumidores y el de los *traders*, nuevos intermediarios en el mercado de crudo y de productos.

El primero de esos factores permite a los estados de los países consumidores orientar de algún modo el consumo de crudo hacia los intereses de la política energética del momento²³. La particularidad de la demanda de petróleo, en la que entre el productor y el consumidor final existe un intermediario determinante, el Estado consumidor, ha permitido a los grandes países compradores de crudo mantener grados de poder de negociación frente a los vendedores, pese a que dependen nuevamente fuertemente del petróleo.

En cuanto al segundo factor, la expansión del mercado spot de crudo en los años 1980 tuvo dos grandes consecuencias. En primer lugar, aumentó la cantidad de intervinientes en el mercado. Hoy actúan en él las empresas de los países productores OPEP y no-OPEP, las de los países consumidores (desde las grandes multinacionales a las empresas de menor tamaño) y las sociedades de *trading* y de corretaje. En segundo lugar, se desarrollaron diversos mercados paralelos al del spot -como el de futuro o de opciones- que cumplen con el cometido de proteger a los actuantes contra los riesgos generados por la gran volatilidad de los precios.

La importancia creciente del mercado spot y de los mercados paralelos han transformado las relaciones entre los consumidores y los vendedores de crudo. A los tradicionales actores dominantes de los mercados petroleros -las empresas OPEP y las de los grandes países consumidores- se han sumado los *traders* de crudo, que tienen una percepción de los precios completamente distinta a la de los dos primeros. Para los *traders* petroleros las fluctuaciones de los precios del crudo representan simplemente un riesgo del negocio que puede ser cubierto recurriendo a los mercados futuros. Mientras que las decisiones de los países de la OPEP respecto a los niveles de producción son determinados por metas de participación en el mercado y por metas de ingresos, así como por consideraciones políticas y de seguridad. Además, en los países consumidores los precios del crudo son percibidos fundamentalmente en función de los problemas de balanza comercial que pueden generar sus fluctuaciones, además de razones de política económica y de seguridad. De modo que esos nuevos actores, con una lógica de acción

²³ Por ejemplo, A.Z. Yamani, ex-ministro de Petróleo de Arabia Saudita, considera que los ecoimpuestos, destinados a reducir las emisiones de CO₂ en la Unión Europea, son una vía de acaparación indebida de la renta petrolera por parte de los países industrializados y un factor de depresión del mercado petrolero (*Revue de L'Energie*, 1994:263).

radicalmente diferente a la de los actores tradicionales, ocupan un lugar importante en el mercado petrolero, perturbando las relaciones existentes entre vendedores y compradores.

En suma, las posibilidades de fiscalización sobre los productos derivados, que dan márgenes de maniobra a los países consumidores y la diseminación de la oferta de crudo por la entrada de los *traders* en el mercado, hacen también del poder de negociación de los clientes una fuerza competitiva relativamente intensa.

Conclusiones

Sintetizando el análisis realizado de las fuerzas competitivas en juego en la industria petrolera, pudimos observar que al interior del sector -debido a los movimientos cruzados de asociación e integración entre compañías internacionales y empresas productoras-, se está consolidando una tendencia a la intensificación de la rivalidad entre esos dos grandes grupos estratégicos, al no estar ninguno de ellos en condiciones de afirmar su dominio. En cuanto a las relaciones entre proveedores y compañías de petróleo, están evolucionando hacia la constitución de asociaciones de largo plazo sobre la base de alianzas estratégicas en las que el poder de negociación de los proveedores se ha intensificado. Por lo que esta fuerza competitiva puede ser considerada intensa. Como lo son asimismo las amenazas de nuevos entrantes, tanto en el *upstream* como en el *downstream* de la industria. Se observó que el peligro de desarrollo de sustitutos del petróleo es relativamente importante, por lo que también puede concluirse que esta fuerza competitiva es como las demás de gran intensidad. Finalmente, el mayor poder de negociación de los clientes hace que esta fuerza tenga las mismas características que las anteriores.

En consecuencia, puede concluirse que en la actualidad las firmas establecidas son incapaces de ejercer algún poder de mercado. Por lo que la intensidad relativa de todas las fuerzas competitivas está produciendo un "orden competitivo" que equilibra el poder de mercado de cada uno de los grupos de actores en juego y por consiguiente el precio del crudo.

Ese equilibrio se alcanzaría en el mediano plazo²⁴. En el corto plazo, por el contrario, se producirían grandes fluctuaciones de los precios. Ello se debe esencialmente a que en ese lapso la oferta y la demanda de petróleo son relativamente inflexibles a los precios, por lo que serían necesarias grandes variaciones de estos últimos para equilibrarlas. No obstante, para que ello suceda es necesario que las modalidades de comercialización del crudo den lugar a que se realice dicha regulación por los precios. Si bien las rigideces de la oferta y la demanda de crudo en el corto plazo existen desde siempre, el precio del petróleo comenzó a fluctuar en el corto plazo en 1987. Ello puede explicarse en razón de que mientras los flujos internacionales de crudo transitaban mayoritariamente por canales fuera del mercado spot (contratos oficiales u otros), los precios acordados no reflejaban lo que sucedía en esos mercados. Sólo a partir de 1987, con la generalización de los "contratos de fórmula" - en los cuales se fijan para el largo plazo las cantidades negociadas estables pero los precios están referidos al mercado spot-, los precios de transacción del crudo han comenzado a revelar las tensiones entre la oferta y la demanda en el corto plazo²⁵.

²⁴ El mediano plazo es un período en el cual las capacidades de producción y consumo pueden ser modificadas.

²⁵ La generalización de los "contratos de fórmula" fue acompañada de una amplificación adicional de las fluctuaciones de los precios. Pues si bien el mercado spot representó hasta el 50% de los volúmenes de intercambio internacional del petróleo en 1985 hoy no representa más

En el largo plazo finalmente, el precio del crudo tendería a alinearse con respecto al costo de producción del petróleo.

que un 20%. En consecuencia, al realizarse los ajustes de volumen según ese mercado relativamente estrecho, las fluctuaciones de los precios son muy amplias.

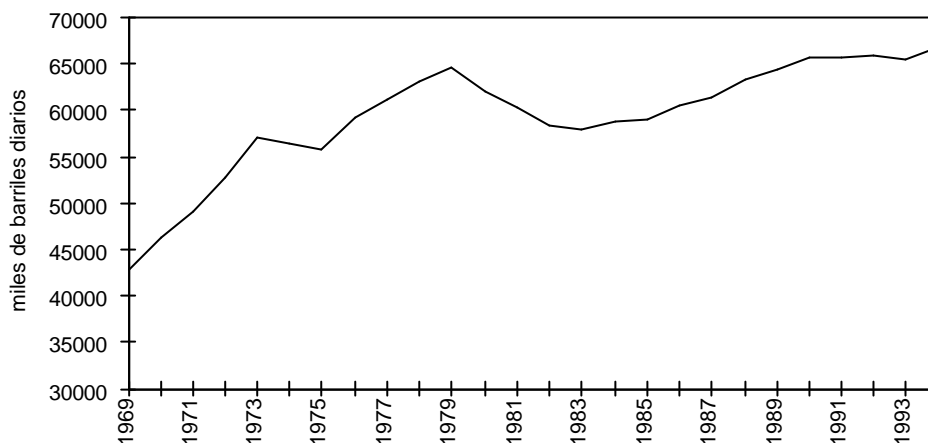
ANEXOS

La situación petrolera internacional

1. El consumo mundial de petróleo

Desde la segunda mitad de los años 80 el consumo petrolero mundial ha crecido a tasas anuales cercanas al 2%²⁶ (Gráfico 1). Esta evolución ascendente se debe principalmente al mayor consumo de los países desarrollados y de los de Asia (excluyendo a Japón).

Gráfico 1
Consumo mundial de petróleo



Fuente: A partir de BP Statistical Review of World Energy

Dentro de los países desarrollados se observa un fuerte crecimiento del consumo de Japón y Australasia (30%) entre 1985 y 1994, seguidos por América del Norte (13,46%) y Europa Occidental (13,3%). Ello permitió a la primera región mencionada ganar en ese período un poco más de un punto porcentual en su participación del consumo mundial, mientras que las otras dos zonas mantuvieron sus partes del total universal (Cuadro 1 del anexo estadístico adjunto y Gráfico 1).

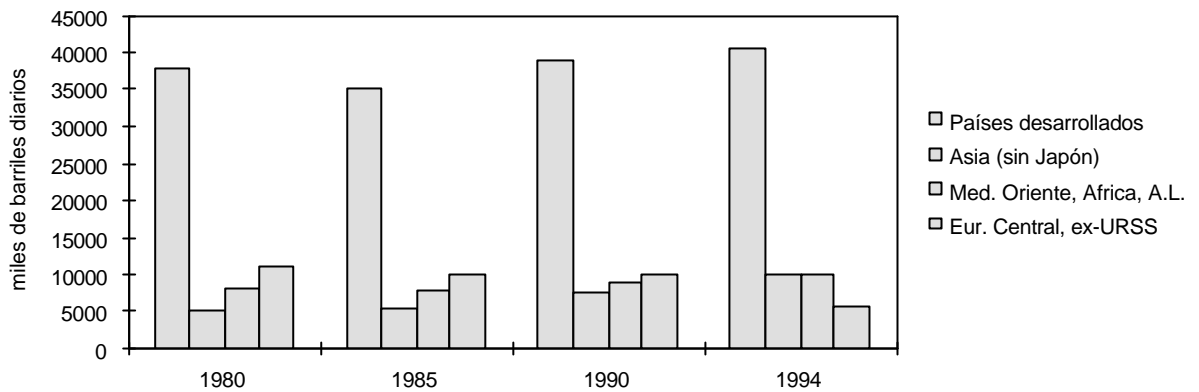
En lo que concierne a los países no catalogados como desarrollados, la contribución de las diferentes zonas al crecimiento del consumo ha resultado diferente (Cuadro 1 y Gráfico 1).

Pueden distinguirse los siguientes grupos de países:

- La “locomotora” constituida por los nuevos países industrializados de Asia, en los cuales se verificó un crecimiento del consumo de petróleo del orden del 90% entre 1985 y 1994. Ello ha provocado que la parte de esta región en el consumo mundial pasara del 9,2% en 1985 al 15,3% en 1994.
- Las zonas en donde el consumo de petróleo creció entre 1985 y 1994 pero en menor proporción, como el Medio Oriente (26,7%), América Latina (26,1%) y Africa (22,4%).
- La zona de los antiguos países socialistas en los cuales el consumo ha descendido en picada desde 1990 (-42%).

²⁶ A excepción de los años 1991 y 1993 en los que el consumo se mantuvo en el mismo nivel y de 1987, año en el cual el consumo aumentó en 2,9%.

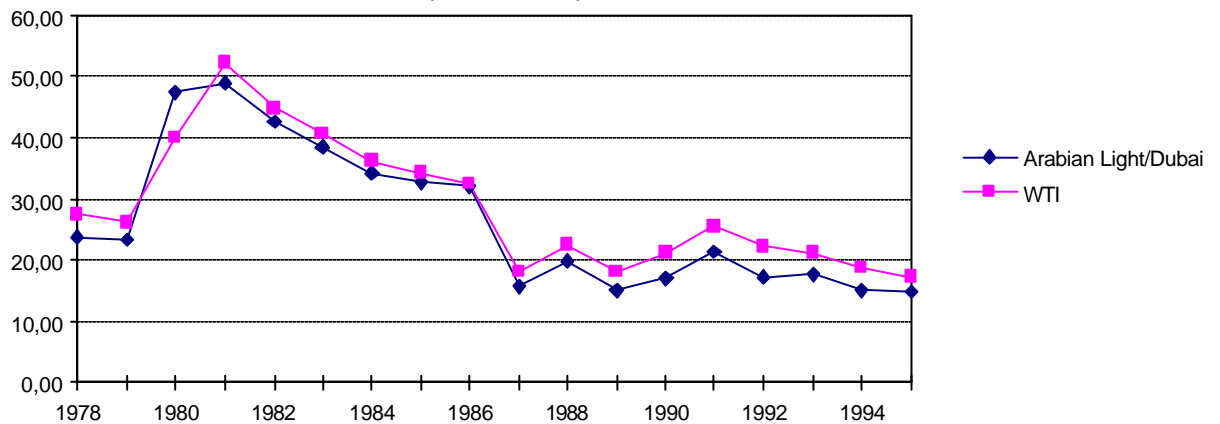
Gráfico 2
Consumo de petróleo por regiones



Fuente: A partir de BP Statistical Review of World Energy

La estabilidad del crecimiento del consumo de petróleo se corresponde con el mantenimiento, desde el final de la década de los 80, de los precios del crudo dentro de una banda de variación relativamente estrecha y de bajo nivel. El piso de la banda se ubica en los 14/15 dólares por barril (US\$/b) y el techo en los 25/26 US\$/b (en US\$ 1994 deflactados por el IPM de EEUU) (Gráfico 3).

Gráfico 3
Los precios del petróleo
(en US\$ de 1994)



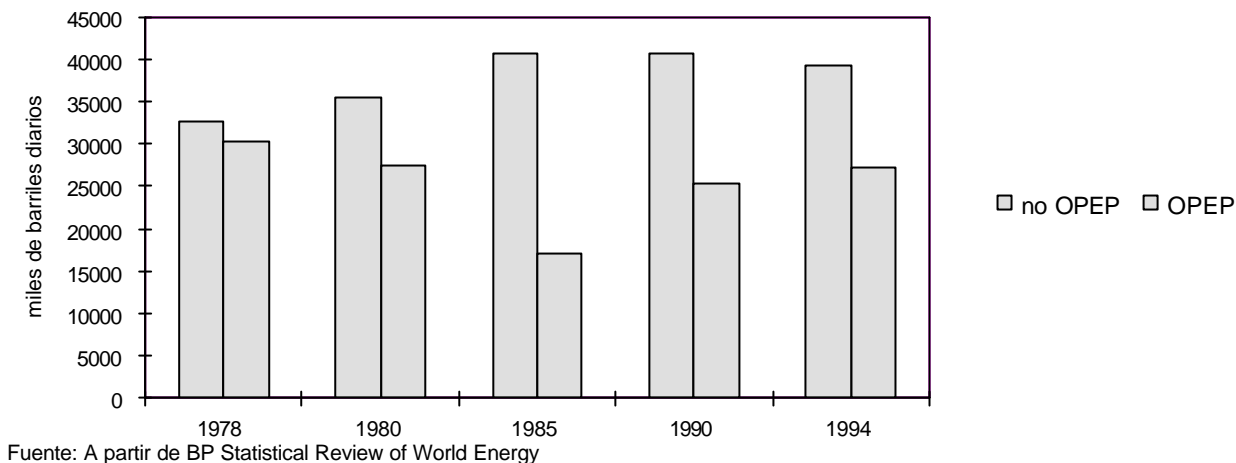
Fuente: A partir de BP Statistical Review of World Energy

2. La producción mundial de petróleo

Un período como el que estamos viviendo desde 1987, en el cual los precios del crudo se mantienen a niveles relativamente bajos, tiene dos efectos contradictorios para los países de la OPEP. Por un lado, el bajo valor al cual se vende el crudo desestimula la producción no OPEP pues, por lo general, su costo es más alto que el de la OPEP. Eso explica por qué este último grupo, después de haber visto descender su participación en la producción mundial a 30,4% en 1985, logra aumentarla a 39,2% en 1990 y a 40,9% en 1994 (Cuadro 2 y Gráfico 4). No obstante, el mayor volumen de ventas de la OPEP no ha sido suficiente para compensar el efecto de la caída de los precios del crudo pues, si bien entre 1992 y 1994 la oferta de los países de la OPEP se incrementó en un 2,8%, el ingreso por sus exportaciones de crudo descendió de 135 a 124 mil millones de US\$ (Cuadro 3).

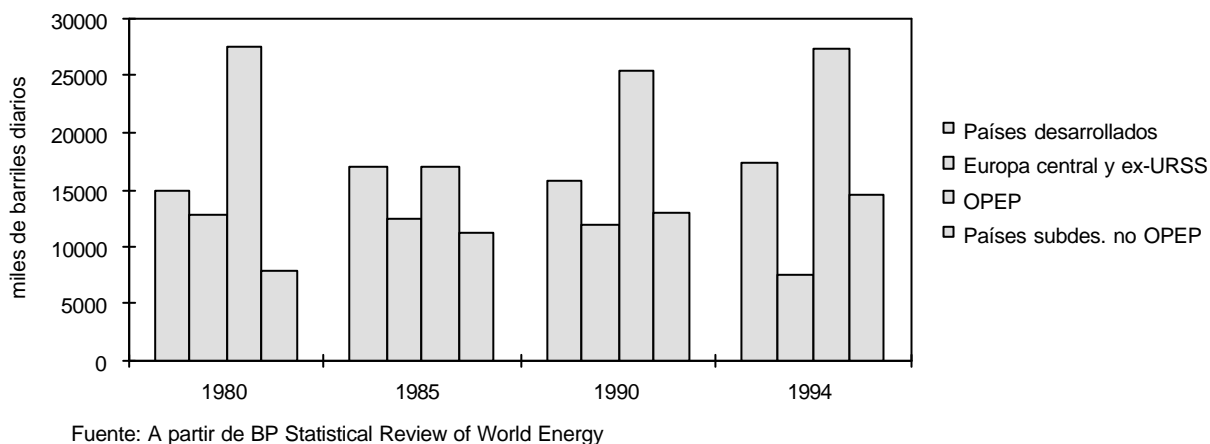
En cuanto a la producción de crudo no OPEP, si bien en términos globales descendió en la primera mitad de los 90 (Gráfico 4), los grupos de países que producen ese petróleo siguieron diferentes evoluciones. Así, la drástica caída de la producción de la ex-URSS a partir de 1990 enmascara los aumentos de las producciones de los países desarrollados y subdesarrollados no OPEP (Gráfico 5).

Gráfico 4
Producción OPEP/no OPEP



Mientras que E.E.U.U. mantiene su oferta de crudo estable desde 1990, Europa del Oeste aumentó su producción entre 1992 y 1994 en 1.200.000 bbl/d, cuando en años anteriores la venía incrementando a ritmos menores. Esta nueva aceleración de la producción europea se debe a que se empezaron a explotar pequeños campos juzgados hasta entonces poco rentables y que han podido ser rentabilizados gracias a las nuevas tecnologías recientemente desarrolladas.

Gráfico 5
Producción regional de petróleo



Se suele llamar “efecto stealth” a las adiciones de los productores pequeños y medianos de los países subdesarrollados no OPEP de pequeñas cantidades suplementarias a su producción petrolera. Las razones de estos suplementos anuales son diversas: por ejemplo, Vietnam desde el cese del embargo estadounidense en febrero de 1994, produce cada año más crudo, pues ha podido

recurrir a las compañías occidentales para sus operaciones en el *upstream*; en Argentina, desde la privatización de YPF, se verifica una dinamización de la producción petrolera; en Brasil, el aumento de la producción se debe a sus éxitos en las operaciones *off-shore*, lo que ha convertido a este país en el más importante operador mundial en mar profundo.

Por su parte, desde 1990 la producción de los estados de la ex-URSS ha estado bajando en picada, aunque estos últimos años el ritmo de descenso se ha enlentecido. La caída de la producción petrolera de Rusia y de los antiguos territorios soviéticos se debe principalmente al desorden económico e institucional que reina después de la desintegración de la URSS. Pese a contar con el 21,8% del total mundial de las reservas probadas de gas y petróleo (cuadro 4), los estados de la ex-URSS no pueden beneficiarse de esa ventaja geológica pues necesitan desesperadamente de fondos de inversión para poder explotar sus enormes riquezas naturales.

3. Las perspectivas de la oferta y la demanda de petróleo

Para los próximos años no se prevén importantes tensiones entre la oferta y la demanda de petróleo, aunque éstas podrían emerger en el más largo plazo, si no se realizan grandes inversiones en el sector del *upstream*.

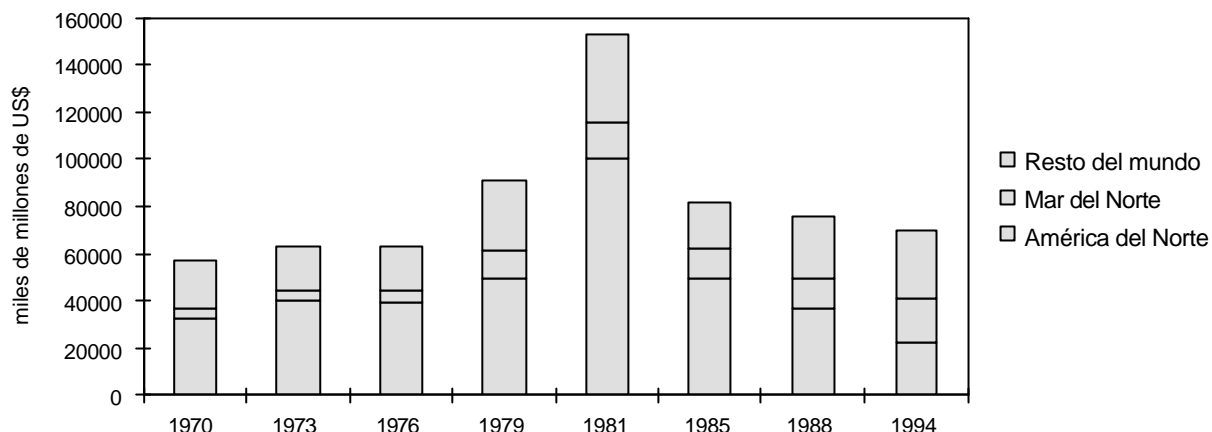
Según las previsiones realizadas por Petroleum Economics Limited (PEL), la demanda de petróleo en los próximos años aumentará a una tasa promedio anual de 2% y los suministros no-OPEP y OPEP crecerán respectivamente a tasas anuales de 1,2% y 2,5% (Cuadro 6). Dicha previsión supone por lo tanto que las cuotas de los países miembros de la OPEP aumentarán progresivamente sin que eso provoque fuertes aumentos de los precios. En efecto, para los años 90 las estimaciones de PEL no prevén cambios significativos del precio del crudo en términos reales²⁷.

No obstante, en el más largo plazo parece posible que surjan nuevas tensiones entre la oferta y la demanda de petróleo. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) pronostica en un informe de 1994 que habrá que desarrollar entre 1994 y el 2010 nuevas capacidades de producción por el equivalente a 27 millones de barriles diarios, que es lo que producen hoy todos los países de la OPEP reunidos. En estas condiciones el precio del crudo pasaría de 17 US\$/b en 1994 a 27 US\$/b en 2005 (en US\$ de 1993).

No obstante, según algunos analistas (Le Monde Diplomatique, noviembre, 1994), aún si el precio del petróleo aumenta en esa magnitud, eso no será suficiente para realizar las inversiones necesarias para aumentar la oferta de crudo. En efecto, se estima que para poder hacer frente al aumento de la demanda se necesita invertir antes del año 2000 cerca de 500.000 millones de dólares -de los cuales 120.000 millones deberían colocarse en el Medio Oriente-.

²⁷ Esto no significa que no habrá volatilidad de los precios. Esta aumentará especialmente en el corto plazo a medida que Iraq se reintegre al mercado y hasta que se estabilicen las condiciones de los estados de la ex-URSS.

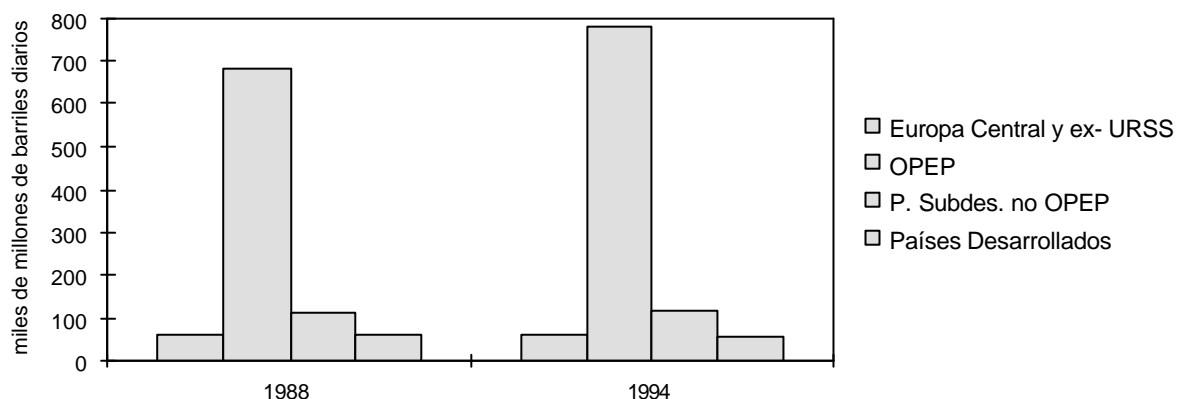
Gráfico 6
Inversiones mundiales en el upstream petrolero



Fuente: Ministerio de Industria (Francia, 1995)

Entonces, si bien los miembros de la OPEP -fundamentalmente los países de Medio Oriente- disponen de enormes reservas de petróleo (Gráfico 7) no están garantizadas las condiciones que permiten asegurar un nivel de inversión en el *upstream* para poder desarrollarlas.

Gráfico 7
Reservas probadas de petróleo por región



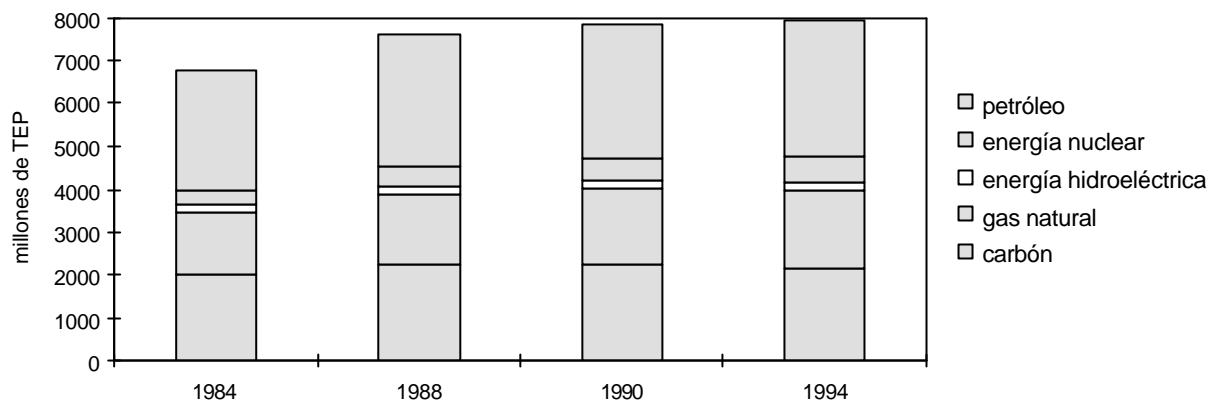
Fuente: A partir de BP Statistical Review of World Energy

4. El consumo mundial de energía primaria

La tendencia general indica que el consumo de petróleo mantiene su participación en el consumo total de energías primarias mientras que el gas natural gana paulatinamente cada vez más peso.

El consumo mundial de energía ha aumentado en los últimos 10 años en un 17,3%, pasando de 6753 Mtep en 1984 a 7924 Mtep en 1994, mientras que el petróleo se incrementó en un 13% en ese mismo período. Esto provocó que la participación del crudo en el consumo mundial de energía decreciera de 42% a 40%, aunque desde 1985 su participación se ha estabilizado en 40% (Gráfico 8 y Cuadro 7).

Gráfico 8
Consumo mundial de energías primarias



Fuente: A partir de BP Statistical Review of World Energy

Tras los dos *shocks* petroleros todos los países consumidores netos de crudo intentaron sustituir esa fuente energética. Dentro de las energías fósiles, el carbón y el gas natural compitieron en pie de igualdad durante los años 80. Pero si bien en la primera mitad de esa década el consumo de carbón creció más velozmente que el del gas natural, a partir de la segunda mitad este último tomó la delantera. De este modo, entre 1984 y 1994 el consumo de carbón bajó su participación en el consumo total mientras que el del gas natural la fue aumentando (Gráfico 8 y Cuadro 7). El dinamismo del consumo de gas natural sería aún mayor a nivel mundial si éste no se hubiese desplomado en los años 90 en los países de la ex-URSS. Considerando que el consumo de gas de esos países representaba en 1990 el 37,44% del consumo mundial, el impacto del desmoronamiento soviético sobre éste ha sido sin duda muy grande.

El relativo dinamismo del consumo de gas natural refleja situaciones diferentes según las regiones, ya que está ligado a la existencia de reservas importantes y disponibles, a los costos, a la antigüedad de la industria del gas y a la presencia de infraestructuras adecuadas, sin olvidar los efectos de las políticas energéticas de los estados. Por ejemplo, en los países industrializados las nuevas políticas energéticas se apoyan en la promoción del gas natural, considerado como la energía fósil que genera menos emisiones de gas carbónico (CO₂). Además, es una fuente energética económica, abundante y cuyas reservas están mejor distribuidas geográficamente que las de petróleo. De todos modos, el petróleo es difícilmente sustituible por otras fuentes energéticas para determinados usos específicos como el transporte y la petroquímica.

La progresión espectacular de la energía nuclear durante las décadas de los 70 y 80 se ha detenido en los años 90. Esto se explica por las decisiones gubernamentales de los países industrializados de no incitar más a la construcción de centrales nucleares, pues esta fuente energética presenta muchos factores de incertidumbre sobre la seguridad de los reactores y el destino de los desperdicios nucleares. Dada la complejidad tecnológica de las centrales nucleares, este tipo de fuente energética se ha establecido sobre todo en los países desarrollados y en menor medida en los de Europa Central y la ex-URSS.

El consumo de energía hidroeléctrica creció moderadamente entre 1984 y 1994. Las causas que explican su pobre desarrollo son de diversa índole: en primer lugar, en

los países desarrollados ha habido cierta saturación de esa fuente energética pues ya se han explotado los recursos que existían; en segundo término, las inversiones faraónicas que se hicieron en esquemas hidroeléctricos en los años 60 y 70, al mismo tiempo que aumentaron considerablemente la deuda externa de muchos países subdesarrollados, generaron importantes daños al medio ambiente; además, la energía hidroeléctrica tiene problemas de competencia con el gas natural pues esta fuente energética se ha beneficiado últimamente de avances técnicos que le han abierto las puertas del mercado eléctrico y no necesita de tan grandes inversiones como la primera, una vez que se han construido los gasoductos; por último, existen causas institucionales del retroceso de la energía hidroeléctrica, como el hecho de que los organismos internacionales ya no financian más este tipo de inversión²⁸.

Una proyección sobre la participación de las diferentes fuentes energéticas en el consumo total mundial del año 2020 prevé que los consumos de gas natural, de energía hidroeléctrica, de energía nuclear y de energías nuevas renovables y tradicionales aumentarán su participación, mientras que los consumos de carbón y de petróleo la disminuirán (Cuadro 8)²⁹.

5. El consumo mundial de productos destilados

En términos generales, la refinación debe adaptarse a las necesidades crecientes de conversión de los cortes pesados en productos livianos -dentro de los cuales ganan cada vez más peso los destilados medios- y a exigencias cualitativas sobre los productos cada vez más severas.

5.1. Los cambios cuantitativos de la demanda de productos derivados

Desde 1978 la evolución mundial de la composición del consumo de derivados del petróleo³⁰ marca dos tendencias principales: la creciente participación de los destilados medios³¹ desde 1980 (de 30,5% a 35,8% entre 1980 y 1994) y la disminución de la participación de los fuel oils (de 28 % a 17,9%). La gasolina aumenta su participación en dos puntos porcentuales en el período (de 26,7% a 28,5%), mientras que los otros productos³² lo hacen en tres puntos (de 14,9% a 17,8%) (Gráfico 9).

²⁸ En un trabajo del Banco Mundial (1990:41) se afirma que en Brasil, pese a que los recursos hidráulicos proveen el 24% de las necesidades de energía primaria y el 80% de la generación de electricidad, el país sólo ha explotado menos del 20% de su potencial de hidroelectricidad y otro 12% está en construcción o planeado para fin de siglo. No obstante, la finalización de dichos proyectos y la futura explotación de sus recursos hidráulicos está seriamente comprometida financieramente. Además, consideraciones medio ambientales están empezando a pesar en las planificaciones energéticas brasileñas y el énfasis sobre la hidroelectricidad está siendo dejado de lado.

²⁹ Debe señalarse que en los cuadros 7 y 8 los porcentajes de participación de las fuentes energéticas en el consumo global están calculados sobre diferentes totales.

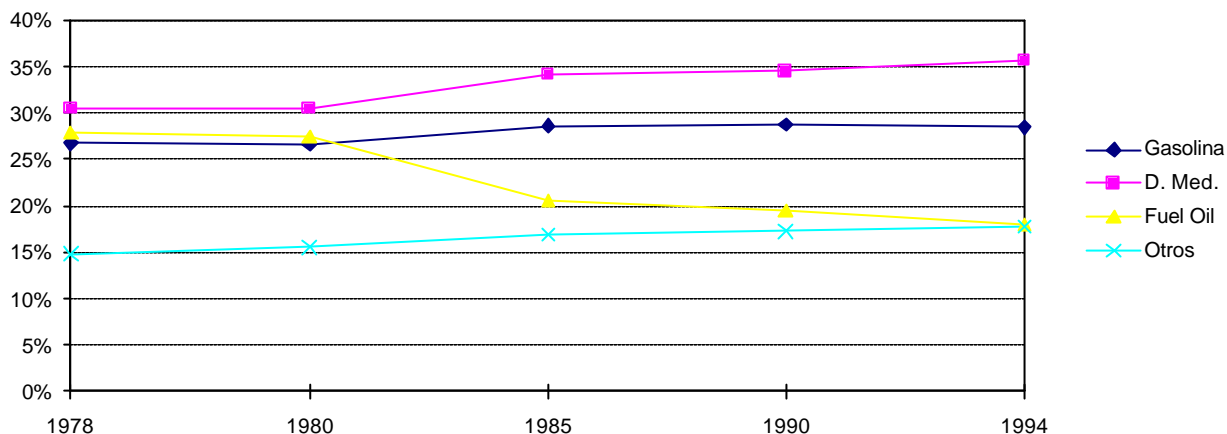
³⁰ Los datos de los años 1978 y 1980 no incluyen el consumo de derivados de los entonces denominados países socialistas (Europa Central, ex-URSS, Camboya, China, Laos, Mongolia, Corea del Norte, Vietnam y Cuba), mientras que los datos de los restantes años excluyen solamente el consumo de derivados de Europa Central y de la ex-URSS.

³¹ Los destilados medios incluyen los kerosenos de avión y de calefacción, el gas oil y el diesel oil.

³² Gas de refinería, GLP, solventes, coque petrolero, lubricantes y asfaltos.

La regresión del fuel oil (representa el 80% de los productos pesados) en la demanda de productos derivados enfrentó a la industria de refinación al mayor cambio estructural en estos últimos 20 años, pues tuvo que adaptar sus refinerías para convertir los cortes pesados en mayores proporciones de productos livianos. Este fenómeno tocó primero a E.E.U.U., después a Europa Occidental y está afectando progresivamente a los países subdesarrollados, a los de Europa del Este y a los de la ex-URSS, que sustituyeron masivamente sus mercados de fuel-oil pesado con la ayuda de sus recursos gasíferos a partir de los años 80.

Gráfico 9
Estructura del consumo mundial de derivados



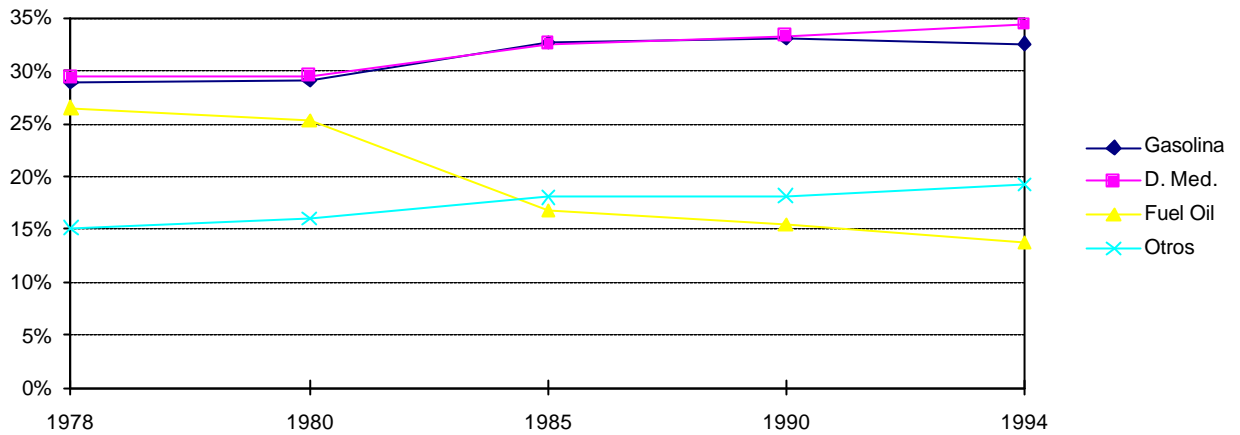
Fuente: A partir de BP Statistical Review of World Energy

El consumo de los destilados medios de los países desarrollados³³ aumentó en la misma proporción que a nivel mundial (de 29,41% en 1978 a 34,34% en 1994), los consumos de la gasolina y otros productos se incrementaron en mayor proporción y el de fuel oil bajó 12 puntos porcentuales contra 10 a nivel mundial (Gráfico 10). El gran descenso del consumo de fuel oil se dio entre los años 1980 y 1985, en que éste bajó un 40% su nivel, pasando de 464,4 Mt a 278,3 Mt (Cuadro 10).

Dentro de la estructura del consumo de productos derivados, los destilados medios y la gasolina han tenido prácticamente el mismo peso durante el período, aunque en los años 90 el consumo de destilados medios parece haber tomado la delantera al de gasolina. En efecto, el cociente consumo de gasolina/destilados medios, se ha mantenido cercano a 1 hasta 1990, para descender en 1994 a 0,94 (Cuadro 12). Si dicha evolución se mantiene, esto podría representar un problema de adaptación estructural tan importante como aquel más general de la conversión de los cortes pesados petroleros en productos livianos, particularmente en las refinerías que optaron por unidades de conversión del tipo cracking catalítico, que favorece sobre todo la producción de gasolina.

³³ Agrupa a los países miembros de la OCDE.

Gráfico 10
Estructura de consumo de derivados de los países desarrollados



Fuente: A partir de BP Statistical Review of World Energy

En los países subdesarrollados³⁴, si bien las evoluciones del consumo fueron en el mismo sentido que a nivel mundial, la magnitud de los cambios fue en todos los casos menor. Así, el consumo de destilados medios aumentó su participación en el consumo total de derivados en 3 puntos porcentuales durante el período (de 34,9% en 1978 a 38,6% en 1994), mientras que el de fuel oil bajó su participación en 8 puntos (de 34,1% a 26,1%). En cuanto al consumo de gasolina y otros productos destilados, su participación aumentó respectivamente en 3 y 1 puntos porcentuales en el lapso estudiado (Gráfico 11 y Cuadro 11).

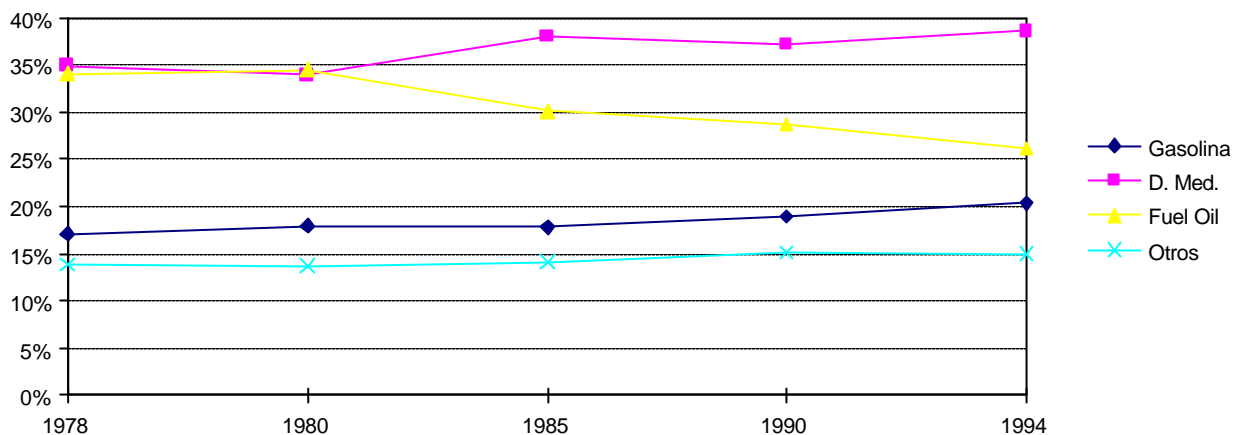
En comparación con los países desarrollados, en los subdesarrollados el fuel oil participa en mayor medida en el consumo total (13,86% en los primeros contra 26,1% en los segundos en 1994). A la inversa, la gasolina ha tenido mucho menor participación en el total de productos derivados en los segundos que en los primeros (32,6% contra 20,3%), al mismo tiempo que la participación de los destilados medios ha sido mayor (34,34% contra 38,6%). De este modo, el cociente consumo de gasolina/destilados medios se ha ubicado cerca de 0,5 durante el período estudiado (Cuadro 12).

Un trabajo del Banco Mundial (1990) sobre la demanda de energía en los países subdesarrollados³⁵ revela que el transporte se ha transformado en la salida más importante para los productos derivados en casi todos los países estudiados. Además, como puede observarse en el Cuadro 13, dentro del consumo de combustibles de ruta el de diesel representa una parte significativa en todos los países excepto en China y Malasia. Según los investigadores del Banco Mundial, los precios y las políticas impositivas son los factores determinantes que afectan tal utilización del diesel. En Brasil por ejemplo, los precios subsidiados de este combustible han incitado a la conversión de los camiones antes movidos por gasolina. Por el contrario, en Malasia, cuando se eliminó el subsidio al precio del diesel, el consumo de este combustible comenzó a crecer menos rápidamente que el de la gasolina.

³⁴ Agrupa a los países no miembros de la OCDE con las exclusiones señaladas anteriormente.

³⁵ El trabajo considera 8 países (India, China, Paquistán, Indonesia, Filipinas, Tailandia, Brasil y Malasia) que representan el 53% del total de energía consumida y el 35% del consumo de petróleo del conjunto de los países subdesarrollados.

Gráfico 11
Estructura de consumo de derivados de los países subdesarrollados



Fuente: A partir de BP Statistical Review of World Energy

Otra diferencia entre las distintas regiones tiene que ver con las tasas de crecimiento de los respectivos consumos. Mientras que en los países subdesarrollados el consumo de destilados medios y el de gasolina han crecido a tasas promedio anuales semejantes entre ellas y cercanas a 5% entre 1980 y 1994, en los países desarrollados el consumo de gasolina creció a una tasa promedio anual de 1,15% durante el período, y el de los destilados medios lo hizo a una de 1,41%.

Las proyecciones para el año 2000 estiman que se mantendrán las mismas tendencias de estos últimos años. De este modo, en los países desarrollados los destilados medios y livianos continuarán teniendo participaciones semejantes y crecientes mientras que las de los destilados pesados (particularmente la del fuel oil) caerán. Por su parte, en los países subdesarrollados los destilados medios tendrán la mayor participación, seguidos por los pesados y finalmente por los livianos (Cuadro 14).

5.2 Los cambios cualitativos de la demanda de productos derivados

El mayor control sobre las normas de calidad de los derivados no se limita a E.E.U.U. y a Europa Occidental. Otros países están también tomando acciones para eliminar el plomo de las gasolinas para motores y para reducir drásticamente el azufre en el petróleo diesel y en el fuel oil residual. Aunque solamente E.E.U.U. se ha comprometido con respecto a la gasolina reformulada, se prevé que los otros países sigan el mismo camino en muchos aspectos.

Para una gran parte del sector de refinación en E.E.U.U. y en Europa Occidental, las consideraciones de calidad están determinando la mayor parte de las decisiones de inversión, haciendo que muchas de éstas sean de orden estrictamente defensivo, realizadas solamente para permanecer en el negocio. Además, los costos asociados al cumplimiento de las nuevas normas amenazan no sólo la rentabilidad de muchos refinadores, sino incluso su viabilidad.

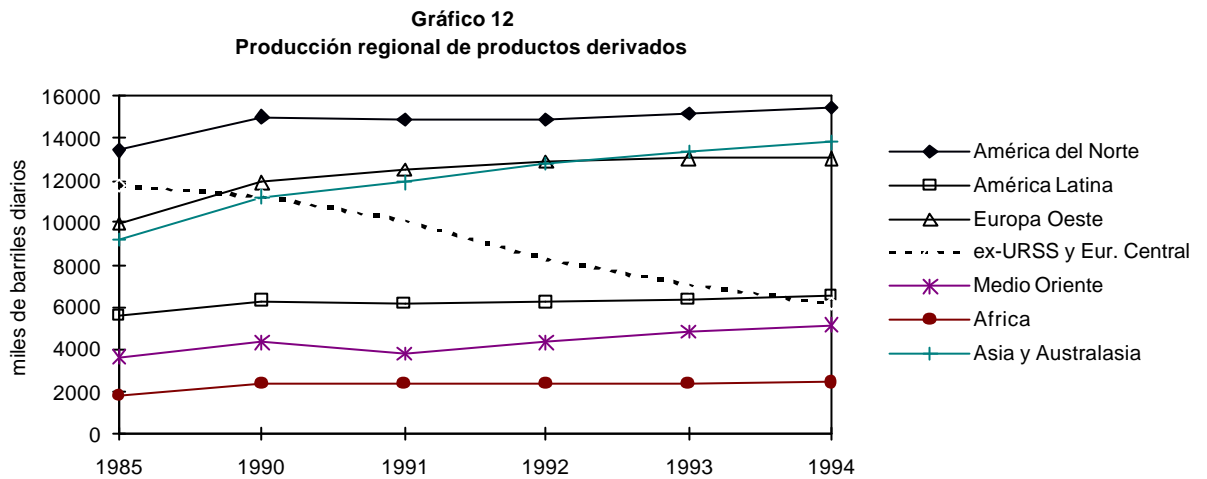
De este modo, la reestructuración de la refinación en E.E.U.U. para satisfacer las exigencias del *Clean Air Act* -el plan para reducir gradualmente hasta el año 2000 la contaminación generada por el parque automotor- está cambiando la composición del sector en ese país. A raíz de ello algunos analistas prevén un fuerte traslado de la

refinación estadounidense hacia países vecinos, pero los datos aún no señalan esa tendencia.

Lo que sí puede afirmarse es que las regiones, países y/o refinerías que ya tienen capacidad de refinación con mejora de calidad (especialmente en capacidad de desulfurización) poseen una ventaja competitiva importante.

6. La situación mundial de la refinación y sus perspectivas

Entre 1990 y 1994, la producción de destilados de Europa Central y la ex-URSS descendió en picada, mientras que las producciones de América del Norte³⁶, América Latina y África se incrementaron levemente con tasas de crecimiento promedio anuales menores que el 1%. Europa del Oeste creció a una tasa de 2,25% por año al mismo tiempo que Medio Oriente y Asia-Australasia lo hicieron a una del 4,4% y 5,4% respectivamente (Gráfico 12).



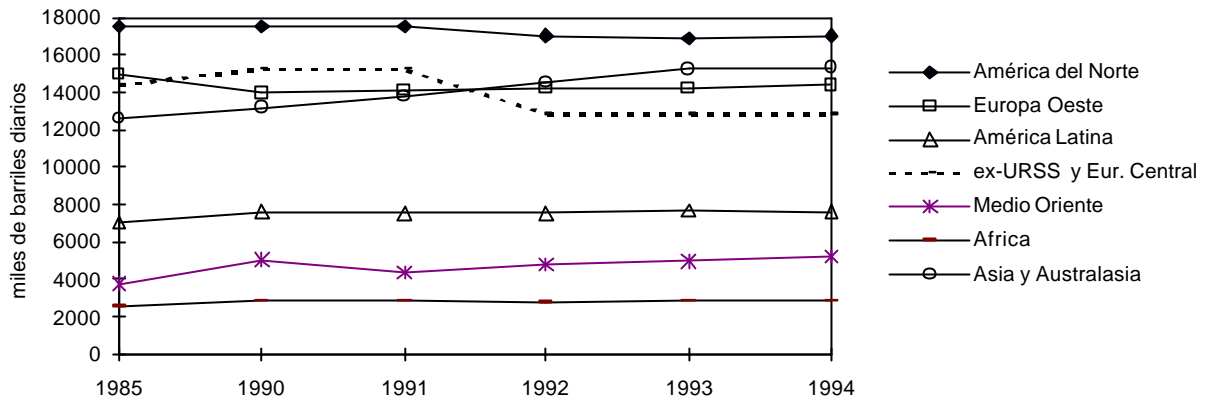
Fuente: A partir de BP Statistical Review of World Energy

En Medio Oriente, si bien la capacidad instalada se incrementó durante ese lapso (242 mil b/d), lo que más incidió en los aumentos de producción fue el mayor uso de la capacidad ya existente, pues la tasa de utilización de la capacidad pasó del 86% en 1990 al 98% en 1994. En la región de Asia-Australasia sucedió lo contrario, pues la capacidad de destilación aumentó un 16,37% durante esos años (2165 mil b/d) mientras que las tasas de utilización de la capacidad aumentaron cinco puntos porcentuales (Gráfico 13 y 14 y Cuadro 15).

La capacidad de refinación en América del Norte descendió durante la primera mitad de la década de los 90, lo que indica que el aumento de la producción se debió fundamentalmente al incremento de la tasa de utilización de la capacidad instalada. En Europa Occidental, la producción suplementaria de 1110 mil b/d en 1994 con respecto a 1990 se debió al efecto acumulado de aumentos en la capacidad existente y a mayores tasas de utilización de esa capacidad.

³⁶ Estados Unidos y Canadá.

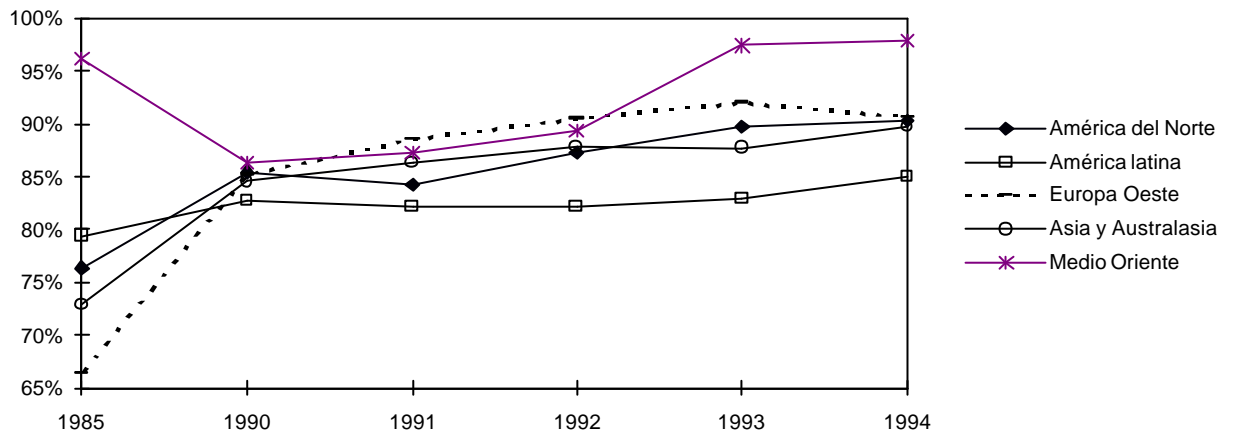
Gráfico 13
Capacidades de destilación atmosférica



Fuente: A partir de BP Statistical Review of World Energy

La situación de América Latina no ha variado sustancialmente durante los primeros años de la década del 90. Mientras que la producción de 1994 fue de 230 mil b/d superior a la de 1990, la capacidad de refinación aumentó en 60 mil b/d y la tasa de utilización de la capacidad instalada se incrementó en dos puntos porcentuales.

Gráfico 14
Tasa de utilización de la capacidad instalada de destilación atmosférica



Fuente: A partir de BP Statistical Review of World Energy

Finalmente, puede observarse en el cuadro 19 que las capacidades de refinación que no son de destilación atmosférica –es decir la conversión y fabricación de gasolinas– han crecido a ritmos moderados entre 1993 y 1994 en E.E.U.U., la Unión Europea y la región Asia-Pacífico.

La actividad de refinación en Estados Unidos

En E.E.U.U.. prosigue la reestructuración del sector de refinación para satisfacer las reglamentaciones del *Clean Air Act* que exige producir gasolina reformulada, obligatoria en algunos estados de ese país a partir de enero de 1995.

Muchas pequeñas refinerías han cerrado provisoria o permanentemente al no poder enfrentar el costo de las mejoras que implica el *Clean Air Act*. En 1993 cerraron por

ese motivo 6 pequeñas refinerías, que totalizaban 120.481 b/d. El estado de California, en donde se hallan todavía 24 refinerías con una capacidad total de 96 Mt/año (12,5% de la capacidad de refinación de E.E.U.U.), se ha visto particularmente afectado.

Esos cierres han provocado que durante 1995 la tasa de utilización de la capacidad de refinación se haya ubicado cerca de 94%, que es considerado el máximo nivel alcanzable por ésta (Hydrocarbon Processing, 1996:29).

Las perspectivas para 1996 no son diferentes. TOTAL Petroleum Ltd. anunció el 11 de diciembre de 1995 que cerraría o vendería su refinería de Arkansas (56.000 b/d) pues no puede costear las inversiones para cumplir con las nuevas normas ambientales, tiene insuficiente producción de diesel de bajo tenor de azufre y está sobreexpuesta a la volatilidad de los mercados "spot" que perjudican sus márgenes de refinación. Durante ese mismo mes, BP reveló también su intención de vender o cerrar sus dos refinerías en Ohio de 106.000 b/d y 135.000 b/d. Las razones que invoca la compañía para tomar tal decisión son similares a las de TOTAL. BP vendió además su refinería Marcus Hook (180.000 b/d) a la independiente Tosco, que tiene planeado utilizarla al 80% de su capacidad.

David Nakamura, de la revista especializada Hydrocarbon Processing (1996:21), estima que durante 1996 la capacidad de refinación disminuirá alrededor de 380.000 b/d. Esto, combinado con tasas de utilización de la capacidad de refinación cercanas a los máximos niveles históricos y con *stocks* de gasolina muy bajos, provocará importaciones de gasolina *record* o incluso escasez del producto, afirma el analista.

Por otra parte, las grandes compañías petroleras estadounidenses tienen comprometida la mayor parte de sus inversiones de 1996 en E.E.U.U. para adaptar sus refinerías a las nuevas reglamentaciones. Por ejemplo, CHEVRON piensa invertir más de 1000 millones de dólares en sus dos refinerías de California para mejorar la eficiencia y producir gasolina reformulada, mientras que MOBIL prevé gastar 400 millones para cumplir con las reglamentaciones medio-ambientales.

La actividad de refinación en Europa Occidental

En Europa Occidental una cantidad importante de viejas refinerías se considera en riesgo de cierre ante el cambio de las leyes ambientales y la creciente competencia. Un estudio reciente del banco de inversiones norteamericano Salomon Brothers determinó que unas 11 refinerías europeas con una capacidad total de aproximadamente 800.000 barriles/día (5% del sector) corren alto riesgo de cierre en los próximos años. El estudio concluye además que las tasas internas de retorno de la mayoría de los proyectos de modernización de refinerías son negativas cuando se las calcula para un plazo de 10 años.

Se observan pocos cambios en las capacidades de conversión de las refinerías de esta región, al mismo tiempo que los mercados evolucionan hacia la reducción de los consumos de fuel oil pesado y de calefacción, así como de gasolinas, mientras que el consumo de diesel crece. El Reino Unido, Alemania e Italia parecen estar mejor preparados que Francia y España para enfrentar esta situación (Cuadro 18).

Francia, por ejemplo, ha concentrado sus inversiones en el cracking catalítico (con vocación de gasolina) y no dispone aún de unidades de conversión profunda o semi-profunda. Esta situación es muy difícil dado que el mercado del fuel oil de ese país es el menos importante de toda la Unión Europea y que el del gas oil motor está

creciendo fuertemente. En Italia, por el contrario hay una fuerte demanda de fuel oil pesado para las centrales eléctricas. Esto explica su débil tasa de capacidad de cracking catalítico.

Puede considerarse que en Europa han culminado las inversiones de producción de octanaje necesarias para la eliminación del plomo en las gasolinas. Mientras que la disminución del contenido de azufre en el diesel (0,05% en 1995-1996), por un lado, y la utilización creciente de fuel pesado con una muy baja composición de azufre (menor que 1%) para reducir las emisiones de dióxido de azufre en la atmósfera, por otro, tienen un peso creciente en las inversiones de las compañías de esta región.

Las estrategias de las grandes compañías comprenden el cierre de sus refinerías más antiguas y la profundización de algunos mercados rentables. Por ejemplo, Texaco introdujo en 1994 el CleanSystem3 en Europa noroccidental, expandió la capacidad de cracking catalítico de su planta en Rotterdam e inauguró una planta de MTBE. Shell, por su parte, tiene previsto cerrar algunas refinerías en Europa pues posee varias relativamente simples que sería muy costoso modernizar.

Otro estudio de Salomon Brothers sobre el futuro de la industria de refinación en Europa prevé que los márgenes de refinación aumentarán a partir de 1996. Dicho estudio descompone el margen de refinación en tres sub-márgenes: destilación, reforming y conversión. Se proyecta que los dos primeros aumenten de 0 US\$/bbl en 1995 a 0,75 US\$/bbl en el año 2000, basándose en el continuo aumento de la utilización de la capacidad instalada (prevén el 100% en el 2000). Los márgenes de reforming previstos no son demasiado alentadores (0,10 US\$/bbl en 1995 y 0,15 US\$/bbl en el año 2000) pues estiman que habrá un leve aumento del excedente de la oferta europea de gasolina y poco cambio en la ya relativamente bien equilibrada relación entre la oferta y la demanda de nafta.

Finalmente, los márgenes de conversión estimados pasarían de 1,65 US\$/bbl en 1995 a 3 US\$/bbl en el año 2000. Dicho pronóstico se fundamenta en primer lugar, en un déficit creciente de las ofertas de destilados medios, keroseno de avión y GLP; en segundo lugar, en un pequeño excedente de la oferta de fuel oil en 1997 -lo que reducirá el precio de este producto con respecto al de los destilados medios y los productos livianos-; y finalmente, en la ampliación del diferencial entre los precios de los crudos livianos y pesados (Brent-Dubai) de 1 US\$/bbl en 1994 a 2US\$-3US\$ en el año 2000 (Cuadro 23).

La actividad de refinación en Europa del Este

Europa del Este es dependiente de las importaciones de energía primaria, pero en el *downstream* hay capacidades instaladas sobrantes. Cada país tiene su propia industria de refinación, generalmente construida sin tener en cuenta los aspectos ambientales. Hoy deben tratar de adaptarse a las normas exigidas por la Unión Europea para poder integrarse a ella. Todos los países necesitan inversiones en el *upstream* y en el *downstream* y éstas no podrán hacerse sin capitales extranjeros, pero ninguno está dispuesto a ceder completamente su soberanía sobre los activos nacionales considerados estratégicos.

La actividad de refinación en la ex-URSS

En Rusia, las estadísticas de 1994 muestran una baja del 18% en los volúmenes tratados por las 28 refinerías de ese país. Las exportaciones de productos petroleros constituyen el principal recurso de las refinerías para financiar mejoras en sus

instalaciones, pero están limitadas por dificultades de orden logístico, como la escasez de tanques-cisterna, el principal medio de transporte de esos productos, a falta de oleoductos suficientes. Estas dificultades explican porqué hasta el momento las inversiones necesarias se están haciendo muy lentamente, aunque se han firmado varios acuerdos con compañías occidentales (con ABB, LUMMUS, TECHNIP, BEICIP, TOTAL/Marc RICH, TEXACO, MITSUI).

En los otros estados de la ex-URSS (de los cuales aún se dispone de estadísticas muy rudimentarias) las refinerías funcionan con mucha capacidad ociosa: en Ucrania la capacidad no fue utilizada más que en un 33% en 1994 y en el Kazajistán el volumen tratado por las refinerías descendió el 48% con respecto al año precedente.

La actividad de refinación en Asia-Australasia

Arrastrado por el crecimiento económico, el consumo de energía de la zona Asia-Pacífico está en progresión constante de cerca de 4% al año con picos de hasta 12% en Tailandia y 8% en Corea del Sur e Indonesia. El petróleo proporciona una parte importante del consumo energético de esos países, que hoy en día representan el 20% de la demanda energética mundial, y representarían el 40% en el año 2010 según el World Energy-Outlook 1994- (I.E.A.).

Numerosos proyectos de nuevas refinerías -que supondrán un aumento de la capacidad de 200 Mt/año- han sido anunciados en esta región. Algunos ya están en curso: por ejemplo dos refinerías comenzaron sus actividades en 1995 con una capacidad global de 16 Mt/año y otras de una capacidad global de 21 Mt/año comenzarán a operar en 1996. El recuento de nuevos proyectos de refinación que realiza la revista "Hydrocarbon Processing" (Junio, 1995) indica que de un total mundial de 144 nuevos proyectos³⁷, 49 correspondían sólo a la región de Asia y Australasia.

Las grandes compañías petroleras internacionales tienen numerosos planes en la zona. Por ejemplo, Texaco, por medio de Caltex (50% Texaco y 50% Chevron Corp.) aspira en los años venideros a concentrarse en los países de mayor crecimiento de la costa del Pacífico. En consecuencia, está vendiendo sus intereses en Australia, Japón y África del Este. Entre 1995 y 1999 prevé invertir 8000 millones de dólares en la zona, de los cuales un 60% sería para la refinación. Dispone de una refinería en construcción en Tailandia, planea aumentar la capacidad de refinación en Singapur y aumentar la capacidad de cracking catalítico en Corea del Sur.

A su vez, Conoco concretó en 1995 una *joint-venture* para construir una refinería con una capacidad de 100.000 bbl/d en Malasia. Mobil posee 7 refinerías en la región, lo que equivale al 31% de su capacidad de refinación mundial. En 1996 piensa invertir en el aumento de cracking catalítico en Altona, Australia al igual que en una planta de lubricantes de su refinería de Singapur y en aumentos de la capacidad en plantas de mezcla para lubricantes en varios países, incluyendo China. También prevé grandes proyectos de mejoras de refinerías en Japón.

Existen asimismo tres compañías estatales asiáticas -Petroleum Authority of Thailand-PTT, Pertamina de Indonesia y Petronas de Malasia- que aspiran a competir internacionalmente en la próxima década en el marketing de productos y el negocio de gas natural.

³⁷ Se incluye todo tipo de proyecto relacionado con la refinación.

PTT concretó varias *upstream ventures* con países vecinos y planea realizar otras para proveer a estaciones de gasolina y GLP en los mercados de China, Vietnam, Camboya, Laos, Myanmar y Filipinas. En China ya está abriendo estaciones de gasolina en conjunto con Sinopec, y con Petroasia proyecta hacer lo mismo en Vietnam.

Petronas opera estaciones de gasolina en Camboya y aspira a abrir otras en Tailandia conjuntamente con UNIQUE, una empresa local. Esta asociación tendrá la provisión desde las refinerías de Petronas en Malasia de las costas este y oeste cerca de Tailandia. También está en conversaciones con India sobre una *joint venture* para una refinería en Madrás, y tiene un proyecto gasolinero en Australia. Asimismo, se está internacionalizando en el *upstream* –debido a sus bajas reservas de petróleo equivalentes a 18 años de producción– hacia Yemen, Siria, China e Iraq. Posee ya una concesión en el mar Caspio de un campo *off-shore* de Turkistán y ha hecho descubrimientos significativos en el *off-shore* de Vietnam.

Pertamina es más conservadora que las dos primeras, como resultado de una administración más burocrática. Su desafío para los próximos años es poder enfrentar la competencia cuando las barreras arancelarias caigan, al tomar efecto los acuerdos de libre cambio propuestos por ASEAN y APEC en el 2003 y en el 2020 respectivamente. La empresa tiene un sistema de comunicaciones muy costoso y sus barcos y *tankers* están en muy mal estado. En el *downstream*, las refinerías de la empresa son muy viejas y operan con cero beneficio (tiene 9 refinerías con una capacidad de 985.000 bbl/d) y su personal es de 45.000 personas cuando el ideal sería de 20.000. Recientemente, ha dejado entrar el sector privado en algunas actividades, como transporte o estaciones de servicio.

La actividad de refinación en América Latina

El consumo de productos derivados en América Latina creció entre 1990 y 1995 a una tasa anual de 2,7% y se espera que esa tasa aumente a 4% en los próximos años³⁸. Este aumento previsto de la demanda no ha generado aún demasiados proyectos de expansión o de construcción de nuevas capacidades -con la excepción de Brasil- (Cuadro 20). Ello podría explicarse en primer lugar, por las tasas de utilización de la capacidad instalada de la mayor parte de los países -con la excepción de México, Colombia y Chile- que son bastante bajas comparadas con los niveles internacionales (Cuadro 16) y en segundo lugar, por la existencia en la región de excedentes de destilación importantes que, según las proyecciones, no van a disminuir al aproximarnos al año 2000 (Cuadro 22).

Para Eugène Celentano (1995), presidente de Texaco América Latina/Africa Occidental, el fuel oil será progresivamente sustituido por gas natural para el consumo industrial y la generación de electricidad, mientras que el petróleo se utilizará mayoritariamente para el transporte, especialmente para fabricar gasolina.

Tres empresas estatales latinoamericanas -Petróleos de Venezuela S.A., Petróleos Mexicanos y Petróleo Brasileiro S.A.- pertenecen al grupo de las 20 mayores compañías refinadoras del mundo (Cuadro 17). Esas 20 empresas representaban el 42,7% de la capacidad de refinación mundial en 1994. Las otras compañías petroleras de la región -en su mayor parte todavía de propiedad estatal- están o estarán en el futuro involucradas en procesos de liberalización del mercado

³⁸ Proyección realizada por Eugene G. Celentano, presidente de Texaco América Latina/Africa Occidental (International Petroleum Encyclopedia, 1995).

energético, lo que generalmente viene aparejado con la privatización de dichas empresas³⁹.

Las compañías internacionales están pendientes de los procesos que se están desarrollando en la región. Mobil, por ejemplo, en sus planes para 1996 dice estar a la expectativa de los programas de liberalización de los mercados en América Latina para hacer su entrada, pero por ahora no tiene ninguna inversión significativa en el sector de refinación de la zona. Texaco posee por completo o en parte tres refinerías en Panamá, Guatemala y Martinica, lo que le permite abastecer a la región. Tiene previsto la expansión de la refinería de Panamá en 60.000 bbl/d y la introducción de gasolinas *Clean System3* en el Caribe y Centro América. Está además en tratativas para la compra de la empresa petrolera ASTRA en Argentina.

La actividad de refinación en Medio Oriente

En Medio Oriente se están multiplicando los nuevos proyectos. Esos planes de extensión y de nuevas refinerías apuntan a abastecer los mercados de Asia que son fuertemente demandantes y con balances deficitarios de destilados. Por ejemplo, NIOC está construyendo una nueva refinería de 16,6 Mt/año en Bandar Abbas; ARAMCO está terminando otra de 6,5 Mt/año en Yanbu, que incluye equipos de conversión; dos proyectos que totalizan 8,5 Mt/año están en estudio en Yemen; e Irak está rehabilitando su refinación para superar las 30 Mt/año.

La actividad de refinación en Africa

Un estudio del Banco Mundial(1994) sobre el sector de refinación en Africa subsahariana aconseja el cierre de varias refinerías, muy pequeñas o anticuadas para competir con las de Sud Africa, Medio Oriente o Asia, así como la venta al sector privado de otras, consideradas poco eficientes por estar en manos estatales.

Según ese informe, el país africano que tiene la industria de refinación más fuerte es Sud Africa. Este tendrá a finales de 1996 un fuerte déficit de refinación. Ya están previstas 4 expansiones de refinerías y varias compañías internacionales están intentando ingresar en ese mercado.

7. Balances regionales de destilación en los años noventa

En el cuadro 21 figuran las proyecciones de los balances regionales de destilación realizadas por Petroleum Economics Limited. Puede observarse que el déficit de refinación de los países de Asia-Pacífico, comenzado en 1988, se incrementa a lo largo de los años 90, para alcanzar 2,9 millones de b/d en el 2000.

Entonces, pese a los considerables aumentos planificados en la capacidad de refinación de esa región, parece que el déficit potencial aumentará en el mediano plazo y no es probable que mejore notablemente en el largo plazo. El *Institute of Energy Economics* japonés confirma este pronóstico al prever que la baja producción petrolera local y una capacidad de refinación insuficiente harán de estos países importadores regulares de crudo y de productos petroleros durante todo el resto de la década. El gas oil automóvil será el motor del crecimiento de la demanda en progresión de 8% al año en China, Corea del Sur, Indonesia y Tailandia. El papel

³⁹ Véase el anexo adjunto sobre los procesos de privatización de las empresas estatales petroleras.

de las grandes refinerías exportadoras de Medio Oriente es y seguirá siendo determinante para cubrir los déficits de destilación de esos países.

Dentro de la Cuenca Atlántica (cuadro 22), América Latina ha proporcionado históricamente el mayor excedente potencial, tendencia que continuará aun cuando ese superávit decline a lo largo de los años 90. La subregión permanecerá entonces excedentaria y su papel como suministrador potencial dentro de la Cuenca Atlántica, así como en la región Asia-Pacífico, debería aumentar.

Según Foster Mellen (Revista Energética, 1993), los refinadores latinoamericanos y caribeños que cuenten con una capacidad para satisfacer especificaciones de derivados de mayor calidad en E.E.U.U. y Europa Occidental, estarán bien colocados en términos competitivos para captar algo de la renta económica que acompañará implícitamente la restricción del balance de refinación en esas dos subregiones. Por esas razones, las regiones, países y/o refinerías que ya tengan capacidad con mejora de calidad (especialmente capacidad de desulfurización) se encontrarán con una ventaja competitiva importante.

Cuadros Estadísticos

cuadro 1

Consumo mundial de petróleo

(miles de barriles diarios)

	1980		1985		1990		1994	
Mundo	62125	100%	58475	100%	65530	100%	66700	100%
Países desarrollados	37965	61,1%	35180	60,2%	38820	59,2%	40750	61,1%
-Norte América	18315	29,5%	17900	30,6%	19450	29,7%	20310	30,4%
-Europa Oeste	13995	22,5%	12175	20,8%	13265	20,2%	13795	20,7%
- Japón y Australasia	5655	9,1%	5105	8,7%	6105	9,3%	6645	10,0%
Europa Central y ex- URSS	11065	17,8%	10070	17,2%	10145	15,5%	5870	8,8%
Medio Oriente	2020	3,3%	2995	5,1%	3400	5,2%	3795	5,7%
África	1450	2,3%	1715	2,9%	2020	3,1%	2100	3,1%
Asia (sin Japón)	5010	8,1%	5360	9,2%	7595	11,6%	10205	15,3%
América Latina	4615	7,4%	3155	5,4%	3550	5,4%	3980	6,0%

Fuente: A partir de datos de BP Statistical Review of World Energy (1995)

cuadro 2

Producción mundial de petróleo*

(miles de barriles diarios)

	1980	%	1985	%	1990	%	1994	%
Países Desarrollados	14820	23,6	16960	29,4	15615	24,1	17295	25,7
América del Norte	11935		12355		10810		10635	
Europa del Oeste	2475		3960		4130		6050	
Japón	10		10		15			
Australia	400		635		660		610	
Europa Central y ex-URSS	12685	20,2	12595	21,8	12075	18,6	7645	11,3
OPEP	27665	44,1	17560	30,4	25405	39,2	27275	40,3
P. Subdes. no OPEP	7625	12,1	10590	18,4	11780	18,2	14440	21,4
Total	62795		57705		64875		66655	

Fuente: A partir de datos de BP Statistical Review of World Energy (1995)

* La diferencia entre la oferta y la demanda se debe a las variaciones de stocks y a los ajustes estadísticos.

Cuadro 3

Ingresos de exportación de crudo de los países de la OPEP

miles de millones de US\$

	1992	1993	1994
Argelia	8.16	7.98	6.11
Gabón	1.71	1.50	1.69
Indonesia	5.85	5.28	4.60
Irán	15.70	14.24	14.54
Iraq	0.33	0.36	0.63
Kuwait	6.22	9.98	10.38
Libia	9.20	7.60	7.26
Nigeria	11.69	11.02	10.64
Qatar	3.20	2.59	2.53
Arabia Saudita	47.56	41.56	42.38
EAU	14.49	13.54	12.80
Venezuela	11.20	10.56	11.00
Total	135.31	126.21	124.59

Fuente: Boletín de la OPEP, A.I.E. (Ministerio de Industria de Francia, 1995)

Cuadro 4
Los doce países con mayores ventajas geológicas en 1994

	Reservas probadas de gas y de petróleo	
	millones de barriles de petróleo equivalente*	participación mundial
Ex-URSS	419.028	21.8%
Arabia Saudita	295.242	15.4%
Iraq	235.801	12.3%
Irán	225.101	11.7%
Abu Dhabi	126.699	6.6%
Kuwait	106.187	5.5%
Venezuela	88.378	4.6%
EEUU	59.938	3.1%
Qatar	49.480	2.6%
Nigeria	39.874	2.1%
Argelia	32.639	1.7%
China	13.204	0.7%
Mundo	1.922.100	

*10¹² pies cúbicos de gas equivale a 183,12 millones de barriles de petróleo

Fuente: A partir de BP Statistical Review of World Energy (1995)

Cuadro 5
Proyecciones de la producción mundial de petróleo

millones barriles diarios	1996	1997	1998	1999	2000
América del Norte	9.02	8.72	8.47	8.23	7.99
América Latina	9.32	9.62	9.54	9.42	9.32
Europa OCDE	5.54	5.42	5.12	4.94	4.80
Europa no OCDE	8.17	8.43	8.70	8.94	9.20
Medio Oriente	20.56	21.43	23.62	25.69	27.63
Africa	7.01	7.13	6.93	6.73	6.63
Asia/Australasia	6.81	6.89	6.81	6.69	6.63
Total	66.43	67.43	69.19	70.64	72.20

Fuente: Drewry Shipping Consultants in International Petroleum Encyclopedia (1995)

Cuadro 6
Suministro, demanda y capacidad global de petróleo en el año 2000

millones de barriles diarios	1995	2000
demanda global de petróleo	69.2	75.8
suministro no OPEP	39.5	42.0
otro suministro	4.0	4.7
demanda de crudo OPEP	25.7	29.1
capacidad OPEP	32.2	35.9

Fuente: Petroleum Economics Limited (Revista Energética, 1993)

Cuadro 7**Participación de las diferentes fuentes energéticas en el consumo de energía primaria**
millones de TEP

	1984	%	1988	%	1990	%	1994	%
carbón	2011	30%	2239	29%	2239	28.5%	2153	27%
gas natural	1450.5	21%	1661	22%	1768	22.5%	1824	23%
energía hidroeléctrica	170	2%	179	2%	186	2%	201	3%
energía nuclear	314.5	5%	473	7%	515	7%	573	7%
petróleo	2807	42%	3035	40%	3137	40%	3172	40%
total	6745		6928		7845		7923	

Fuente: A partir de BP Statistical Review of World Energy (1995)

Cuadro 8**Proyección de la participación de las diferentes fuentes energéticas en el consumo de energía primaria**

	1990	2020
Total 10 ⁹ TEP	8.7	13.3
	%	%
petróleo	32	28
gas	20	21
carbón	26	24
e. nuclear	5	6
e. hidroeléctrica	6	7
e. nuevas renovables	2	4
e. tradicionales	9	10

Fuente: 15º Congreso del Consejo Mundial de Energía (1992)

Cuadro 9**Proyección de la demanda de energía en una muestra de 8 países subdesarrollados**

	2000	2010
petróleo	25,5%	24%
carbón	55,3%	45%
gas natural	7,3%	14%
e. nuclear	0,5%	1%
e. hidroeléctrica	11,4%	16%

Fuente: Banco Mundial (1990)

Cuadro 10**Consumo de productos derivados en los países desarrollados**

millones de toneladas

	Gasolina	D.Med.	Fuel Oil	Otros	Total
1978	571,8	580,5	522,7	298,6	1973,6
1980	533,4	542,1	464,4	294,5	1834,4
1985	543	541,2	278,3	298,9	1661,4
1990	607,2	610,7	283,1	334,9	1835,9
1994	626,4	659,9	266,3	369,1	1921,7

Fuente: A partir de BP Statistical Review of World Energy

Cuadro 11**Consumo de productos derivados en los países subdesarrollados**

millones de toneladas

	Gasolina	D.Med.	Fuel Oil	Otros	Total
1978	81,8	166,1	162,5	66,1	476,5
1980	96,5	182,4	185,2	73,9	538
1985	113,8	242,6	192,1	90,7	639,2
1990	150,9	296	227,8	120,4	795,1
1994	194	369,1	249,5	143,8	956,4

Fuente: A partir de BP Statistical Review of World Energy

Cuadro 12**Consumo de gasolina / consumo de destilados medios**

	países desarrollados	países subdesarrollados
1978	0,98501	0,4925
1980	0,98395	0,5291
1985	1,00333	0,4691
1990	0,99427	0,5098
1994	0,94923	0,5256

Fuente: A partir de BP Statistical Review of World Energy

Cuadro 13**Consumo de diesel como porcentaje del consumo total de combustibles de ruta (1988)**

India	82%
China	15%
Paquistán	75%
Indonesia	51%
Filipinas	57%
Tailandia	69%
Brasil	51%
Malasia	31%

Fuente: Banco Mundial (1990)

Cuadro 14**Proyección de la demanda de productos derivados en el año 2000**

en porcentajes del total de derivados

	Países desarrollados	Países subdesarrollados
destilados livianos	38 %	23.5%
destilados medios	37%	43.5%
destilados pesados	25%	33%

Fuente: 12º Congreso Mundial de Petróleo, Houston 1987

Cuadro 15						
Utilización regional de la capacidad instalada de destilación atmosférica						
en %	1985	1990	1991	1992	1993	1994
Mundo	75.9	82.5	81.7	83.5	83.3	82.8
América del Norte	76.4	85.5	84.3	87.3	89.8	90.3
América latina	79.3	82.7	82.1	82.1	82.9	85.1
Europa Oeste	66.4	85.2	88.4	90.4	92.0	90.6
Asia y Australasia	72.8	84.6	86.4	87.9	97.7	89.7
ex-URSS y Eur. Central	81.2	73.6	66.1	64.1	55.0	48.0
Africa	72.4	82.3	82.5	84.6	82.6	84.4
Medio oriente	96.2	86.4	87.3	89.4	97.4	97.8

Fuente: A partir de BP Statistical Review of World Energy

Cuadro 16	
Utilización de la capacidad instalada en los países miembros de ARPEL	
fines de 1994	

Utilización de la capacidad instalada	
	%
México	89
Brasil	78
Venezuela	86
Argentina	75
Trinidad y Tobago	41
Colombia	91
Cuba	48
Perú	82
Chile	91
Ecuador	86
Bolivia	59
Jamaica	44
Uruguay (1)	
Costa Rica	73
Nicaragua	73
Paraguay	63
Resto de A. Latina	72
Total A. Latina	80

(1) En proceso de reforma

Fuente: Boletín Técnico de Arpel, set. de 1995

Cuadro 17
Las 20 mayores compañías según su capacidad de refinación en 1994

	millones de barriles/día
1. Royal Dutch/Shell	4.35
2. Exxon Corp.	3.31
3. Sinopec	2.89
4. Petróleos de Venezuela S.A.	2.51
5. BP	1.84
6. Mobil Corp.	1.82
7. Petróleos Mexicanos	1.64
8. Saudi Arabian Oil Co.	1.52
9. Chevron Corp.	1.50
10. Petroleo Brasileiro S.A.	1.24
11. Texaco Inc.	1.22
12. Nioc	1.18
13. Amoco Oil	1.00
14. Agip Petroli	0.98
15. Total	0.92
16. KNPC	0.90
17. Pertamina	0.80
18. Idemitsu Kosan	0.80
19. Sun Co Inc.	0.68
20. Conoco Inc.	0.68
Total de las 20 primeras refinerías	31.68

Fuente: Ministerio de Industria, Francia (1995)

Cuadro 18
Las capacidades de conversión en algunos países europeos (fines de 1994)

	Alemania	Francia	Reino Unido	Italia	Holanda	España
cracking catalítico	15.4	18.4	25.3	15.3	7.4	9.4
hidrocracking catalítico	9.9 ¹	0.8	3.3	6.9 ¹	3.8	0.8
cracking térmico	2.7	0.3	2.3	6.6	0.6	-
coking retrasado	5.5	-	4.1	2.6	-	1.7
visbreaking	12.7	7.9	3.2	17.3	1.0	8.5
conversión profunda ²	6.2	-	5.2	2.6	3.4	1.7
cap. de conversión total ³	37.4Mt	21.9Mt	34.7Mt	34.2Mt	16.2Mt	14.3Mt
en % de la capacidad de destilación	32%	24%	37%	30%	27%	22%
reforma catalítica	17.2	11.7	16.1	9.6	7.6	8.2
<i>alkylation</i>	0.7	0.8	4.4	1.6	0.6	0.6
<i>isomerizer</i>	2.0	2.3	5.6	3.3	0.6	0.8

¹ hidrocracking leve o hidrotratamiento con baja tasa de conversión (20%)

² la conversión profunda agrupa los procedimientos de destrucción profunda del residuo al vacío e incluye el coking (retrasado, fluido, flexicoke), la hidroconversión y el cracking catalítico del residuo al vacío.

³ calculadas en toneladas equivalente de cracking catalítico

Fuente: Ministerio de Industria, Francia (1995).

Cuadro 19**Las capacidades de las unidades de destilación en algunas regiones o países**

	Estados Unidos		Unión Europea		Asia-Pacífico	
	1993	1994	1993	1994	1993	1994
Mt/año						
cracking catalítico	271	281	99	102	61.5	97
hidrocracking catalítico	65	65	25	29	19	20
fabricación de gasolinas ¹	237	239	113	112	70	69

¹ reforma catalítica, *alkylation*, *isomeration*

Fuente: Ministerio de Industria, Francia (1995)

Cuadro 20**Proyectos de expansiones y nuevas instalaciones de capacidades de destilación atmosférica en América Latina****1. Expansiones de refinerías existentes**

b/d	capacidad resultante	fecha de terminación
Argentina (Esso) - Campana	150.000	1994
Brasil (Petrobras) - Canoas	113.400	1994
Brasil (Petrobras) -Paulínia-1 ^{era} fase	339.920	1998
Brasil (Petrobras) -Paulínia-2 ^{da} fase	377.920	1999
Brasil (Petrobras) -Duque de Caxías	310.826	1999
Brasil (Petrobras) -Cubatao	239.120	1999
Brasil (Petrobras) -Araucaria	169.960	1998
Brasil (Petrobras) -Betim	188.960	1999
Brasil (Petrobras) -Mataripe	266.267	1996
Brasil (Petrobras) -Manaus	33.322	2000
Chile (Refinería de Concón) - Concón	66.045	1994
Costa Rica (RECOP) -Puerto Limón	25.000	1997
Ecuador (Petroecuador) -Esmeraldas	110.000	1996
Ecuador (Petroecuador) -Shushufindi	sin datos	1995
Ecuador (Petroecuador) -La Libertad	55.000	1997
Perú (Petroperú) -Talara	75.000	1996
Uruguay (Ancap) -Montevideo	38.500	1994

2. Nuevas refinerías

Brasil (Petrobras-PDVSA) -Noreste de Brasil	200.000	p
Venezuela (PDVSA) -Puerto La Cruz	340.000	1997

p: fecha de comienzo no está aún fijada

Fuente: Petroleum Economist (sept. 1993); Hydrocarbon Processing (junio, 1995); Revista de Petrobras (abril, 1995); <http://www.bloomberg.com>; Petroleum Encyclopedia (1995).

Cuadro 21**Balances regionales de destilación (excedente/déficit)**

	Cuenca Atlántica*	Medio Oriente	Asia-Pacífico
	millones de b/d	millones de b/d	millones de b/d
1985	5.0	1.1	1.7
1986	3.6	1.1	1.2
1987	2.6	1.4	0.9
1988	2.0	1.3	(0.3)
1989	1.3	1.3	(1.0)
1990	1.2	1.4	(1.8)
1991	1.2	1.8	(1.7)
1992	0.8	1.6	(1.9)
1995	0.4	2.1	(2.4)
2000	(1.2)	2.0	(2.9)

*La Cuenca Atlántica comprende Eu. Occidental, América del Norte, Central y del Sur y África
Fuente: Petroleum Economics Limited (Revista Energética, 1993)

Cuadro 22**Excedente (déficit) de destilación en la Cuenca Atlántica (millones de b/d)**

	EEUU	Eu. Occ.	Canadá	Africa	Am. Latina
1985	(0.3)	1.4	0.9	0.8	2.1
1986	(0.9)	0.8	1.0	0.7	2.0
1987	(1.2)	0.4	0.8	0.6	1.9
1988	(1.5)	0.2	0.7	0.7	1.9
1989	(1.5)	(0.1)	0.6	0.5	1.9
1990	(1.3)	(0.3)	0.6	0.6	1.6
1991	(1.0)	(0.8)	0.7	0.6	1.6
1992	(1.1)	(0.9)	0.7	0.6	1.5
1995	(1.2)	(0.9)	0.7	0.4	1.3
2000	(1.7)	(1.1)	0.6	0.2	0.8

Fuente: Petroleum Economics Limited (Revista Energética, 1993)

Cuadro 23**Márgenes de refinación europeos, 1993-2000**

US\$/bbl

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
<u>Europa</u>								
<u>Noroccidental</u>								
conversión	1.77	1.28	1.30	1.70	1.90	2.20	2.40	2.60
reforming	0.15	0.10	0.10	0.10	0.00	0.10	0.10	0.10
destilación	0.55	0.43	0.30	0.30	0.40	0.70	0.90	1.00
refinación ¹	2.47	1.81	1.70	2.10	2.30	3.00	3.40	3.70
<u>Mediterráneo</u>								
conversión	2.92	2.30	2.00	2.40	2.70	3.00	3.20	3.40
reforming	0.40	0.30	0.10	0.10	0.10	0.20	0.20	0.20
destilación	(0.17)	(0.24)	(0.30)	(0.30)	(0.30)	0.00	0.25	0.50
refinación ¹	3.15	2.35	1.80	2.20	2.50	3.20	3.65	4.10
<u>Promedio</u>								
<u>Europeo</u>								
conversión	2.35	1.79	1.65	2.05	2.30	2.60	2.80	3.00
reforming	0.28	0.20	0.10	0.10	0.05	0.15	0.15	0.15
destilación	0.19	0.10	0.00	0.00	0.05	0.35	0.58	0.75
refinación ¹	2.81	2.09	1.75	2.15	2.40	3.10	3.53	3.90

*Los años 1995-2000 están estimados

¹ El margen de refinación es el compuesto de los márgenes de conversión, reforming y destilación.

Fuente: Reuters and Salomon Brothers Inc (Hydrocarbon processing, noviembre 1995)

Cuadro 24
Los grandes mercados del petróleo en el mundo
 millones de toneladas

	1973	1980	1985	2000
Transportes (automóvil)	1005 (695)	1160 (835)	1200 (890)	1650-1850 (1250-1400)
Petroquímica	130	155	165	275-350
Otros usos no energéticos*	135	140	130	150-200
Fuel**	1530	1545	1280	925-1100
partede los fuels	2800 54.5%	3000 51.5%	2775 46%	3000-3500 alrededor de 31%

*lubricantes, azfaltos etc

**El autoconsumo de la refinación está incluido

Fuente: Revue de L'Energie, 1986.

cuadro 25
Tasas de dependencia petrolera en los países industrializados importadores*

	E.E.U.U.	Japón	Alemania	Francia	Reino Unido	Italia
1973	16,9%	79%	54,3%	67,3%	50%	79%
1985	12,5%	57%	40,7%	41,8%	-25%	58,7%

*importaciones petroleras/ consumo de energía primaria

Fuente: Revue de L'Energie, 1994

cuadro 26
Proyecciones de los precios del crudo
 US\$/bbl

	Dubai Fateh	Nigeria Bonny light	U.S. WTI	U.K. Brent
1996	18.25	21.10	21.80	20.50
1997	21.90	25.30	26.15	24.60
1998	30.65	35.40	36.60	34.45
1999	33.70	38.95	40.25	37.90
2000	34.70	40.10	41.45	39.00

Fuente: Drewry Shipping Consultants in International Petroleum Encyclopedia (1995)

BIBLIOGRAFIA

Angelier J.P. (1992), "Les mécanismes de fixation des prix du pétrole", in Revue de L' Energie, N. 437, año 43, febrero, París.

Ayoub A. (1994), "Le pétrole: économie et politique", in Revue de L' Energie, N.458, año 45, mayo, París.

Banco Mundial (1990), Energy demand in the developing countries: prospects for future, World Bank staff commodity working paper, N° 23.

Banco Mundial (1994), "Petroleum products supply and distribution in Sub-Saharan Africa", Internet, <http://www.astronic.com/refine>.

Bourgeois B. y Martin J.M. (1991), "Le pétrole se substitue au pétrole: les effets du progrès technologique sur la production pétrolière", in Revue de L'Energie. N. 432, julio-agosto, París.

Bourgeois B. y Rodriguez Padilla V. (1992), "L'exploration/production pétrolière entre les décennies 80 et 90: avantage géologique et ordres pétroliers", in Revue de L' Energie, N. 437, año 43, febrero, París.

Bourgeois B. (1994), "Les restructurations des entreprises pétrolières: vers l'expérimentation de nouvelles frontières concurrentielles?", in Revue de L'Energie, N. 456, año 45, febrero, París.

Boussena S. (1994²), "Prix du pétrole et stratégies de l'OPEP", in Revue de L' Energie, N. 458, año 45, mayo, París.

Boy de la Tour X. (1994¹), "Technologies pétrolières: les nouvelles frontières", in Revue de L' Energie, N. 456, año 45, febrero, París.

Celentano E.G. (1995), "Fueling a continent: the future of the oil industry in Latin America", Internacional Petroleum Encyclopedia.

Chevalier B. (1994¹), "Les modalités d'adaptation de l'industrie du raffinage du nouveau marché européen", Revue de L' Energie, N. 456, año 45, febrero, París.

Colitti M. (1991), "Will supply be sufficient? The factors determining the market shares of OPEC and non-OPEC countries.", Revue de L'Energie, N. 432, año 42, julio-agosto, París.

Criqui P. (1992), "Après la crise du Golfe, le troisième choc pétrolier reste à venir", Revue de L'Energie, N.437, año 43, febrero, París.

De la Vega A. (1994), "Ouverture et libéralisation de l'économie et réorganisation de l'industrie pétrolière au Mexique", in Revue de L' Energie. N. 456, año 45, febrero, París.

Espinasa R. y Mora J. (1994), "Les entreprises publiques des pays producteurs: trois grandes stratégies de PDVSA", in Revue de L' Energie, N. 456, año 45, febrero, París.

Finon D. (1992), "Les chances d'établissement d'un nouvel ordre pétrolier international", N. 437, año 43, febrero, París.

Fesharaki F. (1991), "Oil prices in the short, medium and long term", Revue de L'Energie, N. 432, año 42, julio-agosto, París.

Grijalva V. (1994), "Future role for the oilfield service industry", in Revue de L'Energie, N. 456, año 45, febrero, París.

Hogan W.W. (1991), "Will demand increase? Evaluation and prospects of the relationships between economic growth, energy policies, and the demand for oil", Revue de L'Energie, N.432, año42, julio-agosto, París.

Hydrocarbon Processing (1995), junio, Huston.

Hydrocarbon Processing (1995), novimebre, Huston.

International Petroleum Encyclopedia (1995), PennWell Publishing Co., England.

Internet: <http://www.api.org> (American Petroleum Institute)

<http://www.bloomberg.com>

<http://www.astronic.com/refine>

<http://www.nombre de compañía> (poseen un World Wide Web propio todas las grandes compañías internacionales)

Mellen N. Foster (1993), "Mercados, refinación y comercialización globales de petróleo en los años noventa", Revista Energética, enero-abril, N.1, OLADE.

Ministerio Francés de Industria, del Correo y Telecomunicaciones y del Comercio Exterior, Dirección General de Energía y de Materias Primas, Dirección de Hidrocarburos (1995), L'Industrie pétrolière en 1994.

Nakamura D. N. (1996), "Refiners are wheeling and dealing in 1996", Hydrocarbon Processing, enero.

PETROBRAS (1994), Informe anual.

PDVSA (1994), Informe anual.

Petroleum Economist (1993), "Reform and privatisations transform investement scene", junio.

Petroleum Economist (1993), " Petroperu sets out its stall", junio.

Petroleum Economist (1993), "Short term concerns challenges good forecasts and fundamentals", setiembre.

Petroleum Economist (1995), "National Energy Companies -A new Era-", Special Report, setiembre.

Petróleo Internacional (1990), "México reafirma su soberanía e independencia petrolera", mayo/junio.

Porter M. (1985), Competitive Advantage , New York, The Free Press, 1985.

The Economist (1993), "A shocking speculation about the price of oil", 18 de setiembre.

Tecnoil (1990), "Petróleo y gas natural desplazan a la hidroelectricidad en los proyectos de integración en América Latina", N.111, año 11, junio.

Tecnoil (1990), "En busca de la eficacia perdida -Las empresas estatales petroleras latinoamericanas redefinen su rol ante la crisis", N.112, año 11, junio.

Treat J.E. (1991), "Official, spot and futures markets: complementary or competitive?", in Revue de L'Energie, N.432, julio-agosto, París.

Youcef Y. (1991), "La concurrence du gaz naturel", in Revue de L'Energie, N.432, julio-agosto, París.

Weirauch W. (1996), "Worldwide outlook for refining emphasizes key challenges", Hydrocarbon Processing, enero.