



UNIVERSIDAD DE BELGRANO

Las tesinas de Belgrano

**Facultad de Ciencias Económicas
Licenciatura en Comercio Exterior**

Mercado internacional de petróleo crudo

Nº 209

Carlos Maximiliano Monferrer

Tutor: Héctor Angelucci

Departamento de Investigaciones
Agosto 2008

Indice

PROBLEMÁTICA.....	5
Planteo de la problemática.....	5
Situación actual.....	5
1 - SUMINISTRO Y PRODUCCIÓN.....	6
Qué es el petróleo crudo y de dónde viene.....	6
El proceso de perforación.....	7
Cómo se produce el petróleo.....	8
El upstream.....	9
Suministro global de petróleo por región.....	9
2 – DEMANDA.....	10
Consumo global de petróleo.....	10
Medición del consumo de petróleo.....	11
3 – COMERCIO.....	12
Importadores y exportadores regionales.....	12
Patrones globales del comercio del petróleo.....	12
El volumen más alto, el valor más alto.....	12
El mercado más cercano primero.....	12
Calidad, estructura de la industria y los gobiernos.....	13
Petróleo crudo y los productos.....	13
Buques tanque y oleoductos.....	14
Dependencia a la importación.....	15
4 – REFINACION.....	16
Destilación simple.....	16
Procesos de mayor valor agregado.....	16
La calidad del petróleo crudo.....	17
La capacidad global de refinación.....	17
La capacidad de ganancia de la refinería y la estructura de la industria.....	18
5 – STOCKS.....	18
Importancia de los stocks.....	18
Los stocks son estacionales.....	19
Stocks estratégicos.....	19
Costos y beneficios.....	19
6 – PRECIOS.....	20
Costos y condiciones de mercado.....	21
Precio de combustibles: Un ejemplo.....	22
7 - OPEP: ETAPAS Y ACONTECIMIENTOS.....	23
Características del mercado petrolero antes de la OPEP.....	23
Fundación.....	24
Localización.....	24
Estructura.....	24
La Conferencia.....	24
El Consejo Superior.....	24
La Secretaría.....	24
El Secretario General.....	24
La División de Investigaciones.....	25
El Departamento de estudios energéticos.....	25
El Departamento de análisis del mercado del petróleo.....	25
El Departamento de datos.....	25
El Departamento de Administración y Recursos Humanos.....	25

El Departamento de Relaciones Públicas e Información	25
La Comisión Económica.....	25
Principales objetivos.....	25
Calidad de miembros	25
La OPEP y otras Organizaciones Internacionales	26
Evolución de la OPEP	26
Etapa de coordinación: 1960 – 1970.....	27
Etapa de intervención: 1971 – 1980.....	27
La primera crisis del petróleo (1973 – 1974).....	28
La segunda crisis del petróleo (1978 – 1979).....	29
Etapa de debilitamiento de la concertación: 1981 – 1990.....	30
La primera caída de precios y la fijación de cuotas de producción.....	31
El tercer incremento de precios (1990 – 1991).....	32
Período de estabilidad de precios: 1991 – 1997 y el inicio del debate ambiental.....	33
El resurgimiento de la concertación	33
La segunda caída de precios (1998) y reconcentración de la industria	34
Nueva fase de cooperación en los países productores de petróleo	
8 – ARGENTINA.....	37
Petróleo	38
Upstream.....	38
Downstream	38
Gas natural.....	39
Upstream.....	39
Downstream	39
Carbón.....	40
Electricidad.....	41
Estructura del mercado	41
Hidroelectricidad.....	41
Energía atómica	41
Resumen energético	41
9 – CONCLUSIÓN FINAL	42
BIBLIOGRAFIA CONSULTADA.....	45
ANEXO I: GRÁFICOS	46
ANEXO II: TIPOS DE TRANSACCIONES	61
ANEXO III: ARTICULOS VARIOS	63

Problemática

Planteo de la problemática

El petróleo ha transformado al mundo y sigue siendo el recurso más importante de nuestra era. Ha creado la riqueza de millones de personas – desde Venezuela hasta Noruega, pasando por el Golfo Pérsico – y el futuro de ellas depende de su destino.

También su interés geopolítico es fundamental: la urgencia por controlar el crudo y el gas de parte de los países importadores, las nuevas bases y alianzas militares de los Estados Unidos con ex repúblicas soviéticas y sus últimas acciones militares son una clara muestra de la importancia que la política internacional le da al petróleo crudo.

Al ser el petróleo el combustible más utilizado para todo tipo de usos energéticos, sus precios determinan y condicionan el desarrollo de fuentes energéticas alternativas y afectan los costos de una serie de bienes y servicios en general. De estos hechos se deriva la importancia que los precios del crudo puedan mantener una relativa estabilidad, a un nivel que no ejerza presiones inflacionarias en la economía, pero que permitan el desarrollo de fuentes energéticas alternativas y el uso eficiente en el consumo del petróleo.

La oferta y demanda del crudo en el mercado internacional están afectadas significativamente por factores externos como la perspectiva política inducida por la OPEP a partir de la década de los setenta, el factor especulativo que se introduce a partir de la década de los ochenta con el lanzamiento de los contratos de futuros sobre petróleo en las bolsas de Nueva York (NYMEX) y Londres (IPE), la aplicación de tecnologías ambientales en el proceso de refinación de gasolinás el último año de la década de los noventa, y los subsidios que recurrentemente han instrumentado los países industrializados para promover la utilización de recursos energéticos locales.

Desde mi perspectiva personal, estamos comenzando una etapa compleja, difícil. No creo que estemos ante un cambio de paradigma en lo que respecta al modelo energético mundial dado que los niveles de reservas probadas de petróleo son aún abundantes. Sin embargo, en los últimos años hemos vivido cambios fuertes en la industria y, por sobre todo, en la escena política internacional.

Busco como objetivo final de este trabajo comprender mejor cómo se mueve la industria del petróleo, echar luz sobre las fuerzas subterráneas que interactúan constantemente.

Estaré personalmente satisfecho y profesionalmente mejor preparado una vez que pueda analizar e interpretar las variables más básicas que condicionan la dirección que la industria tomará en el futuro.

Situación actual

En la actualidad vivimos tiempos de turbulencia. Tanto la creciente dependencia mundial del crudo de Medio Oriente como el modo peligroso en que se desarrollan la política y la economía internacional nos ponen en perspectiva de un juego en el que los productores y los consumidores luchan entre sí a expensas de los intereses del otro.

En este contexto de inestabilidad, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) como cártel de productores de crudo, y los Estados Unidos como principal consumidor dependiente de importaciones foráneas juegan un papel central en el que las actuales oscilaciones en los precios del petróleo crudo afectan a todos los niveles de la economía mundial, desde el equilibrio del comercio internacional hasta los índices de inflación.

El poder del petróleo significa en este contexto la habilidad de incrementar o disminuir unilateralmente la oferta de petróleo de modo que los precios suban o bajen, influenciando subsecuentemente la economía mundial.

No existe ninguna teoría coherente que ligue la demanda, la comercialización y la oferta de petróleo y que explique y prediga la formación de los precios. Los intentos de modelar económicamente el mercado internacional del petróleo por lo general han sido un fracaso y han brindado pocos resultados predictivos confiables.

El mercado mundial del petróleo ha obrado repetidamente de maneras que parecen violar las leyes básicas de la economía. Los precios del petróleo parecen oscilar independientemente de la oferta y la demanda, y viceversa. Desde 1970, la oferta total de petróleo al mercado no ha sido elástica al precio, en el sentido de que los cambios en el precio del petróleo no parecieron afectar los volúmenes totales ofertados.

Para el mercado del petróleo, ningún análisis político, legal, social o económico provee una explicación de valor predictivo. El funcionamiento del mercado y la industria del petróleo es difícil de explicar solo en términos económicos tradicionales de costo marginal, oferta y demanda. Se deben incluir en el análisis conceptos tales como renta, competencia imperfecta y oligopolio.

Como en los otros mercados, el equilibrio entre la oferta y la demanda determina en última instancia el precio, pero el mercado del petróleo resulta sorprendente en razón de su competencia imperfecta y una estructura dominada por la concentración y el poder de los productores. El mercado del petróleo tiene un gran número de vendedores y compradores, pero los proveedores son menos en número y algunos poseen poder de mercado, en el sentido de la capacidad de influenciar los precios mediante el ajuste de los volúmenes.

Los principales productores son gobiernos que a menudo consideran horizontes de tiempo más largos y asuntos más diversos que las compañías, debido a que los países tienen intereses más complejos que las empresas. La oferta y los precios del petróleo son fijados por un pequeño número de gobiernos de Medio Oriente que operan a través de la OPEP.

Hablando siempre del petróleo crudo, la Argentina sólo produce una porción muy pequeña en términos absolutos y relativos con respecto a los volúmenes mundiales. Sin embargo, cuando analizamos el gas natural, la producción local fue siempre suficiente como para lograr el autoabastecimiento sin necesidad de concurrir al mercado internacional en forma periódica. Pero esta situación ha variado en los últimos años.

1 - Suministro y producción

Este capítulo proporciona una descripción de la exploración y producción petrolífera y los datos que miden estas actividades de "upstream" de la industria. Las actividades de upstream están más cercanas a la fuente u origen, y actividades de "downstream", por ejemplo la refinación y la comercialización, están más cercanas al consumidor.

Encontrar petróleo no es una sola actividad aislada. Es una serie de pasos: identificar una perspectiva, realizar pruebas de rocas, perforarlas correctamente determinándose si el hallazgo es comercialmente viable y estimar las dimensiones del depósito con perforaciones adicionales. Los pozos de producción son instalados y se recolecta el petróleo crudo mediante las tuberías que están montadas para transportarlo a los puntos centrales.

El sector de upstream trae implícito el mayor riesgo de la inversión debido a los altos montos de capital necesario y la gran incertidumbre de que el petróleo pueda ser encontrado y extraído. Por otra parte, el upstream ha proporcionado históricamente mayores retornos sobre la inversión (ROI / ROACE) que otros segmentos de la industria (ver Anexo I – GRAFICO 1). Los avances tecnológicos recientes (ver ILUSTRACION 1) han reducido la incertidumbre y han contribuido al uso más eficiente del capital, realizando el éxito de la industria aún en un ambiente de precios bajos (1998).

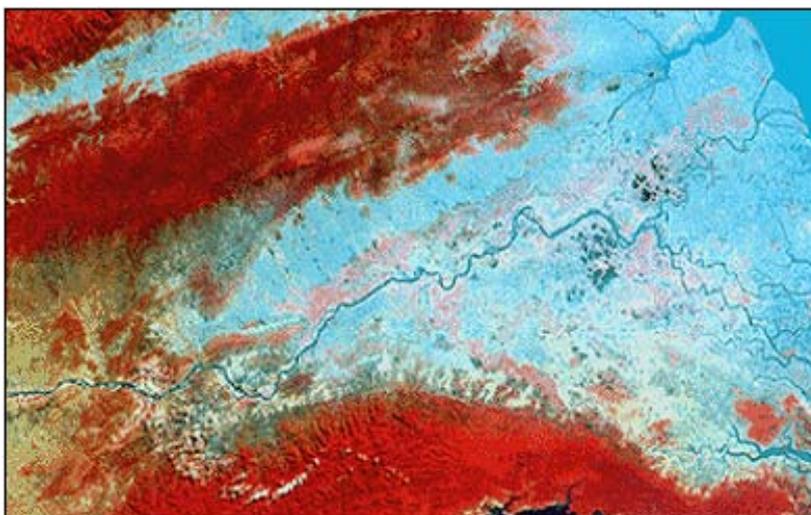


ILUSTRACIÓN 1 - Las fotografías tomadas desde satélites a cientos de kilómetros en el espacio pueden revelar la estructura geológica de una zona.

Qué es el petróleo crudo y de dónde viene

Según la teoría más extensamente aceptada, el petróleo crudo se compone de hidrocarburos comprimidos, formados hace millones de años dentro de un proceso que comenzó cuando los restos acuáticos de plantas y animales fueron cubiertos por partículas de rocas y minerales como capas de sedimentos. Luego de millones de años de presión extrema y de altas temperaturas, estas partículas se convirtieron en la mezcla de los hidrocarburos líquidos que conocemos como petróleo crudo. Diversas mezclas de restos de plantas y animales, así como las altas presiones, calor, y el tiempo, han hecho aparecer a los hidrocarburos en una variedad de formas: petróleo crudo, un líquido; gas natural, un gas; y carbón, un sólido. Incluso los diamantes son una forma de hidrocarburos. La palabra "petróleo" viene de las

palabras del latín “petra” o roca, y “oleum” u óleo. El petróleo crudo se encuentra en depósitos en rocas sedimentarias. Los poros minúsculos en las rocas permitieron que el petróleo se filtrara. Estas “rocas de depósito” sostienen el petróleo como una esponja, confinado por otras capas no porosas que forman una “trampa.”(ver ILUSTRACIONES 2, 3 y 4)

El mundo consiste en muchas regiones formadas con diversas características geológicas como la corteza de tierra. Algunas de estas regiones tienen trampas de petróleo más grandes que otras. En algunas rocas de depósito, el petróleo se concentra más en especie de piletas, haciéndolo más fácil extraer, mientras que en otros depósitos se dispersa a través de las rocas.

El Oriente Medio es una región que exhibe ambas características favorables: las trampas de petróleo son grandes y numerosas, y las rocas de depósito sostiene el petróleo en piscinas sustancialmente grandes. El liderazgo o dominación de esta región como fuente de petróleo del mundo es un resultado a todas luces (ver Anexo I - GRAFICO 2). Otras regiones también tienen depósitos de petróleo grandes, sin embargo allí es más difícil de identificar y más costoso producir y extraerlo. Como ejemplo podemos citar a los Estados Unidos, quienes descubrieron el petróleo crudo, y algunas zonas de la Argentina y resto de América del Sur.

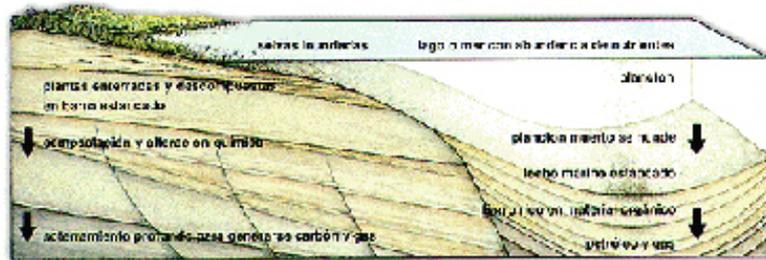


ILUSTRACIÓN 2 - La roca erosionada, arrastrada por el agua, el hielo y los vientos, constituye sedimentos que van llenando las cuencas. Con los sedimentos se encuentran los restos de innumerables organismos vegetales y animales. Al ir quedando enterrados, con la acción del gran calor y la presión reinantes, se transforman en hidrocarburos.

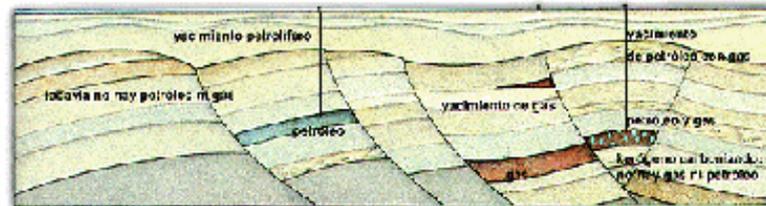


ILUSTRACIÓN 3 - Los hidrocarburos suben lentamente hacia la superficie, por grietas en la roca o a través de poros diminutos e interconectados de las areniscas. A veces, quedan atrapados por una capa de roca impermeable que impide que sigan migrando hacia arriba o hacia los lados. Entonces habrá un yacimiento que espera ser descubierto.

El proceso de perforación

Para identificar con anticipación un sitio adecuado para la producción petrolífera, las compañías utilizan una variedad de técnicas, incluyendo el muestreo de base que consiste en la extracción y posterior análisis de una sección transversal de la roca, y prueba sísmica, donde las vibraciones de vuelta de una onda de choque artificial se miden y están calibradas. Los avances en tecnología que se han llevado a cabo mejoraron enormemente los resultados.

Después de estas pruebas exploratorias, las compañías deben entonces perforar para confirmar la presencia del petróleo o del gas. Un “agujero seco” es un intento fallido o fracaso, un pozo donde se perforó y no se encontró petróleo y/o gas, o las condiciones no son suficientes como para justificar económicamente producir dicho pozo. Un pozo acertado puede contener petróleo, gas o lo que sucede más a menudo, ambos. Esto se debe a que el gas se disuelve en el petróleo. Cuando el gas

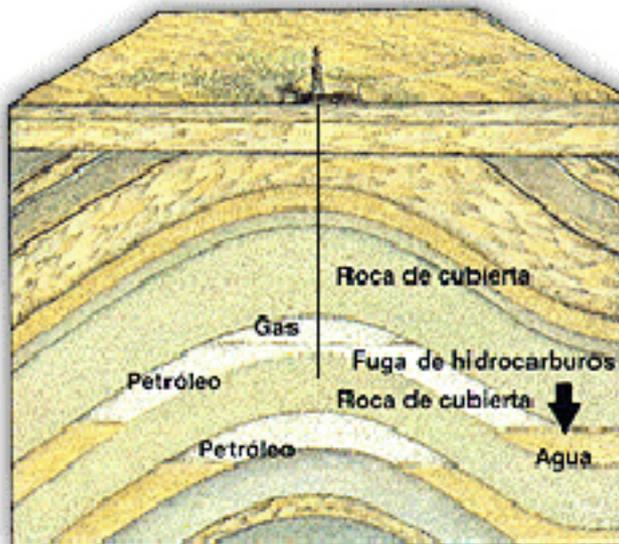


ILUSTRACIÓN 4 - Un anticlinal, en que la comba de la roca ha formado una cúpula, es una “trampa” típica. El gas se acumula en la parte superior, mientras que la roca que está por debajo del petróleo se llena de agua.

está presente en el petróleo, se extrae del líquido en la superficie en un proceso aparte de la producción petrolífera.

Históricamente, perforar por un "wildcat" - buscando petróleo en un campo donde todavía no había sido descubierto - tenía una posibilidad de éxito baja. Solamente uno de cada cinco pozos "wildcat" encontrados proveían petróleo o gas. El resto era pozos secos. Una información mejor, especialmente de tecnología sísmica, ha mejorado el porcentaje de éxito a una proporción de uno en tres y, según algunas compañías, uno en dos. La reducción del dinero perdido en los pozos secos es uno de los aspectos de la actividad de upstream que ha permitido que la industria encuentre y produzca el petróleo en los niveles de precios que se vieron durante la mayor parte de la década de los años 90.

Después de identificar la presencia de petróleo y/o gas en un pozo, se perforan varios pozos adicionales para probar las condiciones de producción y para determinar los límites del depósito. Estos pozos son conocidos como "pozos de desarrollo". Finalmente, los pozos de producción y los de desarrollo junto con tanques, tuberías y plantas para el tratamiento de gas, pueden comenzar a producir el petróleo para ser movido a los mercados y vendido. Una vez que esté extraído, el petróleo crudo se debe refinar en productos usables, como ser combustibles y lubricantes para automóviles, para industrias, para aviones, para barcos, asfaltos y otros derivados con múltiples usos.

Cómo se produce el petróleo

La presión que ocurre naturalmente en el depósito subterráneo es un determinante importante de si el depósito es económicamente viable o no. La presión varía con las características de la trampa, la roca del depósito y la historia de la producción. La mayoría del petróleo, inicialmente, es producido por métodos de "elevación natural": la presión subterránea es lo suficientemente fuerte como para forzar al petróleo hasta la superficie.

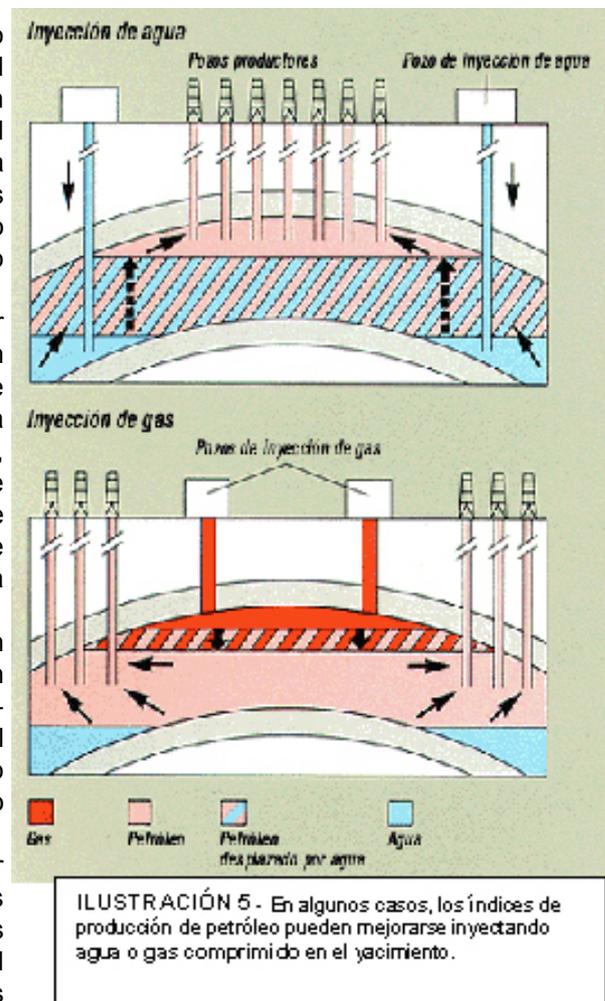
Los depósitos en el Oriente Medio tienden a ser duraderos en la "elevación natural", es decir, la presión del depósito continúa siendo bastante grande durante un cierto plazo de forma tal de forzar al petróleo hacia fuera. La presión subterránea en depósitos más viejos, sin embargo, se disipa eventualmente provocando que el petróleo no fluya naturalmente a la superficie. Debe ser bombeado hacia fuera por medio de un proceso de "elevación artificial" mediante una bomba accionada por gas o electricidad.

En un cierto plazo, estos métodos de producción "primarios" llegan a ser ineficaces, y la producción requiere el uso de los métodos de producción "secundarios" adicionales. Un método común utiliza el agua para desplazar el petróleo, usando un método llamado "waterflood", que fuerza el petróleo al "pozo perforado".

Finalmente, los productores pueden necesitar recurrir "a métodos terciarios" o "realzados". Estas técnicas se centran a menudo en el aumento de las características del flujo del petróleo con el uso del vapor, bióxido de carbono y otros gases o productos químicos (ver ILUSTRACION 5)

En la Argentina, los métodos de producción primarios representan menos de 40 por ciento del petróleo producido sobre una base diaria, los métodos secundarios representan alrededor de la mitad, y los de recuperación terciaria el 10 por ciento restante.

Tanto las características propias del depósito como las características físicas del petróleo crudo son componentes importantes del costo de producción. Estos costos pueden extenderse de tan poco como USD 2 por barril en el Oriente Medio a más de USD 15 por barril en algunos campos de otras zonas. Es interesante observar que los avances tecnológicos en encontrar y producir el petróleo han permitido bajar los costos totales de producción a menos de USD 10 por barril de varios pozos de aguas profundas.



El upstream

La contribución de la tecnología a encontrar el petróleo es enorme. La tecnología no puede cambiar la geología pero, revolucionando la información disponible sobre las características de una estructura geológica, ha realzado la probabilidad de encontrar el petróleo. Una ventaja primaria es la capacidad de eliminar perspectivas pobres, reduciendo considerablemente gastos improductivos en los pozos secos. Además, las tecnologías de perforación y producción han permitido explotar depósitos que antes habrían sido demasiado costosos poner en producción y aumentar la recuperación de depósitos existentes.

La tecnología también ha contribuido a hacer la exploración y la producción petrolífera más seguras para la industria y para el ambiente. La producción offshore puede ser operada desde tierra, con los sistemas de cierre automático de válvulas para reducir al mínimo el riesgo de contaminación. La fotografía infrarroja puede establecer claramente una trayectoria del petróleo derramado, permitiendo al equipo y al personal desplazarse rápidamente y con eficacia, reduciendo así los daños al mínimo.

Suministro global de petróleo por región

El Medio Oriente sigue siendo la región productora de petróleo más grande, según lo demostrado en los gráficos anexos. La dominación en reservas del petróleo, o sea la cantidad estimada de petróleo de Medio Oriente que se puede producir de depósitos sabidos, es aún más pronunciada: la región posee más de la mitad de los 1.200 millones de barriles de las reservas globales probadas del petróleo (ver Anexo I - GRAFICO 2, 3.1 y 3.2), el papel central de la región como la fuente de abastecimiento de petróleo del mundo continuará y crecerá en los próximos años. Los Estados Unidos, por el contrario, tienen solamente un 7% de reservas probadas a escala global. Algunos progresos centrales han formado el nuevo patrón de la producción petrolífera regional:

- Los precios más altos del petróleo de los años 70 y de principios de los 80 (ver Anexo I – GRAFICOS 8, 9 y 10) produjeron un incentivo económico fuerte para explorar y para producir el petróleo, y la producción se incrementó en muchas áreas. Al mismo tiempo, la demanda de petróleo declinó como respuesta previsible a los elevados precios. Arabia Saudita jugó un papel de estabilización, reduciendo sus niveles de producción tanto como fuera necesario para balancear la oferta y la demanda. Abandonando ese papel hacia 1985, se desequilibró el mercado colapsando los precios internacionales ya en 1986. Los precios no volvieron a niveles pre-1986 hasta el conflicto del Golfo Pérsico de 1990-91 cuando lo hicieron sólo por un período de tiempo corto. Cuando, en 1998, la demanda asiática vaciló con las economías de la región, y la demanda del hemisferio norte se desplomó con el invierno caliente, los altos niveles de la producción dieron lugar a otro derrumbamiento del precio. La reacción del mercado en 1998 no era igual que en 1986: la demanda no se recuperó tan rápidamente y la oferta no disminuyó en la misma proporción. Por lo tanto, el período de precios bajos duró más en 1998 que en 1986. A principios de 2000, los precios del petróleo excedieron en términos nominales los niveles del conflicto del Golfo Pérsico. Si bien a principios del 2000 hubo un sostenido aumento del precio internacional, los precios del petróleo crudo seguían siendo menos que la mitad de los precios de los años 80 en términos del poder adquisitivo global.
- Arabia Saudita (ver Anexo I - GRAFICO 4.6), el “balanceador” del mercado en los años 80, ha sido el mayor productor mundial durante los años 90. Arabia Saudita aumentó su producción para llenar el déficit de oferta debido a la baja en la producción de Irak y Kuwait después de que Irak invadiera a éste en 1990, sin embargo la producción declinó en los otros dos productores grandes, los Estados Unidos y la ex Unión Soviética.
- La producción del Medio Oriente habría sido más alta a través de los años 90 si la producción de Irak (ver Anexo I - GRAFICO 4.6) no hubiera sido reducida por las sanciones de Naciones Unidas impuestas después de que invadiera Kuwait en 1990. Las “ventas humanitarias de petróleo” han proporcionado un limitado y controlado reingreso de Irak a los mercados mundiales.
- La producción de Medio Oriente también habría sido más alta en varias oportunidades de no ser por el papel balanceador que jugó con diversos grados de éxito la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (ver la sección OPEP).
- Norteamérica (ver Anexo I - GRAFICO 4.1) es la segunda mayor área de producción después del Oriente Medio. Los Estados Unidos, el segundo productor más grande del mundo, representa casi el 60% del total de la región norteamericana. Canadá, los Estados Unidos y México (ver Anexo I - GRAFICO 4.2) tienen largas historias como productores, y la extracción de petróleo de pozos maduros ha estado declinando. Sin embargo, una oleada de nueva tecnología ha beneficiado el desarrollo de nuevos campos y una producción más completa de campos existentes.
- La producción del Mar del Norte, fuera del Reino Unido y de Noruega, comenzó a finales de los años 70. En contraste con las predicciones de principios de los 80's sobre la paulatina declinación en la

producción de la región, el Mar del Norte (ver Anexo I - GRAFICO 4.4) tiene todavía que ver su pico. El éxito de la región se debe a la aplicación de nueva tecnología para la exploración y la producción, y por lo tanto el continuo crecimiento de su volumen ha sido un factor central en los mercados de petróleo del mundo por una década.

- La producción de la ex Unión Soviética llegó a cerca de 12 millones de barriles al día durante gran parte de la década del 80 (ver Anexo I - GRAFICO 4.5), cuando era el mayor productor de petróleo del mundo. El derrumbamiento de la demanda de la región, conjuntamente con su estrategia de producción agresiva para exportar y mantener el tipo de cambio de su moneda, enmascaró su declinación rápida de la producción a fines de los 80's mientras que la Unión Soviética se desintegró. La ex Unión Soviética ha sido recientemente el tercer productor mundial, después de Arabia Saudita y de los Estados Unidos. Una de las nuevas perspectivas más viables ha sido el Mar Caspio en Asia central, a pesar de las enormes dificultades logísticas y políticas implicadas en conseguir y producir el petróleo para los mercados mundiales.

2 - Demanda

Esta sección repasa las maneras que utilizamos el petróleo. Cuando los productos de petróleo se queman para producir energía, pueden ser utilizados para propulsar un vehículo, como es el caso de la nafta, combustible de jet, o combustible diesel; para calentar un edificio, como con petróleo de calefacción o fuel-oil residual; o para producir energía eléctrica haciendo girar una turbina directamente o creando el vapor para hacerla girar. Además, por supuesto, los productos de petróleo se pueden utilizar como materia prima (una "materia de base") para crear productos petroquímicos y otros productos, por ejemplo plásticos, poliuretano, solventes, y centenares de otras mercancías.

Consumo global de petróleo

Los países industrializados son los más grandes consumidores de petróleo, pero hasta 1998 no habían sido los mercados más importantes en cuanto a la tasa de crecimiento. Los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), por ejemplo, representan casi 2/3 del consumo de petróleo diario mundial. En contraste, la demanda de petróleo en la OCDE creció un 11% el período 1991-97, mientras que la demanda fuera de la OCDE (excepto la ex Unión Soviética) creció un 35%. La ex Unión Soviética presenta un caso especial. El derrumbamiento de la economía rusa que acompañó el derrumbamiento del comunismo condujo a una declinación en el consumo de petróleo de más de 50 por ciento sobre el período 1991-98.

Las economías desarrolladas utilizan el petróleo de forma mucho más intensiva que las economías en desarrollo. Canadá y los Estados Unidos muestran un consumo per cápita muy superior al resto de los países, incluso los desarrollados (ver Anexo I - GRAFICO 5). Por ejemplo, el consumo de petróleo en los Estados Unidos y Canadá supera los 10 litros por día per cápita mientras que el consumo de petróleo en el resto de la OCDE supera los 5 litros por día por persona. Fuera de la OCDE, el consumo de petróleo asciende a 1,1 litro por día per cápita mientras que a escala mundial el consumo por persona es apenas superior a los 2 litros diarios.

Regionalmente, el área donde se presenta el mayor consumo sigue siendo Norteamérica (dominada por los Estados Unidos), seguido por Asia (con Japón como el consumidor más grande), Europa (donde el consumo se separa más uniformemente entre las naciones), y luego las otras regiones. Asia era la región con el crecimiento más rápido de la demanda hasta la crisis económica de 1998 en Asia del este. La agitación económica de la región es una razón central del derrumbamiento del precio del petróleo de 1998.

Los Estados Unidos y Canadá utilizan el petróleo más para el transporte que para la generación de calor y energía, pero el patrón opuesto sostiene para la mayoría del resto del mundo: la mayoría de las regiones utilizan más petróleo para la generación de calor y energía que para el transporte.

Consecuentemente, la demanda global para el petróleo es la más alta durante los meses fríos del hemisferio norte. Hay una oscilación de 3 a 4 millones de barriles por el día (un 5%) entre el 4° trimestre del año, cuando la demanda es la más alta, con respecto al 2° trimestre, cuando es la más baja. La cantidad exacta varía de año tras año, dependiendo del tiempo, actividad económica y otros factores. Mientras que el 4° trimestre no es el más frío en ninguna región, los cálculos estimados de la demanda son sobredimensionados por el tradicional efecto de "stock building" que ocurre durante el período.

La demanda de petróleo crudo se deriva de la demanda de productos terminados e intermedios que se pueden hacer de él. En el corto plazo, sin embargo, la demanda de petróleo crudo puede no coincidir con la demanda subyacente de los productos derivados de petróleo. Este desalineamiento ocurre rutinariamente como resultado de las variaciones de stocks: la necesidad de “hacerse de stock” para satisfacer demandas estacionales, por ejemplo, o de reducir el stock de petróleo crudo por razones económicas. Más a largo plazo, el blending de aditivos no derivados de petróleo en productos de petróleo (tales como etanol, tolueno u otros agentes de oxigenación en las naftas) pueden también reducir la demanda de petróleo crudo en relación con de la demanda de productos terminados.

Medición del consumo de petróleo

La medición del consumo de petróleo presenta un dilema para los analistas públicos y privados. El tamaño y la complejidad de los mercados y del número de consumidores y de surtidores hacen de la recolección de datos una tarea desalentadora. Diversos organismos internacionales y analistas, utiliza una variedad de acercamientos para medir el consumo de petróleo.

Encuestas entre los consumidores, por ejemplo, pueden proporcionar un perfil de cómo la gente utiliza los derivados del petróleo, las características de los equipos utilizados nos dicen qué tipos de combustibles se utilizan, entre otros factores que afectan el consumo. En numerosas regiones se han emprendido una variedad de exámenes complejos para examinar el consumo de productos derivados del petróleo. Estos exámenes, sin embargo, son costosos, se requiere mucho tiempo para relevar y analizar los datos. Por consiguiente, se requiere mucho tiempo desde que se reclutan los datos hasta que se publica la información estadística relevante. No son alternativas prácticas para la recolección de datos a corto plazo.

Recoger datos de surtidores o lugares de despacho, un universo mucho más pequeño, es una opción mejor para estimar el consumo sobre una base rutinaria. Aquí también la profundidad/calidad de los datos requeridos es afectada críticamente por la frecuencia con la cual la información debe ser divulgada. Sobre una base anual, por ejemplo, la Secretaría de Energía de la Nación recoge y publica datos detallados de las ventas de naftas, fuel-oil y kerosén que luego irán a alimentar los análisis de sector por sector. Sobre una base mensual, la Secretaría de Energía de la Nación recoge los datos de las ventas de los productos derivados de los refinadores (nafta súper, nafta común, gasoil aditivado, gasoil sin aditivación, etc.) y de los surtidores o bocas de expendio. Finalmente, para el petróleo crudo, también se supervisa rutinariamente las fuentes de suministro para estimar la cantidad de producto entregado al mercado. Para hacer la recolección de datos manejable, se centra en el sistema de la “fuente primaria” (refinadores, importadores, oleoductos y transportadores de petróleo, instalaciones grandes de almacenaje). Para la mayoría de los productos refinados de petróleo, el análisis es:

- Producción de la refinería (salida)
- +
- importaciones del producto
- + ó -
- cambio en inventario
- + ó -
- envíos de otras regiones locales
-
- exportaciones
- =
- producto provisto

Sin embargo, mientras que los analistas del petróleo comparan el “producto provisto” del consumo, hay un retraso entre el petróleo entregado en el mercado y el petróleo consumido realmente. El producto puede reposar en un tanque que pertenece a un comerciante, un minorista, o aún un consumidor antes de ser utilizado. No se pueden capturar estos movimientos pequeños y por lo tanto podemos ser sorprendidos por fluctuaciones a corto plazo del volumen mientras que estos tanques se llenan o se vacían de forma inesperada. Así, la metodología exagera “demanda” cuando el producto se mueve hacia los depósitos de los mayoristas o minoristas intermediarios y lo minimiza durante el período en que se consume realmente.

3 - Comercio

Esta sección se centra en el comercio y el transporte del petróleo. Las principales áreas de producción no son las mismas áreas que las consumen. En consecuencia, el petróleo se debe mover desde aquellas regiones donde los niveles de producción son mayores que la demanda - regiones exportadoras - a las regiones donde la demanda es mayor que la producción – regiones importadoras. El desbalance entre las zonas oferentes y las demandantes resulta en flujos de petróleo crudo desde una región hacia otra región, desde un país a otro, y desde una zona hacia otra distinta dentro del mismo país. Estos flujos, dictados por la economía, la logística y los desequilibrios entre los lugares de producción y los de demanda, son aspectos centrales para la eficiencia operatoria del mercado del petróleo.

Importadores y exportadores regionales

Como uno puede esperar, las tres regiones más importantes en términos de consumo, América del Norte, Europa y Asia-Pacífico son importadoras. El resto de regiones son exportadoras.

El Medio Oriente exporta aún más petróleo que cualquier otra región, a pesar del fuerte crecimiento en la producción en otras áreas durante los años recientes. Esta dependencia global del petróleo del Medio Oriente hace fácilmente comprensible la importancia geopolítica de esta región.

Hay menos variación entre las regiones de importación. En la década precedente a la crisis financiera del 1997-98, el auge económico del Asia-Pacífico propulsó a esta área al primer puesto en términos de crecimiento proporcional de la demanda, con importaciones creciendo más del doble que cualquier otra región. A pesar de que Estados Unidos es el mayor importador individual en términos absolutos, América del Norte como región se ubica en el tercer puesto porque Canadá y México son dos de sus tres principales proveedores de petróleo, dándose un efecto de compensación a escala regional entre las importaciones de uno y las exportaciones de los restantes. Esto a dejado en niveles inferiores al 30% a la dependencia de Norteamérica respecto de importaciones extra-zona, la mitad del de la región Asia-Pacífico en su pico de 1997. Tanto su dependencia de las importaciones como su volumen de importaciones, han declinado desde entonces, pero no suficiente como para amenazar su posición como la mayor región importadora del mundo.

Patrones globales del comercio del petróleo

El volumen más alto, el valor más alto

Hay más comercio internacional de petróleo que de cualquier otro bien, medido en términos de movimientos del bien (volumen), por su valor, o por la capacidad de carga necesaria para moverla. Todas las medidas son importantes por diversas razones. El volumen proporciona indicadores sobre si los mercados están sobre o sub-provistos y si la infraestructura es adecuada como para acomodar el flujo requerido. El valor permite que los gobiernos y los economistas determinen patrones del comercio internacional, la balanza comercial y la balanza de pagos. La capacidad de carga permite que la industria de transporte determine cuántos buques petroleros son necesarios y en qué rutas. El transporte y el almacenaje desempeñan un papel adicional crítico. No son exactos el acoplamiento físico entre los importadores y los exportadores y, en consecuencia, entre los productores y los refinadores, refinadores y vendedores, y vendedores y consumidores. Los costos asociados a todos estos desbalances son un factor primario en la determinación del patrón del comercio mundial.

El mercado más cercano primero

Generalmente, el petróleo crudo y sus derivados fluyen a los mercados que proporcionan el valor más alto al proveedor. En caso de igualdad, el petróleo y sus derivados fluyen en primer lugar hacia los mercados más cercanos, porque eso implica incurrir en costos más bajos de transporte y por lo tanto implica para el proveedor el rédito neto más alto o, en términos propios del mercado del petróleo, el netback más alto. Si este mercado no puede absorber todo el petróleo, el excedente se mueve al siguiente mercado más cercano, y así sucesivamente. Esto trae aparejado el hecho de incurrir en costos de transporte progresivamente más altos hasta que todo el petróleo se coloca.

El crecimiento reciente en la dependencia de Estados Unidos de sus vecinos occidentales del hemisferio es una ilustración de este síndrome “cercano es mejor”. Por ejemplo, las fuentes del hemisferio occidental ahora proveen la mitad del volumen importado por Estados Unidos, la mayoría de ellos en viajes que duran menos de una semana de travesía. Otro cuarto del volumen total importado por los Estados Unidos viene de otra área llamada Atlantic Basin, esos países en ambos lados del Océano Atlántico. Ese petróleo crudo, especialmente el que viene del Mar del Norte y de África, tarda aproximadamente entre 2 y 3 semanas en arribar a los Estados Unidos. La mayor parte del volumen de petróleo crudo producido

en Mar del Norte y en el norte y oeste del continente africano permanecen en el área del Atlantic Basin, especialmente con destino a Europa o a Norteamérica en rutas que insumen no más de 20 días. En contraste, los viajes con destino a los mercados más cercanos de Asia como ser Singapur desde el punto de suministro más cercano – Africa occidental, no demora menos de 30 días de travesía, subiendo a cerca de 40 para Japón. Para estos mercados, es más razonable que el abastecimiento se realice desde el Medio Oriente, con travesías de solamente 20 a 30 días.

Un cambio en los patrones del flujo comercial puede también ser de importancia crítica para la industria del transporte. Por ejemplo, la crisis de Suez de 1957 forzó a los dueños de los petroleros a usar una ruta mucho más larga alrededor del cabo de la Buena Esperanza, dando lugar al desarrollo de buques tanque más grandes (VLCC's) para reducir los costos más altos del viaje. El cambio hacia travesías cortas durante los años 90 fue también crítico. Entre el aumento mundial de los volúmenes comercializados y la modificación de los mercados de suministro debido al comercio dentro del Atlantic Basin y al cambio de las exportaciones del Medio Oriente no ya sólo a los Estados Unidos sino a mercados asiáticos más cercanos condujo a una declinación aguda en la longitud media de los viajes. Esta declinación fue acelerada por la vuelta de exportaciones iraquíes, muchos de las cuales fueron movimientos extremadamente cortos dentro de la ruta del extremo del Mar Negro a través del oleoducto que une Irak y Turquía con salida al Mar Mediterráneo. La perspectiva de los transportistas de petrolero se descoloraba así incluso antes de que los volúmenes del comercio mundial fueran minados por la crisis asiática.

Calidad, estructura de la industria y los gobiernos

En la práctica, los flujos comerciales no siguen siempre el simple modelo de “lo más cerca posible primero”. Configuraciones de la refinería, mezcla de la demanda del producto, las especificaciones de la calidad del producto y política pueden modificar este modelo.

Diversos mercados ponen con frecuencia diversos valores en grados particulares del petróleo. Así, un gasoil de altas especificaciones dentro de los Estados Unidos debe contar con un máximo 0,05% de azufre, mientras que en la Argentina el máximo permitido es de 0,25% o en África, donde el máximo puede ser de 10 a 20 veces mayor. Tales diferencias en valorar calidad pueden ser suficientes como para superar desventajas del costo del transporte, como el establecimiento relativamente reciente de un comercio significativo en petróleos brutos africanos interurbanos a Asia. El costo de mover el petróleo en un mercado particular se puede torcer del principio de lo más cerca posible primero por políticas del gobierno tales como tarifas, según lo expuesto en el capítulo de precios (ver la sección PRECIOS).

Además, los compradores y los vendedores pueden imponer restricciones. Por ejemplo, los Estados Unidos prohíben la importación del petróleo iraní y libio, y las Naciones Unidas permiten solamente ventas limitadas del petróleo iraquí. Desde el lado de los vendedores, México limitó ventas a los Estados Unidos a 50 por ciento de sus exportaciones, reflejando preocupación sobre su dependencia hacia ese país. La preocupación de Arabia Saudita sobre su seguridad nacional, por otra parte, dictó que mantuviese un perfil muy alto como proveedor de los Estados Unidos, a pesar de obtener netbacks más bajos.

Petróleo crudo y productos

En la mayoría de las economías desarrolladas, claramente las refinerías están localizadas más cerca de los consumidores que de las zonas de extracción. Esta política de localización toma la ventaja máxima de las economías de escala de buques grandes, especialmente cuando especificaciones locales de calidad están fragmentando el mercado de productos terminados cada vez más (ver la sección DEMANDA). Esta situación maximiza la capacidad del refinador de adaptar la salida de productos a las tendencias de corto plazo del mercado. Además, esta política también resguarda contra el riesgo de que los gobiernos impongan restricciones selectivas a las importaciones de ciertos productos con el objetivo de proteger el sector doméstico de refinación.

Según lo que observaremos en el capítulo sobre refinación (ver la sección REFINACION), aún existe un limitado número de centros de refinación que no cumplen con esta regla general, siendo convertidos para servir mercados de exportación particulares. Estos centros de refinación exportadores - Singapur, el Caribe, y el Medio Oriente - dan lugar a algunos movimientos regulares inter-regionales de productos, pero son la excepción. El comercio inter-regional de los productos es en gran parte una función de mercado que se auto-balancea temporalmente. Algunos flujos inter-regionales son extremadamente breves en cuanto a su extensión en el tiempo, como por ejemplo cuando inviernos extremadamente fríos en Europa provocan exportaciones de heating oil a esos mercados.

Otro ejemplo vivido se presentó cuando una proporción grande de automovilistas europeos optó por coches diesel, dejando la región hacia fines de los años 90 con capacidad de producción de naftas excedente debiendo exportarse el sobrante a los Estados Unidos.

Un ejemplo más local que está llevando a las refinerías argentinas a un extremo de viabilidad económica es la disparidad de la carga impositiva entre combustibles sustitutos. A fines de los años 80 el mercado de automóviles particulares era netamente naftero mientras que el de transporte de carga y el del agro eran movidos a gasoil. En pocos años, el mercado de automóviles gasoleros creció fuertemente debido al menor costo de este combustible debido a su vez a la menor presión tributaria. Esta situación trajo aparejada un conjunto de cambios en las refinerías para aumentar el volumen de refinación de gasoil disminuyendo el de las naftas. Ya hacia fines de los 90's esta situación se agravó fuertemente con la migración de vehículos nafteros hacia el gas natural comprimido (GNC) dado que este combustible carecía prácticamente de impuestos internos. El efecto de esta situación fue el crecimiento exponencial del parque automotor a GNC siendo en la actualidad el de mayor penetración mundial (1,5 millones de automóviles convertidos a GNC con una tasa de conversión de más de 25.000 vehículos por mes). De más está aclarar que en la actualidad la Argentina exporta petróleo crudo (con retenciones variables según la cotización del WTI), exporta naftas excedentes (también con retención a la exportación del 5%) mientras que importa gasoil, fuel oil y gas.

Buques tanque y oleoductos

Hay dos modelos de transporte para el comercio inter-regional: buques petroleros y oleoductos. Los buques petroleros o buques tanque han hecho posible el transporte global del petróleo crudo (intercontinental) a bajo costo, eficientemente y de una forma extremadamente flexible. Los oleoductos o tuberías, por otra parte, es la opción para los movimientos transcontinentales del petróleo.

No todas las rutas de comercio utilizan el mismo tamaño de naves. Cada ruta tiene generalmente un tamaño que maximiza el rendimiento económico, en función de la duración del viaje, puertos, volúmenes, etc. Así, las exportaciones del Medio Oriente - altos volúmenes de petróleo crudo que viajan largas distancias - son movidas principalmente por buques petroleros muy grandes (VLCC's) que transportan típicamente 2 millones de barriles de petróleo en cada viaje (ver ILUSTRACION 6). Las economías de escala de los VLCC's compensan los costos inherentes a estos buques: son demasiado grandes para todos los puertos en los Estados Unidos excepto el puerto de petróleo costa afuera de Luisiana (LAZO). En consecuencia, deben transferir su carga en parte o en todo a buques más pequeños, en el mar (el lightering) o en un puerto costa afuera (trasbordo). En contraste, las naves que parten rutinariamente del Caribe y de América del Sur son más pequeñas e inscriben puertos en los Estados Unidos directamente. Debido a tales diferencias del tamaño de la nave, los viajes largos de los grandes petroleros pueden a menudo ser más baratos en términos de costo por barril transportado.

De más está decir que ninguno de estos mega-buques es aptos para tocar puertos argentinos, en primer lugar porque nuestra infraestructura no lo permite y en segundo lugar, porque los volúmenes que manejamos no se acercan a esos números en lo más mínimo. Los buques que son usualmente utilizados tienen una capacidad de carga de unos 50.000/70.000 barriles de petróleo, y rara vez superan los 100.000 barriles de capacidad.

Los oleoductos son críticos para los movimientos de petróleo sin mar y también complementan a los buques petroleros en ciertas localizaciones relevantes evitando embotellamientos o proporcionando atajos. El único caso de comercio inter-regional de petróleo crudo que actualmente se abastece únicamente a través de oleoductos es el que une las exportaciones de Rusia con Europa.

Los oleoductos son la principal opción para el transporte transcontinental, porque permiten un flujo continuo de petróleo crudo a costos por lo menos tan bajos como cualquier otra alternativa de transporte, y porque la vulnerabilidad política es una variable mínima o un factor inexistente dentro de los límites de un mismo país o entre países de afianzada relación como es el caso de Canadá y Estados Unidos. Los oleoductos son también un modo importante de transporte del petróleo en el continente europeo, aunque el sistema es mucho más pequeño.



ILUSTRACIÓN 6 – Buques tanque (VLCC), mayormente utilizados para transportar petróleo crudo de Medio Oriente

El desarrollo de oleoductos de diámetro grande durante la Segunda Guerra Mundial permitió el desarrollo de una extensa red tanto en Europa como en Norteamérica, permitiendo el movimiento de petróleo crudo y de productos derivados dentro de varios países europeos, dentro de Canadá, de Canadá hacia los Estados Unidos, y dentro de los Estados Unidos. En este último país existen actualmente unos 320.000 kilómetros de tuberías representando cerca de dos tercios de todos los envíos internos del petróleo.

Con respecto a la Argentina, existen varios oleoductos y gasoductos entre las distintas cuencas productoras y las refinerías o plantas de tratamiento. Sin embargo, la actual infraestructura es bastante antigua y está quedando chica para los actuales requerimientos, especialmente en lo que se refiere al transporte de gas cuya demanda interna creció exponencialmente debido a la ya explicada distorsión impositiva (ver la sección ARGENTINA).

La fungibilidad es un factor importante en la economía del transporte. Gracias a que el petróleo crudo es ampliamente fungible, este puede ser mezclado sin que su valor se modifique sustancialmente. Pero la situación se modifica al analizar la situación de los productos derivados. En el caso específico de los combustibles, como los mandatos ambientales han requerido y están requiriendo diferentes calidades, los requerimientos de "batcheo" para el almacenamiento y para el transporte se han incrementado sustancialmente. Así la flexibilidad inherente en la fungibilidad de un producto – la capacidad de la logística de sustituir un envío por otro, para intercambiar entre las regiones, por ejemplo – ha desaparecido. Mientras que esto es invisible para los consumidores en tiempos normales, contribuye a las agitaciones del mercado y a los picos de precio en épocas de fuertes fluctuaciones en la demanda o en la oferta.

Dependencia a la importación

Como se ha dicho, los Estados Unidos continúan siendo la nación que más petróleo crudo importa, alrededor de un cuarto de las importaciones totales del mundo. Con toda su dependencia hacia la importación, el porcentaje de la demanda satisfecha por las importaciones es significativamente menor, cerca del 50 por ciento. Los países industrializados tales como Japón y Alemania tienen niveles de dependencia de las importaciones del 90-100 por ciento.

El Medio Oriente ha sido considerado como un oferente políticamente inestable y, por lo tanto, sujeto a interrupciones. Muchos expertos analizan la creciente dependencia de los Estados Unidos hacia las importaciones originadas en el hemisferio occidental tanto como la disminución de las originadas en el hemisferio oriental como un fruto de la política externa.

Mientras que el Medio Oriente sigue acumulando la mayor parte de las reservas de petróleo del mundo según lo expuesto en las primeras secciones (ver la sección SUMINISTRO Y PRODUCCION) (ver Anexo I - GRAFICOS 3.1 y 3.2), la dependencia a largo plazo de los Estados Unidos en la región ha sido vista como la contraparte obvia a este incremento. En la búsqueda de mercados occidentales más cercanos para el suministro de petróleo crudo, Arabia Saudita es el único proveedor significativo del Medio Oriente debido a la estabilidad del suministro a lo largo del tiempo. A pesar de que la dependencia de los Estados Unidos hacia las importaciones desde el Medio Oriente ha venido cayendo claramente, esto no ha hecho de los Estados Unidos alcance un nivel que le represente mínimos riesgos ante interrupciones imprevistas de las exportaciones del Medio Oriente. Puesto que el petróleo es un mercado global, la medida relevante en torno a la dependencia hacia las exportaciones del Medio Oriente no es la vulnerabilidad de los Estados Unidos sino la dependencia del mundo en su conjunto hacia esta región, y eso no se ha contraído.

Mientras que la interdependencia en el hemisferio occidental ha sido un objetivo importante de la política de Estados Unidos, es importante realzar que esta combinación de tamaño y de proximidad geográfica crea su propia vulnerabilidad a corto plazo. Tomemos por ejemplo el caso del Huracán Iván, cuál dañó seriamente una gran parte de las instalaciones de producción mexicanas en el golfo de México. Unos 40 millones de barriles de la producción mexicana fueron eliminados, volumen que mayormente abastece las refinerías estadounidenses de la Costa del Golfo. Estas refinerías tuvieron un escaso tiempo para compensar el inesperado agujero en sus suministros originalmente planificados.

a través de reacciones químicas, algunos en la presencia de un catalizador, algunos con reacciones térmicas (ver ILUSTRACION 8). En general, estos procesos se diseñan para tomar fracciones pesadas y de bajo valor para modificarlas en fracciones más ligeras y de más alto valor.

Un “crackeador catalítico”, por ejemplo utiliza el gasoil (destilado pesado) como “insumo” para la producción de destilados terminados adicionales como las naftas. La minimización o eliminación del azufre se alcanza en un “hydrotreater”, una unidad que reforma los componentes más altos. Un “coker” utiliza la producción más pesada de la destilación, el residuo o fuel oil residual para producir un derivado más ligero como el coque de petróleo.

Después del proceso de destilación simple la producción derivada de un petróleo crudo de calidad alta como la mayoría de los extraídos en el Medio Oriente estaría cerca del 20 por ciento para productos livianos como la nafta o LPG, 30 por ciento para productos medios y cerca del 50 por ciento para productos más pesados (ver Anexo I - GRAFICO 6). Después de los procesos enumerados más arriba llevados a cabo en refinerías más sofisticadas, sin embargo, la producción terminada de productos livianos se acerca al 60 por ciento para las naftas.

La calidad del petróleo crudo

Las características físicas de petróleos crudos difieren. El petróleo crudo con una combinación semejante de características físicas y químicas, generalmente producido de un depósito, cuenca o a veces aún una región, constituye un petróleo crudo medianamente comparable.

Los petróleos crudos son clasificados por su contenido de azufre y por su densidad. Petróleos menos densos (o más “ligeros”) tienen generalmente una más alta proporción de hidrocarburos ligeros que son productos de más alto valor, y esos derivados se puede recuperar a través de la destilación simple. Los petróleos crudos más densos o más “pesados” contienen una proporción más grande de productos de bajo valor y requieren procesamiento adicional para producir la gama deseada de productos.

Algunos petróleos crudos tienen también un contenido más alto de azufre, una característica indeseable con respecto tanto a la calidad de procesamiento como a la calidad del producto derivado. Petróleos crudos de calidad semejante a menudo son comparados a un solo petróleo crudo representativo, de “referencia”. La calidad del petróleo crudo dicta el nivel de procesamiento necesario para lograr la combinación óptima productos terminados. De ahí, el precio y el coeficiente de ajuste entre petróleos crudos reflejan también la comodidad relativa de refinar. Un petróleo crudo de muy buena calidad como el West Texas Intermediate (WTI), el de referencia para esta parte del mundo, tiene un rendimiento natural relativamente alto en naftas (ver Anexo I - GRAFICO 6).

Otro petróleo crudo de calidad, el “Nigeria’s Bonny Light”, tiene un rendimiento natural alto de destilados medianos. En contraste, casi la mitad de lo producido luego de una destilación simple del “Arabian Light” de Arabia Saudita, el crudo de referencia histórica, es un residuo pesado que debe ser vuelto a tratar o debe ser vendido con un descuento en relación con el petróleo crudo. Tanto el WTI como el Bonny Light tienen un rendimiento de alrededor de una tercera parte de residuos después del proceso de destilación simple. Además del contenido de azufre y densidad, el tipo de moléculas de hidrocarburo y otras características naturales puede afectar el costo de procesamiento o restringir una oportunidad para usos específicos. La presencia de metales pesados, los contaminantes para el procesamiento y para el producto terminado, es un ejemplo.

La estructura molecular de un petróleo crudo dicta también si se puede utilizar para la fabricación de productos especiales, tal como bases lubricantes o como insumo para la industria petroquímica. Las empresas refinadoras, por lo tanto, se esfuerzan por obtener la combinación óptima para sus refinerías, dependiendo del equipo de refinería, la combinación deseada de la producción, y el precio relativo de los crudos disponibles. En los últimos años, las refinerías han enfrentado dos fuerzas opuestas: los deseos de consumidores y los requisitos de los gobiernos por productos cada vez más ligeros que requieren de calidad de refinación más alta – por un lado – y el suministro de petróleos crudos cada vez más pesados, con contenidos más alto de azufre – por el otro. En resumen, insumos más difíciles de refinar y productos más difíciles de producir.

La capacidad global de refinación

En términos generales, las refinerías se han desarrollado en áreas de consumo porque era más barato mover el petróleo crudo que mover los productos terminados. Además, la proximidad a los centros de consumo hizo más fácil responder a los cambios estacionales de la demanda. Así, mientras el Oriente Medio es la región productora más grande, la mayoría de las refinerías se encuentran en los Estados Unidos, Europa o Asia.

Históricamente a habido unas pocas excepciones de concentraciones de refinerías lejanas a los mercados de consumo. Un centro de refinación ubicado en el Caribe, por ejemplo, suministraba el fuel oil a los EE.UU. para ser utilizado en la generación de energía y calor.

Mientras que las refinerías del Caribe así como refinerías en el Oriente Medio y en Singapur se construyeron para la exportación del producto, la gran mayoría de las refinerías son construidas para satisfacer en primer lugar su demanda "local", con exportaciones que proporcionan un flujo temporario para equilibrar la oferta y demanda (ver la sección COMERCIO).

La concentración más grande de refinación está en Norteamérica (de hecho, en los Estados Unidos), representando cerca de un cuarto de la capacidad de la destilación del petróleo crudo mundial (ver Anexo I - GRAFICO 7). Asia y Europa siguen en segundo y tercer lugar.

La capacidad de ganancia de la refinería y la estructura de la industria

En general, refinar el petróleo crudo ha sido apreciablemente menos provechoso que producirlo (ver Anexo I - GRAFICO 1). Los márgenes brutos de las refinerías - la diferencia entre el costo de las entradas y el precio de los productos producidos - han sido apretados al mismo tiempo que subieron los costos operativos por un lado y la necesidad de inversión adicional para alcanzar los cada vez más altos requerimientos ambientales.

Además, mucha de la inversión hecha durante los 1980 se diseñó para aprovecharse del diferencial entre el suministro de petróleos crudos de más alta calidad y el suministro creciente de crudos más pesados y de mayor contenido de azufre. Cuando este diferencial se fue estrechado, sin embargo, el rendimiento financiero de esas inversiones se vieron disminuidas.

Durante los 1990 el papel de las refinerías independientes (sin producción significativa) ha crecido sustancialmente, en gran parte como el resultado de compras de refinería por parte de compañías integradas (las "majors") procurando eficientizar y rediseñar sus posiciones. Además, las refinerías independientes están en un período de consolidación: las fusiones y las adquisiciones tienen un impacto significativo en la propiedad de las refinerías (aunque no aún en el suministro de productos refinados).

5 - Stocks

Esta sección analiza los stocks, otro componente crítico en la cadena de valor del petróleo entre el productor y el consumidor y el equilibrio de los mercados a escala global, regional y local.

Importancia de los stocks

Según el informe del "Energy Intelligence Group" de 1997 "How Much Oil Inventory is Enough?" hay entre 7 y 8 mil millones barriles de petróleo por todo el mundo sumando los inventarios de la industria y de los gobiernos en todo momento (la estimación excluye los stocks en poder de los consumidores)

Este nivel de stocks equivale a tres meses y medio de producción mundial. ¿Por qué tanto? Sobre todo, porque los stocks son necesarios para mantener el sistema global de suministro operativo. Pueden ser pensados como una tubería enorme que se estira desde el yacimiento hasta el consumidor, debiendo llenar los tanques petroleros, los oleoductos, los depósitos, los camiones cisternas, y ligando todos los mercados y todos los segmentos de la industria juntos. Son así la llave a la capacidad probada de la industria del petróleo de entregar el producto necesario a la localización correcta en el tiempo justo.

Solamente alrededor del 10 por ciento de esta reserva extensa está típicamente disponible para la industria para ser utilizada a medida que ella la necesite. Aunque es de menor importancia en términos del volumen, este stock - descrito a veces como "discrecional" - puede afectar a la industria de manera importante, porque este subconjunto de stocks indican si los mercados tienen demasiado poco, demasiado, o apenas la cantidad correcta de petróleo.

Así, cuando los stocks son bajos en un mercado particular, los precios tienden a ser relativamente altos, alentando un suministro adicional o reduciendo la demanda. Viceversa, cuando el stock de una región es alto, los precios tienden a ser relativamente bajos en ese mercado. Por ejemplo, si el suministro de heating oil es bajo reduciendo los stocks en las refinerías estadounidenses del Golfo de México, el precio del heating oil para esa zona se elevará en términos relativos con respecto al precio del heating oil de otras zonas. Otro ejemplo: un nivel bajo de stocks de la Reserva Estratégica de los Estados Unidos como sucedió a mediados del año pasado impulsará la cotización del crudo hacia arriba, pero especialmente al WTI en relación con los otros crudos (ej. Brent).

Los stocks, y particularmente los stocks futuros, se ven como indicadores principales de precios y son uno de los aspectos que más de cerca posible se miran en el mercado de petróleo.

Es muy difícil para la industria seguir tan de cerca como se desearía los niveles globales de stocks porque los datos tienen grandes gaps. El único país que publica semanalmente sus niveles de stocks en forma bastante aceptable es Estados Unidos. La unicidad y la puntualidad de los datos los hacen motores del mercado.

Los Estados Unidos, con su mercado de petróleo enorme y extensamente disperso, tiene por lejos el mayor nivel de stocks, unos mil millones de barriles. En la Costa del Golfo de México se encuentra la mayor cantidad de stock de petróleo crudo, pero es la costa este que con su alto consumo y producción limitada tiene los inventarios más grandes de productos terminados.

La mayor capacidad de reserva del mundo es poseída por las compañías que producen, refinan, o comercian el petróleo. También existe una pequeña pero importante proporción que es propiedad de operadores independientes, quienes hacen su vida alquilándola a los terceros. Estas instalaciones se establecen predominantemente en los principales centros de negociación del mundo, como Róterdam, Singapur, New York, y el Caribe. Los volúmenes almacenados por estas compañías independientes pueden ser un indicador dominante de qué está sucediendo en cuanto a stocks discrecionales. Estos datos también son muy buscados pero, dada la informalidad que los rodea, a la hora de ser tenidos en cuenta como indicadores formadores de precios suelen perder peso específico contra otros datos más formales o contrastables.

Los stocks son estacionales

Los stocks de petróleo del mundo siguen un patrón estacional en el cual disminuyen rápidamente en el invierno y se reconstruyen también fuertemente en la primavera, creando una tendencia para que precios del petróleo en el mundo sean más fuertes durante el otoño y más débiles durante la primavera.

Esta estacionalidad de los stocks es muy común y se origina en que la demanda de petróleo del mundo es mucho más estacional que la producción mundial. Las fluctuaciones de los stocks son más pronunciadas en los "heating fuels" del hemisferio norte - heating oil, propano, y kerosén. También son estacionales los niveles de stocks de petróleo crudo, disminuyendo cuando los refinadores empujan sus funcionamientos hasta niveles máximos y siendo construidos cuando los refinadores programan el mantenimiento en sus plantas.

El sistema de refinación de Asia tiene su pico de producción en el invierno, con el mantenimiento programado para el verano, mientras que el sistema de Norteamérica tiene su pico durante el verano, con el mantenimiento programado para fines de invierno, mucho de la estacionalidad regional en los stocks de petróleo crudo se cancelan a escala mundial. Así, los stocks globales de los productos terminados tienden a ser mucho más variables que los stocks de petróleo crudo. Con las refinerías cada vez más flexibles y la demanda de productos terminados menos estacionales, los stocks también están siendo cada vez menos estacionales.

Stocks estratégicos

El embargo árabe del petróleo de 1973 forzó a algunas naciones dependientes de las importaciones de petróleo a mantener stocks de seguridad controlados por sus respectivos gobiernos - conocida como reserva estratégica - con el objetivo de hacer las veces de colchón contra interrupciones severas en el suministro. Estas reservas estratégicas, donde la de mayor volumen es la Reserva Estratégica de Petróleo de los Estados Unidos, o S.P.R. por sus siglas en inglés, representando una fracción significativa de los inventarios totales del mundo. Ha habido solamente un uso de emergencia de "la reserva estratégica", y fue pequeño: durante el conflicto 1991 del Golfo Pérsico, los Estados Unidos vendieron 4 por ciento de su S.P.R.

Las reglas de "oil-sharing" de la Agencia de Internacional de Energía, diseñadas para compartir la carga de una escasez de oferta de petróleo, requieren que cada nación participante atesore un stock de petróleo equivalente a 90 días de importaciones. La mayoría de los participantes resuelven el requisito con los stocks en poder de las industrias que se pueden requisar en una emergencia. Solamente los Estados Unidos, Japón, y algunas otras naciones también sostienen reservas gubernamentales almacenadas por separado.

Costos y beneficios

Mantener un inventario cuesta dinero. Cuánto cuesta varía, dependiendo del tipo de petróleo que es almacenado, cuánto volumen está disponible, si el depósito es de propiedad o tiene que ser alquilado, el precio del petróleo, y el costo del dinero. En todos los casos, el costo de mantener un inventario puede

convertirse rápidamente en algo significativo en comparación a los márgenes medios alcanzados por los refinadores, comercializadores, distribuidores, y cualquier otro miembro de la cadena de valor de la industria que puede necesitar o desear mantener un stock. De acuerdo con los precios promedios de la primer mitad de los años '90, mantener stock de petróleo crudo por un año le costaría a una compañía cerca de USD 1,50/barril si tenía su propio depósito y USD 4/barril si tuvo que alquilar el espacio del tanque de almacenaje. Para las naftas, los costos correspondientes serían USD 2 y USD 6/barril. Las compañías, por lo tanto, intentan hacer funcionar sus sistemas de suministros y distribución de forma tal de minimizar sus inventarios tanto como sea posible.

La tendencia en las economías más maduras, como los Estados Unidos o Europa occidental, hacia la consolidación de la industria con fusiones y adquisiciones ha ayudado en este aspecto. Cada estación de servicio, terminal, refinería, etc., debe tener un poco de combustible en stock. Como la consolidación ha favorecido al cierre de varias instalaciones, la cantidad mínima de petróleo y derivados necesaria para guardar el funcionamiento del sistema ha caído.

Pero el stock no debe ser visto apenas como un costo para hacer negocios. Los stocks pueden también ser una manera de hacer dinero, representan una inversión provechosa. Tales stocks son discrecionales. Se construyen o se "dibujan" en respuesta a precios, y particularmente en respuesta a la diferencia entre los precios y las expectativas de hoy alrededor de donde estarán los precios en el futuro. La disponibilidad de numerosos instrumentos financieros, como contratos de futuros, ha incentivado fuertemente los movimientos discrecionales de stocks.

Cuando los precios del petróleo son hoy más bajos que los precios del petróleo en el futuro el mercado se dice estar "contango". Si el "contango" es lo suficientemente grande como para cubrir los costos de sostener los stocks, entonces una compañía puede encontrar beneficio en el mantenimiento de los inventarios, primero, y vender el petróleo en el mercado futuro mientras que simultáneamente almacena el mismo volumen de petróleo, y entonces, entrega el petróleo almacenado contra el contrato o vende el petróleo almacenado y compra posteriormente un contrato de futuros de compensación. El "stock building" discrecional ocurre desproporcionalmente alrededor de Nueva York, y en Europa, especialmente en el área de Amberes-Róterdam-Ámsterdam (ARA). Eso es porque dos de las familias activas de productos de los contratos de futuros del mundo se basan en estas áreas de entrega: el NYMEX en New York y el "International Petroleum Exchange" en el ARA.

El caso contrario de un "contango" es "backwardation". A "backwardated" el mercado tiene precios para el petróleo hoy que son más altos que los precios para el petróleo en el futuro - una muestra que los stocks son apretados. La situación, por lo tanto, crea un incentivo para que las compañías reduzcan su inventario, agregando suministros al mercado y ayudando a corregir el déficit indicado.

Hay muchas otras situaciones que también hacen que las compañías ajusten su stock discrecional. Tres ejemplos:

1. cuando los precios están en los niveles inusuales por estándares históricos;
2. cuando los precios se están moviendo rápidamente;
3. cuando se esperan modificaciones a las políticas fiscales de los gobiernos relativas al petróleo.

En los tres casos, los stocks pueden ser vistos como un colchón que permiten a las compañías modificar el timing de sus compras, con una alta probabilidad de que esto bajará sus costos y, por lo tanto, mejore sus resultados. Los consumidores hacen a veces la misma cosa. Por ejemplo, si se espera que el impuesto específico sobre la nafta aumente a partir del 1 de enero, los consumidores se adelantarán y cargarán combustibles durante los últimos días de diciembre.

6 - Precios

Los capítulos de Suministro, Demanda, Comercio, Refinación y Stocks describen el mercado del petróleo y la forma en que están conectados las regiones del mundo. Los patrones de suministro y de demanda entre las distintas regiones y entre los distintos productos obran recíprocamente para establecer el nivel de precio para el petróleo crudo y sus productos. La interacción es constante y generalmente invisible a cualquier persona que no esté implicada directamente en la industria de petróleo.

Como regla general, los millones de transacciones diarias que ocurren simultáneamente en los distintos mercados se realizan sin demasiadas estridencias. Las fluctuaciones de precio suelen ser pequeñas y son de interés solamente para los compradores y los vendedores dentro de la industria.

Esta estabilidad de estado estacionaria puede ser - y ha sido - interrumpida por un número de factores que repentinamente llevan los precios del petróleo a los títulos de los diarios y noticieros. Esta situación que actualmente vivimos es una de las motivaciones que me incentivaron a realizar este trabajo.

Desniveles repentinos en el nivel de demanda, distintos problemas de refinación, y las fluctuaciones en la oferta son los principales motivos que provocan estos violentos cambios de precios.

Los aumentos estacionales en los precios, como por ejemplo la presión alcista que ocurre hacia el mes de septiembre debido al ingreso del invierno en el hemisferio norte más industrializado que aumenta su demanda, o las distintas interrupciones en el suministro de diferentes mercados son algunas de las causas que modifican los niveles de precios. Una vez superadas estas situaciones, los precios tienden a volver a sus niveles anteriores en el corto plazo.

Las declinaciones del precio del petróleo crudo experimentadas durante 1998 o los aumentos de los precios durante el año 2000 son problemas más estructurales que llevan más tiempo para la vuelta a los niveles de precios originales.

Este capítulo procura describir, al menos superficialmente, los amplios factores que influyen en la tasación cotidiana y los que, en el extremo, puede causar una agitación del mercado.

Costos y condiciones de mercado

Los precios del petróleo, como los de otros productos y servicios, reflejan el costo subyacente del producto así como las condiciones de mercado en todas las etapas de la producción y la distribución.

El precio básico (sin impuestos) de las naftas (o de cualquier otro producto refinado de petróleo) refleja:

- su materia prima, el petróleo crudo
- transporte desde el pozo de producción a la refinería
- el procesamiento de esta materia prima hasta llegar a los distintos productos refinados (refinación)
- transporte desde la refinería hasta el mercado consumidor
- transporte, almacenaje y distribución entre el centro de distribución del mercado y el distribuidor al por menor o el consumidor
- las condiciones particulares del mercado en cada etapa, y en el mercado local.

El precio del petróleo crudo es establecido por las condiciones de la oferta y la demanda a nivel global y, más particularmente, en los centros principales de refinación: Singapur, Europa Occidental, y la costa del golfo de los Estados Unidos. El precio del petróleo crudo forma una línea de fondo o nivel de referencia para los precios de los productos derivados. Los productos son manufacturados y entregados a los principales centros de distribución. Los precios de los productos en estos centros de distribución establecen una línea de fondo regional. El producto entonces se redistribuye a mercados siempre más locales, en barcazas, oleoductos, y finalmente en camiones. El hecho de que los mercados se interconectan físicamente y que el suministro para una región viene de otra región significa por ejemplo que los precios de los combustibles en ese mercado local se ven necesariamente impactados o influenciados por los precios de esos productos en el exterior.

Los precios del petróleo son un resultado de millones de transacciones que ocurren simultáneamente alrededor del mundo, en todos los niveles de la cadena de distribución desde el productor del petróleo crudo al consumidor individual. Los mercados de petróleo son esencialmente una subasta global – el licitador más alto ganará el suministro. Como cualquier subasta, sin embargo, el licitador no desea pagar demasiado. Cuando los mercados son “fuertes” (cuando la demanda es alta y/o la oferta es baja), el licitador debe estar dispuesto a pagar un premio más alto para capturar ese suministro. Cuando los mercados son “débiles” (demanda baja y/o oferta alta), un licitador puede elegir no ofertar por sobre sus competidores, esperando su lugar más adelante cuando el precio probablemente haya bajado.

Hay diversos tipos de transacciones (ver Anexo II – TIPOS DE TRANSACCIONES) que son comunes en los mercados de petróleo. Los “contratos de suministro” en el mercado de petróleo cubren la mayoría del petróleo que cambia de manos. El petróleo también se vende en “transacciones puntuales” u operaciones “spot”, es decir, carga por carga, arreglos de transacción por transacción. Además, el petróleo se negocia en mercados de futuros. Los mercados de futuros son un mecanismo diseñado para distribuir riesgo entre participantes en diversos lados (tales como compradores contra vendedores) o con diversas expectativas del mercado, pero generalmente no buscan proveerse de volúmenes físicos de petróleo. Los mercados spot y los mercados de futuros proporcionan la información de precio crítica para los mercados de contratos.

Los precios en los mercados spot envían una clara señal sobre el balance existente en ese momento entre la oferta y la demanda. Los precios aumentando indican que más suministro es necesario, y los precios en baja indican que hay demasiada oferta para el nivel de la demanda que prevalece. Mientras que la mayoría del petróleo fluye bajo contratos de suministros, sus precios varían en función de los precios de los mercados spot. Los mercados de futuros también proporcionan la información sobre el balance entre oferta y demanda que se espera así como las expectativas del mercado.

Las oscilaciones estacionales son también una influencia subyacente importante en el balance oferta-demanda y, por lo tanto, en las fluctuaciones de precio. Como se comentara más arriba en este capítulo,

los mercados del petróleo crudo tenderían a ser más fuertes en el cuarto trimestre (cuando aumenta la demanda sobre una base global especialmente en el hemisferio norte, donde se incrementa tanto por el clima frío como por el proceso de aumento de los niveles de stocks) pasando a debilitarse hacia fines del invierno boreal cuando la demanda global disminuye al ritmo del aumento de las temperaturas. En la práctica, sin embargo, los precios del petróleo crudo reflejan más que apenas estos factores estacionales; están conforme a varias otras influencias. Así mismo, los precios de los productos derivados tienden a elevarse con relación a la cotización de petróleo crudo mientras que se ingresa en la estacionalidad de mayor consumo en el hemisferio norte – finales de primavera para las gasolinas, principios de otoño para los distintos fuels y otros combustibles para la generación de calor. El panorama general de la oferta está obviamente influenciado por el nivel de los inventarios. Cuando el stock en un mercado dado es alto según lo discutido en el capítulo dedicado a los stocks (ver la sección STOCKS), representan la posibilidad de un suministro incremental inmediatamente disponible por lo que los precios tienden a debilitarse. Lo opuesto ocurre cuando los niveles de stocks son bajos.

Los patrones en los cambios de precios pueden variar entre las distintas regiones, dependiendo de las condiciones prevalecientes de oferta y demanda en ese mercado regional, especialmente en el corto plazo. Las interrupciones en las refinerías o los problemas de la logística en una región provocarán aumentos rápidos del precio en las zonas de influencias sin generar movimientos sustanciales de precios en zonas alejadas. Tanto las características geográficas como las especificaciones especiales de calidad que puedan requerirse en una zona dada contribuyen a la volatilidad de los precios en esa zona. Si las fuentes de suministros son limitadas, si se cuenta con escasas opciones alternativas para el abastecimiento y/o se encuentran distantes, cualquier aumento inusual en la demanda o reducción en la oferta provoca una respuesta importante en el precio en ese mercado.

Esos movimientos en los precios son críticos en la forma en que el mercado de petróleo redistribuye productos para reequilibrarse después de una agitación. El aumento del precio en un área hace que está sea más atractiva para abastecer atrayendo un flujo mayor de oferta adicional. Estos flujos adicionales pueden proveerse desde mercados o zonas cercanas o mercados intercontinentales dependiendo de los niveles de stocks, demanda, capacidad de refinación y transporte disponibles como para hacer viable la ecuación económica que esa oportunidad representa.

En igualdad de circunstancias, las diferencias de costos son factores importantes en las diferencias de precios regionales. Por ejemplo, el estado suprime impuestos, se varía la calidad del producto, las distancias y la facilidad de distribución son todos aspectos importantes cuando se comparan precios entre las distintas regiones o países.

En última instancia, los precios del petróleo pueden ser más altos en áreas con ingresos disponibles más altos, donde los valores de las propiedades inmobiliarias, los salarios y otras medidas de actividad económica indican que el mercado es más robusto. Si los precios se elevan más arriba que lo que el mercado está dispuesto a pagar, los consumidores buscarán sustitutos o reducirán el consumo comprando vehículos más económicos y harán otros ajustes que reduzcan su consumo. Si el área local ofrece beneficios inusualmente altos, los competidores ingresarán rápidamente a ese mercado empujando los precios a la baja. Obviamente esta situación se verá modificada en función de las distintas regulaciones que los Estados puedan imponer sobre sus mercados internos.

Precio de combustibles: Un ejemplo

Sobre una base sin impuestos, los precios del petróleo crudo son el determinante más importante de los precios de los productos derivados, y el factor más importante en los cambios de precios. Los precios del petróleo crudo reflejan un equilibrio general del mercado: cuando los precios del petróleo crudo son bajos, refleja un exceso de provisión y los precios de los productos también serán bajos; cuando los precios del petróleo crudo son altos, reflejando baja oferta o alta demanda, los precios de los productos también serán altos. Cuando el precio del petróleo crudo sube o baja sobre una base sostenida, el cambio se va a ver reflejado en los mercados de los productos.

En términos generales, el aumento del precio del crudo fue nuevamente el principal factor en los incrementos entre Julio 1999 y Julio 2000, justificando cerca de dos tercios del aumento en el precio surtidor. En contraste, el margen bruto al por menor - la diferencia entre el costo del distribuidor al por menor para comprar el combustible y el precio en los cuales el distribuidor puede venderlo - cayó a la mitad entre mediados de 1998 y mediados 1999, recomponiéndose otra vez entre mediados de 1999 y mediados de 2000. El margen bruto de refinación y distribución permanecía sin cambiar entre mediados de 1998 y mediados 1999, pero aumentado entre mediados de 1999 y mediados 2000. Así, es útil repetir que el precio de los productos de petróleo a los consumidores refleja los costos más las condiciones del mercado en general y en particular.

7 - OPEP: Etapas y acontecimientos

El continuo incremento de los precios del petróleo a partir del segundo trimestre de 1999, y el hecho de haberse mantenido por encima de los 40 dólares por barril durante el presente año (superando USD 60 en la actualidad), ha dado lugar a que el rol de la OPEP en el mercado internacional del petróleo, se haya convertido en un aspecto central de las discusiones del tema energético. El actual período de alza del precio del petróleo se inició en 1998 y tiene como antecedente la desaceleración del crecimiento económico mundial determinado fundamentalmente por la retracción económica de los países emergentes a lo que se sumaron variables climáticas, problemas políticos en Nigeria y Venezuela y los ataques terroristas del 11 de septiembre.

Características del mercado petrolero antes de la OPEP

La participación del petróleo en el total mundial de la producción y consumo de energía no ha sido siempre igual y ha sufrido una importante transformación si consideramos su evolución desde principios de siglo. Por aquel entonces, Europa Occidental y Estados Unidos abastecían sus necesidades energéticas con recursos propios como el carbón, el gas natural y el petróleo.

A principios de siglo, la existencia de petróleo en países del Tercer Mundo era prácticamente desconocida, y recién en 1910 se empieza a producir este recurso energético en estas regiones. Las compañías norteamericanas, en su búsqueda por yacimientos con mayores índices de productividad, incursionaron en el Medio Oriente y se encontraron con la presencia de compañías petroleras inglesas. Estas compañías crearon en 1928 un cártel internacional de petróleo, conformado por las siete mayores compañías petroleras internacionales, conocidas como las Siete Hermanas: Standard Oil of New Jersey (denominada Exxon desde 1973); Socony Mobil Oil; Standard Oil of California (SOCAL); Gulf Oil; Texaco; Royal Dutch Shell y British Petroleum. Las cinco primeras, de capitales norteamericanos, la sexta anglo-holandesa, y la última de capitales británicos.

Estas compañías tuvieron el control en las esferas de exploración, producción, comercialización y distribución del petróleo, y pudieron mantener los precios bajos no sólo por lo reducido de los costos de producción – especialmente en los yacimientos petroleros del Golfo Pérsico – sino también por la necesidad de captar el mercado y desplazar al carbón, y la aparición de nuevas compañías independientes del cártel y la del petróleo soviético en el mercado.

Cabe señalar que hasta principios de la década del setenta, el precio de producción individual del crudo extraído en Estados Unidos era casi tres veces más elevado que el precio individual del crudo del Golfo Pérsico. Por otro lado, el carbón estadounidense era más caro que el crudo de ese origen y tendía a fijar el precio del mercado para el petróleo. En cambio, el carbón extraído en Europa, de costos más elevados que el estadounidense, se encontraba por encima del precio de mercado y debía ser subsidiado.

Estos hechos dieron lugar a que los países importadores de petróleo reemplazaran su producción de recursos energéticos locales por petróleo importado a menor precio, lo cual a su vez determinó el cierre de un conjunto de minas de carbón que dieron lugar a altas tasas de desempleo en los sectores productores de energía. A pesar de ello, el bajo precio del petróleo proveniente de los yacimientos del Golfo Pérsico no eliminó por completo del mercado a las otras fuentes energéticas (el crudo estadounidense, el carbón del mismo origen y el carbón europeo) de costos más altos, precisamente porque el mercado energético no era un mercado libre.

En efecto, no sólo existía una estructura oligopólica de las empresas petroleras, sino que los países industrializados importadores de petróleo establecieron cuotas de importación. Posteriormente, se fijaron impuestos para el petróleo importado y se establecieron subsidios de protección a la producción energética local tanto en Estados Unidos como Europa.

Por otro lado, además de las ganancias de las compañías petroleras multinacionales, los gobiernos de los países industrializados descubrieron que las crecientes importaciones de petróleo les permitía no sólo proteger sus propias reservas de combustible de origen fósil, sino recaudar montos significativos de recursos derivados de los impuestos que se cobraban al consumidor en los países importadores.

La creciente demanda mundial y el continuo deterioro en la relación de términos de intercambio crearon las condiciones para que las autoridades de los Países del Golfo Pérsico asumieran un papel más activo en la explotación directa del petróleo y en la conformación de los precios.

Fundación

El primer movimiento hacia el establecimiento de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo ocurrió en 1949, cuando Venezuela se acercó a Irán, Irak, Kuwait y Arabia Saudita y sugirió que intercambiaran opiniones y puntos de vista y que exploraran caminos para mantener comunicaciones regulares y más cercanas.

La necesidad de una colaboración más estrecha llegó a ser más evidente cuando, en 1959, las compañías petroleras redujeron unilateralmente el precio fijado para el petróleo venezolano y del Medio Oriente. Consecuentemente, el Primer Congreso Árabe del Petróleo llevado a cabo en El Cairo, adoptó una resolución que invitaba a las compañías petroleras a consultar con los gobiernos de los países en los que producían antes de tomar cualquier decisión unilateral sobre los precios del petróleo, a la vez que se acordó el establecimiento de una Comisión de Consulta de Petróleo.

En Agosto de 1960, las compañías petroleras volvieron a reducir los precios fijados para el petróleo del Medio Oriente. Al mes siguiente, el gobierno de Irak invitó a Irán, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela a reunirse en Bagdad y discutir sobre la reducción de los precios. Fue esta primera Conferencia la que estableció la OPEP como organización intergubernamental permanente.

Localización

La decisión fue tomada en la segunda Conferencia para establecer la secretaría de la OPEP en Ginebra, Suiza, donde la primera reunión del Consejo Superior de la OPEP fue convocada en mayo de 1961. En Abril de 1965, la Conferencia de la OPEP decidía mover la sede a Viena, Austria.

Estructura

La Conferencia

Es la autoridad suprema de la organización compuesta por los jefes de cada delegación - normalmente los ministros de petróleo, minas y energía de los países de miembro. La Conferencia se reúne por lo menos dos veces al año y funciona bajo el principio de unanimidad. Es responsable de la formulación de la política general de la organización y de la determinación de los medios apropiados de su puesta en práctica.

La Conferencia también decide sobre los requisitos para acceder a ser miembro de la organización, y analiza los informes y recomendaciones sobre los asuntos de la organización enviados por el Consejo Superior. Aprueba la designación de los gobernadores de cada país miembro y elige al presidente del Consejo Superior. Por otra parte, la Conferencia ordena al Consejo Superior realizar informes o hacer recomendaciones en cualquier materia del interés de la organización, y considera y decide sobre el presupuesto de la organización, según lo sometido a él por el Consejo.

El Consejo Superior

Se compone de un gobernador nominado por cada país miembro y confirmado por la Conferencia por dos años. El Consejo se encarga de la administración de la organización; implementa las resoluciones de la Conferencia; elabora el presupuesto anual de la organización y lo somete a la Conferencia para la aprobación. También decide sobre cualquier informe sometido por el Secretario General y somete informes y recomendaciones a la Conferencia sobre los asuntos de la organización.

La Secretaría

Realiza las funciones ejecutivas de la organización, de acuerdo con las provisiones del estatuto y bajo dirección del Consejo Superior. Consiste en el Secretario General y el personal necesario.

El Secretario General

Es el representante legal de la organización y el ejecutivo de la Secretaría. Él administra los asuntos de la organización de acuerdo con las direcciones del Consejo Superior.

La Conferencia designa al Secretario General por un período de tres años, al término del cual puede ser renovado una vez para el mismo período. La elección se realiza a partir de la nominación de los candidatos presentados por los países miembros después de un estudio comparativo de las calificaciones de los mismos. En ausencia de una decisión unánime, designan al Secretario General sobre una base de rotación para el término de dos años, sin perjuicio alguno para las calificaciones requeridas.

El Secretario General es asistido en sus obligaciones por la División de Investigaciones, el Departamento de Administración y Recursos Humanos, el Departamento de Relaciones Públicas e Información y por su propia oficina. La oficina del Secretario General lo provee de ayuda ejecutiva, particularmente en los contactos que se establecen y que mantienen con gobiernos, organizaciones y delegaciones en materias del protocolo, en la preparación y coordinación de reuniones, y en realizar cualquier otro tipo de actividades.

Un oficial legal proporciona asesoramiento jurídico al Secretario General, supervisa los asuntos legales y contractuales de la secretaría y evalúa las cuestiones legales y recomienda la acción apropiada.

La División de Investigaciones

Es responsable de un programa continuo de investigación, diseñado para alcanzar los requisitos de la organización y de sus países de miembro, con particular énfasis en energía y materias relacionadas. Monitorean los pronósticos, analizan los progresos en la industria energética y petroquímica y evalúan los usos no-energéticos de los hidrocarburos; analizan aspectos económicos y financieros relacionados con la industria internacional del petróleo. Es dirigido por un director de investigación, y consiste en tres departamentos:

El Departamento de estudios energéticos

Monitorea, analiza y pronostica los progresos energéticos mundiales en el mediano y largo plazo, incluyendo el análisis de los suministros, demanda y políticas ambientales, políticas del gobierno en la conservación de energía y otros factores relevantes, así como los progresos tecnológicos que afectan los hidrocarburos y productos y sus usos finales no-energéticos. El departamento elabora los pronósticos de mediano y largo plazo de la demanda para el petróleo y gas de la OPEP.

El Departamento de análisis del mercado del petróleo

Monitorean y analizan indicadores de corto plazo del mercado del petróleo, factores que afectan el balance oferta/demanda a corto plazo, el funcionamiento del mercado del petróleo crudo y de sus productos derivados, su comercio internacional, los niveles internacionales de stocks, movimientos de los precios spots y futuros y la utilización de las refinerías, así como el seguimiento de las políticas energéticas que afectan directamente precios.

El Departamento de datos

Identifica, recoge, almacena, recupera y procesa la información en ayuda de la investigación y de las actividades analíticas de la Secretaría, y como un servicio para los países miembro. También gestiona la biblioteca de la Secretaría especializada en energía. Proporciona información estadística a la Secretaría y a los países miembro para las reuniones y las Conferencias, así como los pronósticos y las valoraciones necesarias para las estrategias a medio y largo plazo de la OPEP.

El Departamento de Administración y Recursos Humanos

Es responsable de los servicios administrativos para todas las reuniones en materia de personal, presupuestos y cuentas. Estudia y repasa políticas administrativas generales y los métodos de las relaciones laborales usados en la industria de petróleo y aconseja a la gerencia de mejoras posibles.

El Departamento de Relaciones Públicas e Información

Es responsable de presentar los objetivos, decisiones y acciones de la OPEP; de la diseminación de noticias del interés general con respecto a la organización y los países miembro en materia de energía y otros aspectos relacionados; lleva a cabo un programa central de información identificando las áreas convenientes para la promoción de la imagen de la organización. Sus actividades incluyen relaciones con la prensa, publicaciones, la escritura de discursos, el sitio web y la supervisión de los medios.

La Comisión Económica

Es un cuerpo especializado que funciona en el marco de la Secretaría, con el objeto de asistir a la organización a promover estabilidad en los precios internacionales del petróleo. La Comisión está compuesta por un Consejo Superior, Representantes Nacionales y personal de la Comisión.

Principales Objetivos

Los objetivos principales de la OPEP son la coordinación y la unificación de las políticas del petróleo de los países de miembro y de la determinación de los mejores medios para salvaguardar sus intereses, individual y colectivamente. La organización también intenta idear medios para asegurar la estabilización de precios en los mercados internacionales del petróleo con el objetivo de eliminar fluctuaciones dañinas e innecesarias, dando siempre debido respeto a los intereses de las naciones que producen y a la necesidad de asegurar una renta constante para ellas; busca asegurar un suministro constante de petróleo a las naciones importadoras y un retorno justo sobre el capital para los que invierten en la industria petrolera.

Calidad de miembro

El estatuto de la OPEP estipula que “cualquier país con una exportación neta substancial del petróleo, con intereses fundamentales similares a los de los países miembro, puede convertirse en miembro de

pleno derecho de la organización, si es aceptado por una mayoría de tres-cuartos de los miembros de pleno derecho, incluyendo los votos coincidentes de todos los miembros Fundadores.” El estatuto distingue entre tres categorías de miembro:

Los miembros fundadores de la organización son esos países que fueron representados en la primera Conferencia de la OPEP sostenida en Bagdad, y que firmaron el acuerdo original que establecía la OPEP. Los miembros de pleno derecho son los miembros fundadores, más esos países cuya calidad de miembro ha sido aceptada por la Conferencia. Un miembro asociado es un país que no califica para la calidad de miembro completo, pero que sin embargo se admite bajo condiciones especiales. La organización ahora tiene 11 países de miembro.

Miembros Fundadores

- 1960 - República islámica de Irán
- 1960 - Irak
- 1960 - Kuwait
- 1960 - Arabia Saudita
- 1960 - Venezuela

Miembros de pleno derecho

- 1961 - Qatar
- 1962 - Indonesia
- 1962 - Libia
- 1967 - Emiratos Árabes Unidos
- 1969 - Argelia
- 1971 - Nigeria
- 1973 - Ecuador, se hizo miembro de pleno derecho en 1973 pero solicitó su suspensión con efectividad desde el 31 de diciembre de 1992.
- 1975 - Gabón, se hizo miembro de pleno derecho en 1975, pero se terminó su membresía con efectividad desde el 1 de enero de 1995.

La OPEP y otras organizaciones internacionales

La OPEP surgió como resultado de una acción común emprendida por varios países que son miembros de las Naciones Unidas (la O.N.U.). El tratado que establece la OPEP fue presentado en la secretaría de la O.N.U. el 6 de noviembre de 1962, bajo no. 6363. Más adelante, la OPEP también estableció relaciones con el Consejo Económico y Social (ECOSOC) bajo resolución 1053 de la O.N.U., adoptado el 30 de julio de 1965. Los Miembros Fundadores de la OPEP, al establecer la organización, actuaron en observancia terminante de los principios y propósitos de la O.N.U. Como resultado de la conformidad absoluta entre los principios y propósitos de la O.N.U. y los de la OPEP, la Secretaría de la OPEP ha participado regularmente en reuniones de varios Órganos, Cuerpos y Agencias especializadas de las Naciones Unidas, particularmente la Conferencia de Naciones Unidas sobre el Comercio y el Desarrollo (UNCTAD), el Banco Mundial y el Fondo Monetario Internacional (el FMI). La OPEP también asiste a reuniones de otras organizaciones internacionales importantes.

Evolución de la OPEP

La OPEP fue la primera asociación de países exportadores de materias primas. Su fundación se produjo en el marco del proceso de emancipación de un significativo número de países del Tercer Mundo, período de estuvo caracterizado por el débil precio de las materias primas, que era particularmente evidente en el caso del petróleo.

En 1951, el gobierno iraní presidido por el Primer Ministro Mossadegh nacionalizó las operaciones petroleras ante el fracaso de las negociaciones que venían realizándose desde 1947 para lograr un acuerdo regido bajo el principio “fifty-fifty”, por medio del cual el país productor recibiría además de la regalía petrolera, la mitad de las ganancias (es decir, de la diferencia entre el precio de venta y el costo de producción). Dos años después, un golpe de Estado derrocó al gobierno de Mossadegh y el Sha de Irán se convirtió desde entonces, hasta su derrocamiento en 1978 en un punto de apoyo fundamental de los países industrializados en su política en el Medio Oriente.

Paralelamente a estos hechos, la creciente demanda por el petróleo era satisfecha por nuevas concesiones que los países productores otorgaban con el fin de lograr mayores ganancias, ya que el canon petrolero era determinado con base a los precios de referencia que eran fijos. El otorgamiento de nuevas concesiones generaba a su vez una sobreoferta de petróleo que daba lugar a una depresión en los precios

de mercado, lo cual a su vez generaba menores ganancias a las compañías petroleras internacionales.

Es así, que con el fin de incrementar sus ganancias, las compañías petroleras intentaron a partir de 1958 manipular los precios, reduciendo el precio de referencia del petróleo. Fue precisamente la decisión unilateral de la compañía British Petroleum de reducir dicho precio en un 10% en 1959 y la reiteración de una reducción adicional en agosto de 1960, lo que impulsó a los cinco países mencionados anteriormente a crear la OPEP.

El objetivo inicial que se planteó la OPEP al momento de su creación fue hacerle frente a las políticas de reducción de los precios de referencia del petróleo que llevaban a cabo las compañías petroleras, las cuales además de la motivación antes señalada, tenían a su vez el objetivo adicional de evitar el ingreso de nuevas compañías y reducir la competitividad del petróleo de otras regiones, especialmente del petróleo soviético de exportación.

La política llevada a cabo por la OPEP ha transitado etapas diferentes no sólo en lo que respecta a las políticas de coordinación entre sus miembros, sino sobre todo en las circunstancias que determinaron el accionar de sus miembros debido a que si bien las economías de todos los países miembros son altamente dependientes del petróleo, existen diferencias estructurales que generan importantes divergencias de intereses. Estas diferencias han tenido a su vez efectos sobre el precio del crudo en los mercados internacionales.

Etapas de coordinación: 1960 - 1970

Durante esta primera etapa que abarca el período comprendido entre la fundación de la OPEP y 1970, la organización experimentó un período de consolidación y sentó las bases y principios que regirían el comportamiento de lo que sería su actuación posterior.

Como en el caso de la mayoría de las asociaciones de productores de materias primas que se constituyeron en la década del sesenta, el objetivo general de los países participantes de la OPEP fue defender los precios del petróleo frente al deterioro de los términos de intercambio y de negociar en mejores términos con las compañías multinacionales que explotaban petróleo en dichos países ya que en la práctica eran éstas las que determinaban los precios de referencia en base a los cuales se fijaba el canon que recibían los países de la OPEP.

Para ello, sus integrantes acordaron coordinar y armonizar sus políticas petroleras. En 1963 acordaron establecer la creación de un Centro de Intercambio de Información en materia petrolera, compilar un código uniforme de leyes petroleras, e iniciar estudios para el establecimiento de una Corte al interior de la OPEP que resolviera disputas relacionadas al ámbito legal.

En 1968, la organización sentó las bases fundamentales sobre la política petrolera en los países miembros que regiría la política activa de intervención de esta organización en los años setenta, período en el que se produjeron los dos mayores incrementos de precios en la historia del petróleo.

En términos generales se empieza a otorgar un creciente énfasis en el derecho inalienable que tienen todos los países a ejercer permanente soberanía sobre sus recursos naturales en interés de su desarrollo nacional, señalando que este propósito puede ser mejor alcanzado "si los países se encuentran en una posición que les permita explotar directamente estos recursos, de tal manera de poder ejercer su libertad de elegir la forma de utilizarlos bajo las condiciones más favorables".

Estos enunciados fueron traducidos en acciones concretas que se dieron sobre todo mediante las diversas formas de nacionalización (graduales, parciales o totales) que se llevaron a cabo en los países miembros sobre todo durante los primeros años de la década del setenta. Asimismo, a fines de este período ya empezaron a plantearse propuestas tendientes a indexar los precios del petróleo a una canasta de productos manufacturados y se adoptó un plan quinquenal de producción (1971 – 1975) con miras a que los aumentos en la producción de petróleo se produzcan de forma racional en concordancia con las estimaciones del crecimiento de la demanda mundial. Para entonces la OPEP ya concentraba 90% de las exportaciones de petróleo a nivel mundial y su participación en la producción total mundial pasó de un 28% en 1960 a un 41% en 1970.

El hecho más importante en la política de coordinación de la OPEP durante esta primera etapa, se produjo a fines de 1970 al definir los países el establecimiento del 55% como tasa mínima de impuestos sobre los ingresos netos de las compañías petroleras, las mismas que se aplicarían en la siguiente década.

Sin embargo, el poder de la OPEP durante esta etapa estuvo limitado, y si bien la organización logró que los precios de referencia del petróleo no disminuyeran, no consiguió que éstos se incrementaran.

Etapas de intervención: 1971 - 1980

El accionar de los países de la OPEP durante esta etapa se desarrolló en un contexto en el que a mediados de la década de los setenta se produjo la crisis económica internacional más severa desde los años treinta.

En este contexto en el que los precios del petróleo fijados en dólares perdían valor de manera creciente debido a la inflación norteamericana, la OPEP desempeñó un papel activo en las negociaciones con las compañías petroleras internacionales y logró en esta etapa imponerse frente a ellas. Ello fue posible fundamentalmente por la actuación conjunta de los gobiernos de los países miembros de la organización que hicieron prevalecer los criterios comunes sobre las discrepancias existentes al interior de la OPEP.

El dominio creciente de la participación de la organización en el conjunto de las exportaciones mundiales de petróleo, la creciente demanda de este producto especialmente de parte de los países industrializados, y la falta de desarrollo de fuentes de explotación alternativas del crudo fuera del ámbito de la OPEP, fueron otros de los factores que le permitieron a la organización imponer su accionar.

Estos sucesos fueron acompañados por el hecho que los países miembros ejercieron un mayor control de sus recursos petroleros creándose empresas nacionales en casi todos los países. Argelia lo hizo en 1971, e Irak y Libia en 1972. En lo que a la producción respecta, se produjo un mayor control estatal de la producción y redefinición de las relaciones de los países productores con el mercado mundial. Las empresas petroleras transnacionales empezaron a asumir progresivamente el papel de contratistas de servicios para la producción y de compradores del petróleo producido por los países de la OPEP y continuaron teniendo el control de los procesos de refinación, distribución y marketing (downstream)

La primera crisis del petróleo (1973 – 1974)

A pesar de los cambios realizados en la forma de indexar los precios del petróleo a la inflación, los países de la OPEP continuaron cuestionando las pérdidas que los crecientes índices inflacionarios les ocasionaban en los precios del petróleo, fijados en dólares. Es así, que en julio de 1973, Argelia decide por primera vez y de forma unilateral incrementar el precio de referencia del barril del petróleo en cerca de un 30%. Esta medida fue seguida por Libia al poco tiempo, mientras que acciones similares fueron adoptadas por los otros países miembros sin que mediara una coordinación entre ellos.

En octubre de 1973, el Comité Ministerial de la OPEP anunció un incremento del precio de referencia por barril, constituyendo ésta la primera acción conjunta de los países de la OPEP para determinar los precios del petróleo. En adelante, los países de la OPEP serían los únicos que determinarían los precios del petróleo unilateralmente.

En el mismo mes, en circunstancias en que se presentaba la mencionada tendencia alcista en los precios del petróleo estalló la corta guerra árabe israelí del Yom Kippur, desencadenada por el reclamo de Siria y Egipto sobre territorios ocupados por Israel. En represalia al apoyo a Israel, las naciones árabes iniciaron un embargo sobre las entregas de petróleo a los Estados Unidos y los Países Bajos. En ese momento los precios en el mercado spot o libre, llegaron a oscilar alrededor de los veinte dólares por barril. De esta forma, el embargo aceleró un proceso alcista en el precio del petróleo que ya estaba en marcha.

En diciembre de 1973, en la Conferencia que tuvo lugar en Teherán, los países de la OPEP, en su afán de aproximar los precios de referencia a los que se estaban pagando en el mercado, incrementaron conjuntamente el precio de base de referencia del "Arabian Light". Decidieron que este precio regiría a partir del 1 de enero de 1974, y al mismo tiempo establecieron que los precios sean ajustados cada trimestre a fin de tener en cuenta la tasa de inflación en los Estados Unidos. Con esta medida, en menos de un año el precio de referencia del petróleo registró un incremento de más del 400%.

Estos hechos dieron lugar a una revolución energética que se caracterizó por la conservación de la energía, la sustitución del petróleo y la exploración y desarrollo de nuevos recursos petroleros menos rentables. Los años posteriores a esta alza se caracterizaron por una drástica reducción del consumo del petróleo en el mundo, especialmente en los países industrializados.

Por otro lado, se produjo un incremento en la actividad de perforación de pozos fuera de la OPEP. La ex-Unión Soviética, México, el Reino Unido y Noruega incrementaron significativamente su producción entre 1973 y 1981, lo cual dio lugar a una reducción de la participación de la OPEP en la producción mundial del petróleo, que en 1973 había alcanzado su máxima cuota: 58%. A principio de la década de los ochenta, ésta registraba 40% (ver Anexo I - GRAFICO 4.9).

En Estados Unidos se puso freno al proceso de declinación de la producción petrolera que se venía observando desde la posguerra, en que el país perdió importancia como productor, al convertirse en importador neto.

Asimismo, se consideró que si los países de la OPEP acumulaban petrodólares, éstos de alguna manera fluirían al mercado norteamericano, con lo cual se fortalecería el dólar. De hecho, los dólares acumulados por los países exportadores de petróleo fueron depositados en bancos europeos y norteamericanos. Ante el volumen de recursos financieros canalizados, éstos indujeron a los países en desarrollo a contraer préstamos en términos favorables, proceso que más adelante constituyó una de las causas fundamentales del estallido de la crisis de la deuda externa a principios de los ochenta.

La primera reacción de los países industrializados por las medidas tomadas en el marco de la OPEP fue la creación de la Agencia Internacional de Energía (A.I.E.) en noviembre de 1974, que entre otros, se propuso la búsqueda y desarrollo de nuevas fuentes petroleras en naciones que no fueran miembros de la OPEP y en definir mecanismos que limitaran y disminuyeran su dependencia de los productores de petróleo.

Los países miembros de la A.I.E. son: Alemania, Austria, Bélgica, Canadá, Estados Unidos, Dinamarca, España, Holanda, Irlanda, Japón, Luxemburgo, Reino Unido, Suecia, Suiza, Grecia, Nueva Zelanda, Italia, Australia, Portugal, Turquía, Finlandia, Francia, Hungría Noruega y República Checa.

La devaluación del dólar fue uno de los mecanismos utilizados por los países industrializados para paliar el incremento de los precios del petróleo. A pesar que dicha devaluación había venido ocasionando conflictos entre Estados Unidos y sus principales socios comerciales (Japón y Alemania) ante la creciente pérdida de mercados – y por lo tanto empleos – de estos últimos frente al país del norte, después del alza de los precios del petróleo en 1974 la devaluación del dólar empezó a verse favorablemente. En efecto, al estar los precios del petróleo fijados en dólares, los marcos y yenes revaluados aumentaron su poder adquisitivo al ritmo de la devaluación del dólar en las operaciones de compra del crudo.

Lo mencionado anteriormente, no quiere decir que el incremento de los precios del petróleo anunciados en 1973-74 no tuvo serias repercusiones en la economía mundial, especialmente para los países subdesarrollados importadores de petróleo. Estos últimos no sólo tuvieron que hacer frente a una mayor factura petrolera, sino que se vieron afectados por la inflación y recesión de los países industrializados que al restringir las importaciones originaron una caída en el precio de las materias primas provenientes de éstos.

Sobre la crisis de la economía mundial 1974-75, hay dos lecturas distintas de parte de los protagonistas: para los países industrializados, el alza de los precios del petróleo fue responsable de la inflación, mientras que para los países de la OPEP la pérdida del valor del dólar fue el factor que determinó que los países de esta organización incrementaran sus precios. En cualquier caso, es posible afirmar que la crisis energética colaboró en la recesión de la economía mundial durante el período 1974-75, pero tuvo sus orígenes en la crisis monetaria internacional que se inició a fines de los sesenta.

En los años posteriores a esta primera crisis energética, se produjeron muchos desacuerdos al interior de la OPEP con relación a los niveles de precios que debían fijarse. Los gobiernos de Irán, y Arabia Saudita, se opusieron permanentemente a las propuestas de nuevos ajustes en los precios del petróleo que proponían los gobiernos de Libia, Argelia e Irak, considerados el ala radical de la OPEP. Asimismo, las divergencias giraban en torno a la aplicación de los mecanismos de indexación de los precios a la inflación. Hasta 1978 los precios sólo fueron ajustados por la organización para adecuarlo a la depreciación del dólar.

La segunda crisis del petróleo (1978 – 1979)

En junio de 1978, cuando se produjo el derrocamiento del Sha en Irán, el precio de referencia del petróleo se encontraba en doce dólares. La revolución en Irán, y la posterior guerra entre Irak e Irán iniciada en 1979 exteriorizaron la fragilidad política de la región y generaron pánico ante un probable nuevo desabastecimiento de petróleo en el mercado al producirse una significativa reducción de la producción que en su fase inicial implicó una reducción de 4 millones de barriles diarios.

Durante este segundo incremento de los precios, hacia fines de 1979 el petróleo cotizaba en el mercado libre a 35 dólares por barril. La amplia diferencia existente entre las cotizaciones en el mercado libre y el precio de referencia, determinó que en junio de 1980, el techo máximo del precio de referencia fuera aumentado a 32 dólares por barril. Esta estructura de precios pretendía lograr un equilibrio entre oferta y demanda y evitar mayores acumulaciones de stocks. Sin embargo, este exceso de demanda siguió perdurando en el mercado hasta enero de 1981, en que el límite máximo del precio de referencia del crudo fue fijado en 41 dólares por barril.

Durante este proceso de drástico incremento de los precios, los países miembros de la organización invocaron permanentemente a los países industrializados a controlar su demanda, especialmente en referencia a la acumulación de stocks para paliar efectos adversos en la situación del mercado internacional del petróleo. En efecto, a fines de esta década se intensificó la especulación en el mercado internacional del petróleo al introducirse los mercados de futuros de este bien en las bolsas de Nueva York, The New York Mercantile Exchange (NYMEX) y Londres, International Petroleum Exchange (IPE).

Se puede observar que tanto el incremento de precios de 1973-74 como el de 1978-79, se produjeron en el marco de hechos políticos importantes. No obstante, el factor político que se expresó en el embargo de petróleo decretado por los países productores a los países industrializados como consecuencia de su apoyo a Israel en la guerra de Yom Kippur, sólo actuó como un impulso adicional a una tendencia alcista en el precio del petróleo que ya estaba presente desde 1971.

El segundo incremento de precios, en cambio, fue impulsado fundamentalmente por el desabastecimiento coyuntural de petróleo generado por los conflictos políticos, en un contexto en el que se intensificaron los factores especulativos mediante una creciente acumulación de stocks y el surgimiento de contratos a futuro.

A fines de la década del setenta, la estructura del mercado internacional de petróleo ya no era la misma que a principios de la misma. La OPEP había empezado a perder terreno como proveedor de petróleo en el mercado mundial a favor de los nuevos países productores fuera de la organización que incrementaron sustantivamente su producción. México, Gran Bretaña, Noruega, el estado de Alaska en los Estados Unidos, así como otros países fuera de la OPEP habían incrementado significativamente su producción. El creciente interés de estos países por continuar ampliando su participación en el mercado dio lugar a que éstos, inclusive, realizaran recortes en sus precios, hecho que también contribuyó a la disminución de la participación de la OPEP en el mercado petrolero.

Etapa de debilitamiento de la concertación: 1981 - 1991

El importante desarrollo de la producción petrolera fuera de la OPEP dio lugar a que los países de la OPEP no pudieran mantener los precios alcanzados en 1980.

Esta década se caracterizó por una crisis financiera y comercial prolongadas, que fue acompañada por una contracción económica generalizada. La crisis de la deuda externa iniciada en México en 1982 y la remisión de utilidades derivadas de inversiones extranjeras a las casas matrices, convirtieron a muchos países en desarrollo, especialmente en América Latina, en exportadores netos de capitales.

En el contexto económico internacional descrito, se produjeron en la década de los ochenta, dos fenómenos de signo contrario en el mercado del petróleo: en 1986, la caída más significativa de los precios del petróleo (a menos de 10 dólares) que en términos reales, refleja un nivel inferior a los vigentes antes del primer incremento de precios de 1973-74); y, a fines de la década, nuevamente un incremento de los precios como consecuencia del conflicto bélico entre Irak y Kuwait iniciado en agosto de 1989. Este último hecho provocó nuevamente un estado de alerta en los países industrializados ante probables desabastecimientos de petróleo.

La primera caída de precios (1986) y la fijación de cuotas de producción

El contexto internacional prevaleciente la primera mitad de la década de los ochenta, la recuperación en la producción del petróleo de Irán, (a pesar que el conflicto con Irak finalizó recién en 1988) y como se mencionó anteriormente, las medidas de ahorro en el consumo de petróleo implementadas desde 1974 aunadas a la explotación de petróleo fuera de la OPEP, obligaron a los países miembros de la organización a dar inicio a una reducción de los precios de referencia a partir de 1981.

En efecto, luego de difíciles negociaciones, la OPEP tuvo que reducir el precio de referencia de 34 dólares vigente hasta 1981, a 29 dólares por barril en marzo de 1983. Este primer acuerdo de reducción de los precios del petróleo a 29 dólares, reflejó la situación de abundancia que imperaba en el mercado, pero también la presión directa de las empresas británicas, que advirtieron que si no se producía un acuerdo, iniciarían una baja unilateral de los precios. La posibilidad de hacerlo se basaba, entre otras cosas, en la caída de las importaciones estadounidenses de crudo proveniente de la OPEP, que llegó al nivel más bajo desde 1968.

Estas medidas de reducción en los precios de referencia fueron también complementadas por la fijación de un límite en la producción de petróleo dentro de la OPEP de 18 millones de barriles diarios que se estableció por primera vez en marzo de 1982.

Un año más tarde, en 1983, no sólo se redujo aun más el techo de producción a 17 millones de barriles diarios, sino que se distribuyeron por primera vez cuotas de producción entre los países miembros. La fijación de cuotas entre los países se realizó en medio de grandes discusiones que se centraban en el deseo de Arabia Saudita de distribuir el gran exceso de capacidad entre todos los miembros del cartel. En efecto, a este país no se le otorgó ninguna cuota, ya que actuaría como "swing supplier".

Sin embargo, este método fracasó como consecuencia de las violaciones generalizadas a los límites pautados que hicieron recaer en el mayor productor, Arabia Saudita, la responsabilidad de reducir la producción lo suficiente como para nivelar la oferta total con la demanda. Para 1985, asumir el rol de swing supplier le significó a Arabia Saudita una caída de su producción a 3,3 millones de barriles diarios como promedio anual con respecto a los 10 millones de barriles diarios que producía en 1980.

Los desacuerdos al interior de la organización y la significativa reducción de la producción de la OPEP, dieron lugar a que la organización empezara a perder terreno como proveedor de petróleo en el mercado mundial y su producción bajara de 32 millones de barriles diarios en 1979 a 16 millones en 1986. De esta manera su participación en la producción mundial de petróleo siguió declinando en favor de nuevos

países productores y consumidores. Ya desde 1982, Estados Unidos, Noruega, México, el Reino Unido y Canadá produjeron más crudo que los productores de la OPEP (ver Anexo I - GRAFICO 4.1).

En la Conferencia de Ginebra de 1986 se restableció el sistema de precios fijos, estableciéndose el de referencia en 18 dólares por barril. Este precio se determinó en función de una canasta de siete crudos:

1. Sahara – Blend (Argelia)
2. Minas (Indonesia)
3. Bonny Light (Nigeria)
4. Arab Light (Arabia Saudita)
5. Dubai (Emiratos Arabes Unidos)
6. Tía Juana Light (Venezuela)
7. Istmo (México)

Asimismo, Arabia Saudita decidió abandonar su rol de swing supplier para priorizar la recuperación de la cuota de mercado aún a riesgo de que tal actitud pudiese generar una caída en los precios en el corto plazo. Esta acción de Arabia Saudita aislada del resto de los países de la OPEP originó la más drástica caída de precios desde la creación de la OPEP, llegando los precios a registrar un nivel ligeramente superior a los 10 dólares por barril.

El shock de 1986 tuvo consecuencias que son en parte determinantes de la tendencia alcista de los precios en la actualidad. Así, ante los precios deprimidos del crudo, Estados Unidos, el Reino Unido e inclusive la ex Unión Soviética iniciaron una nueva tendencia declinante en la producción que generó la pérdida de participación de los países no pertenecientes a la OPEP en el volumen de reservas mundiales.

Los bajos precios del petróleo, en parte como consecuencia del exceso de oferta que todavía prevalecía en el mercado, pero también por factores de carácter político como la guerra entre Irak e Irán y las divergentes posiciones entre los países respecto de los niveles de producción, dieron lugar a que a partir de 1988 se realizaran encuentros entre los países de la OPEP y los productores independientes con el objetivo de coordinar políticas que frenaran el continuo deterioro de los precios.

No obstante, a pesar de los esfuerzos mencionados por recuperar y estabilizar los precios, éstos se mantuvieron en niveles inferiores a los 20 dólares por barril hasta que se inició el conflicto entre Kuwait e Irak en agosto de 1989.

El tercer incremento de precios: 1990 – 1991

La situación del mercado del petróleo se vio alterada durante el año 1990 como consecuencia de la invasión y anexión de Kuwait por parte de Irak, motivada según algunos analistas, por el deseo de este país de disponer de mayores ingresos para hacer frente a los gastos de ocho años de guerra con Irán, y la continua extracción por parte de Kuwait de un campo petrolero localizado en el subsuelo de ambos países. Estos hechos dieron lugar a sanciones de parte del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas que consideró entre otros, la prohibición de adquirir petróleo de Irak y de la zona ocupada por este país en Kuwait.

Estas circunstancias generaron nuevamente una situación de pánico e inestabilidad que llevó a los países industriales a crear fuertes reservas para enfrentar este período. El precio del petróleo remontó rápidamente hasta llegar en ocasiones a 40 dólares por barril.

Sin embargo, esta tendencia alcista de los precios no perduró mucho tiempo, debido a que algunos países al interior de la OPEP, especialmente Arabia Saudita, reemplazaron rápidamente las fracciones del mercado que eran abastecidas por Irak. Los países productores de la organización, que habían realizado durante la década de los ochenta denodados esfuerzos por sostener los precios del petróleo vía reducciones en la producción, disponían de una capacidad instalada ociosa de dimensiones considerables.

Inmediatamente después del estallido del conflicto bélico, la OPEP incrementó su producción pero anunció que este incremento sólo estaría vigente mientras continuara la crisis. Anunciaron asimismo que la oferta adicional proveniente de la organización, así como los stocks acumulados por los consumidores, tendrían que ser orientados fundamentalmente a los países del Tercer Mundo, toda vez que estos eran los más afectados ante cualquier interrupción en el abastecimiento.

Para ello, invocaron a los países de la OCDE a hacer uso de los stocks almacenados en el marco del acuerdo de distribución de stocks (Oil Sharing Agreement) de la Agencia Internacional de Energía, así como de los stocks acumulados por las compañías petroleras. En efecto, uno de los factores que contribuyeron al rápido descenso de los precios, fue la provisión de petróleo que tenían acumulados los países miembros de la OCDE.

Como se recordará, en 1986 la Agencia Internacional de Energía diseñó un plan de emergencia contra eventuales riesgos de desabastecimiento de la oferta petrolera. Al momento de estallar el conflicto entre Kuwait e Irak, el total de stocks de emergencia mantenidos por los países de la OCDE eran de aproximadamente 2 billones de barriles, lo cual era más que suficiente para garantizar por 90 días el suministro de petróleo. Estados Unidos tuvo un papel preponderante en este programa de acumulación de stocks; el gobierno de este país había almacenado para entonces, 587 millones de barriles de petróleo en su reserva estratégica (ver la sección STOCKS).

Otro de los motivos por los cuales las consecuencias de esta tercera alza del petróleo no tuvieron el mismo nivel de repercusiones que las dos anteriores durante la década del setenta, se debió fundamentalmente a los importantes progresos realizados especialmente por los países industrializados en el ahorro de consumo de energía, en particular del petróleo. Por ejemplo, en 1988 los 24 países miembros de la OCDE en su conjunto necesitaban para producir un billón de dólares de su producto bruto interno un 40% menos de petróleo que en 1973.

En este mismo período la cantidad de energía (incluido el petróleo) requerido para producir una unidad de PBI también disminuyó sustantivamente: del 24% para el promedio del conjunto de los países de la OCDE; 23% para Alemania Occidental, 26% en Estados Unidos y 30% en Japón.

Asimismo, la menor participación del petróleo en la utilización de recursos energéticos en 1990 fue otro de los factores que determinaron una menor repercusión del incremento del precio del petróleo de 1990.

Finalmente, la situación económica internacional atravesaba una estabilidad relativa, los índices inflacionarios a nivel mundial habían sido reducidos considerablemente y se observaba un crecimiento económico relativamente sostenido.

Por este conjunto de razones, finalizada la guerra Irak – Kuwait en 1991, los precios del petróleo continuaron su tendencia a la baja hasta el segundo shock de baja de 1998.

Período de estabilidad de precios (1991 – 1997) y el inicio del debate ambiental

Desde el inicio de este período y hasta fines de 1997, los límites de producción fijados por la OPEP se mantuvieron relativamente estables y oscilaron alrededor de los 24 millones de barriles diarios.

Del mismo modo, los precios también se mantuvieron relativamente estables, hecho que desestimuló parcialmente el dinamismo con el que se venían realizando los programas de sustitución del petróleo por fuentes energéticas alternativas. Como se mencionó anteriormente, este proceso de desestímulo empezó a producirse desde 1986, cuando los precios del petróleo experimentaron la caída más severa desde que se fundó la OPEP.

Los países como Estados Unidos, empezaron a importar más petróleo, y las inversiones en nuevas perforaciones en el mar del norte y otras regiones con costos altos, especialmente en las actividades de “upstream” no registraron los mismos índices de actividad que las registradas luego de la primera alza del petróleo en la década de los setenta. Los recursos para financiar proyectos de energía solar, energéticos renovables y tecnologías nucleares avanzadas experimentaron algunas reducciones.

Según el Instituto Americano del Petróleo, Estados Unidos era a mediados de la década de los noventa más dependiente que hace 25 años del mercado internacional del petróleo como fuente primaria de recursos energéticos. Hace 50 años, este país era autosuficiente en petróleo y un importante exportador de gas. Actualmente, importa más de la mitad de su petróleo y el 15% del gas natural. Otro dato importante según la Agencia Internacional de Energía, es que de 1949 a 1998, la población de Estados Unidos aumentó en un 82% mientras que su consumo de energía aumentó en un 194%.

Un hecho importante que se produjo durante este período de la década de los noventa fue el surgimiento del debate en torno al tema ambiental y las observaciones a los inconvenientes que significaban las excesivas tasas de impuestos a los combustibles que ya por entonces se aplicaban especialmente en los países industrializados pertenecientes a la actual Unión Europea. Los miembros de la Organización consideraban que durante tres décadas, los consumidores europeos ya habían sido gravados con impuestos suficientemente altos – que en algunos casos significaban más del triple de los precios del petróleo crudo – como para añadir más impuestos aunque estos fueran con fines ambientales.

Según los gobiernos de la OPEP, la aplicación de dichos impuestos, sumados a los ya existentes, colocaba al petróleo en una situación de desventaja frente a otras fuentes energéticas, hecho que podría afectar negativamente el crecimiento de la economía mundial.

Estos hechos dieron lugar a que se produjeran encuentros ministeriales entre los miembros de la OPEP y los de los Países Productores de Petróleo Independientes (IPEC). En 1992, el objetivo de llevar una posición conjunta de ambas organizaciones respecto del tema del medio ambiente a la Conferencia de las Naciones Unidas en Medio Ambiente y Desarrollo (UNCED) que se desarrolló en Río de Janeiro en junio de ese año, fue el tema que convocó a ambas organizaciones.

En dicho encuentro conjunto, los países recomendaron realizar mayores investigaciones tendientes a establecer con mayor precisión el alcance científico de las causas y efectos potenciales del cambio climático. Se consideró que las medidas propuestas por los países industrializados en esta materia no habían sido suficientemente estimadas, y en cualquier caso, se estaban dejando de lado las consideraciones sobre los efectos que éstas pudieran tener en las economías de los países subdesarrollados, especialmente en los exportadores de petróleo.

Al año siguiente, en abril de 1993, se produjo nuevamente un encuentro ministerial entre ambos grupos de países. Ya entonces, el eje de la convocatoria fue la incertidumbre que en el largo plazo se vislumbraba en el mercado energético como consecuencia del continuo incremento de impuestos en los países industrializados, los cuales – consideraban – tendrían en el futuro un efecto desestabilizador en el mercado de petróleo.

En diciembre de 1997 se firmó el Protocolo de Kyoto en el marco de la Convención de Cambio Climático de las Naciones Unidas. Las medidas fiscales que se comprometieron adoptar algunos países en este Protocolo, constituyeron según las autoridades de la OPEP, un mecanismo fundamentalmente destinado a incrementar los ingresos de los gobiernos que lo apliquen, aprovechando la preocupación de la población por la conservación ambiental.

La OPEP ha expresado en repetidas oportunidades su preocupación en torno al impacto en el bienestar económico y social en los países en vías de desarrollo que tendrán las posibles leyes que deriven de las negociaciones internacionales. El sesgo natural de las negociaciones en contra de los combustibles fósiles tendrá efectos adversos sobre los países productores de crudo. La demanda por petróleo se reducirá automáticamente al introducir en gran escala medidas de cambio climático, con las consecuencias adversas que ello tendría sobre el mercado petrolero internacional.

Según el Centre for Global Energy Studies (CGES), la demanda de hidrocarburos por parte de los países miembros de la OCDE crecerá de 43,2 millones de barriles diarios en 1997 a 52,5 en el 2010 y sin embargo, para cumplir con el Protocolo de Kyoto sería necesario reducir la demanda de esos 43,2 millones a 33,3 millones. De acuerdo con el CGES, sería necesario que los precios del crudo se triplicaran con objeto de inhibir fuertemente su consumo y estar en condiciones de cumplir a cabalidad con los objetivos de Kyoto.

El resurgimiento de la concertación en la OPEP

La segunda caída de precios (1998) y reconcentración de la industria

En noviembre de 1997, en la Conferencia de Jakarta, Indonesia, los miembros de la OPEP tomaron una decisión que fue más adelante evaluada como errónea: incrementar en dos y medio millones de barriles diarios su límite de producción, ante una situación coyuntural de aumento de la demanda de petróleo. Aquella decisión no tomó adecuadamente en consideración que meses antes, se había iniciado una crisis financiera en el sudeste asiático.

El conjunto de circunstancias mencionadas anteriormente ocasionó una drástica caída del crecimiento económico de la mayoría de los países del sudeste asiático, región que presenta las más altas tasas de incremento en las importaciones de petróleo. Ello a su vez determinó una importante reducción de la demanda de petróleo en un contexto de sobreoferta del mismo, que coincidió además con una menor demanda a la usual debido al invierno templado en el hemisferio norte en dicho año.

Este conjunto de hechos impulsó el descenso de precios que los llevaron en 1998 a niveles cercanos a los 10 dólares por barril, similares a los registrados en 1986. Sin embargo, esta reducción de los precios del crudo en el mercado internacional no se reflejó en los precios finales al consumidor en los productos refinados, ya que éstos no variaron significativamente, y en el caso de la gasolina permanecieron prácticamente invariables. Ello se debe a los altos niveles de impuestos indirectos, principalmente en los países industrializados, que distorsionan las señales de precios y desincentivan el consumo cuando éste podría haber aumentado debido a los bajos precios del crudo.

La disminución de precios del petróleo tuvo importantes repercusiones, no sólo para los países de la OPEP, que vieron disminuidos en 1998 el promedio de sus ingresos por exportaciones de petróleo en un 35% con respecto a 1997 sino también para la industria petrolera, especialmente aquellas con importantes actividades upstream (ver Anexo I – GRAFICO 1). Además de originar una disminución de sus ganancias, estas empresas vieron afectados el valor de sus acciones.

El colapso de los precios del petróleo durante 1998 tuvo como consecuencia una caída en los niveles de exploración e inversión, así como en los beneficios de las compañías petroleras más importantes. En dicho año, el nivel de las cotizaciones petroleras fue inferior, en términos reales, al nivel registrado durante 1973.

Con el fin de paliar los efectos de la crisis, las empresas petroleras multinacionales profundizaron medidas como la creciente tendencia a fusionarse, lo cual les permitiría aumentar la productividad, compartir conocimiento y tecnología y reducir costos. Estas medidas venían realizándose con anterioridad, ya que las empresas petroleras buscaban incrementar el valor de sus acciones que habían sido relegadas por los inversionistas a favor de las empresas tecnológicas.

De acuerdo con información de Petroleum Intelligence Weekly (PIW), las fusiones entre importantes compañías petroleras traerían consigo cambios significativos en la jerarquía establecida en la industria petrolera mundial. Las empresas privadas están desplazando a las grandes corporaciones estatales y otros competidores. De esa manera, dichas compañías están recuperando el terreno perdido tras la ola de nacionalizaciones en la industria petrolera mundial de los años setenta.

LAS CUATRO MAYORES EMPRESAS PETROLERAS PRIVADAS DEL MUNDO

	VENTAS ANUALES Millones de dólares	RESERVAS DE PETROLEO Millones de barriles
EXXON/MOBIL	244.300	11.260
ROYAL DUTCH/SHELL	160.000	8.775
BP AMOCO	116.900	7.572
CHEVRON TEXACO	95.000	8.260

FUENTE: Shell Annual Review 2004

Por otro lado, los países de la OPEP, en un escenario de bajos precios del petróleo, se volvieron nuevamente atractivos para la inversión extranjera. En este marco, las compañías petroleras nacionales de estos países, iniciaron un proceso de apertura tendiente a conformar alianzas estratégicas con compañías multinacionales, como fue el caso de Shell y Texaco con Saudi ARAMCO, Petróleos Mexicanos (PEMEX) con Shell, y Petróleos de Venezuela (PDVSA) con Texaco. Nigeria e Indonesia, pero también Argelia, Irán, Libia, y otros importantes productores de petróleo no pertenecientes a la OPEP, se abrieron a la participación privada en determinadas áreas.

La reducción de la demanda del petróleo y el exceso de oferta en el mercado internacional estimularon a su vez una creciente acumulación de inventarios que los llevaron a los más altos niveles históricos. Precisamente, esta excesiva acumulación de inventarios fue otro de los factores que empezaron a presentar problemas debido a que se hacía necesario encontrar nuevos lugares de almacenamiento para las nuevas entregas.

Es importante destacar la previsión hecha por el Centro Árabe de Estudios Petroleros con sede en París, que pronosticó un aumento de los precios internacionales del petróleo en el mediano plazo, debido al incremento que se produciría en las necesidades energéticas mundiales. Afirmaba que los bajos niveles de precios frenaron las inversiones petroleras obstaculizando el desarrollo de nueva capacidad que sería necesaria en el futuro.

En cambio, por la misma época, en enero de 1999, la Administración de Información de Energía de Estados Unidos, pronosticaba erradamente que los precios internacionales del petróleo aumentarían de los 9,25 dólares registrados a fines de 1998 hasta niveles alrededor de 13 dólares por barril hacia diciembre de 1999. Asimismo, proyectaba un precio de 14 dólares por barril a fines del año 2000, cifras que difieren sustantivamente de las que efectivamente se registraron.

Nueva fase de cooperación en los países productores de petróleo

Las enormes pérdidas que la reducción de precios del petróleo ocasionó en los ingresos de los países de la OPEP y de los exportadores de petróleo fuera de la organización, dieron lugar a un resurgimiento de los esfuerzos de concertación para reducir las cuotas de producción, a partir del segundo trimestre de 1998. Las coordinaciones se realizaron en el marco de lo que podría denominarse una nueva era en las relaciones de cooperación entre la OPEP y los países productores de petróleo fuera de la organización.

Después de la inconveniente decisión de la OPEP de incrementar su cuota de producción en 2,5 millones de barriles diarios en la Conferencia de Jakarta, los países miembros y algunos productores independientes como México y Omán, iniciaron un proceso de recortes en sus cuotas de producción durante 1998. Los países no miembros de la OPEP se comprometieron a reducir su producción en 500.000 barriles diarios.

En efecto, en junio de 1998, establecieron que a partir de dicha fecha y por el plazo de un año retirarían del mercado 3,1 millones de barriles diarios de su producción, de los cuales 2,6 millones correspondían a la producción de la OPEP y el resto a la de México, Omán y Rusia. Sin embargo, durante 1998, los precios no consiguieron recuperarse. La profundización de la crisis en el sudeste asiático, y su extensión posterior a Rusia y a Brasil, imprimieron una disminución en la demanda del petróleo, y los inventarios continuaron registrando niveles muy altos.

El estancamiento de los precios del petróleo determinó que en marzo de 1999 los países de la OPEP conjuntamente con otros productores independientes realizaran un recorte adicional equivalente a 1,7 millones de barriles diarios en el marco de la Conferencia realizada en La Haya.

El elevado nivel de cumplimiento con posterioridad a este acuerdo contribuyó de manera decisiva a la disminución de la producción mundial de crudo y en consecuencia, al incremento de los precios de algunos de los crudos marcadores. Pero la tendencia alcista en el precio del petróleo no sólo se vio determinada por el alto grado de cumplimiento de las cuotas y por la restricción adicional de la oferta petrolera sino por el inicio de un incremento en la demanda del petróleo.

La demanda de hidrocarburos por parte de los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) durante los primeros cuatro meses de 1999 alcanzó los 75,6 millones de barriles diarios, lo cual significó un aumento de 900 millones de barriles con respecto al mismo periodo del año anterior. Asimismo, se inició el proceso de recuperación en los países del sudeste asiático, que empezaron a registrar nuevamente tasas de crecimiento en sus economías, las cuales se tradujeron un incremento de la demanda de petróleo.

Es importante destacar que según la Agencia Internacional de Energía (A.I.E.) los mercados emergentes representan cerca del 40% de la demanda de petróleo mundial, frente al 26% a principios de los años setenta, cuando tuvo lugar el primer shock del petróleo.

Estos hechos a su vez dieron lugar a un cambio en el comportamiento de los precios en el mercado de futuros que empezó a dar señales de una disminución en los incentivos para acumular inventarios. Al cambiar la estructura de precios, y producirse una de backwardation (ver la sección STOCKS), se hizo más redituable comprar petróleo a futuro y hacer uso de los inventarios almacenados. Este cambio en la estructura del mercado de futuros, indicaba una muestra considerable de confianza por parte del mercado especulativo. La recuperación económica, y el inicio del consumo de inventarios dieron lugar a un constante incremento de los precios durante el resto de 1999.

Para enero de 2000 las preocupaciones eran totalmente opuestas a las vigentes el año anterior. A principios de 1999, el barril de petróleo cayó a menos de diez dólares, un precio que no se registraba desde hacía 25 años, mientras que en febrero de 2000 ya había superado los 30 dólares, también una cifra sin precedentes en casi una década.

En el ámbito internacional, la preocupación por las repercusiones de los bajos precios del petróleo fue reemplazada por la creciente preocupación del alto nivel de los mismos. De los esfuerzos de coordinación para recortar la producción y a través de ello estimular el precio, se empezó a considerar la posibilidad de aumentar la producción para reducirlos.

En este nuevo contexto, los países industrializados empezaron a ejercer presiones sobre la OPEP tendientes a que la organización incrementara su producción.

Sin embargo, el incremento de la producción de la OPEP para frenar la tendencia alcista del crudo, que llevó al Brent hasta 32 dólares, no tuvo un resultado eficaz. El alza "enfrió" el mercado una semana, pero luego las cotizaciones continuaron incrementándose.

En el marco de la 110ma. Reunión extraordinaria de la Conferencia de Ministros de la OPEP realizada bajo la presión alcista de los precios, se decidió elevar nuevamente la cuota de su producción a 25,40 millones de barriles diarios. Sin embargo, ninguno de los dos incrementos en la producción de petróleo realizada por la OPEP pudo detener la tendencia alcista en los precios del petróleo, ni tampoco la reducción de los niveles de inventarios, que cayeron a su nivel más bajo desde 1976.

La persistencia de los altos precios del petróleo generó un clima de tensión creciente entre los países industrializados y los miembros de la OPEP, en momentos de los preparativos de la II Cumbre de Jefes de Estado y Gobierno de la OPEP. Tanto el Secretario de Energía de Estados Unidos como la comisaria de Transporte y Energía de la Unión Europea expresaron su preocupación y solicitaron a la OPEP un incremento de su producción para frenar la tendencia alcista del precio.

La respuesta de la OPEP se centró en el hecho que los altos precios no dependían de la organización, y que tanto la Unión Europa y el gobierno norteamericano realizaban propuestas que partían de una concepción equivocada del problema. La OPEP ha señalado en reiteradas oportunidades que los precios no están altos porque la producción de petróleo sea baja sino por otros factores que trascienden el margen de acción de la OPEP.

La OPEP ha propuesto como una manera de bajar los precios de los combustibles que los ciudadanos de los países afectados, especialmente de la Unión Europea, presionen a sus gobiernos para que reduzcan los impuestos con los que gravan esos productos, y que en muchos casos representaban más del 50 por ciento del costo final.

El presidente de turno de la OPEP ha señalado que “la organización está dispuesta a continuar aumentando su capacidad de producción si fuese necesario para estabilizar los precios”, pero al mismo tiempo ha señalado que “la extracción no se puede aumentar indefinidamente, es decir, que hay un límite. Precisamente, la cuestión de la capacidad de producción es algo que preocupa al mercado”. Se sabe que sólo tres de los 11 países de la OPEP tienen esa capacidad.

La Conferencia de Ministros de la OPEP, días antes de realizarse la II Cumbre de Jefes de Estado y de Gobierno de la organización en Caracas, hizo un tercer intento por reducir los precios del petróleo, al aumentar la producción en 800.000 barriles diarios. Sin embargo, este último aumento no tuvo ninguna repercusión en el mercado debido a que el monto al que la OPEP se comprometió a colocar en el mercado ya estaba siendo comercializado.

El gobierno norteamericano autorizó el uso limitado por 300 millones de dólares de la Reserva Estratégica de petróleo de Estados Unidos, en un intento por contener la tendencia alcista de los precios del petróleo.

Sin embargo, la mayoría de analistas coincidieron desde el primer día en que el efecto de la medida de Estados Unidos sería sólo temporal. En efecto, luego de que la OPEP amenazó con recortar su producción si los precios se desplomaban por la iniciativa norteamericana y que los países de la Unión Europea no lograron consenso necesario para utilizar sus reservas estratégicas, los precios continuaron en los mismos niveles. El criterio que prevaleció al interior de la Unión Europea para no hacer uso de sus reservas estratégicas, fue que “las reservas de crudo son para emergencias y no para controlar el precio”.

En estas circunstancias se realizó la II Cumbre de Jefes de Estado y Gobierno de la OPEP en Caracas. Mientras el G-7 reclamaba desde Praga para que la OPEP siga aumentando su producción – los tres aumentos por un total de 3,2 millones de barriles diarios no lograron reducir el precio del crudo – desde Caracas la OPEP solicitó al grupo de los siete países más desarrollados que tome sus propias medidas para frenar la escalada de los precios.

Uno de los hechos importantes destinados a estabilizar el precio del petróleo se trata de un mecanismo que establece una banda de fluctuación de entre 22 y 28 dólares para fijar el precio del barril de petróleo de la canasta de siete crudos de la OPEP. Los ministros se comprometieron a aumentar la producción de petróleo en medio millón de barriles cuando el precio promedio del barril de petróleo de la canasta de la OPEP supere los 28 dólares durante 20 días consecutivos. Asimismo, se establece que los productores reducirían también su oferta en 500.000 barriles diarios si la cotización desciende por debajo de los 22 dólares durante 20 días seguidos.

Este mecanismo dio lugar al cuarto incremento de la producción petrolera por parte de la OPEP en 500.000 barriles diarios, con lo cual la producción diaria de la organización se elevó a 26,7 millones de barriles diarios. Sin embargo, ninguno de los cuatro aumentos en la cuota de producción de la OPEP realizados durante los últimos meses tuvo una repercusión inmediata significativa en la disminución de los precios.

A pesar del incremento de los precios, la Conferencia de Ministros de la OPEP decidió no incrementar nuevamente sus cuotas de producción y suprimió el mecanismo de revisión automática de la producción. En adelante, según los directivos de la organización, el mecanismo de bandas dejaría de ser automático y se instrumentaría por decisión del cártel y no del mercado.

A diferencia de las crisis de 1973-74 y 1979-80, el drástico incremento de los precios del petróleo desde junio de 1999, difícilmente hubiera podido afectar de forma significativa el crecimiento de la economía mundial, contrariamente a lo que sucedió durante las crisis energéticas mencionadas (ver Anexo III – THE WORLD MUST LIVE WITH HIGH OIL PRICES). La economía mundial, especialmente los países industrializados, es ahora mucho menos dependiente del petróleo de lo que era hace dos décadas.

Sin embargo, actualmente la demanda sigue creciendo. En el 2005 se está demandando un 3% más de petróleo crudo que en el 2004. La OPEP sigue aumentando su producción. A partir del 1 de julio aumentó 500.000 barriles diarios y otros 500.000 más si los precios siguen rondando los USD 60 por barril. Oficialmente, la cuota de bombeo de los países miembros asciende a 28 millones de barriles diarios, pero en la práctica se están entregando unos 30 millones.

El problema radica, según la OPEP, en que las refinerías están operando al 97% de su capacidad aproximadamente, por lo que habría aquí un cuello de botella muy importante. Esta es la razón por la cual Arabia Saudita, el único productor del grupo con una capacidad de producción adicional significativa, está reacio ante la posibilidad de llevar más crudo a las refinerías porque considera que su capacidad trabaja al límite.

8 - Argentina

Nuestro país cuenta con innumerables recursos energéticos. Tenemos cuantiosas reservas de petróleo y gas natural, ríos caudalosos con potencialidad para generar energía hidroeléctrica y tierras patagónicas muy ventosas ideales para la generación de energía eólica.

La Argentina es uno de los productores y consumidores de energía más importantes de Latinoamérica. Supo ser un exportador neto de energía, sobre todo a Brasil y a Chile. Tal como se ha expuesto, esta situación se está revirtiendo con la actual crisis energética donde es necesario importar gas y algunos productos derivados del petróleo para satisfacer el consumo interno.

El Estado argentino ha decidido no regular en el sentido formal de la palabra al mercado petrolero local. En la actualidad, sólo existen tres decretos que proveen un insuficiente marco legal a la actividad. El tratamiento por parte del Congreso Nacional de la ley Nacional de Hidrocarburos es constantemente pospuesta.

Desde la reforma constitucional de 1994, las provincias son las que detentan la "propiedad" de las reservas energéticas del subsuelo y son ellas las que pueden decidir ceder la explotación de las reservas en manos privadas a cambio de las famosas regalías petroleras. Es mucho el dinero que la industria tributa al fisco a través de impuestos directos (Regalías, Impuesto a la Transferencia de Combustibles, Retenciones a las exportaciones, etc.) e impuestos indirectos (Impuesto al Valor Agregado, Impuesto a las Ganancias, Ingresos Brutos, etc.)

Existe también una ausencia de política energética nacional. La crisis política, económica y social por la que atravesó el país hacia fines del año 2001 y principios del 2002 desencadenó en un colapso sin precedentes, quebrando las reglas de juego económicas vigentes durante la mayor parte de la década del '90, básicamente con la salida del régimen de paridad monetaria entre el peso argentino y el dólar estadounidense mediante la derogación de la ley 23.928, popularmente conocida como "ley de convertibilidad". Dejada atrás ya la igualdad nominal entre el peso y el dólar, nuestra moneda sufrió en pocos meses una devaluación de su valor que llegó hasta el 300%. En este mismo período, la cotización internacional del petróleo crudo se incrementó en promedio un 120%.

Este conjunto de variables trajo como consecuencia un desfasaje enorme para la industria: precios congelados en pesos, insumos en dólares, retenciones a las exportaciones, impuestos distorsivos, rentabilidad nula o negativa, etc.

La primer consecuencia de esta situación fue una fuerte desaceleración en los niveles de inversión en todo lo referido a la exploración, producción, transporte y comercialización de petróleo, gas y sus derivados.

Como se ha dicho más arriba, la Argentina mayormente autoabastece sus necesidades de petróleo crudo y de gas natural. En la actualidad, el país tiene reservas probadas de petróleo crudo para 8 años y de gas para 10 años con este nivel de demanda.

También como hemos dicho más arriba, esta situación puede cambiar. La salida de la convertibilidad, la pesificación asimétrica y el congelamiento de tarifas ha provocado que no sea económicamente atractivo invertir los cientos de millones de dólares que la industria requiere para descubrir nuevos yacimientos, construir nuevos oleoductos y gasoductos y demás instalaciones necesarias.

También como consecuencia de la distorsión actual del mercado energético local, el Congreso de la Nación ha sancionado en el mes de marzo una ley por la cual se habilita la importación de gasoil sin tributar el Impuesto a la Transferencia de Combustibles (I.T.C.) con el objetivo de cubrir la demanda de la cosecha agrícola.

Una causa por la cual se recurre a esta herramienta es la distorsión impositiva que existe entre combustibles sustitutos: la diferencia de precios entre el GNC y las naftas es alta debido a que el precio del gas para las EE.SS (USD 0,9 por millón de BTU) está regulado y artificialmente bajo además de tributar muy poco ITC. Como consecuencia tenemos una migración de vehículos nafteros hacia el GNC. Paralelamente, por cada barril de petróleo crudo las refinerías producen una proporción de gasoil y otra de naftas sin demasiada elasticidad (ver la sección REFINACION). Dada esta distorsión impositiva, las refinerías trabajan para cumplir con la demanda de gasoil sufriendo un gran excedente de naftas que se exportan (con retenciones), pero en situaciones en las que la demanda se dispara deben recurrir a la importación a precios internacionales más altos que los del mercado interno (aún sin impuestos según la nueva ley del Congreso).

Como consecuencia de toda esta situación, el país está comenzando a pagar costos económicos muy altos ya que importa gas más caro de lo que exporta, importa a precios internacionales fuel oil para la generación de energía eléctrica (siendo mucho menos eficiente que la generación a gas), importa gasoil a precios internacionales para abastecer al campo dejando de percibir el ITC y permite que el parque automotor se convierta al GNC, combustible que casi no tributa este impuesto.

El Gobierno obligó a las empresas del sector a mantener congelados los precios, lo cuál condujo a un aumento dramático en la demanda energética superando ampliamente el aumento en la oferta.

La crisis energética amenazó sofocar la incipiente recuperación económica de la Argentina y tensó seriamente las relaciones del país con Chile. El golpe de efecto elegido por el Gobierno Nacional fue la creación de una nueva compañía estatal de energía (Enarsa) y el otorgamiento de incentivos para una mayor inversión en infraestructura en actividades de upstream y downstream, obviamente en asociación con Enarsa.

Petróleo

Con alrededor 2,7 mil millones barriles de reservas probadas de petróleo, la Argentina es un jugador medio en el mercado de petróleo latinoamericano. Después de alcanzar en 1998 un nivel de producción de 916.000 barriles por el día (b/d), la producción petrolífera ha declinado constantemente. Sin embargo, en 2004, el país seguía siendo el cuarto productor de petróleo más grande de Sudamérica con 692.600 b/d por detrás de Venezuela, México y Brasil. La Argentina consumió 397.000 b/d de petróleo en 2004, con exportaciones netas de 295.600 b/d (ver Anexo I – GRAFICO 11). Las exportaciones de petróleo de la Argentina van sobre todo a Chile y a Brasil.

Upstream

En 1999, la compañía petrolera española Repsol adquirió Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), la compañía petrolera antes propiedad del Estado. Repsol-YPF domina en el país tanto las actividades de exploración y producción petrolífera como las de refinación y comercialización aunque el sector está legalmente abierto al sector privado. En 2004, Repsol-YPF (8va petrolera a nivel mundial) concentró cerca del 43% de la producción petrolífera de la Argentina con 296.290 barriles diarios. Otras de las principales compañías productoras de petróleo en Argentina son PanAmerican Energy (101.123 b/d), Petrobras Energía (70.453 b/d) y Chevron San Jorge (61.798 b/d). De un total de 39 compañías que han producido durante el 2004, estas cuatro representan el 76% de la producción total de petróleo de la Argentina.

Las dos principales cuencas on-shore productoras del país extraen el 82% del petróleo producido en la Argentina: la Cuenca Neuquina, en el oeste del país abarcando las provincias de Neuquén, Río Negro, Mendoza y La Pampa; y la Cuenca del Golfo San Jorge, en el sureste abarcando Chubut y Santa Cruz. Otras cuencas importantes son la Cuyana (Mendoza), la Austral (Santa Cruz, Tierra del Fuego y territorio nacional) y la del Noroeste (Jujuy y Salta). En el anexo (ver anexo I – Cuadro 1) se listan las cuencas, las áreas de producción y las provincias a las que pertenecen.

Fuera de estas zonas ya establecidas, ha habido interés considerable en explorar recursos costa afuera. En 2004, Petrobras Energía adquiriría una licencia de explorar los bloques CAA-1 y CAA-8. Casi cada compañía petrolera activa en la Argentina tiene planes para desarrollar campos off-shore en el centro-este y en la zona de Tierra del Fuego.

Sin embargo, la propiedad de las zonas off-shore pertenecen al Estado Nacional y la exploración y explotación de las mismas en sus zonas no concesionadas fueron cedidas por ley a Enarsa, la cuál tendrá control sobre todas las nuevas concesiones costa afuera.

En la Argentina predominan las siguientes clases de petróleo conforme al tipo de hidrocarburos que predominan:

- Petróleo de base asfáltica
Estos petróleos son negros, viscosos y de elevada densidad (0,95 g/ml). En la destilación primaria producen poca nafta y abundante fuel oil, quedando asfalto como residuo. Estos petróleos se extraen del flanco sur del golfo San Jorge (Chubut y Santa Cruz) y son ricos en compuestos cíclicos como el ciclopentano y el ciclohexano y en hidrocarburos aromáticos como el benceno y sus derivados.
- Petróleo de base parafínica
De color claro, fluidos y de baja densidad (0,75-0,85 g/ml). Son producidos en la cuenca Cuyana (Mendoza) y en la del Noroeste (Salta) y de ellos se extraen una mayor proporción de naftas, kerosene y bases para lubricantes.
- Petróleo de base mixta
Tienen características y rendimientos comprendidos entre las otras dos variedades. Aunque sin ser iguales entre sí, son producidos en la cuenca del Golfo San Jorge (Comodoro Rivadavia, Chubut) y Neuquina (Plaza Huinca, Neuquén).

Downstream

Repsol-YPF domina las actividades de downstream en la Argentina, contando con alrededor de la mitad de la capacidad de refinación total del petróleo crudo del país de 625.000 b/d. Otras compañías con capacidad de refinación significativa incluyen a Shell (110.000 b/d) y Esso (85.000 b/d).

Los tres oleoductos más importantes de la Argentina comienzan en Puerto Hernández en la cuenca neuquina. Dos de ellos son de transporte doméstico, transportando el crudo hacia el norte a la refinería de Lujan de Cuyo cerca de Mendoza (Repsol YPF) y hacia el este a Puerto Rosales en el Atlántico. El tercero, el Trasandino, es el único oleoducto internacional de la Argentina con una extensión de 430 kilómetros y una capacidad de transporte de 115.000 b/d, subiendo los Andes y llegando a una refinería en Chile. La Argentina también provee a Paraguay y Uruguay de petróleo crudo vía buques petroleros y/o camiones.

Gas Natural

La Argentina es el tercer país en cuanto a reservas probadas de gas natural en Latinoamérica, ascendiendo a aproximadamente 21 trillones de pies cúbicos (Tcf). La producción de gas natural en la Argentina aumentó constantemente durante la década pasada, con el país sobrepasando a México en el año 2000 y alcanzando el primer lugar como productor latinoamericano. Sin embargo, la producción del gas natural comenzó a declinar a partir de la crisis económica del 2002, una declinación que continuó durante 2003 y 2004. El consumo de gas natural de la Argentina ha aumentado anualmente durante la última década y ahora es la fuente de combustible predominante del país, contabilizando el 45% de consumo de energía primaria en 2002 (ver Anexo I – GRAFICO 12). La Argentina también exporta el gas natural a sus vecinos, principalmente a Chile e importa desde Bolivia.

La crisis energética que comenzó a manifestarse en el 2004 se centró principalmente alrededor de la industria del gas natural. Tal como se explicara más arriba, el Gobierno pesificó y congeló los precios en el mercado interno, perdiendo así toda relación con los precios del mercado internacional. Esto derivó en un incremento muy fuerte en el uso del gas natural, excediendo la capacidad local de producción y oferta.

Actualmente, la Argentina importa gas desde Bolivia a precios internacionales. Simplemente a modo de ejemplo, detallo a continuación los precios actualmente vigentes del gas natural:

- Los consumidores domiciliarios pagamos una tarifa de gas correspondiente a USD 0,6 por millón de BTU
- Las estaciones de servicio GNC y las pequeñas y medianas industrias (consumos mensuales menores a los 9.000 m³) pagan una tarifa correspondiente a USD 0,9 por millón de BTU. Debo aclarar que el 31 de octubre de este año se liberará este corredor tarifario por lo que estas compañías deberán negociar directamente con los productores una nueva tarifa a boca de pozo. Se estima que la misma estará en torno a USD 2 por millón de BTU
- Las grandes empresas con consumos mensuales mayores a los 9.000 m³ pagan una tarifa correspondiente a USD 1,4 por millón de BTU
- Argentina exporta gas a Chile en virtud de acuerdos comerciales por los que cobra un equivalente a USD 1,6 por millón de BTU
- Argentina importa gas desde Bolivia y paga por ello un equivalente a USD 1,9 por millón de BTU

A su vez y como consecuencia de la falta de gas, el país ya desde el año pasado importa fuel oil para la generación de energía eléctrica en centrales térmicas. El pasado viernes 29 de abril el Ministro de Planificación Federal Julio De Vido confirmó desde Venezuela la importación de 1.600.000 toneladas de fuel oil a precio internacional, precio bastante superior al del mercado local.

Upstream

La cuenca neuquina, la austral, y las del noroeste contienen las reservas probadas más grandes del gas natural de la Argentina. En 2004, la cuenca neuquina contó con el 47% de las reservas probadas del gas natural del país y concentró cerca del 65% de producción del gas natural. Las reservas probadas de la Argentina podrían aumentar sustancialmente en el futuro dado que se han explorado solamente 5 de 19 cuencas en el país.

La Argentina comenzó a desregular la producción del gas natural en 1989 como parte de la privatización de YPF, empresa que conserva una posición dominante en el sector de upstream. Durante los primeros tres cuartos de 2003, Repsol YPF produjo el 33% del gas natural del país, seguido por Total Austral S.A. con el 19%. En 2004, Repsol YPF anunció dos nuevos descubrimientos importantes de gas natural en el Rincón del Mangrullo y los bloques de Piedra Chenque en la cuenca neuquina.

Downstream

Desde la privatización del sistema en 1992, la distribución del gas en la Argentina ha sido dominada por MetroGas S.A., Gas Natural Ban S.A., Camuzzi Gas Pampeana S.A., y Camuzzi Gas del Sur S.A., todas ellas con accionistas mayoritarios extranjeros.

Dos compañías, Transportadora de Gas del Sur (TGS) y Transportadora de Gas del Norte (TGN), controlan el sistema de transmisión del gas natural de la Argentina.

TGS, empresa a riesgo compartido de Petrobras Energía y Enron, es la compañía de gasoductos más grande de Sudamérica. La compañía entrega cerca del 60% del consumo total del gas natural de la Argentina, principalmente en el área de Buenos Aires. TGS opera el gasoducto San Martín con una extensión de 3,500 kilómetros y un volumen transportado de 1.024 millones de pies cúbicos por día (Mmcf/d), conectando el sur del país con Buenos Aires, así como los gasoductos Neuba I y II.

TGN, cuyos principales accionistas son TecGas N.V., Compañía General de Combustible S.A., y TotalFinaElf Gas Transmission Argentina S.A., opera dos de los principales gasoductos. El primero llamado Norte, con 1.500 kilómetros de longitud y 800 Mmcf/d de volumen transportado, une Campo Duran con la principal planta Compresora en San Jerónimo, y eventualmente alcanzando Buenos Aires. El segundo gasoducto llamado Centro Oeste, con 1.100 kilómetros de extensión y un volumen de 1.180 Mmcf/d, funciona desde el campo de Loma de la Lata en la provincia de Neuquén hasta San Jerónimo.

Uno de los temas que surgió a la luz con la crisis energética del 2004 es la insuficiencia de la red doméstica de transmisión del gas natural de la Argentina para satisfacer el gran aumento de la demanda. Para remediar esta situación, el Gobierno de Argentina introdujo algunas medidas como para promover la inversión en el sistema. Los primeros dos proyectos son la extensión y aumento de un 10% de capacidad del San Martín de TGS por USD 285 millones, y la extensión de las tuberías de Norte de TGN por USD 169 millones.

La Argentina tiene extensos acoplamientos de gasoductos con sus vecinos, especialmente con Chile. Tres en el sur; Tierra del Fuego, Cóndor-Posesión y Patagonia. En el norte, el GasAtacama de 940 kilómetros de extensión y 300 Mmcf/d uniendo Cornejo, Argentina con Mejillones, Chile. Poseído por Endesa y CMS, GasAtacama provee la central eléctrica de Nopel. También en el norte, el gasoducto NorAndino de 250 Mmcf/d corre paralelo a GasAtacama y es operado por Tractebel de Bélgica. En la región central, el GasAndes de 470 kilómetros, 307 Mmcf/d y propiedad de TotalFinaElf, conecta la cuenca neuquina con Santiago de Chile. También en la región central, el Gasoducto del Pacífico conecta Neuquén con Chile central a través de 540 kilómetros con un volumen de 343 Mmcf/d. Siendo sus principales accionista TransCanada (el 30%), El Paso (El 21%), y Gasco (el 20%), Gasoducto del Pacífico provee gas mayormente a distribuidores municipales y a las centrales eléctricas.

Utilizando estas conexiones, la mayor parte de las exportaciones de la Argentina son a Chile. Sin embargo, esta relación está debilitada por la crisis que se inició en el 2004, cuando la Argentina redujo en varias ocasiones las exportaciones de gas natural debido a la escasez para el uso doméstico. La Argentina es la única fuente de suministro de gas natural de Chile por lo que estas interrupciones han creado tensión considerable entre los dos países.

El gasoducto Paraná – Uruguayana de 450 kilómetros de largo y una capacidad de 100 Mmcf/d conecta a Argentina y con Brasil. La tubería proporciona el gas natural a la central eléctrica de 600 MW de AES Brasil. La sección argentina del gasoducto es gerenciado por Transportadora de Gas del Mercosur mientras que la sección brasileña de 25 kilómetros de longitud es gerenciala por Transportadora Sul Brasileira de Gas. Hay planes para construir una extensión 620 kilómetros desde Uruguayana a Porto Alegre, donde la tubería proveería a las centrales térmicas.

En enero de 2003, el gas natural de Argentina comenzó a fluir a Montevideo, Uruguay, a través del gasoducto de 400 kilómetros y 190 Mmcf/d Cruz del Sur (GCDS). El proyecto de GCDS también incluye una concesión que cubre una extensión posible de Uruguay a Porto Alegre. Los socios principales en el proyecto de GCDS son British Gas (40%) y Pan American Energy (30%).

La Argentina importa gas natural desde Bolivia a través del gasoducto Yacimientos Golfo Boliviano con una extensión de 440 kilómetros y una capacidad de transporte de 212 Mmcf/d. La Argentina comenzó a importar el gas natural de Bolivia a partir de la crisis energética del 2004, cosa que no se realizaba desde 1999. Los dos países han firmado acuerdos para continuar el comercio hasta el 2006. Para facilitar estas importaciones crecientes, el gobierno argentino llamó a licitación para la construcción del Gasoducto Noreste Argentino por USD mil millones y una extensión de 1.000 kilómetros.

Carbón

La Argentina tiene recursos muy limitados de carbón, sin ser este un componente importante en la mezcla de combustibles del país. Con solamente 474 millones de toneladas (Mmst) de reservas de carbón, el país produjo 0,23 Mmst y consumió 1,4 Mmst en 2004. Hay una cuenca carbonífera pequeña en Río Turbio. Las importaciones vienen de Australia, los Estados Unidos, y Sudáfrica.

Electricidad

La Argentina tiene el tercer mercado eléctrico más grande de América latina, establecido sobre la base de la hidroelectricidad y del gas natural para aprovisionar de combustible al sector de la generación de electricidad. El país tenía 28 millones de kilovatios de capacidad instalada de generación, de la cuál el 57% se basa en combustibles fósiles (sobre todo gas natural), el 39% hidroeléctrica y el 4% restante nuclear. Dentro de lo que es la generación térmica, lo más eficiente en términos de costo es la generación por ciclo combinado o a gas. Se estima que el costo de generación por cada MW por ciclo combinado es un tercio al costo de generación a partir del fuel oil.

La demanda ha crecido constantemente desde 1991, el derrumbamiento económico de 2001-2002 causó sin embargo una declinación temporal en la producción y el consumo de electricidad. La Argentina también negocia electricidad con los países vecinos.

Estructura del Mercado

Las funciones de generación, transmisión y distribución están abiertas al sector privado, pero hay restricciones en la propiedad dentro de la cadena de valor de la industria. Compañías independientes y otras gubernamentales se encargan de la generación en un mercado bastante libre y competitivo. El sector de la distribución está naturalmente más regulado, con tres compañías encargadas de la distribución primaria (Edenor, Edesur y Edelap) que controlan el mercado. Opuestamente a los sectores de generación y distribución, la Compañía Nacional de Transporte Energético de Alta Tensión (Transener) controla la transmisión de electricidad, poseyendo y operando la Red Eléctrica Nacional según los términos de un acuerdo de licencia por 95 años vigente desde 1993.

Hidroelectricidad

La hidroelectricidad desempeña un papel importante en el sector de energía de la Argentina. La represa hidroeléctrica de Yacyreta, con sus 4.400 megavatios (MW) de capacidad instalada, es la central eléctrica más grande de la Argentina. En 2002, la planta de Yacyreta produjo el 16% de la producción total de la electricidad del país. Argentina y Paraguay comparten la propiedad y la electricidad generada uniformemente, por lo que Paraguay exporta a la Argentina gran parte de su cuota de electricidad. Salto Grande es otro proyecto binacional de 1.890 MW, poseído por los gobiernos de la Argentina y de Uruguay.

El país tiene el potencial de ampliar perceptiblemente su capacidad de generación hidroeléctrica, dado que hasta ahora solamente se ha explotado el 22% del potencial hidroeléctrico del país. Sin embargo, las inversiones se direccionan mayormente hacia la generación por gas dado que el gobierno mantiene congelado el precio del gas natural.

Energía Atómica

La Argentina tiene actualmente dos plantas de energía atómica en operación: Atucha I con una potencia instalada de 357 MW y Embalse con otros 648 MW. Nucleoeléctrica de Argentina S.A. opera ambas plantas. Además, la planta de 745 MW de Atucha II está bajo construcción aunque los trabajos están parados desde 1994. Desde entonces, el gobierno ha fracasado en su intento de privatizar las dos instalaciones existentes. Sin embargo, en diciembre de 2003 se anunció que el Gobierno Nacional invertirá USD 300 millones para terminar el proyecto, con fecha prevista para 2008.

Resumen energético

- Reservas Probadas de Petróleo (01/01/2005): 2,6 mil millones barriles
- Producción de Petróleo (2004): 692.600 barriles por el día (b/d)
- Consumo de Petróleo (2004): 397.000 b/d
- Exportaciones netas de Petróleo (2004): 295.600 b/d
- Reservas de Gas Natural (01/01/2005): 21,6 trillones de pies cúbicos (Tcf)
- Producción de Gas Natural (2004): 1,28 Tcf
- Consumo de Gas Natural (2004): 1,37 Tcf
- Importaciones netas de Gas Natural (2004): 0,09 Tcf
- Reservas de Carbón (2004): 474 millones de toneladas (Mmst)
- Producción de Carbón (2004): 0,23 Mmst
- Consumo de Carbón (2004): 1,4 Mmst
- Capacidad de Generación Eléctrica (2004): 27,1 millones de kilovatios
- Consumo de Electricidad (2004): 86,7 mil millones kilovatios/hora (Bkwh)
- Producción de Eléctrica (2004): 81,4 Bkwh
- Consumo Total de Energía (2004): 2,5 cuatrillones de BTU * (0,6% de consumo mundial)

- Consumo Total de Energía per cápita (2004): 64,9 millones de BTU (Estados Unidos 339,1 millones de BTU)
- Share Consumo Total de Energía (2004): Gas Natural (45,3%), Petróleo (35,0%), Hidroeléctrico (14,6%), Nuclear (2,6%), Carbón (1,3%), Renovable (0,3%)
- Principales productores de petróleo y gas natural: Repsol-YPF, Pan American Energy, Petrobras Energía, ChevronTexaco, TotalFinaElf, Sipetrol, Tecpetrol, y Pluspetrol.
- Refinerías más importantes (capacidad): YPF La Plata (189.000 b/d), Shell Buenos Aires (110.000 b/d), YPF Luján de Cuyo (106.000 b/d), Esso Campana (84.500 b/d), Refinería San Lorenzo (37.600 b/d), Refinor - Campo Duran (32.000 b/d)

* La estadística del consumo total de energía incluye petróleo, gas natural, carbón, hidroeléctrica, nuclear, geotérmica, solar, eólica, energía eléctrica de madera y de la basura.

9 – Conclusión final

El petróleo es quizás el recurso natural más importante en función de su importancia económica, política y social. Este hidrocarburo fósil ha ocupado en el último siglo un lugar preponderante en la escena mundial siendo considerado como un recurso estratégico. El acceso a las reservas de petróleo ha generado innumerables conflictos internacionales y ha marcado gran parte de las agendas diplomáticas.

La teoría sobre los precios del petróleo más aceptada es la que sostiene que éstos convergen al costo marginal. Los precios del petróleo deberían elevarse gradualmente para dar cuenta del costo marginal creciente de producción, a medida que las cuencas, áreas y pozos menos costosos se van agotando y la industria va necesitando desarrollar, constantemente, reservas más costosas. Las reservas de petróleo no son solo un concepto cuantitativo: difieren en calidad, que está determinada por su accesibilidad, el tamaño del yacimiento y los costos relacionados. Desde esta perspectiva, los precios del petróleo en última instancia deberían elevarse hacia el nivel del costo de los sustitutos, a medida que el agotamiento va alcanzando prospectos de baja calidad, con correcciones para los mejoramientos técnicos que reducen los costos y los nuevos descubrimientos que incrementan la base del recurso. Los volúmenes tienden a la baja, los precios tienden a la suba.

Esta teoría de precios se ve contradicha por características macroeconómicas de la industria petrolera y por el marco político. Múltiples factores contribuyen a explicar este notable estado de cosas que parece ir contra el sentido mismo de la teoría económica. Las condiciones requeridas para que se dé un mercado petrolero competitivo no existen en ninguna parte del mundo.

Si bien los niveles de reservas de petróleo crudo siguen en niveles aceptables como para abastecernos durante las próximas décadas, no debemos olvidar que gran parte de las necesidades energéticas mundiales se satisfacen con petróleo o alguno de sus productos derivados y que todos ellos son recursos agotables. Cambiar el paradigma energético actual no será sencillo, barato ni tomará poco tiempo.

La industria petrolera invierte anualmente miles de millones de dólares en cada uno de los eslabones de la cadena de valor y sigue generando enormes avances tecnológicos que ayudan o facilitan la extracción del petróleo, su procesamiento y refinación y su comercialización a los mercados consumidores, adecuándose a la cada vez mayor exigencia en términos ambientales que imponen los distintos gobiernos nacionales y el Protocolo de Kyoto.

Durante las últimas semanas, el precio spot del WTI ha venido superando los USD 60 por barril, superando ampliamente su valor con respecto a su cotización un año atrás. Por el lado de la demanda, China continúa con su crecimiento vertiginoso, absorbiendo una cantidad cada vez mayor de petróleo lo que transforma al país asiático en el segundo importador mundial de petróleo crudo detrás de los Estados Unidos. De acuerdo al último informe del Banco Mundial, parte del incremento de los precios promedios para 2005 es consecuencia de una mayor demanda china para atender las necesidades de diesel para la cobertura a sus centrales eléctricas como consecuencia de su déficit energético crónico. Mientras tanto, las tasas de crecimiento de la economía global siguen subiendo en forma sostenida.

La OPEP por su lado sigue aumentando su producción, superando actualmente los 30 millones de barriles diarios. Sin embargo y a pesar de niveles internacionales de stocks altos, el precio del barril no logra bajar a niveles más deseables.

La demanda es alta, la oferta la acompaña al igual que los niveles de stocks, ¿por qué entonces el precio sigue subiendo? Bien, no se trata de una pregunta de fácil respuesta, menos aún si intentamos mirar hacia el futuro y tratar de prever lo que sucederá.

Desde el punto de vista de los países importadores, la oferta internacional no siguió de cerca el aumento del consumo. Las necesidades globales habrían aumentado en una mayor escala de lo que lo ha hecho la oferta. Lo cierto y preocupante de este punto de vista es que la OPEP se encuentra produciendo a su máxima capacidad, con la única excepción de Arabia Saudita quién aún mantiene una cierta capacidad adicional.

Desde la perspectiva del cártel de productores, estaríamos ante un cuello de botella muy importante en las refinerías. Según la OPEP, éstas se encuentran en la actualidad operando al 97% de su capacidad instalada a la vez que las exigencias ambientales y de calidad de productos refinados de los países importadores sigue aumentando. De esta forma, la oferta de petróleo crudo sería la suficiente como para satisfacer los actuales niveles de demanda pero sin poder ser refinado como para cumplir con las nuevas exigencias ambientales. Lo cierto y preocupante de este punto de vista es que no existe flexibilidad suficiente como para hacer frente y superar este problema en el corto plazo.

Por otro lado y sin abstraernos de los puntos mencionados, debemos tener presente aspectos de política internacional.

El 7 de julio del mundo fue nuevamente castigado con un ataque terrorista en la ciudad de Londres. En esos días, se celebraba en Escocia una nueva cumbre del G-8 con la participación de los Presidentes y Primeros Ministros de los países más poderosos de la Tierra. Un ataque tan cercano al centro mismo del poder político y económico hizo temblar las bolsas de todo el mundo y revivió los temores de la gente. Se adjudica el hecho a la red terrorista islámica Al Qaeda con inocultable vinculación al conflicto de Irak. Los precios mundiales del petróleo remontaron las fuertes bajas que habían registrado en las primeras horas, luego que los operadores calcularan que la caída potencial de la economía tras los atentados parecería ser limitada. El crudo ligero de los Estados Unidos perdió solo USD 0,55 cotizando a USD 60,73 por barril tras haber caído casi USD 5 en medio de la confusión de los atentados. El Brent bajó USD 0,65 a USD 59,25. Básicamente, un atentado en pleno Londres no pudo con la tendencia del precio del petróleo crudo. Algunos economistas están pronosticando que el Euro se seguirá debilitando como consecuencia de la desaceleración de la economía europea producto de los altos precios del petróleo.

Irak sigue siendo un tema sin solucionar. El gobierno interino que asumió luego de la guerra de principios del año pasado no pudo llevar la tranquilidad y estabilidad necesaria. Las últimas elecciones ganadas por los sectores islámicos conservadores no lograron despejar la incertidumbre sobre los niveles de exportaciones de petróleo iraquí. Todo lo contrario. Se dijo en su momento que la prima de riesgo incorporada en el precio del barril derivada de la guerra de Irak era de USD 10 ó 12 dólares. Pasada la guerra y las elecciones el precio de los distintos crudos solo sigue en ascenso.

Para el mercado internacional, Venezuela sigue representando incertidumbre en el suministro global de petróleo crudo. La huelga sufrida en el seno de Petróleos de Venezuela (PDVSA) en 2003 fue solucionada despidiendo a gran parte de su personal técnico por lo que se teme que no se pueda sostener en el tiempo su producción. A esto se suma la poca confianza que el mercado deposita en el presidente Chavez.

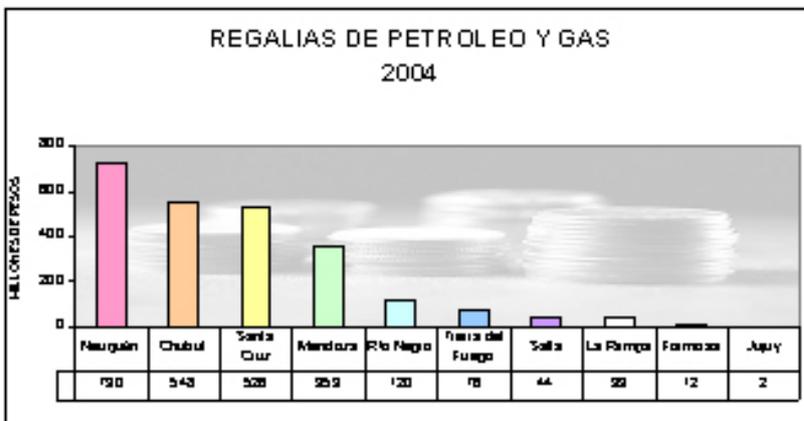
Yukos, la mayor compañía privada de producción de petróleo de Rusia fue acusada y condenada a principios de año por evadir al fisco ruso por USD 20.385 millones. Esta sentencia provocó la paralización de las operaciones de producción, dejando de volcar petróleo al mercado. Estos problemas aún no han sido del todo solucionados mientras que su fundador y mayor accionista Mijaíl Jodorkovsky, que comparte celda con el director financiero de la compañía, negocia vender sus acciones a una petrolera norteamericana.

En la Argentina, la producción de petróleo viene declinando desde 1998 pero aún está muy por arriba del consumo interno que también viene en baja. Estos barriles excedentes son exportados generando grandes ingresos para el fisco nacional quien se está beneficiando del actual nivel del precio internacional del petróleo crudo mediante las retenciones a las exportaciones del 45%.

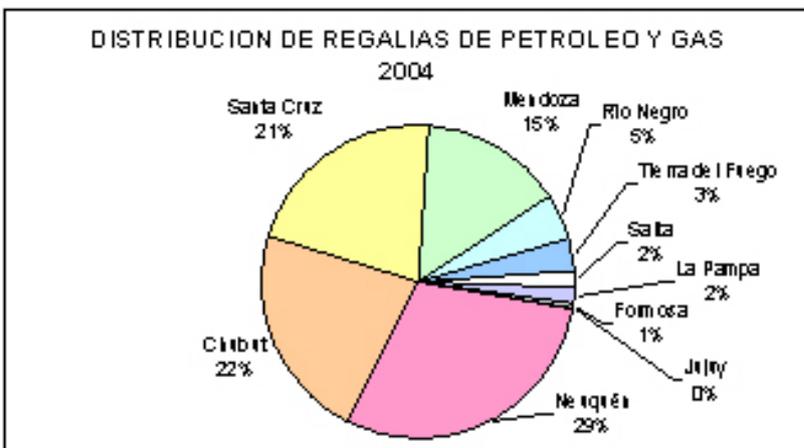
Si bien esto no genera directamente dificultades para la economía, el país es visto como menos atractivo para las inversiones de las compañías petroleras dado que ellas cuentan con mejores oportunidades en otros mercados. Por otro lado, los precios internos de los productos derivados están artificialmente bajos por distintas medidas del gobierno. A esto habría que sumarle la pésima regulación del mercado petrolero local, donde una compañía líder de las actividades de upstream es, al mismo tiempo, líder de las de downstream. Esta integración de actividades le permite a este tipo de compañías consolidar ambos negocios de forma tal de compensar las ganancias generadas en un lado con pérdidas en el otro mientras que el resto de las compañías refinadoras y comercializadoras deben recurrir, al menos en forma parcial, al mercado internacional para abastecerse de petróleo crudo a precios libres.

Por otro lado, las recaudaciones del gobierno nacional y de las distintas provincias productoras se ha incrementado fuertemente desde la devaluación del peso, principalmente producto de las regalías petroleras, las retenciones a las exportaciones de petróleo y gas y la percepción de los impuestos a los

ingresos brutos. Las provincias productoras de petróleo se vieron muy beneficiadas luego de la devaluación de principios de 2002 ya que la variación del tipo de cambio incrementó notoriamente los ingresos en pesos que percibían por estos conceptos. Estos ingresos siguieron subiendo como resultado del alza de los precios internacionales del petróleo. Los ingresos provinciales por regalías fueron en 2001 de \$ 679 millones subiendo en 2004 a los \$ 2.457 millones.



Con los precios de la energía artificialmente bajos, el alto valor del crudo sólo reporta beneficios para la Argentina en el corto plazo pero incuba males mayores para los próximos años. Junio cerró con un precio promedio del petróleo en USD 56,8 por barril luego de alcanzar su máximo histórico. Para la economía argentina, este contexto puede implicar dos escenarios que absorben el impacto de distinta manera a lo largo del tiempo.



En un escenario de corto plazo, el alza del precio resulta beneficiosa para las cuentas fiscales por los mayores ingresos que el aumento proveerá a las cuentas fiscales vía retenciones, lo que permite inferir que en virtud de esos mayores ingresos se aplazarán reformas estructurales pendientes.

En un escenario de largo plazo, la Argentina podría dejar de ser un exportador neto para depender de importaciones para atender la demanda doméstica ante el freno a la inversión que los mayores precios del petróleo y sus beneficios terminan implicando. El aumento de ingresos por exportaciones estimado por analistas privados va de los \$ 1.000 millones a \$ 2.000 millones, dependiendo del nivel promedio de precios en 2005.

En el corto plazo no son todos beneficios. Los problemas de abastecimiento de los subproductos destinados a paliar la emergencia energética podría agravarse, con efectos sobre los subsidios al sector privado para importar fuel oil o gasoil.

En el mediano y largo plazo, las inversiones de exploración, transporte y refinación podrían verse resentidas ya que los precios domésticos, deprimidos artificialmente, juegan un papel fundamental a la hora de las decisiones de inversión. El esquema actual de precios internos desalienta toda inversión en el sector.

Bibliografía consultada

- Abdallah, Kathleen L., "The changing structure of the international oil industry", Energy Policy (1995)
- Alhajji, A. F. and Huettner, David, "OPEP and world crude oil markets from 1960 to 2000: cartel, oligopoly or competitive?", The Energy Journal
- Annual Energy Outlook 2004 (Washington DC: Energy Information Administration)
- Castells, Manuel, "Energía y política internacional", Editorial Dunken, Buenos Aires 1999
- Frankel, Paul H., Essentials of Petroleum, (Boston, MIT, 2003)
- Montamat, Daniel G., "Economía y Petróleo", Organización Editora PV, Buenos Aires, 1995
- Noreng, Oystein, "El poder del petróleo: La política y el mercado del crudo", Editorial El Ateneo, Buenos Aires 2003
- OPEC General Information, 2005
- Roncaglia, Alejandro, "The Internacional Oil Market" Macmillan, Londres 1995
- Wirth, John, "Latin American Oil Companies and the Politics of Energy", McGraw-Hill, New York 1999

<http://www.opec.org>

<http://www.worldenergy.org>

<http://www.stasco.shell.com.uk>

<http://energia.mecon.ar>

<http://www.mecon.gov.ar>

<http://www.indec.mecon.gov.ar>

<http://www.energyinst.org.uk>

<http://www.api-ec.api.org>

<http://www.oilnergy.com>

<http://www.crisisenergetica.org>

<http://www.lanacion.com.ar>

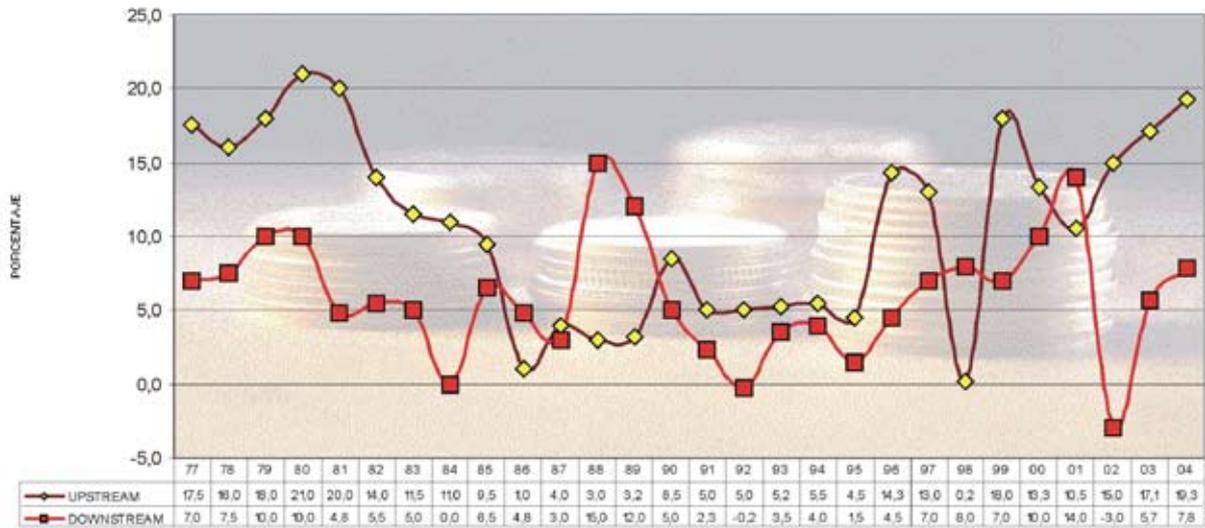
<http://www.clarin.com.ar>

<http://www.urgente24.info>

Anexo I – GRAFICOS

Gráfico 1

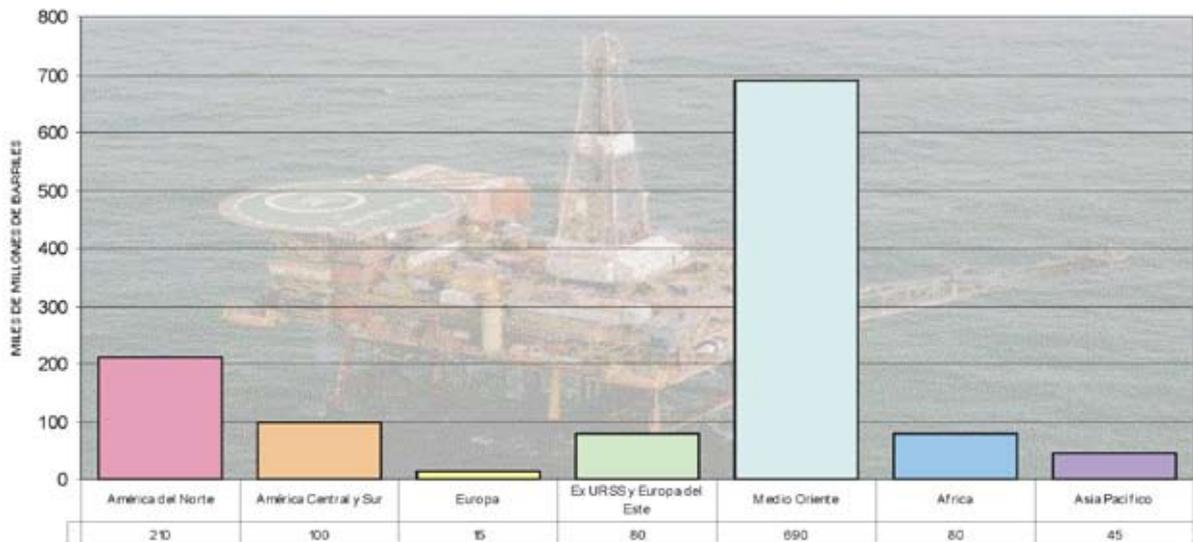
GANANCIAS POR SEGMENTO 1977-2004



Fuente: Shell Annual Review 2004

Gráfico 2

RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO CRUDO POR REGION Enero 2003



Fuente: OILNERGY.COM

Gráfico 3.1

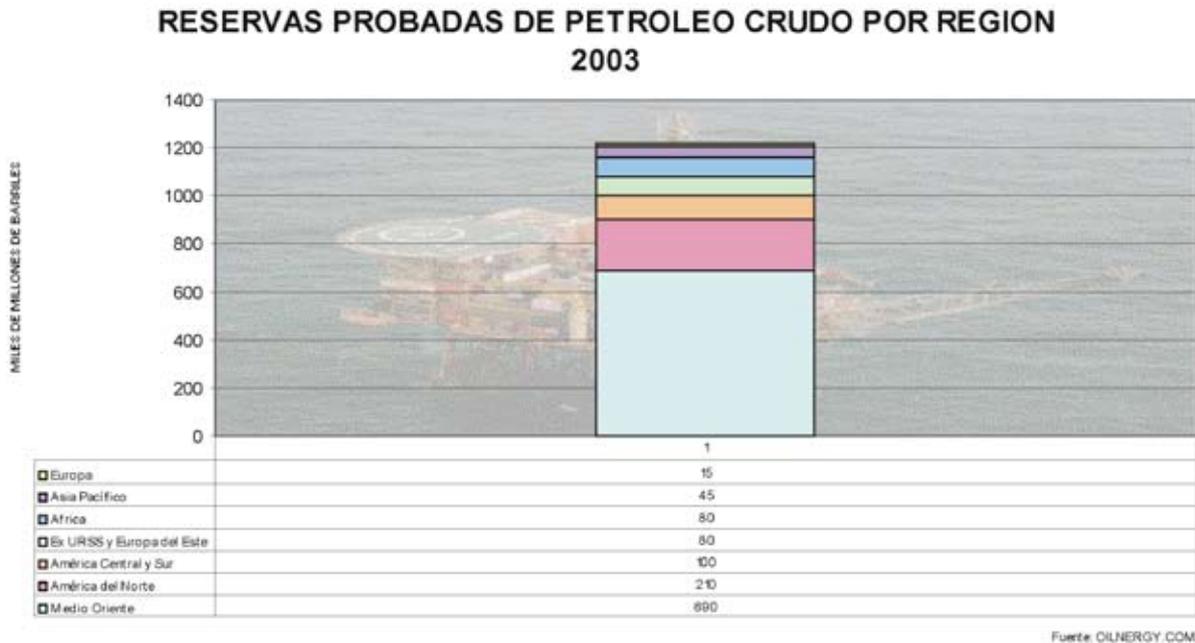


Gráfico 3.2

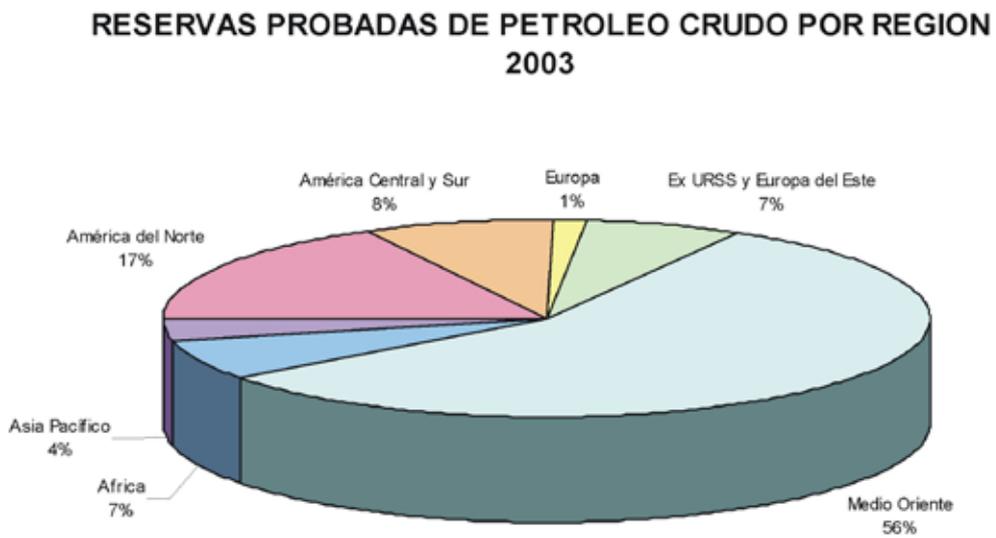
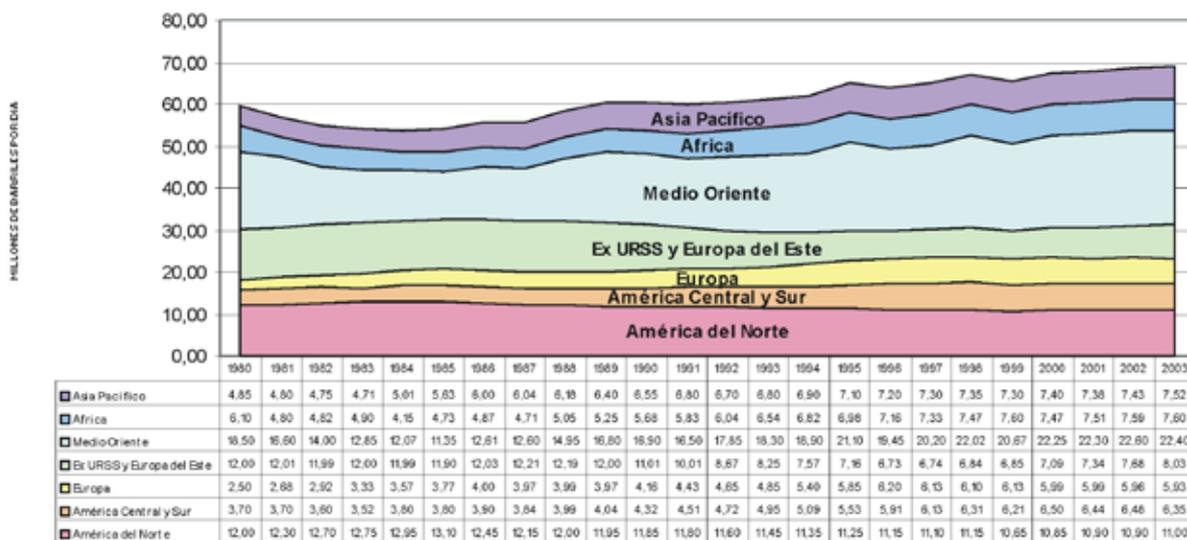


Gráfico 4.1

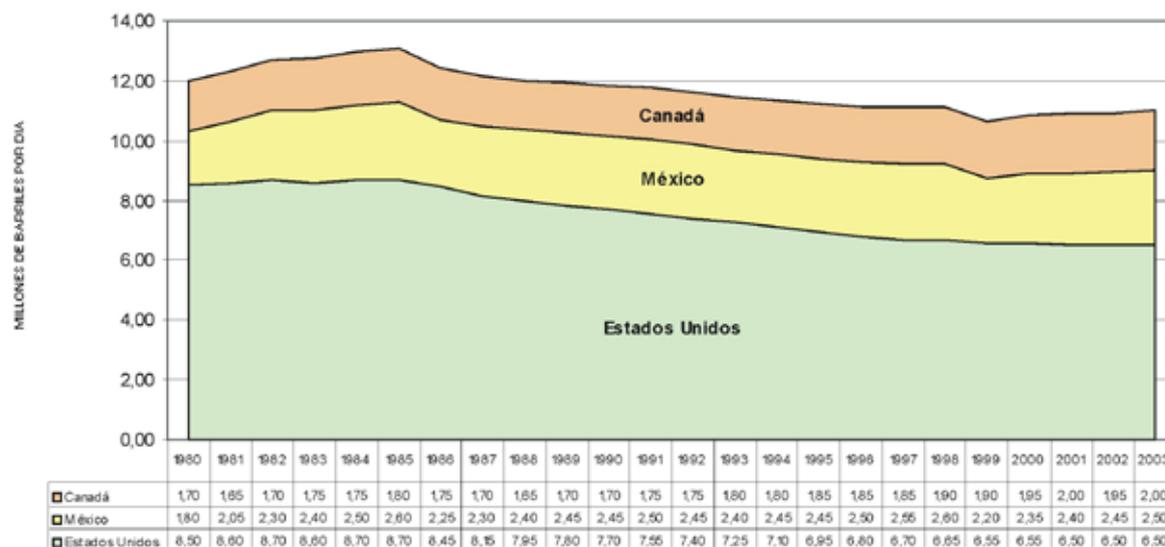
PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO POR REGIONES 1980 - 2003



Fuente: OILNERGY.COM

Gráfico 4.2

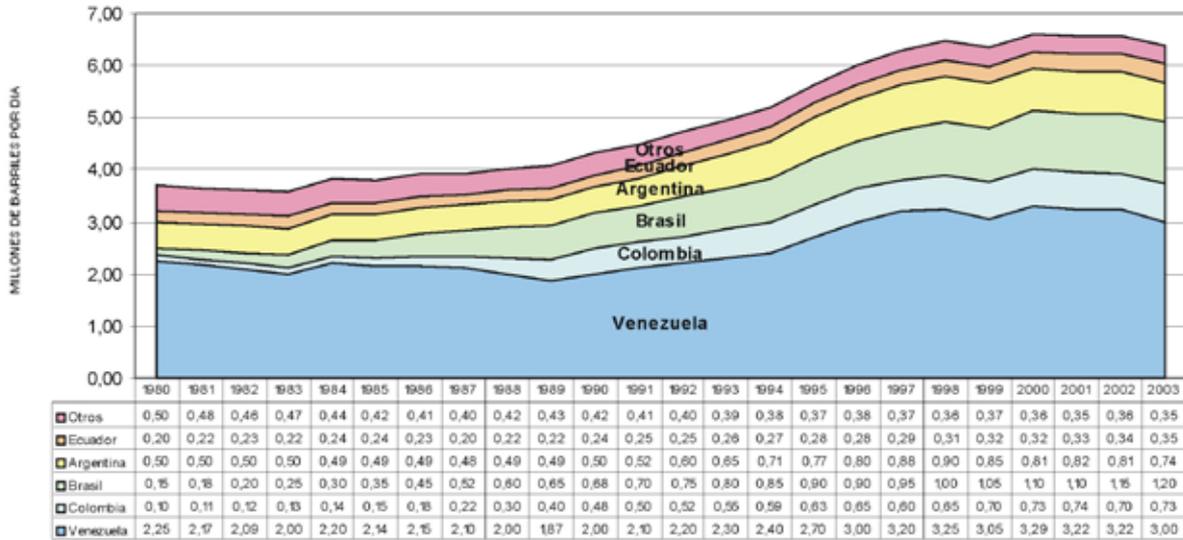
PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO América del Norte



Fuente: OILNERGY.COM

Gráfico 4.3

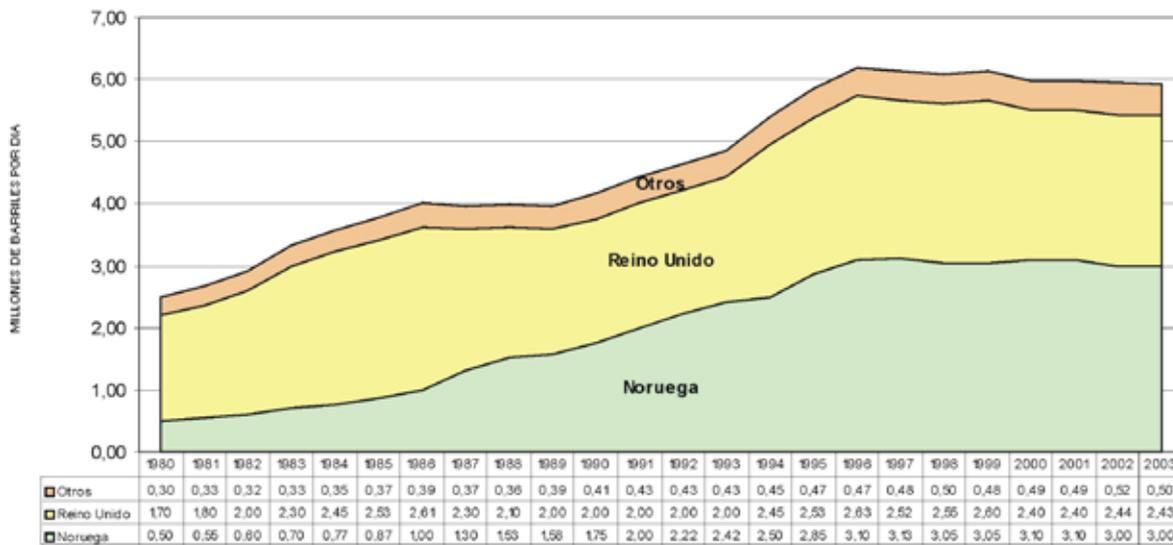
PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO América Central y Sur



Fuente: OILNERGY.COM

Gráfico 4.4

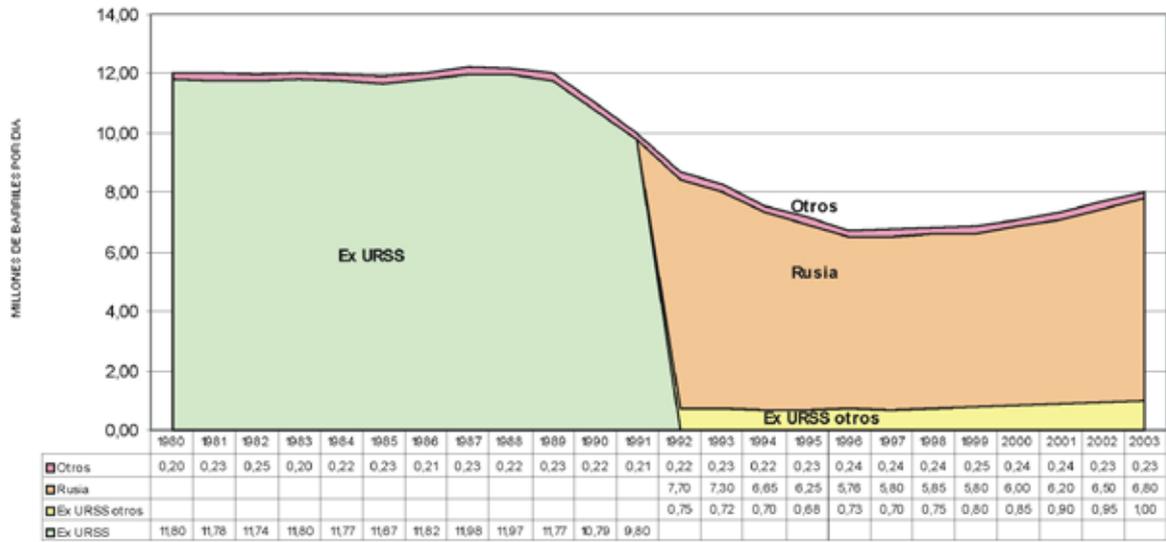
PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO Europa



Fuente: OILNERGY.COM

Gráfico 4.5

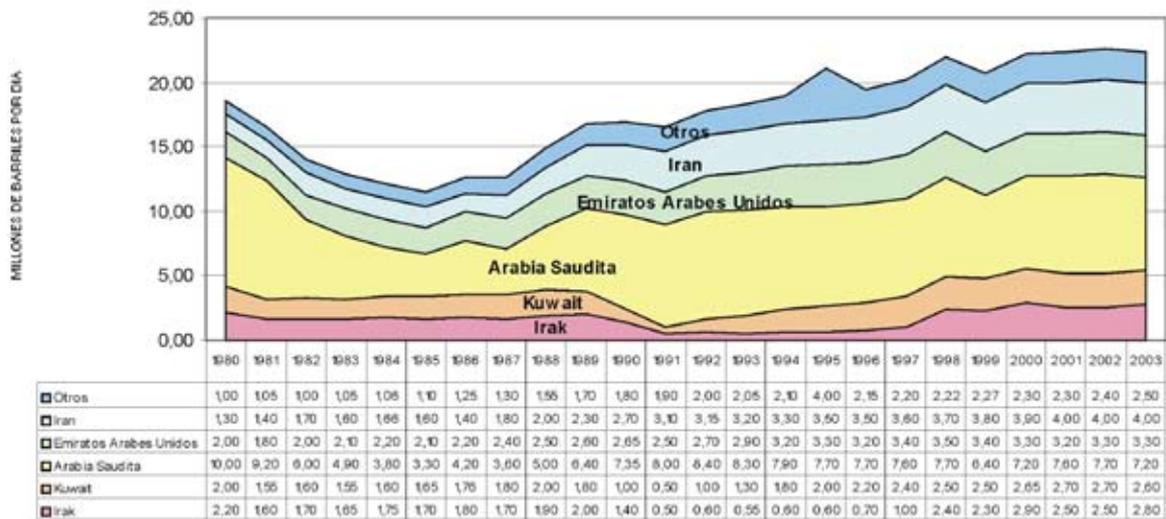
PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO Ex URSS y Europa del Este



Fuente: OILNERGY.COM

Gráfico 4.6

PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO Medio Oriente



Fuente: OILNERGY.COM

Gráfico 4.7

PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO Africa

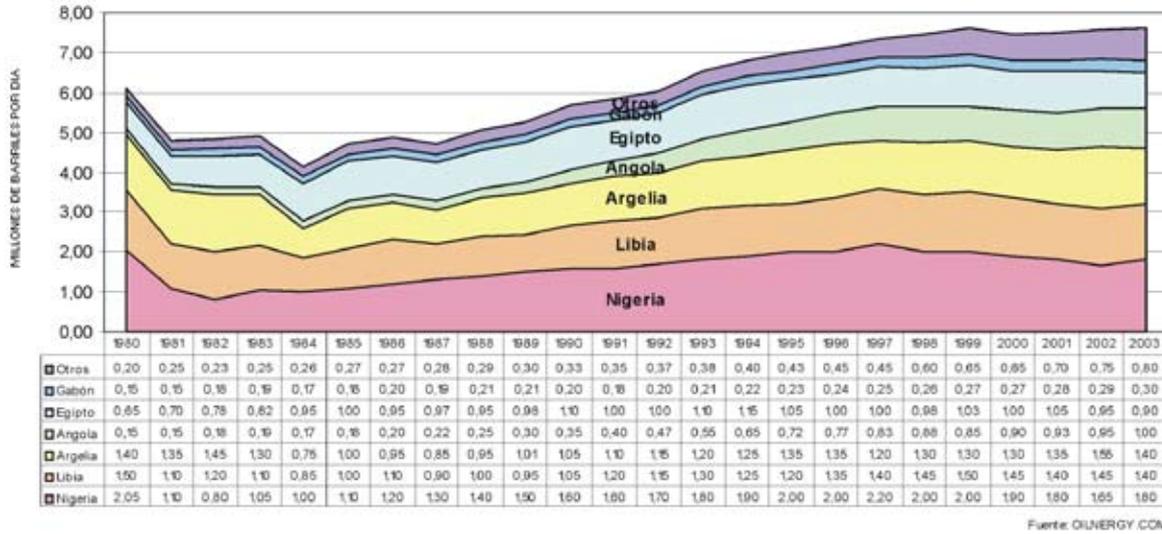


Gráfico 4.8

PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO Sudeste asiático y Oceanía

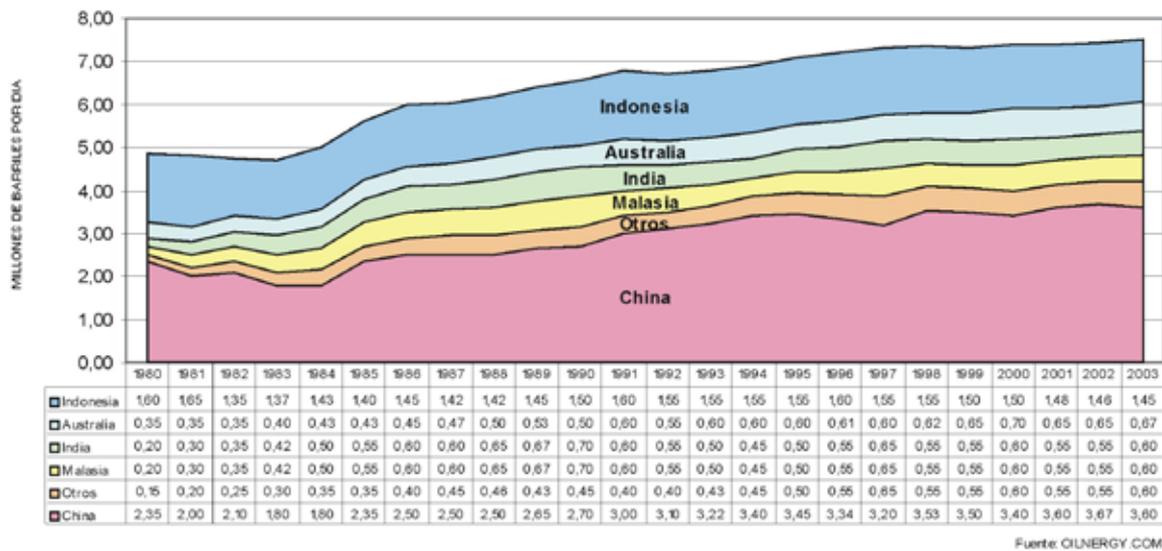


Gráfico 4.9

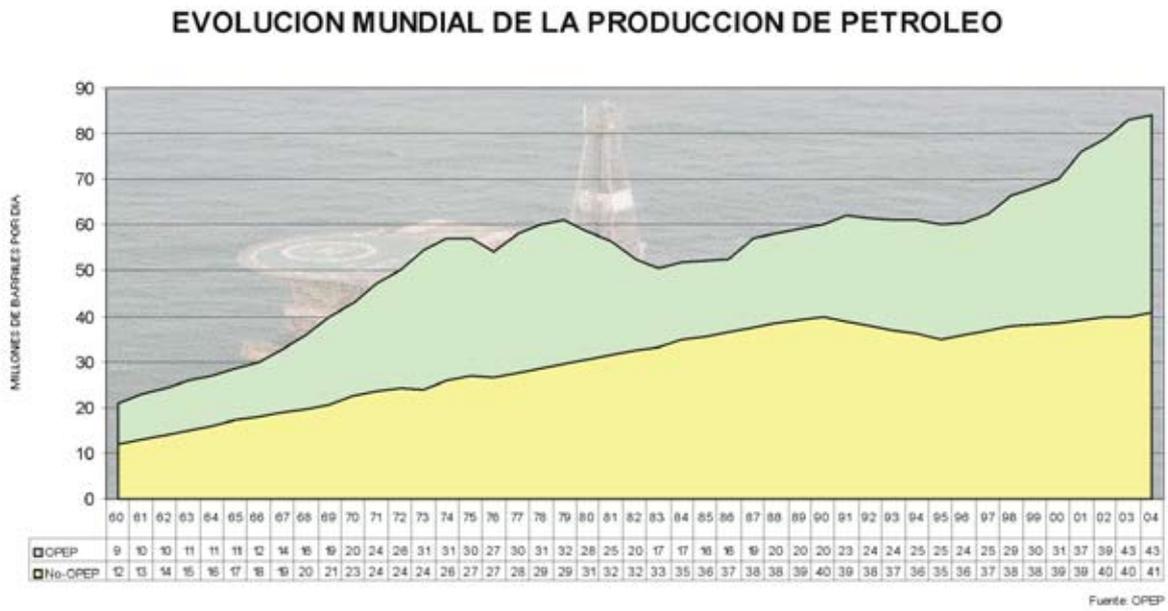


Gráfico 5

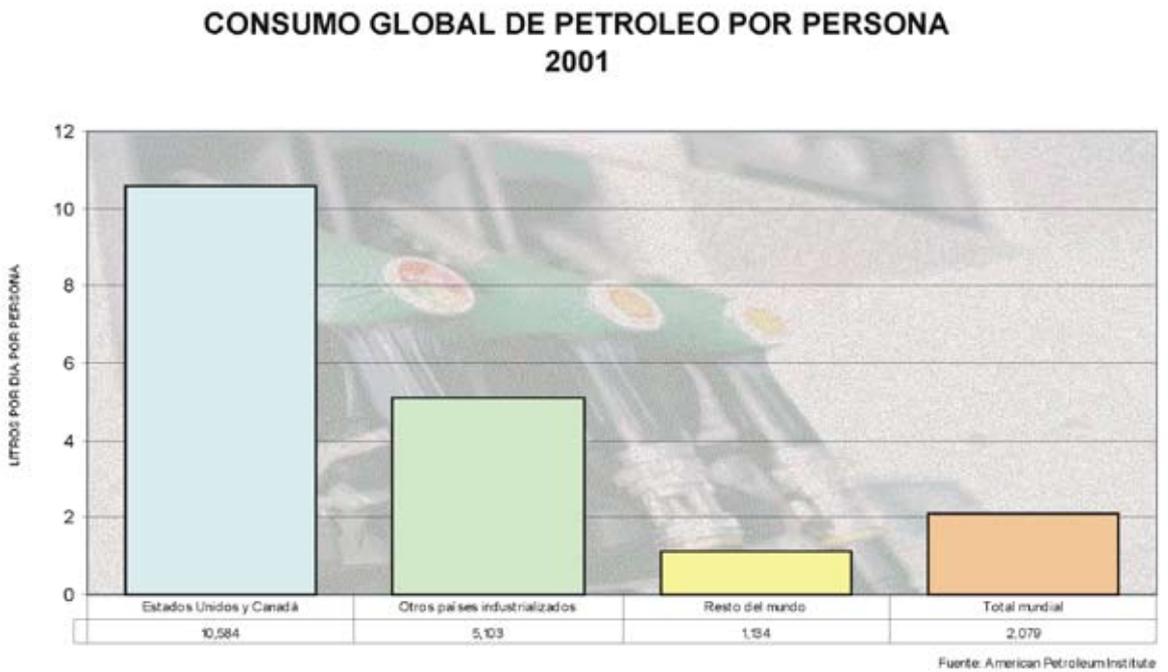
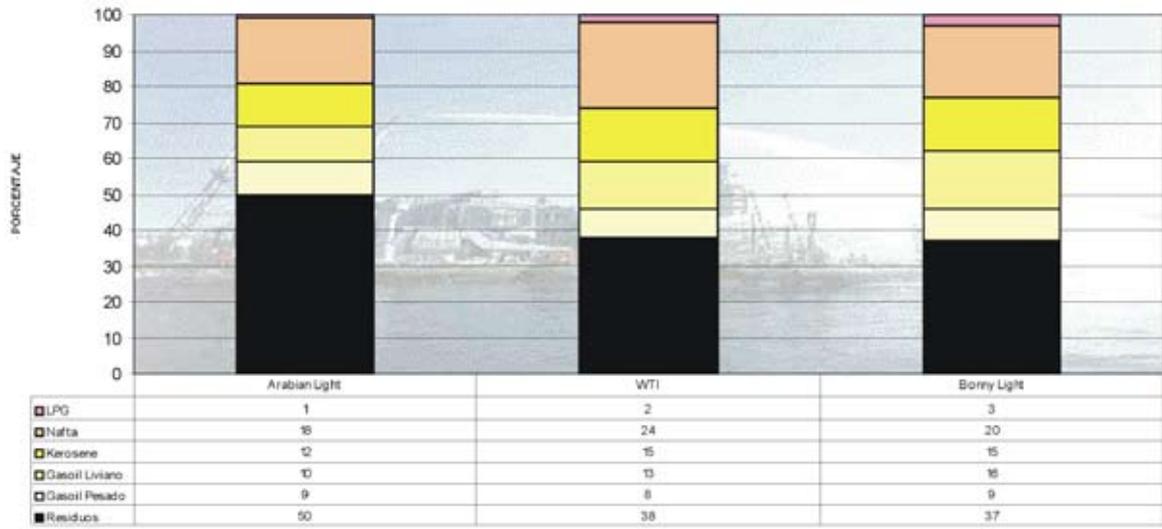


Gráfico 6

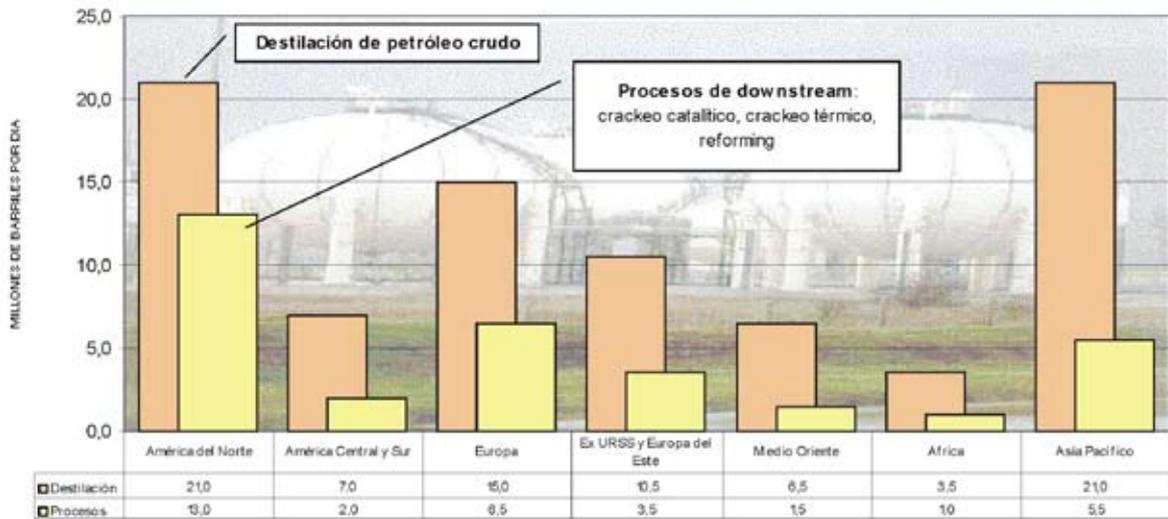
REFINACION DE PRODUCTOS POR DESTILACION SIMPLE



Fuente: WORLDENERGY.ORG

Gráfico 7

CAPACIDAD GLOBAL DE REFINACION 2003



Fuente: WORLDENERGY.ORG

Gráfico 8

COTIZACION HISTORICA WTI - Spot prices

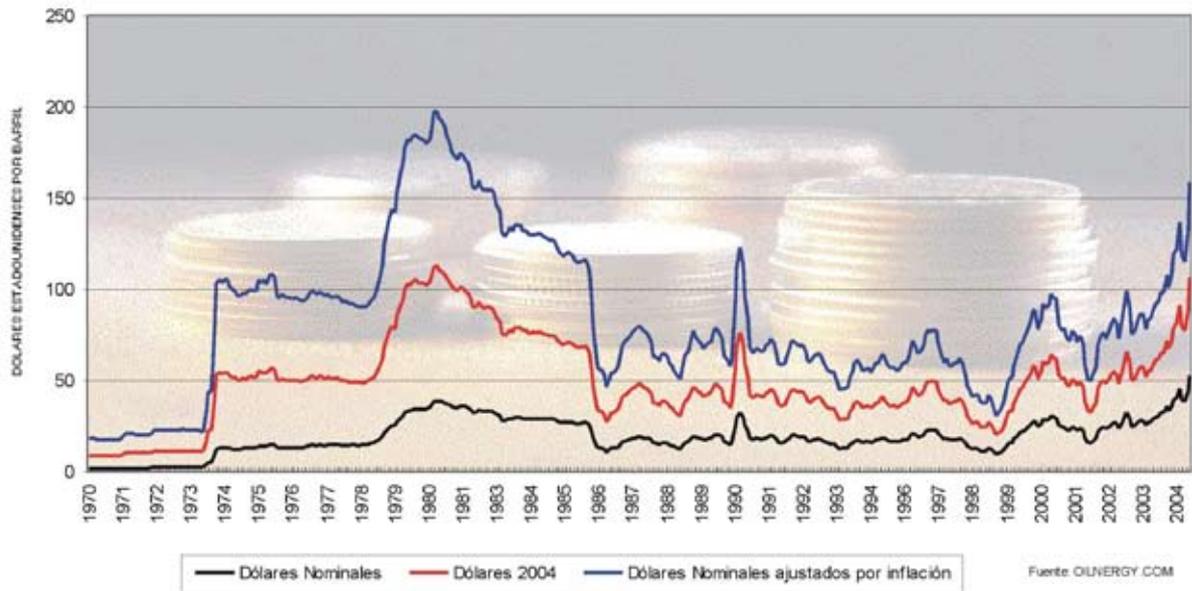


Gráfico 9

PRECIOS HISTORICOS DE CRUDOS REPRESENTATIVOS



Gráfico 10

SPOT PRICES - WTI vs BRENT

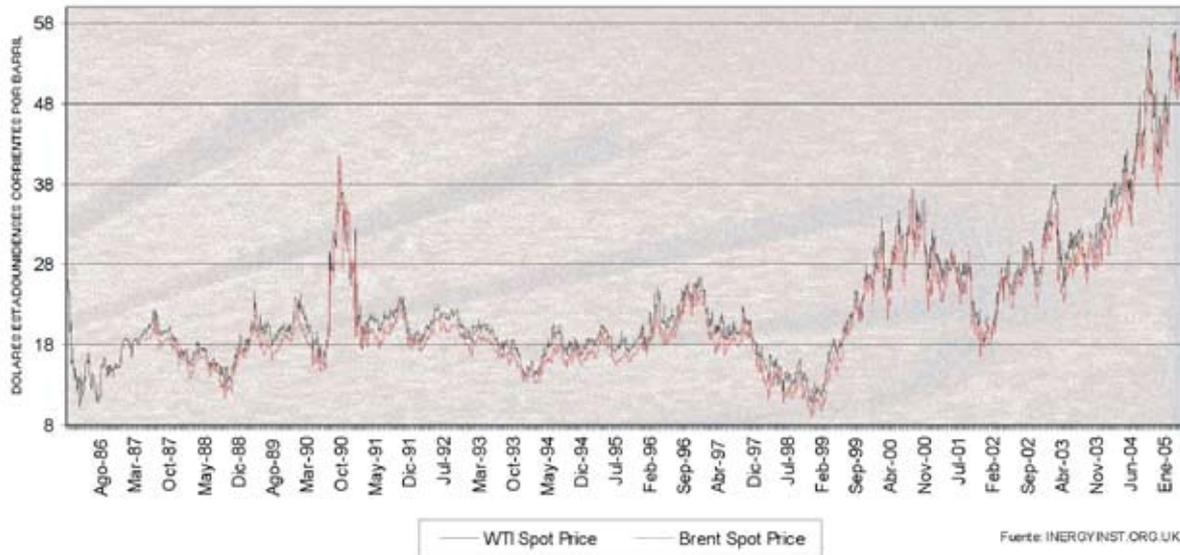


Gráfico 11

**ARGENTINA
PRODUCCION Y CONSUMO DE PETROLEO**

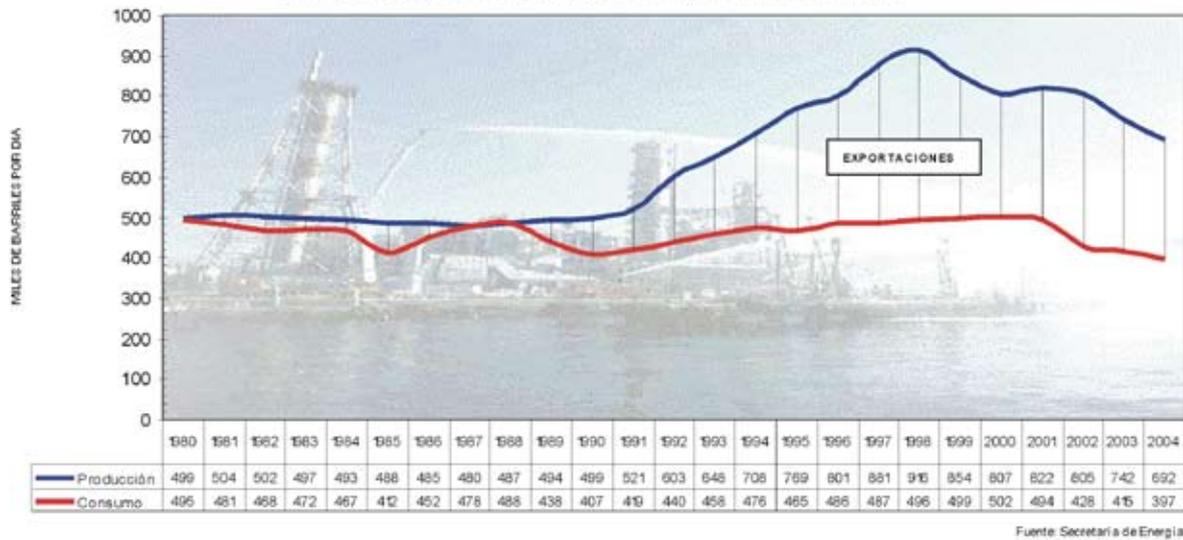
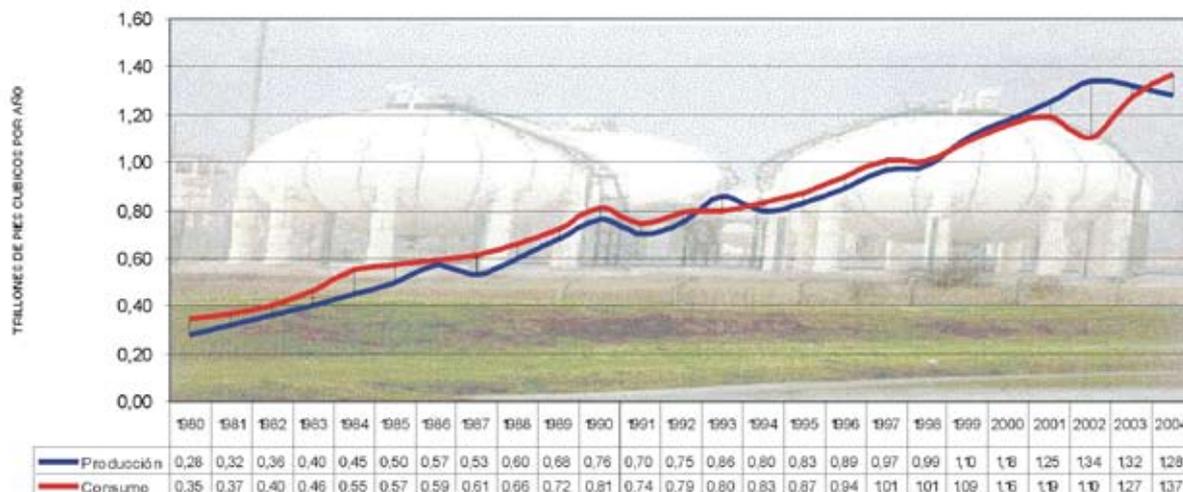


Gráfico 12

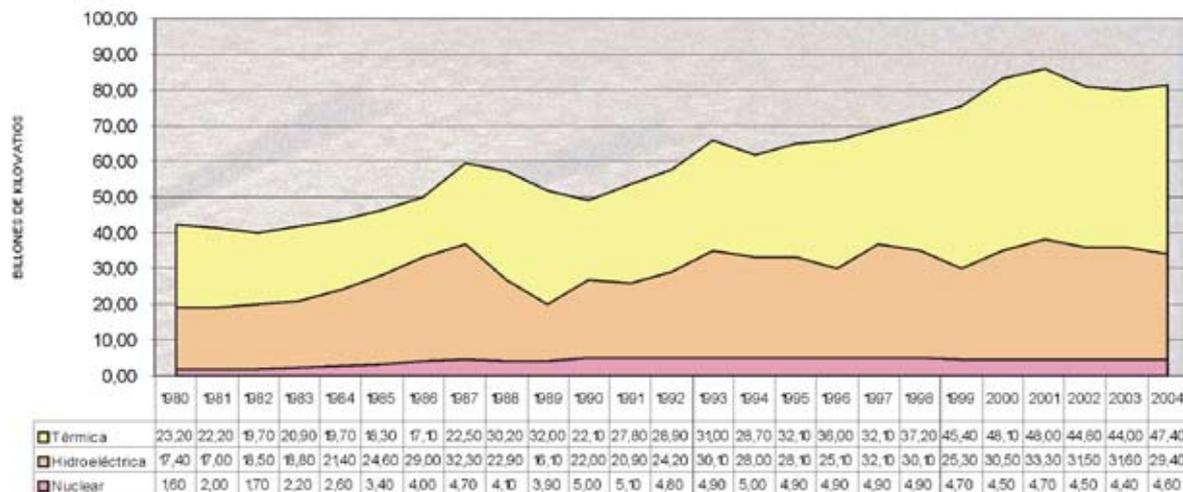
ARGENTINA PRODUCCION Y CONSUMO DE GAS NATURAL



Fuente: Secretaría de Energía

Gráfico 13

ARGENTINA GENERACION DE ELECTRICIDAD POR ORIGEN



Fuente: Secretaría de Energía

Cuadro 1

Cuenca	Provincia	Área	Operador	
Austral	NC (Estado Nacional)	ARIES NORTE [C. MARINA AUSTRAL I]	Total Austral S.A.	
		CUENCA MARINA AUSTRAL 1	Total Austral S.A.	
		MAGALLANES	Sipetrol S.A.	
		OCTANS- PEGASO [CAM - I]	Total Austral S.A.	
		SPICA [CAM - I]	Total Austral S.A.	
	Santa Cruz		TAURO-SIRIUS [CAM - I]	Total Austral S.A.
			AN-AIKE [SANTA CRUZ II]	Pecom Energía S.A. PEREZ COMPANC S.A. Petrobras Energía S.A.
			BARDA LAS VEGAS [SANTA CRUZ II]	Pecom Energía S.A. PEREZ COMPANC S.A. Petrobras Energía S.A.
			CAMPO BOLEADORA [SANTA CRUZ I]	Pecom Energía S.A. Petrobras Energía S.A.
			CAMPO BREMEN	Chevron San Jorge S.R.L. PETROLERA ARGENTINA SAN JORGE S.A.
			CAMPO INDIO [SANTA CRUZ I]	Pecom Energía S.A. Petrobras Energía S.A.
			CHORRILLOS	Chevron San Jorge S.R.L. PETROLERA ARGENTINA SAN JORGE S.A.
			LA PAZ [SANTA CRUZ I]	Petrobras Energía S.A.
			LAGUNA DEL ORO [SANTA CRUZ I]	QUINTANA MINERALS STA. CRUZ INC.
			MAGALLANES	Sipetrol S.A.
			MARIA INES [SANTA CRUZ II]	Pecom Energía S.A. PEREZ COMPANC S.A. Petrobras Energía S.A.
			MARIA INES OESTE [SANTA CRUZ II]	Pecom Energía S.A. PEREZ COMPANC S.A. Petrobras Energía S.A.
			MOY AIKE	Chevron San Jorge S.R.L. PETROLERA ARGENTINA SAN JORGE S.A.
			OCEANO	Chevron San Jorge S.R.L. PETROLERA ARGENTINA SAN JORGE S.A.
			OCTANS- PEGASO [CAM - I]	Total Austral S.A.
			PALERMO AYKE	Chevron San Jorge S.R.L.
			PUESTO PETER [SANTA CRUZ I]	Pecom Energía S.A. Petrobras Energía S.A. QUINTANA MINERALS STA. CRUZ INC.
			SANTA CRUZ I	Petrobras Energía S.A. QUINTANA MINERALS STA. CRUZ INC.
			SANTA CRUZ II	Pecom Energía S.A. PEREZ COMPANC S.A.
			Tierra del Fuego	
	HIDRA	Total Austral S.A.		
	LAGO FUEGO	Pioneer Natural Resources Arg. S.A.		
	LAS VIOLETAS	Roch S.A.		
	LOS CHORRILLOS	Pan American Energy LLC Suc. Arg.		
	MAGALLANES	Sipetrol S.A.		
	TIERRA DEL FUEGO	AMBAS SRL Pan American Energy LLC Suc. Arg.		

Cuenca	Provincia	Área	Operador	
Golfo San Jorge	Chubut	ANTICLINAL FUNES	Pan American Energy LLC Suc. Arg.	
		ANTICLINAL GRANDE - CERRO DRAGON	Pan American Energy LLC Suc. Arg.	
		BELLA VISTA OESTE	Petrolera Río Alto S.A.	
		CAMP. CENTRAL - CAÑADON PERDIDO	YPF S.A.	
		CERRO NEGRO [CHUBUT]	Clear S.R.L. y Petrominera Chubut	
		CERRO TORTUGA - LAS FLORES - RIO CHCO	Pan American Energy LLC Suc. Arg.	
		DIADEMA	Cfi as. Asociadas Petroleras S.A.	
		EL TORDILLO	Tecpetrol S.A.	
		ESCALANTE - EL TREBOL	YPF S.A.	
		ESTANCIA LA ESCONDIDA [COLHUE HUAPI]	Colhué Huapi S.A.	
		JOSE SEGUNDO	Tecpetrol S.A.	
		Km 20	Ajax S.A.	
		Km 8	Cri Holding Inc. Sucursal Argentina	
		LA TAPERA	Tecpetrol S.A.	
		MANANTIALES BEHR	ASTRA C.A.P.S.A. YPF S.A.	
		PAMPA DEL CASTILLO-LA GUITARRA	Pecom Energía S.A. PEREZ COMPANC S.A. Sipetrol S.A.	
		PUESTO QUIROGA	Tecpetrol S.A.	
		RESTINGA AU	ASTRA C.A.P.S.A. YPF S.A.	
		RIO MAYO [CGSJ III]	YPF S.A.	
		SARMIENTO	YPF S.A.	
		Santa Cruz	ANTICLINAL GRANDE - CERRO DRAGON	Pan American Energy LLC Suc. Arg.
		BARRANCA YANKOWSKY	BG Exploración y Producción	
		BLOQUE 127	Vintage Oil Argentina Inc.	
		CAÑADON DE LA ESCONDIDA - LAS HERAS	YPF S.A.	
	CAÑADON LEON	Vintage Oil Argentina Inc.		
	CAÑADON LEON - MESETA ESPINOSA	YPF S.A.		
	CAÑADON MINERALES	Vintage Oil Argentina Inc.		
	CAÑADON SECO	Vintage Oil Argentina Inc.		
	CAÑADON VASCO	YPF S.A.		
	CAÑADON YATEL	YPF S.A.		
	CENTRO DE CUENCA	YPF S.A.		
	CERRO OVERO	Vintage Oil Argentina Inc.		
	CERRO PIEDRAS-CERRO GUADAL NORTE [YAC. CGSJ I]	YPF S.A.		
	CERRO WENCESLAO	Vintage Oil Argentina Inc.		
	EL CORDON	Vintage Oil Argentina Inc.		
	EL GUADAL - LOMAS DEL CUY	YPF S.A.		
	EL HUJEM UL-KOLHJEL KAIKE	Total Austral S. A. Vintage Oil Argentina Inc.		
	KOLUEL KAIKE-EL VALLE	Pan American Energy LLC Suc. Arg.		
	LAS HERAS	Vintage Oil Argentina Inc.		
	LOS MONOS	YPF S.A.		
	LOS PERALES - LAS MESETAS	YPF S.A.		
	MESETA ESPINOSA	Vintage Oil Argentina Inc.		
	MESETA ESPINOSA (CGSJ-10)	Vintage Oil Argentina Inc.		
	MESETA SIRVEN	Pioneer Natural Resources Arg. S.A.		
	PICO TRUNCADO - EL CORDON	YPF S.A.		
	PIEDRA CLAVADA	AMBAS SRL Pan American Energy LLC Suc. Arg.		
	PIEDRA CLAVADA [CGSJ-IV]	Vintage Oil Argentina Inc.		
	SJR PIEDRA CLAVADA	Vintage Oil Argentina Inc.		
	SJR RIO DESEADO ESTE [YAC. CGSJ I]	Roch S.A.		
	TRES PICOS	Vintage Oil Argentina Inc.		

Cuenca	Provincia	Área	Operador
Cuyana	Mendoza	ATAMISQUI	Tecpetrol SA
		BARRANCAS	ASTRA C.A.P.S.A. YPF S.A.
		CEFERINO [CCYB-17]	YPF S.A.
		CHAÑARES HERRADOS	Chañares Herrados E.T.P.S.A.
		LA VENTANA	ASTRA C.A.P.S.A. YPF S.A.
		PUESTO POZO CERCADO	Chañares Herrados E.T.P.S.A.
		REFUGIO TUPUNGATO	Petrolera Santa Fé SA
		RIO TUNUYAN	ASTRA C.A.P.S.A.
		VIZCACHERAS	ASTRA C.A.P.S.A. YPF S.A.
ZAMPAL OESTE [CCy III]	YPF S.A.		

Cuenca	Provincia	Área	Operador
Noroeste	Formosa	PALMAR LARGO	Pluspetrol SA.
	Salta	ACAMBUCO	AMBAS SRL Pan American Energy LLC Suc. Arg.
		CAMPO DURAN-MADREJONES	Tecpetrol S.A.
		RAMOS	Pluspetrol SA.
		RIO PESCADO	Tecpetrol S.A.
		SAN ANTONIO SUR [YAC. NORTE 1]	Tecpetrol S.A.
		SIERRA DE AGUARAGÜE	Tecpetrol S.A.

Cuenca	Provincia	Área	Operador
Neuquina	La Pampa	25 DE MAYO-MEDANITO S E	Pecom Energía S.A. PEREZ COMPANC S.A. Petrobras Energía S.A.
		JAGÜEL DE LOS MACHOS	Pecom Energía S.A. Petrobras Energía S.A.
		MEDANITO	Petroquímica Com. Rivadavia S.A.
	Mendoza	ALTIPLANICIE DEL PAYUN	YPF S.A.
		ARROYO MUTRENQUEL	YPF S.A.
		CALMUCO - BARREALES COLORADOS	Alianza Petrolera Argentina S.A.
		CAÑADON AMARILLO	YPF S.A.
		CERRO FORTUNOSO	ASTRA C.A.P.S.A. YPF S.A.
		CERRO MOLLAR NORTE [YAC. NEUQ. I]	ASTRA C.A.P.S.A. YPF S.A.
		CHIHUIDO DE LA SALINA [BUTA RANQUIL]	ASTRA C.A.P.S.A. YPF S.A.
		CHIHUIDO DE LA SALINA SUR	YPF S.A.
		CHIHUIDO DE LA SIERRA NEGRA	YPF S.A.
		CNQ 7A	VENOCO PATAGONIA LTD.
		CONFLUENCIA SUR [CONFLUENCIA]	Chevron San Jorge S.R.L. PETROLERA ARGENTINA SAN JORGE S.A.
		EL MANZANO	YPF S.A.
		EL M CRO [CNQ VII]	YPF S.A.
		EL PORTON [BUTA RANQUIL]	ASTRA C.A.P.S.A. YPF S.A.
		EL SOSNEADO	Petroquímica Com. Rivadavia S.A.
		LA BREA	ASTRA C.A.P.S.A.
		LINDERO DE PIEDRA	Apache Petrolera Argentina S.A. RME Argentina S.A.
		LOMA DE LA MINA [YAC. NEUQ. I]	YPF S.A.
		PASO DE LAS BARDAS NORTE [YAC. NEUQ. VII]	YPF S.A.
		PUESTO HERNANDEZ	Pecom Energía S.A. PEREZ COMPANC S.A. Petrobras Energía S.A.
		PUESTO MOLINA NORTE [YAC. NEUQ. VI]	YPF S.A.
		VALLE DEL RIO GRANDE	ASTRA C.A.P.S.A. YPF S.A.

Cuenca	Provincia	Área	Operador
Neuquina	Neuquén	AGUA DEL CAJON	Capex S.A.
		AGUADA BAGUALES	Pluspetrol S.A.
		AGUADA DE LA ARENA (AÑELO)	Pecom Energía S.A. PEREZ COMPANC S.A. Petrobras Energía S.A.
		AGUADA PICHANA	Total Austral S.A.
		AGUADA VILLANUEVA	Pioneer Natural Resources Arg. S.A.
		AL NORTE DE LA DORSAL	Pioneer Natural Resources Arg. S.A.
		AL SUR DE LA DORSAL	Pan American Energy LLC Suc. Arg. Pioneer Natural Resources Arg. S.A.
		ANTICUNAL CAMPAMENTO	A.E.C. Argentina S.A. Pioneer Natural Resources Arg. S.A.
		BAJADA DEL PALO	Pecom Energía S.A.
		BAJO BAGUALES	Pioneer Natural Resources Arg. S.A.
		CENTENARIO	Pluspetrol S.A.
		CERRO BANDERA	YPF S.A.
		CERRO HAMACA [YAC. NEUQ. VIII]	YPF S.A.
		CERRO VAGON	Pioneer Natural Resources Arg. S.A.
		CHHUIDO DE LA SIERRA NEGRA	YPF S.A.
		CUTRAL-CO SUR	Pioneer Natural Resources Arg. S.A.
		DADIN	Pioneer Natural Resources Arg. S.A.
		DOS HERMANAS	Pioneer Natural Resources Arg. S.A.
		EL CARACOL NORTE	Tecpetrol S.A.
		EL PORTON [BUTA RANQUIL]	ASTRA C.A.P.S.A. YPF S.A.
		EL PORVENIR	Pluspetrol S.A.
		EL SAUCE	PETROLERA ARGENTINA SAN JORGE S.A.
		EL TRAPIAL - CURAMCHED [HUANTRAICO]	Chevron San Jorge S.R.L. PETROLERA ARGENTINA SAN JORGE S.A.
		ENTRE LOMAS	Petrolera Entre Lomas S.A. PETROLERA PEREZ COMPANC S.A.
		FILO MORADO	ASTRA C.A.P.S.A. YPF S.A.
		FORTIN DE PIEDRA	Tecpetrol S.A.
		LA CALERA	Pioneer Natural Resources Arg. S.A.
		LINDERO ATRAVESADO	AMBAS SRL Pan American Energy LLC Suc. Arg.
		LOMA DE LA LATA - SIERRA BARROSA	YPF S.A.
		LOMA JARILLOSA ESTE-PTO SILVA O [L DEL MOJON]	Pluspetrol S.A.
		LOMA MONTOSA OESTE	Pet. Sudam S.A. -Necon S.A. UTE
		Loma Negra NI	Pioneer Natural Resources Arg. S.A.
		LOS BASTOS	Tecpetrol S.A.
		NEUQUEN DEL MEDIO	Pioneer Natural Resources Arg. S.A.
		OCTOGONO	YPF S.A.
		PASO DE LAS BARDAS NORTE [YAC. NEUQ. VII]	YPF S.A.
		PORTEZUELO MINAS [CN-X]	YPF S.A.
		PUESTO HERNANDEZ	Pecom Energía S.A. PEREZ COMPANC S.A. Petrobras Energía S.A.
		PUESTO TOUQUET	Pluspetrol S.A.
		RINCON DEL MANGRULLO [YAC. NEUQ. IX]	YPF S.A.
		RIO NEUQUEN	Pecom Energía S.A. PEREZ COMPANC S.A. Petrobras Energía S.A.
		SAN ROQUE	Total Austral S.A.
SEÑAL CERRO BAYO	YPF S.A.		
SEÑAL PICADA - PUNTA BARDAS	YPF S.A.		
SIERRA CHATA [CHHUIDOLS]	Petrolera Santa Fé S.A.		
VOLCAN AUCA MAHUIDA [CN VIII]	YPF S.A.		

Cuenca	Provincia	Área	Operador
Neuquina	Rio Negro	25 DE MAYO-MEDANITO SE.	Pecom Energía S.A. PEREZ COMPANC S.A. Petrobras Energía S.A.
		AGUA SALADA	Tecpetrol S.A.
		AL SUR DE LA DORSAL	Pet. Sudam S.A. - Necon S.A. UTE
		BAJO DEL PICHE	YPF S.A.
		BARRANCA DE LOS LOROS	YPF S.A.
		CATRIEL OESTE	Central International Corporation PEREZ COMPANC S.A.
		CENTRO ESTE	Pet. Sudam S.A. - Necon S.A. UTE
		CNQ XXVIII - RIO NEGRO NORTE	Chevron San Jorge S.R.L. PETROLERA ARGENTINA SAN JORGE S.A.
		EL MEDANITO	YPF S.A.
		EL SANTIAGUENO	Apache Petrolera Argentina S.A. NORCEN ARGENTINA S.A. RME Argentina S.A.
		ENTRE LOMAS	Petrolera Entre Lomas S.A. PETROLERA PEREZ COMPANC S.A.
		ESTACION FERNANDEZ ORO	Pioneer Natural Resources Arg. S.A.
		JAGUEL DE LOS MACHOS	Pecom Energía S.A. PEREZ COMPANC S.A. Petrobras Energía S.A.
		JAGÜEL DE LOS MILICOS [LAGO PELLEGRINI ESTE]	Pioneer Natural Resources Arg. S.A.
		LAGUNA ATAMISQUI [CNQ XVII]	YPF S.A.
		LAS BASES [CNQ-16/A]	Chevron San Jorge S.R.L.
		LOMA JARILLOSA ESTE-PTO.SILVA O [LDELMOJON]	Pluspetrol S.A.
		LOMA MONTOSA OESTE	Pet. Sudam S.A. - Necon S.A. UTE
		LOMA NEGRA	Chevron San Jorge S.R.L. PETROLERA ARGENTINA SAN JORGE S.A.
		LOS CALDENES [CNQ XVII]	YPF S.A.
		MEDIANERA	Petrolera San Miguel Sisy S.A.
		PUESTO FLORES-ESTANCIA VIEJA-PUESTO PRADO	A.E.C. Argentina S.A. Chevron San Jorge S.R.L.
		SEÑAL PICADA - PUNTA BARDA	YPF S.A.

Fuente: Secretaría de Energía

Anexo II

Tipos de transacciones

El petróleo crudo se vende bajo una variedad de arreglos contractuales y en transacciones "spot". El petróleo también es comercializado en mercados de futuros, un mecanismo diseñado para distribuir el riesgo entre los participantes con expectativas diferentes del mercado, pero que generalmente no concluye con la entrega de los volúmenes físicos del petróleo. Ambos mercados (spot y de futuros) proporcionan información crítica de precios para el mercado de contratos. Aquí la razón por la que se discutirán primero.

Una transacción spot es un acuerdo para vender o comprar un embarque de petróleo bajo un precio acordado al momento del arreglo. En un sentido parecido, un consumidor que realiza una compra de nafta súper en una estación de servicio es una clase de transacción spot - el consumidor necesitó el suministro, encontró el precio aceptable, y no hizo promesa alguna sobre compras adicionales futuras.

Tradicionalmente, la industria del petróleo utiliza el mercado spot para equilibrar la oferta y demanda. Cuando una compañía tiene temporalmente demasiado suministro para sus propias necesidades, ofrecerá algunos volúmenes en venta en el mercado spot. Igualmente, si necesita volúmenes adicionales para satisfacer algún pico en la demanda, o porque el suministro se reduce inesperadamente, comprará el petróleo en transacciones basadas en carga por carga, embarque por embarque.

Los precios en mercados spots mandan una señal clara acerca del equilibrio entre oferta y demanda. Los precios crecientes indican que más suministro es necesario y, por el contrario, cuando los precios caen indican que hay demasiado suministro para el nivel predominante de demanda. Hay mercados spots para diferentes commodities y para diferentes calidades (el petróleo crudo en sus distintos tipos, naftas aditivadas, heating oils, etc), y para regiones diferentes (Rotterdam / Europa occidental, Puerto de Nueva York / noreste de los EE.UU., Chicago / centro-oeste de los EE.UU., Singapur / sudeste asiático, y la Costa del Golfo de los EE.UU., por ejemplo).

Los precios spot o de entrega inmediata se informan en estos mercados por lo que se los consideran "transparentes" - ellos son informados por varias fuentes de información distinta y están extensamente disponibles.

Los precios pagados en mercados de futuros aumentan aún más la disponibilidad de información de precios a todos los aspectos del mercado del petróleo. Mientras los mercados spots implican el comer-

cio de barriles físicos del petróleo, los mercados de futuros se diseñan como un mecanismo financiero. Mientras todos en el mercado desean comprar a un precio bajo y vender a un precio mayor, los compradores y los vendedores están en lados opuestos de la transacción y sus riesgos son inherentemente diferentes. Los diferentes actores pueden también estar dispuestos a afrontar distintos niveles de riesgo y los especuladores pueden desear apostar que el precio se moverá de una u otra manera. El mercado de futuros, un juego de suma cero donde hay un comprador para cada vendedor, distribuye el riesgo entre los participantes según sus posiciones y apetitos.

Un contrato de futuros es una promesa de entregar una cantidad dada de un bien estandarizado en un lugar especificado, al precio y en el tiempo futuro acordado. En la práctica, el petróleo rara vez se entrega realmente bajo un contrato de futuros. En mercados de futuros tales como la New York Mercantile Exchange (NYMEX) o el International Petroleum Exchange (IPE) de Londres, el petróleo es comercializado literalmente por protesta abierta. Las ofertas para comprar y vender son dadas verbalmente, o por señales de mano. El mercado registra los pares de compradores y vendedores, e informa los precios de la transacción. Los servicios electrónicos entonces informan estos precios con demora mínima. Además, los precios están disponibles vía Internet, son publicados en periódicos económicos y publicaciones especializadas.

La existencia del mercado de futuros permite también a cualquier participante congelar el precio para entregas futuras. Tal estrategia, llamada hedge, implica una serie de transacciones, compensando las ganancias o las pérdidas en una transacción de futuros contra pérdidas o ganancias en la compra o la venta físicas del petróleo. Limitando la incertidumbre sobre costos futuros, el hedge permite a las compañías o a consumidores realizar mejores pronósticos. Por ejemplo, un expendedor les puede ofrecer a sus clientes entregas futuras anclando sus precios, o un consumidor (principalmente un consumidor mayorista) puede presupuestar su cash flow con mayores certezas.

Cuando se describió en el capítulo sobre stocks (ver la sección STOCKS) el hecho de que los contratos de futuros se comercializan con plazos de hasta 18 meses hacia adelante proporcionando una curva futura del precio o retrato de los precios esperados en el futuro (es importante notar que los volúmenes comercializados son más bajos cuanto más nos alejamos en el tiempo). Así, el mercado de futuros permite también a las compañías aprovecharse de los cambios en los precios al tener inventarios sin riesgos en un mercado creciente. Además, las opciones y otros mecanismos financieros muy desarrollados permiten a los participantes limitar su riesgo sin eliminar el beneficio en caso de precios más altos o más bajos que los esperados.

Los arreglos contractuales en el mercado del petróleo, de hecho, cubren la mayoría de los intercambios físicos. Después de los altos precios de principios de los años 80's, la demanda disminuyó y el suministro aumentó, llevando a descensos significativos de precios. Al mismo tiempo, jugadores adicionales (tanto los países como las compañías) entraron al mercado del petróleo. Las preocupaciones sobre el suministro desaparecieron por lo que los precios anteriormente pactados en la mayoría de los contratos eran ya demasiado altos - más alto que lo que un comprador pagaría en el mercado libre abundantemente suministrado. Los compradores se rebelaron abandonando muchos contratos y confiando en el mercado spot. Para reconquistarlos, los suministradores ofertaron precios atados a un indicador de mercado - el mercado spot o el mercado de futuro. Así mientras la mayoría del petróleo fluye bajo contratos, su precio varía con el mercado spot.

La mayor parte del petróleo crudo que fluye a través del comercio internacional está valuado por fórmulas: un precio de base, generalmente basado en un indicador de mercado, más o menos un ajuste de calidad. Comúnmente se toma como precio de base al precio spot publicado. Para el petróleo crudo vendido en la costa del golfo de los EE.UU., por ejemplo, la base sería comúnmente el precio del petróleo crudo W.T.I. (West Texas Intermediate). Este petróleo crudo de alta calidad es una referencia informal para la región. Análogamente, el petróleo crudo vendido en el Europa occidental a menudo es atado al precio de entrega inmediata del Mar del Norte (Brent), y crudo vendido en Singapur o en el sudeste asiático a menudo es atado al Dubai. El precio de base entonces se ajusta por calidad (como se explica en el capítulo sobre la refinación (ver la sección REFINACION), el valor de un petróleo crudo se basa en la comodidad con que se puede refinar en productos de alto valor. Así, los petróleos crudos más densos con el contenido más alto de azufre valen menos que unos más ligeros y bajos de azufre). Finalmente, los términos de crédito afectan el precio de realización.

Otros términos de precios han sido también comunes en el pasado. Uno, solamente utilizado a mediados de los años 1980's, basó el precio de un crudo explícitamente en los precios spot de los productos refinados que derivaban de ese petróleo crudo. El netback demostró no tener respuestas al mercado. Por ejemplo, una sobreoferta de productos refinados crearía un exceso de productos, reduciendo así el precio de mercado del producto refinado y de ahí también el precio del petróleo crudo.

Los contratos de productos entre suministradores y consumidores mayoristas y/o revendedores a menudo se valúan de una manera semejante al petróleo crudo internacional: un precio de base atado a un indicador de mercado, luego ajustado por otros factores tales como el volumen, los términos de la entrega, etc. Los consumidores mayoristas pueden ser también capaces de convencer a sus suministradores a venderles a precios fijos o ser capaces de acceder a las herramientas financieras para compensar las transacciones de forma tal de lograr el mismo efecto.

Anexo III – ARTICULOS VARIOS

World must live with high oil prices, IMF warns
By Carter Dougherty International Herald Tribune
Saturday, April 9, 2005

FRANKFURT The International Monetary Fund has joined other financial organizations in warning about the effects that exploding global demand for oil could have on world economies, cautioning specifically that oil prices were becoming entrenched at unprecedented levels.

As part of its twice-yearly evaluation of global economic trends, the IMF predicted Thursday that oil could trade in 2030 at \$67 to \$96 a barrel, which in today's dollars would be \$39 to \$56 a barrel.

"The oil market will remain tight in coming years," said Raghuram Rajan, the director of the IMF's research department. "We should expect to live with high and volatile oil prices, which will continue to pose a risk to the global economy."

Other economists are also starting to worry more about the effects of a sustained rise in oil prices.

"Last year, high oil prices seemed temporary," said Sharada Selvanathan, an oil analyst with BNP Paribas in London. "Now, economists are getting used to this new world."

The investment bank Goldman Sachs roiled oil markets with a recent study that included a prediction that prices were in the early phase of a "super-spike" that could shoot past \$100 a barrel, a contingency that the IMF declined to rule out.

The IMF's assessment also came amid worries at the European Central Bank that persistently expensive oil was cutting into growth among the 12 nations that use the euro. The ECB president, Jean-Claude Trichet, said on Thursday that oil prices were keeping inflation above the bank's target of 2 percent.

Both announcements marked another phase in the rolling acknowledgment by international institutions and central banks around the world that high oil prices, which seemed fleeting when they surged past \$50 per barrel last autumn, are embedding themselves in the economic landscape.

Recently, economists have come to call this phenomenon a "permanent shock," a change in the language employed last year when higher oil prices were seen as temporary.

Rodrigo Rato, the IMF managing director, said this week that the high price of oil could slice 0.25 percentage point to 0.5 percentage point from global growth this year, the same effect that the Fund had predicted for 2004.

However, Rajan cautioned that greater energy efficiency makes a 1970s-style oil crisis unlikely.

Even if oil prices approached \$100 a barrel, they would not compare, after adjusting for inflation, with the sky-high levels reached in 1979, when a sharp fall in supplies after the Islamic revolution in Iran turned the market upside down, Rajan noted.

Nevertheless, the prices today are already complicating the job of policy makers like those at the ECB.

The central bank has indicated it wants to eventually lift its benchmark interest rate, which has been 2 percent since June 2003, but it needs signs of solid growth in Europe before it can do so. Oil prices, together with a strong euro, have denied the bank any openings.

Alan Greenspan, the U.S. Federal Reserve chairman, has struck a more sanguine note. He acknowledged this week a "current price frenzy" in oil markets that has pushed U.S. gasoline prices to record levels. But higher prices could also spur greater conservation and reduce costs by curtailing demand, he said.

In the autumn, although prices were around \$50 a barrel, futures markets in New York and London indicated that oil for delivery in six months or a year would cost around \$40. But this year, markets have developed a more skeptical view and kept prices well above \$50 for more than a year into the future, noted Selvanathan at BNP Paribas.

"To the extent that there is some kind of supply disruption, \$100 a barrel does not seem outlandish," Rajan said, referring to the forecast made by Goldman Sachs.

He added that a price of \$100 was not the most likely outcome.

An unprecedented combination of both demand- and supply-side factors has conspired to fundamentally alter the outlook for oil markets, the IMF said.

China's voracious demand for energy, which the U.S. government expects to grow 12 percent this year, has made it the second-largest oil consumer after the United States. Rapidly rising ownership of motor vehicles in China and other fast-growing Asian nations underpin this trend, the IMF said.

At the same time, major oil-producing nations have been unable to pump oil fast enough to build up depleted stocks, casting doubt on their ability to alter supply and keep prices stable, Rajan said.

"In short, it's going to be a rocky ride forward," the IMF research director said.

In late trading Friday on the New York Mercantile Exchange, crude oil for May delivery was down \$1.16 at \$52.95. It touched a high of \$58.28 a barrel on Monday.



Alerta - Economía

28/09/2004 - 08:21

No frena la suba del crudo: ¿Cómo hará K para mantener el acuerdo por los valores en el mercado local?



El petróleo vuelve a poner en vilo al mundo. A nivel local, la suba que registra el crudo va en camino de amenazar la tregua del gobierno en torno del precio de ese commodity. Si bien la administración de Kirchner, ajustó en 2 oportunidades en los últimos 4 meses las retenciones que pagan las exportaciones de petróleo (se elevaron de 20 a 45%), las refinadoras tienen bajo el porcentaje de retenciones (5%) que pagan por las ventas externas de naftas. Esa tregua -amenazada por la suba del crudo- solamente tiene chances de mantenerse en tanto el mercado mundial se mantenga en calma en materia de precios. Sucede que el barril de referencia de USA, el West Texas Intermediate (WTI) acaba de quebrar esta madrugada la barrera de los US\$ 50, en tanto que el Brent se aproximó a los US\$ 47 en Londres. En tanto, el crudo europeo tipo Brent comenzó la sesión en US\$ 46,75, aunque se sitúa en US\$ 46,55, el cuarto récord histórico consecutivo.

Los precios del petróleo se encuentran en niveles exorbitantes. El actual terreno en el que se encuentran las cotizaciones no se veían desde las crisis energéticas de 1973 y 1979.

Pese a la fuerte subida, el precio del petróleo en términos reales -ajustado por inflación- todavía se encuentra lejos del máximo histórico que logró en 1980. Es que el crudo debería subir ahora hasta casi US\$ 80 para superarlo en términos reales.

No obstante, los precios del oro negro tocan un nuevo récord por encima de los US\$ 50, el barril de West Texas, por primera vez en su historia, mientras que el barril de crudo Brent cotiza alrededor de los US\$ 46.

La suba está atada a la inestabilidad en Nigeria, el 5to. productor de Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que incrementó su preocupación en torno a posibles problemas de suministro por parte de otros países, como Rusia, Arabia Saudita o Irak para hacer frente al mayor incremento de la demanda en 24 años. Sucede que en Nigeria, Shell está evacuando a su personal ante la amenaza de varios grupos rebeldes de atacar las instalaciones petroleras.

Hasta ahora, la pérdida de producción es mínima; pero el mercado reacciona porque una caída en esa zona sería nefasta. A esto hay que agregarle el efecto del huracán Iván se redujo en 1,5 millones de barriles el volumen habitual de importación de crudo, de acuerdo a datos del Departamento de Energía. Petrologistics -una consultora que informa mensualmente sobre la producción- estimó al diario español Expansión que los 11 socios de la organización elevaron en septiembre su producción hasta 30,5 millones de barriles al día, su nivel más alto en 25 años y alrededor de 600.000 barriles por encima del nivel de agosto, gracias al aumento de las ventas de Irak.

La escalada amenaza con reflejarse en los datos de inflación de las economías occidentales y en las cuentas de resultados de las compañías. El mayor pesimismo se centra en los valores de los sectores aéreo y de transporte.

Así las bolsas europeas abrieron en baja. El Ibex-35 cede un 0,30% , el Dax alemán cae un 0,54.% y mercados de Londres y París ceden un 0,21% y 0,45%, respectivamente. Ayer, y de acuerdo al diario

español Cinco Días, Morgan Stanley emitió un informe para sus clientes en el que no descartaba que “supere los US\$ 60 por barril en los contratos del mercado americano, antes de comenzar a bajar de forma importante” y que “el patrón de precios a largo plazo apunta a una situación aún peor”. En tanto, y a nivel local, la suba que registra el crudo va en camino de amenazar la tregua del gobierno en torno del precio de ese commodity.

Si bien la administración de Kirchner, ajustó en 2 oportunidades en los últimos 4 meses las retenciones que pagan las exportaciones de petróleo (se elevaron de 20 a 45%), las refinadoras tienen bajo el porcentaje de retenciones (5%) que pagan por las ventas externas de naftas. Esa tregua -ahora amenazada por la suba del crudo- solamente tiene chances de mantenerse en tanto el mercado mundial se mantenga en calma en materia de precios.

En el encuentro que el titular de Repsol YPF, Alfonso Cortina, mantuvo la semana pasada con el presidente Néstor Kirchner en Nueva York quedó flotando la idea de que en el 2005 el Gobierno aflojará con las retenciones, con el fin de evitar que la producción de líquidos siga en caída libre. ¿Se adelantará ese anuncio?



Alerta - Economía

28/09/2004 - 16:23

El petróleo superó por primera vez en los últimos 21 años la barrera de los US\$50



Impulsado por la posibilidad de que en poco tiempo más la oferta no logre abastecer a la demanda creciente de petróleo en el mundo, el barril de crudo WTI, que cotiza en Nueva York y es utilizado como referencia en la Argentina, superó este martes por primera vez los US\$50. El aumento de la violencia en Nigeria, junto a la inestabilidad en Oriente Próximo, los huracanes en el Caribe y la fuerte demanda de la economía china, son factores que están provocando una subida imparable del precio de la energía.

En la primera hora de cotizaciones, el barril tocó un máximo de US\$50,47, para estabilizarse luego en los US\$50,02. En Londres, en tanto, el barril del crudo Brent -de referencia para Europa- se negociaba a US\$46,47, cifra que implica un aumento de 54 centavos respecto de su máximo histórico alcanzado en la víspera.

Se trata de la octava suba consecutiva de los precios internacionales del petróleo, que acumulan en los últimos doce meses una apreciación del 70% y del 52% en lo que va del año. Al respecto, informes privados señalan como probable que a fin de 2004 el petróleo se acerque a los 60 dólares por barril. Los analistas explican los niveles récord a partir de la mayor demanda por parte de USA, China, India y los países de Oriente en general gracias a su mayor actividad económica. También, por la tensa situación que se vive en Nigeria e Irak, los efectos de los huracanes en Centroamérica y los problemas financieros de la petrolera rusa Yukos.

El valor del WTI es utilizado como referencia en la Argentina, donde el Gobierno impone retenciones a las exportaciones de las empresas privadas productoras de petróleo para que los precios de los combustibles no se disparen en el mercado local.

Reservas almacenadas en USA

Las cifras sobre reservas almacenadas en USA de crudo y derivados y acerca de las importaciones, que difundirá mañana el Departamento de Energía, serán cruciales para decidir la orientación de los precios en las próximas semanas, según los analistas.

Las reservas de crudo bajaron en USA en 16,2 millones de barriles durante la primera quincena de septiembre a consecuencia de los huracanes que afectaron al golfo de México, y los expertos no descartan que la próxima oleada de datos reflejen un nuevo descenso durante la pasada semana. Entre el 13 y el 27 de septiembre se han dejado de producir 11,2 millones de barriles de crudo en el golfo de México, según datos difundidos ayer por el Servicio Federal de Gestión de Minerales.

La producción nacional es aún inferior en más de 491.000 barriles, en relación a los 1,7 millones de barriles diarios que se alcanzan de forma regular en ese área.

Grave situación en Nigeria

Los operadores de los mercados de materias primas han recordado que anteriores enfrentamientos en Nigeria entre grupos tribales y el Ejército ocasionaron que en el pasado año se redujese la producción en un 40% durante semanas, lo que empujó a los precios al alza de inmediato.

Con una producción regular de unos 2,5 millones de barriles diarios, Nigeria está considerado como el séptimo exportador mundial y el quinto abastecedor de USA, por lo que cualquier agravamiento de la situación repercute en el valor del crudo.

El asesinato durante el fin de semana de un ciudadano francés en la localidad saudita de Jeda, también ha avivado los temores a nuevos ataques contra extranjeros en Arabia Saudita, el primer productor mundial de crudo y el único con capacidad de elevar sustancialmente la oferta.



Alerta - Mundo

01/10/2004 - 14:46

El petróleo en América Latina: ¿Precio alto abona integración energética?

POR HUMBERTO MARQUEZ (*)

El precio del petróleo ligero en torno a los US\$ 50 por barril llena los bolsillos de algunos países en América Latina y el Caribe, obliga a apretarse el cinturón a otros y recuerda a todos que la integración energética de la región todavía es un sueño muy lejano.

Venezuela, el quinto exportador mundial con ventas de entre dos y 2,5 millones de barriles por día, obtendrá este año al menos 5.500 millones de dólares adicionales al despachar cada barril de 159 litros a un promedio anual de 33 dólares, 13 dólares por encima de lo calculado en su presupuesto de ingresos.

Pero en América Central, "el alto precio del petróleo está destrozando" las economías, dijo el presidente salvadoreño Tony Saca. "Aunque se estabilice en la banda de los 30 dólares es un aumento enorme, porque hace cinco años pagábamos nueve", agregó.

Son dos muestras del impacto diferente del aumento de los precios internacionales del crudo entre los exportadores e importadores netos de energía, un desequilibrio que en el caso latinoamericano y caribeño tiene mecanismos de compensación muy pequeños o embrionarios.

Saca pidió a la Organización de Estados Americanos (OEA), a la Organización de las Naciones Unidas y a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) "explorar vías que permitan a las naciones pobres y pequeñas de la región evitar que el incremento de los precios del crudo los lleve a la quiebra financiera".

Esta crisis "es una oportunidad para revitalizar acuerdos hacia la integración energética, la que debe comenzar por alianzas entre las empresas petroleras de la región y por revitalizar la alicaída Organización Latinoamericana de Energía", con sede en Quito, dijo a IPS Francisco Mieres, del posgrado en economía petrolera de la Universidad Central.

En toda la región, las cuentas nacionales, la actividad bursátil, las expectativas de costos de producción, de inflación, consumo, empleo y crecimiento del producto bruto son afectadas por precios petroleros que duplican los de hace un año, así como incide en las políticas de los Estados con relación al negocio de los hidrocarburos.

México, el octavo productor mundial de petróleo y que obtiene por sus ventas un tercio del total de ingresos por exportaciones, ya pudo trasladar a sus gobiernos estatales 1.200 millones de dólares extras por esta vía, debido a que su crudo se vende a 40 dólares el barril.

En cambio, sus importaciones de gas natural desde el vecino Estados Unidos son cada vez más costosas y las perspectivas son que su demanda del fluido se incremente de los actuales 1,2 millones de pies cúbicos diarios a 4,3 millones de esas unidades dentro de dos décadas, según la Convención Panamericana de Ingeniería.

Esas preocupaciones para el largo plazo son un lujo que no pueden darse los gobiernos de sus pequeños vecinos centroamericanos y caribeños, bajo el imperio de la emergencia, que incluye racionamiento eléctrico, cierre de oficinas y fábricas, aumento en los precios del carburante y uso restringido del aire acondicionados y de vehículos oficiales.

Los empresarios nicaragüenses temen una caída del consumo, los hondureños se angustian por los costos para las empresas maquiladoras (industrias de zona franca) en su territorio y dominicanos por una merma en la llegada de turistas desalentados por los apagones y los mayores costos del pasaje aéreo, al aumentar el costo del combustible de las aerolíneas.



En Cuba, cuyas plantas termoeléctricas se alimentan con petróleo nacional muy pesado, el gobierno dispuso apagones de hasta seis horas diarias en La Habana y otras ciudades, restricciones al uso del aire acondicionado y el cierre temporal de 118 fábricas. En tanto, el precio de la gasolina en Panamá subió esta semana 13 centavos de dólar por galón (3,8 litros), para ubicarse entre 2,27 y 2,33 dólares, tan costosa como la más cara de Estados Unidos.

Diez países de América Central y el Caribe se benefician desde 1980 del Pacto de San José, por el que México y Venezuela se reparten a partes iguales el suministro de 160.000 barriles diarios de petróleo con financiamiento de hasta 20 por ciento de la factura, si los Estados usan los recursos en proyectos de desarrollo. Un acuerdo similar de suministro petrolero al que tienen Argelia y Libia, socios de Venezuela en la OPEP, con sus vecinos africanos.

Venezuela, además, estableció hace tres años el llamado Acuerdo de Caracas, por el que entrega con financiamiento blando cerca de 80.000 barriles diarios de petróleo a vecinos caribeños, lo que beneficia sobre todo a Cuba, con 53.000 unidades.

En América del Sur los más afectados son Chile, Paraguay y Uruguay, que no producen petróleo. El precio de la gasolina chilena, hoy a 90 centavos de dólar por litro, aumentó tres por ciento la última semana y sus economistas exponen que un barril de crudo sostenido en la banda de 40 a 50 dólares el barril puede agregar un punto a la inflación, de dos a tres por ciento anual.

El valor promedio al público de los distintos tipos de gasolina uruguaya se ubica arriba de un dólar por litro y el gobierno, que controla el precio de venta de este producto cuya producción es monopolio estatal, estudia aplicar el cuarto aumento en lo que va del año.

Paraguay busca con Venezuela, al igual que lo hizo Argentina, una negociación de gobierno a gobierno para importar 20.000 barriles diarios de gasóleo, con algunas facilidades de pago y a cambio de exportar a Caracas 300 toneladas mensuales de carne, así como aceite y soja.

El gigante de la región, Brasil, pasa esta crisis en sus mejores condiciones históricas, pues produce 1,75 millones de barriles diarios de petróleo, que casi satisfacen su demanda de 1,85 millones de unidades. Además, como el grupo estatal Petrobras encuentra nuevos yacimientos en el subsuelo de su zona económica del océano Atlántico, ese país logrará el año próximo su autoabastecimiento.

En tanto, en Argentina, que produce el doble del petróleo que consume, no hay inconvenientes de suministro, pero en cambio, al igual que en Brasil, la economía sufre el impacto desde el frente bursátil, con inversionistas atentos a las señales de la economía internacional antes de tomar nuevos riesgos.

Para los países de la Comunidad Andina de Naciones (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela), todos con importantes depósitos de hidrocarburos, los altos precios son tanto una oportunidad de más ingresos como de tiempo para agilizar los proyectos de inversión.

La falta de inversión en la industria es una de las razones por las cuales la demanda global, que ha crecido 1,3 millones de barriles diarios en los últimos 15 años, se ha acercado a la capacidad de producción mundial, apenas 1,5 o dos millones de barriles por encima de los 82 millones que el planeta devora cada día.

El ministro de Energía de Colombia, Luis Mejía, pidió a los inversionistas acudir tanto a tierra firme como a nuevas concesiones demarcadas en la zona económica de su país en el mar Caribe, "porque necesitamos con urgencia revertir nuestra difícil situación en hidrocarburos". "Consumimos nuestras reservas más velozmente de lo que podemos reponerlas, y no nos podemos permitir la pérdida del autoabastecimiento", sostuvo Mejía.

Colombia produce 520.000 barriles por día y consume unos 300.000, pero quiere extraer hasta 700.000 unidades para mantener un sólido ingreso por exportaciones de crudo. Ecuador, que extrae 510.000 barriles diarios de petróleo, elevó su meta de producción para enero a 527.000 unidades y negocia proyectos para agregar otros 43.000.

Por su parte, la firma estatal Petroecuador recogerá por ventas al cierre de este año unos 4.000 millones de dólares, con un barril que se cotiza a casi 30 dólares, 12 más que lo presupuestado para el ejercicio fiscal. En Perú, los transportistas se agitan ante las probables alzas en el precio del carburante y exigen al presidente Alejandro Toledo que agilice las ventas de gas del yacimiento de Camisea, para abaratar la obtención de combustible, mientras que en Bolivia urgen al parlamento a legislar sobre los hidrocarburos, incluyendo la creación de una empresa estatal petrolera.

El nuevo cuadro entrega razones a la prédica del presidente venezolano Hugo Chávez, quien propone una alianza entre las petroleras estatales de América del Sur para concretar acuerdos de exploración, producción, comercialización y suministro e hidrocarburos, por oposición a las políticas casi exclusivamente nacionales seguidas hasta ahora.

Petróleos de Venezuela (Pdvsa), estrenará este viernes una sede en Buenos Aires, para impulsar Petrosur, la alianza favorecida por el ingreso de Venezuela como miembro asociado del Mercado Común

del Sur (Mercosur). “Pero todavía, en la estrategia petrolera, los países productores, comenzando por los de la OPEP, priva su relación con los consumidores del Norte industrializado y miran poco hacia el Sur”, deploró Mieres.

Elie Habalián, ex gobernador venezolano ante la OPEP, comentó a IPS que “un país como Venezuela debe tejer alianzas petroleras con los vecinos de América Latina y reservar una parte considerable de su producción para los mercados latinoamericanos”. “Cualquier proyecto de integración que se adelante en América Latina para superar la pobreza y marchar hacia el desarrollo requiere de energía. Y el autoabastecimiento es perfectamente posible para la región”, insistió Habalián.

Según estadísticas de la firma británica British Petroleum, los países de América Latina y el Caribe extrajeron el año pasado 10,5 millones de barriles de crudo y consumieron 6,5 millones -lo cual dejó un excedente exportado de cuatro millones de unidades- y produjo tanto gas natural como el que consumió, 155.000 millones de metros cúbicos.

(*) IPS Noticias, 1 de octubre de 2004.



Alerta - Economía

24/05/2005 - 10:56

Nueva normativa para la compra de gas: ¿Resolverá las dificultades de abastecimiento?

Después de los conflictos del fin de semana, donde se restringió la venta de gas a distintas expendedoras, la Secretaría de Energía activó un nuevo esquema para la comercialización y provisión de gas natural para usuarios industriales -incluidos los de Gas Natural Comprimido (GNC)-. La norma fue publicada por el Boletín Oficial de la Nación.

La Secretaría de Energía activó un nuevo esquema para la comercialización y provisión de gas natural a usuarios industriales, en donde están incluidos los compradores de Gas Natural Comprimido (GNC). El flamante diseño establece que los usufructuarios adquieran el gas de forma directa a los productores, a través del Mercado Electrónico del Gas (MEG).

Esta nueva normativa, que fue publicada en el Boletín Oficial, establece que los usuarios industriales puedan comprar gas -sin intermediarios-, en boca de pozo. Hasta el momento estos grandes consumidores obtenían el gas por las empresas distribuidoras.

El Boletín dice que a partir del 1º de agosto del corriente, las distribuidoras dejarán de poder realizar contratos, para la adquisición de gas natural en boca de pozo para abastecer a los “Grandes Usuarios Firmes o Interrumpibles”. Asimismo, a partir de la fecha establecida, las distribuidoras no podrán utilizar los volúmenes de gas que poseían por contratos vigentes, para abastecer a los usuarios en cuestión.

La nueva norma insta a la Subsecretaría de Combustibles, para que en coordinación con el MEG, conformen un esquema de licitaciones de contratos de gas en boca de pozo, exclusivo para las estaciones de servicio de GNC. De esta manera, el Gobierno Nacional quiere solucionar la falta de abastecimiento que sufrieron distintas expendedoras de gas durante la última semana. Por otra parte, todavía habrá que esperar la reacción de las distribuidoras, que pueden verse perjudicadas al ser excluirlas de la cadena comercial.



Alerta - Economía

06/07/2005 - 18:24

Récord del petróleo: superó los US\$ 60 por barril

Los precios del petróleo registraron un nuevo récord hoy en el mercado de Nueva York, al subir hasta US\$61,10 por barril, impulsados por el temor de que dos tormentas tropicales en el Golfo de México afecten la producción. Las lluvias obligaron a las empresas petroleras a evacuar 23 plataformas petroleras marinas y seis torres de perforación, lo que interrumpió más del 3% de la producción normal de crudo y gas natural.

El crudo para entrega a término superó el miércoles la barrera de los US\$60 por barril al persistir los temores de que surjan interrupciones en el suministro estadounidense, ya que una tormenta tropical obligó a las empresas petroleras a evacuar las plataformas de extracción en el Golfo de México, según informó AP. Aunque algunos sectores del mercado petrolero gozan de adecuados



suministros, persisten las preocupaciones de que las entregas no sean efectuadas de forma regular o en el momento requerido.

El crudo liviano de bajo contenido sulfurado para entrega en agosto subió US\$0,45 centavos a US\$60.04 el barril en la contratación electrónica de la Bolsa de Materias Primas de Nueva York. El combustible de calefacción subió más de US\$0,01 mientras que la gasolina sin plomo subió casi US\$0,03 centavos. En la londinense Bolsa Internacional del Petróleo, la mezcla Brent del Mar del Norte para entrega en agosto subió a US\$58.62 el barril.

La tormenta tropical obligó a evacuar por lo menos 23 plataformas petroleras marinas y seis torres de perforación, lo que interrumpió más del 3% de la producción normal de crudo y gas natural en el Golfo de México. Los analistas dijeron que la tormenta tropical Cindy fue un aviso de la vulnerabilidad de las refinerías estadounidenses, que operan ya casi al tope de su capacidad y que podrían sufrir interrupciones en su funcionamiento en cualquier momento.

Los inversionistas recordaron el huracán Iván del año pasado, que obligó a paralizar las plataformas extractoras del Golfo de México, lo que causó retenciones en la cadena de producción, con el consiguiente encarecimiento de los precios petroleros junto cuando el hemisferio norte se preparaba para la producción del combustible de calefacción de cara al invierno en esa parte del mundo.

Este fue un servicio de Urgente24
<http://www.urgente24.info>



Alerta - Negocios

24/06/2005 - 09:41

Repsol, Total y BG piden un acuerdo internacional para proteger sus inversiones



Tras las crisis en Bolivia, la española Repsol presentó una sugerente propuesta para la Argentina, Bolivia y Brasil. En un coloquio internacional sobre la industria gasífera planteó la adopción de un tratado internacional para proteger sus inversiones de los conflictos internos de los países. La iniciativa fue secundada por otras dos compañías: la francesa Total y la británica BG.

Tres empresas petroleras extranjeras que tienen contratos de operación en Bolivia plantearon la adopción de un tratado internacional que prevenga crisis capaces de interrumpir el suministro del producto. La propuesta de la española Repsol para la Argentina, Bolivia y Brasil, presentada en un coloquio internacional sobre la industria gasífera, fue endosada por la francesa Total y la británica BG, según informó el diario boliviano La Razón.

Las tres compañías operan importantes reservas de gas natural en Bolivia y vieron sus actividades amenazadas por la convulsión que sacudió al país en las últimas semanas y que desembocó en la renuncia del mandatario boliviano Carlos Mesa y la asunción de Eduardo Rodríguez. "El sector energético requiere de grandes inversiones y no puede estar sujeto a cambios motivados por problemas económicos o ideológicos", dijo Ernesto López Anadón en el coloquio que se celebra en Río de Janeiro. "La integración latinoamericana es muy difícil.

Los gobiernos tienen que tener reglas claras y estables", replicó el gerente general de la empresa chilena ENAP, Enrique Alveal. El ejecutivo chileno señaló que su país era el más perjudicado por la debilidad de los suministros de gas natural, pues depende totalmente de las importaciones de la Argentina. La propuesta de un tratado internacional se presenta en momentos en que Chile, Perú, Argentina y Brasil discuten la posibilidad de instalar el llamado "anillo energético" basado en el gas natural, con el tendido de un gasoducto para distribuir gas del campo peruano de Camisea.

Bolivia manifestó su interés en integrar el anillo con sus reservas, las mayores del continente sudamericano después de las que tiene Venezuela. La iniciativa de Repsol parecía venir al encuentro de la volatilidad social y política boliviana para garantizar que las operaciones de las empresas que operan en ese país, sobre las que pesa la amenaza de nacionalización, no sean afectadas.

El ejecutivo de Repsol precisó que el tratado que proponía tenía un precedente en Europa oriental, en base a los yacimientos de gas y petróleo del MarCarpio. El acuerdo garantiza el pasaje de ductos incluso por áreas afectadas por conflictos internos.

Alerta - Economía

Urgente 24 le brinda la noticia:

28/05/2005 - 10:54

Otra vez el fuel oil importado de ¿Bahamas? (EDICIÓN i)

Que Fernando Braga Menéndez siga afirmando que no hay crisis energética en la Argentina. La energía se ha convertido en una desgracia argentina, que nos obliga a vivir pendientes de la meteorología. Y de que Hugo Chávez no termine de enloquecer... EDICIÓN i actualizó el tema en su ejemplar en circulación (una lástima que no pueda reproducirse en U24 el cuadro con los puertos de embarque que está en la revista):

POR RICARDO MOLINA

Durante el invierno y el otoño de 2004, en varios artículos publicados en EDICIÓN i analicé la crisis energética que el publicitario oficial Fernando Braga Menéndez dice que no existió pero el Presupuesto Nacional 2004 dice que demandó no menos de \$ 3.000 millones, por la imprevisión gubernamental frente a hechos suficientemente evaluados por todo el sector -incluyendo al actual secretario de Energía-, que se pretendieron ocultar o ignorar, al igual que los costos provocados al erario público.

Hoy, hasta el mismo Presidente ha tenido el gesto de reconocerlo, aunque bien se podría suponer que se debe a que ya no pueden ocultar las inevitables consecuencias -léase: restricciones al consumo- de sus equivocadas decisiones. Mucho se podría seguir escribiendo acerca de las ampliaciones de gasoductos anunciadas para este invierno (que no estarán disponibles), de los mayores costos de estas obras, del gasoducto para importar gas boliviano que quedará para mejor oportunidad, de la elevación de la cota de Yacretá por ahora postergada, de Atucha II, de las nuevas centrales eléctricas impulsadas por el Gobierno (que no tienen combustible para abastecerse), y acerca de muchos otros temas anunciados, que sólo quedaron en esa condición.

Pero existe un tema que resulta absolutamente paradigmático de la opacidad en el accionar de este gobierno frente a la crisis energética: la importación de fuel-oil. Algunos seguirán refiriéndose a este tema como la importación de fuel-oil venezolano, otros recordarán las tapas de los principales medios cubriendo la llegada del primer embarque en el buque venezolano General Zamora y la recepción del ministro Julio De Vido, y de su par venezolano, junto a las Madres de Plaza de Mayo, los discursos resaltando el gesto solidario de la "hermana República Bolivariana de Venezuela".

Sin embargo -y ya no es noticia para los lectores de EDICIÓN i- aquel promocionado embarque provino de Freeport, Bahamas, tal como surge de la documentación oficial aduanera. Tampoco llegaron de Venezuela los siguientes embarques. Ellos tuvieron su origen en: Rusia, Noruega, Reino Unido, Antillas Holandesas, USA y Brasil. Para enfatizar el concepto: hasta ahora, no se importó una sola gota de fuel-oil venezolano.

Aquel informe también incluía un análisis del elevado precio contratado en forma directa (un 23% superior al ofrecido por Petrobras) producto de la intermediación de PDVSA, de la exportación de fuel-oil producido en la Argentina en forma simultánea con estas importaciones, de los costos de sobrestadías de los buques y de los efectos derivados de cancelaciones de cargas cuando los buques estaban ya fondeados en nuestras aguas.

La importancia de estas cuestiones justificaron que el senador nacional Ricardo Gómez Díez, y la Comisión de Energía de Recrear, se dirigieran al Jefe de Gabinete y al secretario de Energía, respectivamente, para consultarles acerca de la exactitud de las informaciones que surgían de los documentos oficiales analizados.

El Jefe de Gabinete, Alberto Fernández, le respondió al senador Gómez Díez en su Informe N° 63, Apéndice 2, de Septiembre de 2004, presentado ante la Cámara de Senadores, donde señaló lo siguiente: Que las importaciones de fuel oil provinieron de países distintos que Venezuela. Que no ha habido sobrestadías de los buques en la zona de fondeo imputables a CAMMESA. Que no ha habido cancelaciones de embarques imputables a CAMMESA.

Por su parte, el Secretario de Energía, por intermedio de su subsecretario de Combustibles, por Nota SSC N° 3258 del 2/11/2004, respondió sobre las mismas cuestiones, textualmente lo siguiente: Hasta la fecha no se han recibido reclamos por sobrestadías. PDVSA requirió opinión sobre algunas demoras que le fueron reclamadas, las que fueron respondidas sugiriendo la desestimación de las mismas. No se han devengado ni pagado multa alguna en concepto de cancelación de embarque.

En el inicio de esta última respuesta, se acompañó un detalle muy completo de las procedencias de las importaciones, confirmando lo ya comentado. Según las estimaciones realizadas en Recrear, la sobrestadía de los buques acumuló una extensión superior a los 240 días. El contrato firmado entre CAMMESA (en representación del Estado Nacional) y Pdvsa previó importantes cargos por la mayor estadía de los buques

en la zona de fondeo. Al menos tres buques fueron cancelados luego de arribar a la zona de fondeo, de acuerdo con las informaciones extraoficiales a las que se tuvo acceso. Antes de continuar, vale la pena destacar que en el Puerto de Buenos Aires no existe la infraestructura necesaria para la descarga de buques de porte significativo ni capacidad de almacenamiento para grandes cantidades de combustibles y sin dudas, eso entorpeció la operación. Pero era una restricción conocida.

Sin embargo, y a pesar de tantas negativas oficiales, existe una información no confirmada de la existencia de un reclamo al Estado Nacional de más de US\$ 13.000.000 en concepto de sobrestadías y multas por cancelaciones derivadas de esta escandalosa operación realizada el año pasado que se agregarían a los ya elevados costos que todos los argentinos pagamos por esta "ayuda solidaria" de Venezuela.

La información extraoficial acaba de recibir una cierta confirmación. En el Boletín Oficial de la República Argentina N° 30.655, de fecha 17/5/2005, se publicó la Resolución N° 753/2005 de la Secretaría de Energía, donde en forma resumida se dispone lo siguiente: "Instruyese a la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista para que, actuando por cuenta y orden del Estado Nacional, proponga procedimientos especiales alternativos a los previstos en el contrato firmado con la empresa estatal Petróleos de Venezuela S.A., a fin de agilizar la resolución de reclamos por supuestas cancelaciones y demoras ocurridas durante la entrega del producto fuel oil durante el año 2004.

"Su texto es lo suficientemente claro para eximir de mayores comentarios. Sólo habrá que esperar para conocer el monto que la Argentina pagará por estos conceptos y cuáles serán esos procedimientos especiales alternativos a los previstos en el contrato, ¿tal vez, la mediación del CIADI...?"

Este año, y al menos los dos próximos, la Argentina deberá continuar importando fuel oil para consumir en las centrales eléctricas durante el período invernal, debido a las restricciones en el abastecimiento de gas natural. Por ello, es necesario considerar algunas cuestiones ya planteadas para este año: El volumen a importar será superior, al menos en un 20%, al del año pasado.

El Estado Nacional, a través de CAMMESA, licitó en forma pública sólo un 10% de dicho volumen. El precio contratado en estas licitaciones fue inferior al pagado el año anterior a Pdvsa, con un precio del barril de petróleo 30% por debajo del nivel actual. Aún no es público el convenio que discutió el ministro De Vido en su más reciente viaje a Venezuela.

Si bien ya se han tomado algunos recaudos en materia logística, la importación de mayores volúmenes ocasionará nuevos inconvenientes.

Por último, recordemos que los costos de todas estas imprevisiones e improvisaciones las pagamos todos los argentinos, ya sea como consumidores de energía o como contribuyentes.

(*) RICARDO A. MOLINA: es Consultor y miembro de la Comisión de Energía de Recrear.

Copyright by EDICIÓN i, 2005.

Este fue un servicio de Urgente24

<http://www.urgente24.info>



Alerta - Economía

23/02/2005 - 09:22

El crudo OPEP vuelve a subir por encima de los US\$44

La secretaría del cartel en Viena comunicó que el precio del crudo de la OPEP volvió a subir por encima de los US\$44. Según opinan algunos observadores, la subida se debe ante todo al actual tiempo frío de invierno en el hemisferio norte.

El precio del crudo de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) volvió a subir por encima de la marca de US\$44, por primera vez desde finales de octubre, comunicó hoy la secretaría del cártel en Viena. El precio de la cesta de siete tipo de crudo de la OPEP ascendió el martes a US\$44,28 (33,56 euros) por barril de 159 litros, mientras que el lunes había costado aún US\$43,12. Durante el pasado mes de octubre, el precio subió incluso a más de US\$45 por barril. Según opinan algunos observadores, la subida se debe ante todo al actual tiempo frío de invierno en el hemisferio norte. El precio del tipo de crudo estadounidense West Texas Intermediate (WTI) se elevó esta mañana a US\$51,22, 42 centavos de dólar más que el día anterior, tras un ascenso en cerca de US\$2 el martes, y el petróleo del tipo Brent ascendió hoy a los US\$48,59.



Este fue un servicio de Urgente24

<http://www.urgente24.info>



Alerta - Economía

17/06/2005 - 19:04
Peligro de petróleo a US\$ 60

Los precios del petróleo escalaron hoy a su máximo nivel en más de 2 meses, por encima de los US\$ 58, impulsados por la fuerte demanda de combustibles que también se acercan a su récord.

El petróleo crudo estadounidense del tipo 'Texas' subió US\$ 2,02 en la sesión de hoy hasta los US\$ 58,60 el barril, mientras que el 'Brent' (el que se extrae en el Mar del Norte), de referencia en Europa, ha alcanzado los US\$ 57,90 en la sesión del mercado de futuros de Londres, su máximo histórico. El precio del barril de Brent sube un 43% desde comienzos de año.



"La fuerte demanda se mantiene, pese a que el petróleo es costoso", dijo Sam Tilley, jefe de investigación del broker Sucden UK Ltd. "Si hay una demanda mayor a la actual, especialmente en los próximos meses (...) ¿Las refinerías podrán manejarla?", agregó. La demanda de combustible en las últimas 4 semanas creció 3% con respecto al mismo período del año pasado, mientras que el consumo de los destilados, que incluyen el diesel, el combustible para calefacción y el combustible para aviación, ha aumentado 6,5%, según los datos del gobierno estadounidense.

A la par, las refinerías operan casi a su máxima capacidad. En días recientes, los precios del combustible para calefacción registraron una inusual diferencia de US\$0, 11 sobre los de la gasolina. Pero esa prima se redujo después de que los datos semanales de inventarios de USA reflejaran una reducción de las existencias de naftas, lo que volvió a concentrar el interés del mercado en el combustible para los vehículos, que supone más del 10% de la demanda mundial de crudo.

Con los inventarios de petróleo crudo de USA por sobre el 9,0% respecto al año pasado, los operadores están más preocupados por la poca capacidad de producción adicional que por los suministros de crudo. La fuerte demanda de China y USA ha aumentado la tensión por la limitada capacidad de refinación que hay en el mundo, y esto a su vez, incrementa los temores de que los suministros -especialmente los destilados- no logren satisfacer la demanda del invierno boreal (diciembre-marzo).

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) acordó esta semana aumentar en 500.000 de barriles por día (bpd) su techo de producción a partir del 1º de julio y otros 500.000 bpd en un futuro cercano, si los precios se mantienen altos. Arabia Saudita, el único productor del grupo con una capacidad de producción adicional significativa, está reacio ante la posibilidad de llevar más crudo a las refinerías porque considera que su capacidad de refinación trabaja al límite.

A pesar de los altos niveles de los stocks de crudo, su refinación resultan la gran preocupación. Los de naftas, por su parte, bajaron en 900.000 barriles, hasta 215,7 mb, nivel un 4,9% superior al del año pasado, pese a que las refinerías operaron al 96,7% de su capacidad, dos puntos porcentuales más que la semana precedente.

El stock está en su tope en más de un lustro y, en cambio, las reservas de naftas se encuentran en niveles ajustados a los de ejercicios anteriores, cuando el tirón estacional del consumo de combustibles para automóviles generó una corriente alcista en verano del Hemisferio Norte (julio-agosto-septiembre).

"El crecimiento de la demanda de crudo se está acelerando. En lo que vade junio, la demanda de naftas se ha incrementado en un 3%, mientras que en los destilados crece a un ritmo del 8,1%", augura Barclays Capital en su informe semanal sobre el mercado petrolero. El miércoles, el cártel que controla el 40% de la producción mundial elevó el techo oficial por 5ta. vez en el último año. La cuota de bombeo oficial se coloca en 28 millones de barriles diarios (mbd), aunque la oferta real supera los 30 mbd.

Este fue un servicio de Urgente24
<http://www.urgente24.info>

Alerta - Negocios

01/08/2005 - 13:21

Tras la muerte del rey de Arabia, el petróleo supera los US\$61

El precio del petróleo sobrepasó la marca de los US\$61 por barril de crudo, luego de la muerte del rey Fahd de Arabia Saudita. Sin embargo, las expectativas de que el nuevo monarca deje sin cambios la política petrolera del mayor productor de crudo del mundo suavizó el incremento, según informa Reuters.

El crudo ligero estadounidense subía 52 centavos a US\$61,09 por barril tras la muerte del rey Fahd de Arabia Saudita. Esto ocurre después de haber llegado cerca de su máximo en tres semanas de US\$61,23, según informa Reuters.

En Londres, el precio del mercado Brent ganaba 42 centavos a US\$59,79 por barril. El precio ha subido 40% este año y está apenas a un dólar del máximo histórico de US\$62,10 por barril marcado el 7 de julio.

El rey Fahd murió en el hospital el lunes y será sucedido en el trono por el príncipe Abdullah, su medio hermano, quien ha sido el gobernante de facto de Arabia Saudita desde que Fahd sufrió una apoplejía en 1995.

Abdullah se espera que mantenga la largamente estable política petrolera de Arabia Saudita, lo que ha ayudado a asegurar el suministro de los mercados mundiales, dijo una fuente Saudita el lunes. "Estoy seguro que nada va a cambiar respecto a la política petrolera de Arabia Saudita", dijo a Reuters la fuente. Analistas también esperan que no se produzcan cambios en la política Saudita y prevén que el impacto en el precio va a ser mínimo.

"No vamos a tener grandes efectos porque el príncipe heredero del trono Abdullah ha estado efectivamente gobernando el país por varios años", dijo Geoff Pyne, consultor de energía de Standard Bank. "Habrá un efecto psicológico en los mercados.

Cualquier cosa agrega incertidumbre a un mercado que infiere una tendencia alcista en el corto plazo", agregó. Antes de la noticia de la muerte del rey Fahd, los precios habían subido hoy luego de que una serie de problemas en refinerías en USA reavivaron preocupaciones sobre los suministros de combustibles para el cuarto trimestre cuando aumenta la demanda por el invierno en el Hemisferio Norte.

**Alerta - Economía**

27/07/2005 - 21:01

Bolivia amplía el suministro diario de gas a la Argentina

El ministro de Planificación Federal, Julio de Vido.

La Argentina y Bolivia acordaron ampliar de 6,5 a 7,7 millones de metros cúbicos diarios el suministro de gas boliviano para la República Argentina, a los mismos precios del actual convenio, que fue prorrogado hasta diciembre de 2006. Así lo anunciaron los ministros de Planificación Federal, Julio De Vido, y de Hidrocarburos boliviano, Jorge Dunn, durante la reunión que se efectuó en Santa Cruz de la Sierra.

La Argentina y Bolivia acordaron ampliar de 6,5 a 7,7 millones de metros cúbicos diarios el suministro de gas boliviano al territorio argentino, a los mismos precios del actual convenio, que fue prorrogado hasta diciembre de 2006.

Esta medida fue concretada por los ministros de Planificación Federal, Julio De Vido, y de Hidrocarburos boliviano, Jorge Dunn, durante la reunión que mantuvieron hoy en Santa Cruz de la Sierra, donde ambos países retomaron las negociaciones interrumpidas por la crisis político-institucional que atravesó Bolivia en los últimos meses.

De Vido también avanzó en la discusión sobre la construcción del Gasoducto del Nordeste, que permitiría ampliar el suministro de gas boliviano al territorio argentino. De ahora en más ambos colegas se reunirán cada quince días. "Desde ahora nos reuniremos quincenalmente hasta que a fin de septiembre se encuentren los ministros para hacer un balance de las actuaciones", indicó el subsecretario de Combustibles, Cristian Folgar.



El funcionario destacó que la ampliación (1,2 millón de metros cúbicos diarios) del nivel de gas que la Argentina importa desde Bolivia tenga el mismo precio y la prórroga hasta diciembre del 2006 del convenio, cuyo vencimiento operaba a fin de este año. Folgar aclaró que este nivel de gas “puede ser ampliado si hay nuevos acuerdos entre los yacimientos bolivianos y nuevos compradores o si los actuales deciden adquirir mayores cantidades”.

La Argentina se comprometió a realizar las gestiones para que el empresariado nacional brinde asistencia técnica a Bolivia para la conversión de motores diesel a GNC. “Es un capítulo, yo diría, de principal importancia en lo que hace al problema energético y específicamente del gas”, señaló Jorge Dunn.

Miércoles 27 de octubre de 2004

EL CRONISTA
OPINIÓN

TRIBUNA

¿Se está acabando el petróleo (otra vez)?

Los precios del petróleo se encuentran hoy muy por encima de los \$ 50 por barril, en parte debido a crisis que han demandado un rápido suministro en el corto plazo, como el conflicto de Irak, las disputas laborales en Nigeria, el conflicto entre Yukos Oil y el gobierno ruso, y los recientes huracanes en Florida. Puede que los precios del petróleo bajen una vez que se disipen estas crisis, pero los efectos especulativos los pueden mantener relativamente altos, debilitando a la economía mundial y deprimiendo los mercados de valores.

Incluso un alza temporal en los precios del petróleo puede tener efectos de largo plazo, por las reacciones sociales que provocan. Los altos precios del petróleo impulsan el debate público acerca del futuro de los mismos. Nunca se puede saber a ciencia cierta el resultado de un debate público, pero es probable que sirva de amplificador de cuentos que implican el riesgo de que los precios se eleven aún más. Los expertos pueden decir que los factores de suministro de corto plazo causaron los recientes aumentos de los precios, pero no obstante los precios crecerán más en los cuentos alarmistas sobre el largo plazo.

El cuento alarmista que se está esparciendo ahora tiene que ver con el mundo en desarrollo, particularmente China y la India, en donde el rápido crecimiento económico (y no las restricciones del Protocolo de Kyoto a las emisiones de gases) se ve como el creador de una insaciable demanda de petróleo. El supuesto de este cuento es que el petróleo mundial se acabará antes de lo que pensamos, mientras esos miles de millones de personas persiguen sus sueños de tener una casa grande y vehículos deportivos. ¿Es esto plausible?

Es cierto que China, la India y otros países emergentes se están desarrollando rápido. Pero los expertos encuentran dificultades para especificar las implicaciones que esto tiene en el largo plazo para el mercado energético. Hay demasiados factores que siguen en la oscuridad: la velocidad de crecimiento de la demanda energética de estos países, los descubrimientos de nuevas reservas de petróleo, los avances en tecnologías para ahorrar petróleo, y el reemplazo final de éste por otras fuentes de energía.

Pero lo que importa para los precios del petróleo, ahora y en el futuro visible, es la percepción del cuento, no las ambigüedades que hay tras ella. Si existe la percepción de que los precios serán

más altos en el futuro, tenderán a elevarse hoy. Así es como funciona el mercado.

Si el común de la gente piensa que los precios del petróleo serán más altos en el futuro, los dueños de las reservas petroleras tenderán a posponer las costosas inversiones en exploración y expansión de la capacidad productiva, y pueden extraer crudo a un nivel por debajo de su capacidad. Prefieren vender su petróleo e invertir más tarde, cuando los precios sean más altos, restringiendo así el aumento de la oferta. Las expectativas se convierten en profecías autocumplidas: los precios del petróleo aumentan y



nace una burbuja especulativa.

Pero si los dueños de las reservas de petróleo piensan que los precios caerán en el corto plazo, tendrán un incentivo para explorar en búsqueda de reservas y ampliar la producción ahora, con el fin de vender tanto petróleo como sea posible antes de la baja. El aumento de la oferta resultante hace que los precios caigan, refuerza las expectativas de mayores bajas y produce el efecto inverso a una burbuja especulativa: un colapso en los precios.

Todo esto puede parecer obvio, pero tendemos a no pensar en los precios del petróleo como algo que está determinado por las expectativas sobre los precios futuros. Por ejemplo, en enero de 1974, cuando comenzó la primera crisis del petróleo, los precios se duplicaron en apenas unos días. Se cree que la causa inmediata fue el fulminante éxodo de Israel en la Guerra del Yom Kippur, que provocó las represalias de los productores árabes de petróleo en la forma de una drástica reducción de la producción. La segunda crisis, en 1979, se atribuye por lo general a las interrupciones del suministro desde el Golfo Pérsico tras la revolución iraníca en Irán.

Por qué entonces los precios reales del petróleo, corregidos por la inflación, siguieron en los niveles de 1974 o por sobre ellos hasta 1980? Es probable que ha-

ya habido presiones especulativas que influenciaron las decisiones de la OPEC y de muchos otros. Aunque los cambios en la psicología del mercado son difíciles de entender, las preocupaciones generales que subyacen a estos episodios de exuberancia irracional son casi siempre bastante claras.

Por ejemplo, en 1972 varios científicos del Instituto de Tecnología de Massachusetts, entre los que se encontraba el pionero de la informática Jay Forrester, publicaron *The Limits to Growth*. El libro provocó un debate internacional acerca de si el mundo pronto enfrentaría inminentes problemas económicos debido a la escasez de petróleo y otros recursos naturales.

La segunda crisis tuvo su precedente inmediato en el accidente del reactor nuclear de Three Mile Island en Pennsylvania en marzo de 1979. Después, decrecieron los temores acerca de los límites del crecimiento y la energía nuclear. Los precios del petróleo bajaron gradualmente y el mercado de valores comenzó el largo ascenso hacia su cima en el año 2000.

Pero el actual aumento demuestra que la gente todavía está ansiosa por abitar cuentos sobre el agotamiento del petróleo, esta vez con su foco en China y la India, incluso cuando es claro que los responsables son factores de corto plazo. De hecho, la Agencia Internacional de Energía hizo notar en septiembre que la relación usual entre los precios y los niveles de inventario se había quebrado, y que los precios eran mucho más altos de lo que la mentada relación podía sugerir.

El informe de la AIE considera a este distanciamiento como una evidencia de un cambio estructural en el mercado. Pero el mismo patrón ocurrió tras las crisis del petróleo de 1973-4 y 1979-80, cuando los precios bajaron de sus puntas más altas, pero se mantuvieron bastante altos por años, generando una trampa para el mercado de valores, el de la vivienda y la economía mundial. Esperemos que los efectos del alza actual tengan una vida más corta. Pero no esperen de pie.

Copyright: Project Syndicate



Robert Shiller

Profesor de Economía en la Universidad de Yale

ECONOMÍA INTERNACIONAL

Paradojas políticas con el petróleo

WASHINGTON (The Economist).- Durante seis décadas una de las pocas estrellas fijas de la política exterior de Estados Unidos ha sido la relación especial con Arabia Saudita. Estados Unidos ha ofrecido protección militar a la familia real saudita a cambio del libre flujo de petróleo relativamente barato. Cada presidente desde Franklin Roosevelt ha mantenido este acuerdo y los sauditas por lo general han cumplido. Dentro de la OPEP, los sauditas por lo general son la voz moderada. Pero las cosas parecen haber salido mal bajo el turno de George Bush. Pese a la famosa relación estrecha de su familia con los gobernantes sauditas, los precios del petróleo han superado los US\$ 50 el barril, partiendo de US\$ 10 en 1998. El precio de la gasolina, que los estadounidenses esperan que solo cueste un dólar el galón, ahora llega a los US\$ 3.

Eso explica por qué no había tan buen ambiente cuando Bush se reunió con el príncipe heredero Abdullah -el gobernante efectivo de Arabia Saudita- en Texas la semana última. Al subir los precios del petróleo, la popularidad de Bush declina.

Cosa poco común, antes de reunirse con el príncipe, Bush públicamente apuntó un dedo acusador a los sauditas por los altos precios. Mucho menos públicamente, los sauditas siguen molestos por la "demonización" de su país desde los ataques del 11 de septiembre.

Los dos líderes trataron de arreglar las cosas en Crawford. Los sauditas prometieron aumentar mucho la producción, comprometiéndose a invertir US\$ 50.000 millones en los próximos cinco años. Bush utilizó expresiones amistosas respecto de la relación especial y ambos emitieron un comunicado comprometiéndose "a continuar su cooperación".

¿Está todo bien con el Eje del Petróleo? No del todo. Esto se debe a que la relación simbiótica entre el mayor consumidor de petróleo del mundo y el mayor productor está bajo ataque desde un sitio sorprendente. Las quejas de los verdes respecto del petróleo barato, los alullidos *bushfóbicos* de la brigada de Michael Moore y las preocupaciones neoconservadoras respecto del terrorismo saudita son bien conocidos. Pero el eje ahora se ve cuestionado por un número cre-

ciente de pragmáticos de la centro derecha estadounidense.

Varios grupos independientes urgen a Estados Unidos a tomar distancia del petróleo. El Rocky Mountain Institute, un centro de estudios preocupado por la eficiencia energética, sostiene en un estudio reciente, financiado en parte por el Pentágono, que Estados Unidos puede terminar con sus importaciones de petróleo con la adopción agresiva de biocombustibles, autos mucho más eficientes y otras políticas relacionadas. La Comisión Nación de Política Energética (NCEP son las siglas en inglés), un panel bipartidista de pesos pesados de la energía, recientemente defendió la necesidad de fortalecer las fuentes domésticas de energía y también promueve un enfoque inteligente de "límites y cambios de recursos" para dominar el efecto invernadero.

El ataque más hiriente vino en la forma de una reciente carta a Bush, firmada por dos docenas de figuras políticamente influyentes, organizadas por la Coalición del Futuro Energético, un grupo de lobby. Esta gente, una mezcla extraña de halcones de la seguridad nacional y ecologistas del ala dura, argumentan que la "dependencia de petróleo importado representa un riesgo para la seguridad del país y el bienestar económico".

Robert McFarlane, que fue asesor de seguridad de Ronald Reagan, firmó la carta. Le preocupa el impacto posiblemente devastador de ataques terroristas a la infraestructura petrolera dentro de Arabia Saudita. Se sumó a los verdes porque "compartimos un interés común en dejar de depender del petróleo extranjero".

¿El Congreso corre a abrazar ideas innovadoras para sacarse el hábito del petróleo? Por cierto que no. De hecho, la Cámara baja acaba de hacer lo opuesto, al aprobar una ley de energía llena de subsidios para los negocios del petróleo y el gas. Los incluye para el etano (un aditivo muy poco ecológico) y un seguro barato contra catástrofes para la industria nuclear. Nada hace para terminar con las contradicciones de la legislación que permite a los fabricantes de vehículos deportivos y Hummers escapar a las normas de economía de combustible.

Traducción: Gabriel Zedunetsky

A DIFERENCIA DE LO QUE OCURRÍA EN LA DÉCADA DEL 70, GRAN PARTE DE LA RIQUEZA AHORA QUEDA EN LA REGIÓN

Las economías árabes florecen con el precio del petróleo

El marcado incremento en los precios del crudo le está permitiendo a los gobiernos del Golfo limpiar sus balances, acumular reservas financieras e invertir en bienes de capital

R. ENGLAF, W. HALLIS Y BILLIAN TETT

Cuando Aabar Petroleum Investments, una compañía de Abu Dhabi que se promociona como el futuro gigante de servicios de gas y petróleo de Medio Oriente, quiso este año recaudar 155 millones de dólares con su salida a bolsa, National Investor, la institución financiera local que maneja la emisión quedó inundada por la demanda de acciones. Para el cierre de la emisión, la demanda había alcanzado la impresionante cifra de 124.119.000 millones. "Fue un récord mundial. Con los precios donde están, no hay forma de equivocarse invirtiendo en petróleo", dijo Karim el-Solh, que era CEO de National Investor en el momento de la emisión.

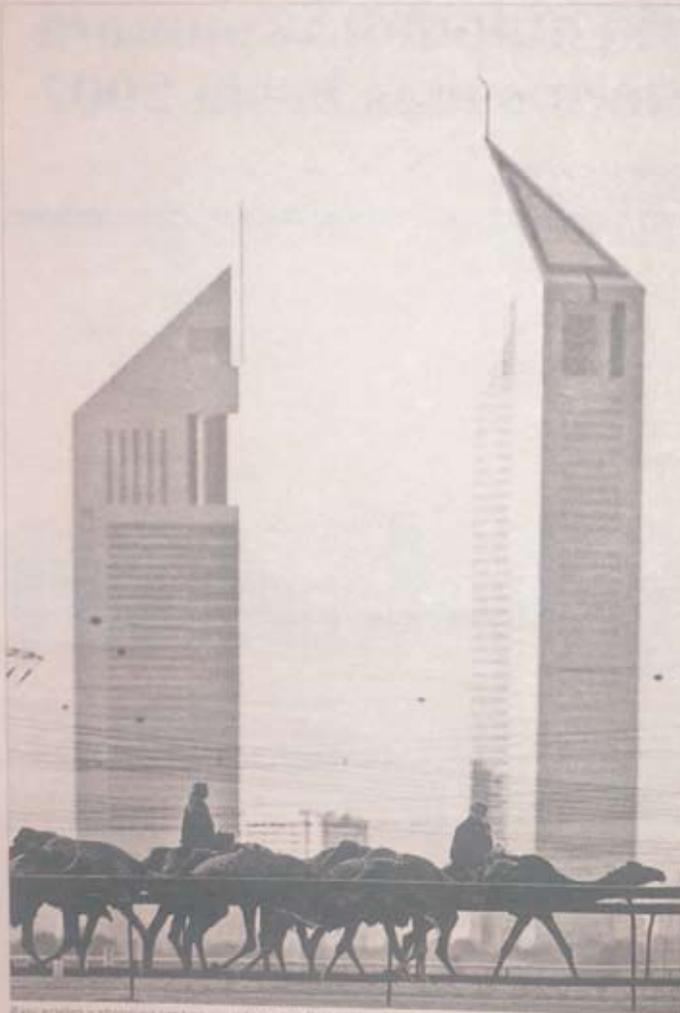
La reacción ante la oferta —que fue más notable que todo lo que se vio en Europa y Estados Unidos durante la burbuja de las puntocom— muestra la enorme liquidez financiera en la zona del Golfo. Tras años de crecimiento económico lento y acumulación de déficit de presupuesto, Medio Oriente graz de un boom ambicioso.

El marcado incremento en los precios del petróleo desde el año 2000, le está permitiendo a los gobiernos de la región, muy dependientes de los ingresos petroleros, limpiar sus balances, acumular reservas financieras y volver a invertir en bienes de capital. Además, el boom no alimenta una explosión sin precedentes en los mercados accionario e inmobiliario.

"La liquidez está en su punto más alto de todos los tiempos y esto trae consigo dos clases de acciones en las que poner el dinero: acciones y bienes raíces. La gente tiene mucho capital y las oportunidades de inversión son muy limitadas, lo que presiona mucho las acciones", explicó Fawzi Hatib, director general de National Investor a cargo del área inmobiliaria.

Desde 2001, la capitalización de mercado en las seis bolsas de los principales exportadores petroleros del Golfo —Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos, Qatar, Kuwait, Omán y Irak— se ha casi triplicado para llegar a alrededor de 875.000 millones. El índice S&P500 Capital Arab, que sigue el desempeño de las citadas bolsas, de 254 compañías en 12 países árabes, creció 87% en lo que va del año. Este aumento se suma a un avance de 90% en cada uno de los dos años pasados.

En el sector de la construc-



Resacañeros y shopping centers gigantescos, reflejan los enormes ingresos petroleros

ción, los precios suben con rapidez a medida que los ingresos petroleros ayudan a crear fábricas, shopping centers gigantescos y complejos turísticos turísticos. Emaar Properties, la principal firma de desarrollo inmobiliario del Golfo, que tiene su sede en Dubai, acaba de informar ganancias netas anuales récord de 1.000 millones de dólares (1.400 millones), lo que significa un incremento de 150% comparado con los resultados de 2003. Algunos inversionistas, particularmente en Dubai, ganan hasta 20% al mes sobre sus inversiones en bienes raíces.

Por ahora, los bancos e inversores de la región disfrutan del alza, pero cada vez son más los analistas que advierten que los precios de la propiedad y las acciones son excesivos, y cuando caigan los precios del petróleo los pequeños inversionistas pueden resultar perjudicados.

"La gran pregunta es cuánto durará el boom. Las economías de la región son fuertes, pero hay gente que está comprando participaciones en compañías sin saber qué hacen esas compañías", dijo Sidiq Najjar, vicepresidente senior de Alrajaa Capital, una firma regional de riesgo equitativo.

Los grandes ingresos traerán

recuerdos de la década de los 70, cuando el abrupto incremento en el precio del petróleo inundó de liquidez el Medio Oriente. Sin embargo, entonces la nueva riqueza se gastó rápidamente o fue colocada en instrumentos como los bonos del Tesoro de EE.UU. Ahora, aunque los gobiernos todavía buscan inversión

en el exterior, desde los ataques terroristas del 11 de septiembre los inversores árabes privados son más reacios a enviar su dinero afuera.

"El boom en el precio del petróleo, combinado con la repatriación de activos por razones geopolíticas, hizo que el interés en los mercados accionarios locales tuviera un incremento significativo", explicó Lucy Ferguson, de Citigroup. Por su parte, Ali Shihabi, de Rasmea Investments, un banco de inversión con sede en Dubai, señaló que mucho capital "spica en la región, seducido por las grandes ganancias a corto plazo, que superan todo lo que puede ver en los mercados globales".

Además, el gasto de los gobiernos, preocupados por el rápido crecimiento de la pobla-

ción, ha sido relativamente prudente, por lo menos considerablemente más que en la década de los 70, cuando los ingresos del petróleo se escaparon rápidamente. El Banco Mundial estimó que, en conjunto, las naciones exportadoras de petróleo de Medio Oriente acumularon un superávit fiscal que promedio 7,9% del PIB en 2004, en alza comparado con un déficit que promedio 3,5% del PIB en los años 90. En los últimos años, gran parte del gasto se destinó a proyectos de infraestructura, lo que benefició a las firmas contratistas e incrementó los depósitos en el sector bancario.

Los bancos, a su vez, tienen una política crediticia más agresiva y permiten usar parte de los préstamos para comprar acciones. El boom financiero tiene repercusiones en toda la región, a través del crecimiento en el turismo entre países árabes, las remesas y los flujos de capital.

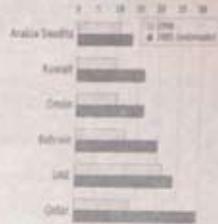
Una de las preocupaciones que persisten es que el clima empresarial sufre por la corrupción y la falta de transparencia. La división entre familia gobernante y fondos estatales sigue siendo poco clara. Qatar hizo en los últimos meses un intento por evitar los abusos despidiendo a tres funcionarios, incluyendo el ministro para Asuntos Religiosos, porque había estado involucrado en un escándalo por negociación de acciones. Pero incluso Dubai, que se promociona como uno de los países más liberales y de economía más abierta del área, las finanzas gubernamentales siguen siendo poco transparentes.

De todos modos, el boom financiero presenta un panorama muy atractivo. Para los bancos, el Medio Oriente árabe es la última gran oportunidad en materia de mercados emergentes.

dijo Russell Hillis, quien tiene a su cargo la división Equity Capital Markets para Europa, Medio Oriente y África de HSBC. Según él, en los próximos tres años podría haber lanzamientos a bolsa en la región con un valor de entre 10.000 y 10.000 millones.

Prosperidad

PIB per cápita
Índices de paridad de poder de compra
En miles de dólares



Elaboración: IMF y Thomson Reuters. Fuente: El Comercio

ción, ha sido relativamente prudente, por lo menos considerablemente más que en la década de los 70, cuando los ingresos del petróleo se escaparon rápidamente. El Banco Mundial estimó que, en conjunto, las naciones exportadoras de petróleo de Medio Oriente acumularon un superávit fiscal que promedio 7,9% del PIB en 2004, en alza comparado con un déficit que promedio 3,5% del PIB en los años 90. En los últimos años, gran parte del gasto se destinó a proyectos de infraestructura, lo que benefició a las firmas contratistas e incrementó los depósitos en el sector bancario.

Los bancos, a su vez, tienen una política crediticia más agresiva y permiten usar parte de los préstamos para comprar acciones. El boom financiero tiene repercusiones en toda la región, a través del crecimiento en el turismo entre países árabes, las remesas y los flujos de capital.

Una de las preocupaciones que persisten es que el clima empresarial sufre por la corrupción y la falta de transparencia. La división entre familia gobernante y fondos estatales sigue siendo poco clara. Qatar hizo en los últimos meses un intento por evitar los abusos despidiendo a tres funcionarios, incluyendo el ministro para Asuntos Religiosos, porque había estado involucrado en un escándalo por negociación de acciones. Pero incluso Dubai, que se promociona como uno de los países más liberales y de economía más abierta del área, las finanzas gubernamentales siguen siendo poco transparentes.

De todos modos, el boom financiero presenta un panorama muy atractivo. Para los bancos, el Medio Oriente árabe es la última gran oportunidad en materia de mercados emergentes.

dijo Russell Hillis, quien tiene a su cargo la división Equity Capital Markets para Europa, Medio Oriente y África de HSBC. Según él, en los próximos tres años podría haber lanzamientos a bolsa en la región con un valor de entre 10.000 y 10.000 millones.

Traducción: Graciela Rey y Mariana I. Orjio

DEBATE ►► Felipe González

EX PRESIDENTE DEL GOBIERNO ESPAÑOL



La lucha de intereses por la energía disponible tensionará las relaciones de poder en el mundo hasta límites desconocidos. Es dramático que los gobiernos se preocupen sólo por los precios, sin diseñar estrategias a mediano plazo.

La energía desestabiliza el futuro

Constituye un lugar común considerar la energía como una variable estratégica insustituible para el desarrollo. Es menos frecuente analizar la energía como un elemento clave en la integración regional, con la perspectiva de ampliar mercados y fomentar áreas de crecimiento sostenido.

Por ejemplo, América latina como región posee recursos energéticos que serían decisivos para todo el continente, aunque los intercambios en este capítulo sean escasos. Lo mismo cabría decir de Oriente Medio y de otras zonas del mundo, como la Unión Europea y Rusia.

Por otra parte, los últimos treinta años revelaron, a partir de la primera crisis del petróleo, la importancia de la energía en las relaciones internacionales, en la paz y en la guerra. Por tanto, para los países productores, la energía es también un factor decisivo para su relevancia internacional. En los años ochenta del pasado siglo algunos líderes consideraban inevitable un desplazamiento del centro de gravedad del poder mundial hacia los países productores, desde los consumidores dependientes.

Finalmente, los sucesivos choques petroleros pusieron en alerta a las zonas más desarrolladas del planeta, que empezaron a plantearse el ahorro energético y el desarrollo de energías alternativas a las fósiles. Este fenómeno se ha visto acompañado de una oleada creciente de preocupación por el medio ambiente, indudablemente agravada por el uso masivo de estas energías.

De forma periódica se añade a

estas consideraciones la del agotamiento de los recursos disponibles, aunque las predicciones sobre el límite temporal se trasladan hacia adelante, acompañadas de nuevos estudios sobre reservas útiles.

Lo más notable de este panorama es que la periódica alarma por la situación de las energías no renovables, desde el alza de precios hasta el calentamiento atmosférico, no ha movido a los actores más afectados —las economías consumidoras más desarrolladas del mundo— a fomentar consistentemente la investigación sobre otras fuentes energéticas que disminuyan la dependencia del petróleo. Tampoco se han producido inversiones capaces de responder a las demandas crecientes en el campo mismo del petróleo y del gas.

El escenario al que estamos abocados en la próxima década es el que se correspondió con la primera crisis de oferta de la era industrial. El crecimiento de la demanda mundial, fuertemente influido por actores emergentes de gran transcendencia como China, no sólo mantendrá la tensión en los mercados, con precios muy por encima de las predicciones que se venían haciendo desde la crisis de 2000, sino que nos llevará a una clara insuficiencia en la capacidad de oferta.

Entre los Estados Unidos, la Unión Europea, Japón y China pueden listarse —o pretenderlo— la casi totalidad de la energía no renovable disponible en el horizonte del año 2010 o 2012. Incluso si el nivel de inversiones en nuevos yacimientos se incrementa vs. de forma sustancial, la



maduración de estas inversiones no alcanzaría a satisfacer ese crecimiento de la demanda.

Probablemente estamos ensartando el problema decisivo para la estabilidad internacional, aunque no aflure en los análisis. La lucha de intereses por la energía disponible tensionará las relaciones de poder en el mundo muy por encima de los límites que ya estamos conociendo.

Son paradójicos los expertos peculiares de una economía global que no premia —por decirlo suavemente— los esfuerzos inter-

sura de las grandes petroleras, más allá de los enormes beneficios resultantes de los precios del crudo. Pero también es paradójico que los gobiernos, con las naturales excepciones, no estén preocupados de otra cosa que de los precios de la energía, olvidando estrategias energéticas sostenibles a medio plazo. Sostenible, en este caso, está considerado sólo el aspecto económico, ni siquiera el medioambiental.

Por tanto, frente a lo que he considerado inevitable como crisis de oferta, los movimientos de

las grandes compañías y de los responsables políticos son cuanto menos escasos y no parece esperable una reacción consistente a corto plazo. Si los estudios que se manejan son ciertos, como creo, no se trata de recursos escasos, sino de falta de inversiones en la mayor parte de los casos.

Los países con estrategia energética, como Estados Unidos o China, están tomando posiciones frente a los recursos actuales y futuros en las energías no renovables, empleando recursos económicos, capacidad de influencia y/o potencia pura y dura, pero no están haciendo un esfuerzo paralelo para la investigación y el desarrollo de otras energías para sustituir a las actuales, ni siquiera para avanzar seriamente en la eliminación de los residuos nucleares. Parecen dispuestos a competir o combatir por el reparto de lo que hay, más que al análisis de alternativas para aumentar la oferta o para completarlo con otras fuentes de energía.

Así que, más allá de las consideraciones de la energía como variable estratégica para el desarrollo, como elemento decisivo para los procesos de integración regional, lo más preocupante —por urgente— es la consideración de la escasez de energía como uno de los factores más importantes para la paz o la guerra. Aunque resulte exagerado, tan importante como la proliferación armamentística y las amenazas del terrorismo internacional, que no vamos a poder separar de los problemas de la energía.

Copyright Clarín y Felipe González, 2005.

ESCENARIO



La organización sostiene que la causa de los altos valores es la falta de capacidad para refinar

No logra la OPEP frenar el alza del petróleo

No se cumplen los aumentos de producción que anuncia

VIENA (EFE).— La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) decidió la semana última la quinta subida de sus cuotas de producción en los últimos 12 meses sin lograr bajar los precios del petróleo de su zona de máximos y evidenciando su escasa influencia en el rumbo actual del mercado. La OPEP, que controla el 40% de la producción mundial de crudo y dos tercios de las exportaciones, dijo que es la insuficiente capacidad de las refineras y no la escasez de petróleo la causante de los altos precios. Sin embargo, en un período con un crecimiento récord de la demanda mundial de hidrocarburos, la OPEP sólo ha aumentado en los últimos 12 meses su producción real en un millón de barriles diarios (mb/d), un 4,2 por ciento, mientras que su cuota oficial lo hizo en más del 19 por ciento, según la empresa de análisis PVM. En junio de 2004 la producción oficial

se situaba en 23,5 mb/d y tras la última decisión adoptada se llegan a los 28 mb/d, un aumento sobre el papel de 4,5 mb/d, más de un 19%. La consultora PVM señala que el aumento real de la producción que llegó al mercado se sitúa sólo en torno al millón de barriles diarios, excluyendo a Irak, que no entra en el cupo. En junio de 2004, el crudo efectivo que fluye al mercado desde los diez socios a los que se les asignan cuotas superaba en algo más de 3,5 mb/d de sobreproducción el nivel oficial de 23,5 mb/d, según PVM. Los analistas de esta empresa explican que después del aumento adoptado el pasado miércoles la OPEP sólo producirá por encima de su cuota unos 100.000 barriles. La propia organización, en su informe mensual sobre el mercado petrolero correspondiente a junio, establece su producción media en mayo en 28,22 mb/d —sin incluir la producción iraquí—, lo que su-

pone sólo 220.000 barriles diarios por encima de su cuota oficial. La OPEP está obligada ahora a responder a un aumento de las cuotas oficiales con crudo real —asegura PVM—, ya que un fracaso en este sentido no sólo dañaría su credibilidad, sino que aumentaría mucho más los precios. La capacidad ociosa o adicional, destinada a responder a una interrupción de suministros, lo sitúa la organización en la actualidad en torno del millón y medio de barriles diarios. Este petróleo adicional procede en su gran mayoría de Arabia Saudí, el único país con cierta holgura de producción. Los analistas temen que ese sea todo el margen de maniobra que tiene la OPEP para hacer frente a la demanda y que un posterior aumento de la producción se haría a costa de reducir la capacidad ociosa, lo que genera intranquilidad en los mercados.

LOS CONTRATOS A FUTURO PARA AGOSTO YA SE NEGOCIAN POR ENCIMA DE ESE VALOR

Récord histórico: el precio del petróleo roza los u\$s 60 el barril

La escalada alcista está relacionada con el temor de que las refinerías no den abasto para enfrentar la mayor demanda de crudo en el inicio del verano boreal

EFE Y REUTERS Buenos Aires

El precio del crudo de Texas batió ayer un nuevo récord y cerró en 59,37 dólares el barril, impulsado por el temor de que la limitada capacidad de refinanciación estadounidense no logre abastecer la fuerte demanda de los combustibles.

Al cierre de la sesión regular en el mercado de materias primas de Nueva York, el Petróleo Intermedio de Texas (WTI, de referencia para la Argentina) para julio añadía 0,90 dólares al precio anterior y conseguía un nuevo máximo, por segunda jornada consecutiva, después de tocar u\$s 59,52 en los minutos finales de negociación.

A la reciente preocupación por la inseguridad en Nigeria, se unía ayer la inquietud que generaban noticias relativas a una posible huelga en el sector petrolero en Noruega, tercer productor más importante a nivel mundial.

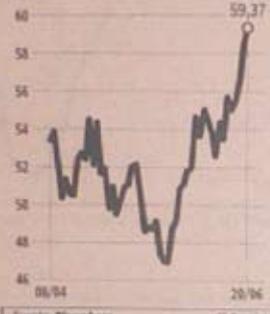
El viernes, una amenaza de extremistas islámicos contra extranjeros provocó el cierre de los consulados de Estados Unidos, Gran Bretaña y Alemania en la ciudad de Lagos, ubicada en Nigeria, octavo exportador de petróleo del mundo y que suministra cerca del 10% de las importaciones de crudo de EE.UU.

Por su fuerte tendencia alcista, los expertos estiman inminente que el precio del barril de petróleo WTI, supere los u\$s 60 por barril. Los contratos de crudo para entrega a partir de agosto

Sin control

Precio del barril WTI

En dólares



Fuente: Bloomberg

El Cronista

ya se negociaron ayer por encima de ese valor y los de octubre, noviembre y diciembre alcanzaron los u\$s 61 por barril.

Los contratos de nafta para entrega en julio se mantuvieron en un precio similar al de la jornada anterior, a u\$s 1,64 por galón (3,7 litros), mientras que los contratos de gasoil para cale-

Fin de una era

El ministro de Energía y Minas de Venezuela, Rafael Ramírez, dijo ayer que espera que los precios del petróleo se mantengan altos y que los mercados internacionales de petróleo sigan "tensionados" por problemas estructurales. Ramírez, quien también es el presidente de la petrolera estatal venezolana, PdVSA, aseguró que "la era del petróleo barato ha terminado".

ta será adecuado durante el último trimestre del año.

"Nos encontramos en un territorio sin antecedentes, donde el crudo ha alcanzado máximos históricos. Sólo queda ver cuando saldremos de este nivel", dijo Edward Meir de Mann Energy.

La escala de precios se ha mantenido sin pausa desde el

pasado miércoles y el barril de crudo de Texas se encareció en casi cuatro dólares o un 6,9% desde esa jornada.

Con ese escenario, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) contempla la posibilidad de iniciar de nuevo consultas entre los socios para decidir un nuevo incremento en su cuota oficial.

La OPEP aprobó en la pasada semana un aumento de medio millón de barriles en su cuota oficial, que con la excepción de Irak se sitúa ahora en 28,0 millones de barriles diarios.

Sin embargo, el representante de Irán ante la OPEP, Hossein Kazampour Ardebili, reiteró que "los problemas fundamentales están relacionados con la capacidad de refinación" y señaló que "debido a que la demanda por el combustible para aviación y la nafta aumentó por la temporada de viajes, subir el techo de producción de la OPEP no resolverá ningún problema".

La OPEP ya contempla la posibilidad de decidir un nuevo incremento de su cuota oficial

facción de ese mismo mes mostraron una tendencia al alza algo más firme y se encarecieron en un centavo, para finalizar a u\$s 1,66 el galón.

Los expertos han subrayado en ocasiones anteriores que el hecho de que el precio del gasoil supere al de la nafta en plena época estival en EE.UU., cuando más nafta se consume en todo el año, refleja la incertidumbre en torno a si el nivel de ofer-

RAYMOND JAMES ARG

Banca de Inversión - Sociedad

Nueva dirección a partir del 21 de Julio

San Martín 344 - Piso 22

(C1004AAH) - Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Tel.: 4850 2500 - Fax: 4850-2

23 de junio de 2005 | 8:00 horas

Hotel Hilton

Seminario Buenos Aires y Sao Paulo

Ciudad de Buenos Aires



El II Seminario Regional sobre Integración Productiva es un foro con participación del cual se discuten ideas, políticas y acciones conjuntas que ayuden a profundizar el pro...

SANATORIO

• UBICADO EN BS. AS.
• EN FUNCIONAMIENTO



productores y por una fuerte demanda global, el barril de crudo ya pasó la barrera de los 60 dólares y hay quienes auguran que también pasará la de los 100. Mientras el FMI ya anticipa un freno en el crecimiento mundial, aún no se vislumbran fuentes energéticas alternativas

LONDRES

En el estreno británico de "El día después de mañana" -un eco-drama sobre lo que ocurriría si continuase el calentamiento mundial, y en el cual el heroico científico interpretado por Dennis Quaid debe luchar contra los múltiples desastres ambientales que los efectos de Hollywood pueden brindar-, un auto llamó particularmente la atención. Era el auto en el que había llegado el secretario de medio ambiente, Elliot Morley, un Toyota Prius que reduce el consumo de petróleo al moverse también con electricidad. Morley explicó que la flota del gobierno de Su Majestad está siendo reconvertida con motores más "verdes", lo cual sonó bastante sensato a los oídos de los ciudadanos de todo, a comienzos de este otoño, analistas del banco de inversión Goldman Sachs predijeron que el precio del barril de crudo, que ya pasó la barrera de los 60 dólares, bien podría llegar a superar los 100.

La noticia, dada a conocer en marzo, cuando se producía un nuevo pico en el precio del petróleo,

señalaba que podríamos estar en las primeras fases de una "superescalada" -que llevaría el barril a los US\$ 105- producida por una fuerte demanda global combinada con inestabilidad potencial en los países productores. Según Goldman Sachs, la tendencia se mantendría hasta que, debido al menor consumo resultante de los escorofrías precios, se vuviera a contar con un "colchón" de capacidad inactiva.

El momento en el que podríamos contar con petróleo barato y gas natural aún más barato es la clarificación terminando", confirmó en febrero último Dave O'Reilly, el presidente de Chevron Teiaco, a clientes de petroleros reunidos en una conferencia en Houston. Un mes después Hugo Chávez, el presidente de Venezuela, coincidió alegrementee "El mundo debería olvidarse del petróleo barato".

¿Es realmente así? O se trata básicamente de una burbuja especulativa que podría pincharse sin previo aviso?

Todo es posible. El problema es que hay gente muy inteligente argumentando de ambos lados", señaló Jerry Taylor, director del área de recur-

sos naturales del instituto Cato, un prestigioso think tank con sede en Washington.

Para empezar, las razones que explican el precio actual del petróleo vienen tanto del lado de la oferta como de la demanda, según explica Vijay V. Vaitheeswaran, especialista en energía de la revista The Economist. Del lado de la oferta, está la manipulación de las cuotas por parte de la OPEP sumada a la falta de petróleo en el mercado nacional americano (las refinerías de EE.UU. no logran, desde hace más de un año, ir al ritmo del aumento de la demanda local) y un contexto internacional que no ayuda: hay un costo extra en cada barril, derivado de la incertidumbre respecto a Irak, los ataques terroristas, la inestabilidad en Nigeria y Venezuela y la condena a Mijail Jodorovskoi, ex jefe del gigante petrolero ruso Yukos, cuyo grupo fue prácticamente desmantelado y cuyos activos más importantes pasaron a manos de una sociedad pública cercana al Kremlin.

Todo esto coincide con un boom en la

Continúa en la Pág. 4, Col. 1

Enfoques

Página 4 Sección 7: LA NACION

2 9

Domingo 3 de Julio de 2008

[CRISIS ENERGETICA]

Escalada sin fin

PETROLEO



El impacto para la Argentina

Será necesaria una transición ordenada del paradigma fósil a fuentes alternativas de energía

Por Daniel G. Montamat
Para La Nación

El petróleo está caro y los precios se revalorizarán las expectativas al alza. Los especuladores, que venden en el mercado de transacciones diarias a corto plazo, y compran opciones futuras más caras en un mercado sin muchos vendedores, apostan a que el precio seguirá subiendo para realizar nuevos ganancias cuando vuelvan a vender. Por eso las señales de los mercados de futuros y opciones analistas siguen alertando sobre aumentos en los precios del crudo.

Si nos guiamos por los fundamentos del mercado (demanda-oferta) el precio del petróleo seguirá caro mientras se prolonga el ciclo de expansión de la economía mundial y estén pendientes inversiones que se realizan para aumentar la oferta. Si la producción mundial de crudo está próxima a alcanzar un pico, tasa el cual la disminución de oferta será inevitable, el techo de la demanda de precios será fijado por el costo de las tecnologías que habiliten recursos energéticos alternativos.

En cualquiera de estas alternativas, un país como la Argentina, que depende fuertemente y usa el petróleo para abastecer sus necesidades internas, no puede estar divorciado de las reflexiones internacionales de precios.

Las participaciones actuales siguen dependiendo a los fundamentos de un mercado donde parte de la oferta está "carteada" y desde la demanda mundial ha tenido un crecimiento fenomenal motivado por Estados Unidos, China e India. La expansión de la economía mundial del último año ha sido inédita y es la principal responsable de que el precio del crudo y otros commodities hayan tenido una fuerte recuperación. A cambio de estos fundamentos, también es necesario estar atento a los riesgos de una desaceleración de la economía mundial.

Por ejemplo, con la combinación de un planeamiento urbano eficiente de excelente transporte público combinado con muchas a quienes ingresen en la ciudad con vehículo propio, como ocurre ahora en Londres con el "congestion charge" del centro.

Puede creerse que, en términos mundiales, ese tipo de soluciones pueden significar una diferencia. "Hay una regla de hierro: a medida que una población se enriquece, aumenta su consumo de energía", señala Taylor. La prueba, sugiere, es China: el primer símbolo de estatus que tienen millones de personas es el automóvil.

El problema, justamente, es que "la mayor parte de las alternativas toman tiempo para estar realmente disponibles masivamente, y todas ellas tienen alguna desventaja", agregó Chris Hope, estudiante de la Universidad de Cambridge. "El carbón trae más polución y puede ser peligroso de extraer, como vimos en China recientemente. La energía nuclear toma por sí misma una década de construcción y tiene riesgos de proliferación y contaminación por sus desechos, la mayor parte de las fuentes de energía renovable son de baja intensidad e intermitentes. Así que

al fondo del espectro físico donde guardar esa demanda estratégica y ese exceso de petróleo que volverá al mercado a menor presión hacia abajo en los precios", señala Vaitheerwaran también explicó que es difícil que China mantenga el nivel de consumo de petróleo del último año, lo cual alienta la demanda.

"Los precios del petróleo están fuertemente relacionados con el crecimiento económico, por lo que el aspecto del petróleo es crítico", resume Jaffe. Y Jaffe fue con los lapso de Jaffe. "La de los diez dólares es la típica producción petrolífera que sale de Wall

Street y se vende en el mercado de futuros. El crecimiento mundial de petróleo aumentó el año último un 8,4 por ciento en vez del habitual 1,2 por ciento se considera que China es responsable de casi un tercio de ese crecimiento. Desde ahí se está pasando, ahora inversores de Wall Street entraron en el negocio, muchos de manera especulativa.

Pero además, por primera vez, se queda esperada la oferta de producción. "Esto empieza el año en los precios y da a la OPEP un mayor monopolio para subir los precios a voluntad. La OPEP a su vez se está invirtiendo lo suficiente en nuevas plantas de extracción, y según la tendencia actual", resume Amy Jaffe, directora asociada del programa de energía de la Universidad de Rice.

Según Jaffe, así se necesitaría una gran inversión en la oferta de petróleo de Medio Oriente para que el precio del petróleo supere los cien dólares. "La oferta y la demanda se apuntan a una tendencia defensiva hacia los cien dólares pero, hasta ahora, el mercado fue afectado en que no se vivió una situación como la de 2007, cuando los precios en Venezuela son abrumadoramente una gran cantidad de petróleo del mundo. Si pasara algo así el año próximo, los precios del petróleo se volverían extraordinariamente volátiles", señala a La Nación.

Para Vaitheerwaran, sin embargo,

Continuación de la Pág. 1

DEBATE ▶▶ **Joseph Nye**
POLÍTICO,
UNIVERSIDAD DE HARVARD



MIERCOLES 13 DE JULIO DE 2006 | **OPINIÓN** | CLARÍN | 27

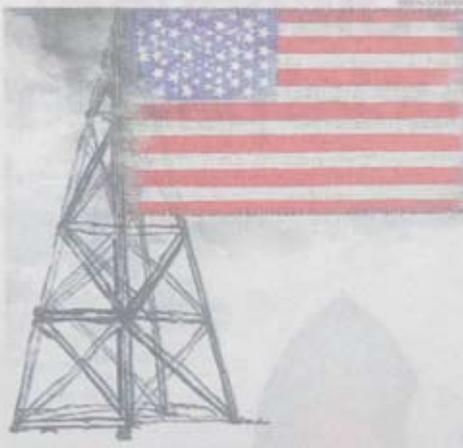
Hay que modificar conductas y políticas en un país que consume un cuarto del petróleo mundial, pero tiene sólo un 3% de sus reservas. Se atenuaría así su dependencia del Golfo Pérsico, una región cada vez más vulnerable.

EE.UU. y su voraz sed de petróleo

Estados Unidos consume un cuarto del petróleo mundial, comparado con el 8% que consume China. Incluso con el alto crecimiento que se espera en China en los próximos años, está lejano el día en que se agote el petróleo en el planeta. Existen más de un billón de barriles de reservas comprobadas y es probable que se encuentren más. No obstante, dos tercios de las reservas comprobadas se encuentran en el Golfo Pérsico, y por lo tanto son vulnerables a la inestabilidad de la región.

En el pasado, los precios en aumento tuvieron un potente efecto sobre el consumo de petróleo de EE.UU. Desde los máximos alcanzados en la década de los 70, el consumo estadounidense de petróleo por dólar del PIB se ha reducido a la mitad, lo que también refleja el cambio económico general, desde la manufactura industrial a una producción con menor uso de recursos energéticos. Después de todo, es necesaria mucho menos energía para crear un programa de software que para producir una tonelada de acero.

A principios de los 80, los costos energéticos constituían un 14% de la economía de EE.UU. Hoy, son el 7%. Ajustados a la inflación, los precios del petróleo tendrían que llegar a los 60 dólares por barril (o 3,12 por galón de gasolina) para alcanzar el nivel real registrado en marzo de 1981. Según el gobierno de EE.UU.,



► Estados Unidos tiene dificultades para acordar una política energética coherente

Si no hay interrupciones del suministro y la economía estadounidense crece a una tasa anual de un 3%, el precio del barril de petróleo bajará a 25 (en dólares de 2003) en 2010 y luego subirá a 30 en 2025.

La intensidad del uso de los recursos energéticos por parte de la economía continuará disminu-

yendo a una tasa anual de 1,6%, a medida que las mejoras en la eficiencia y los cambios estructurales contrapesen parte del crecimiento general de la demanda. Sin embargo, la dependencia del petróleo crecerá a una tasa anual de 1,5%, de 20 millones de barriles por día en 2003 a 27,9 millones en 2025.

El sistema político estadounidense tiene dificultades para acordar una política energética coherente. No obstante, a lo largo de la próxima década, la política de EE.UU. sobre energía puede cambiar gradualmente. Algunos

observadores detectan una nueva coalición "proverde" entre halcones conservadores en materia de política exterior —preocupados por la dependencia de EE.UU. frente al petróleo del Golfo Pérsico— y ambientalistas liberales.

Desde el punto de vista de los halcones, el problema de energía real no es la ausencia de reservas de petróleo, sino el hecho de que estén concentradas en un área vulnerable. La respuesta es poner freno a la sed de petróleo de EE.UU., en lugar de aumentar las importaciones de crudo.

Un informe reciente de la Comisión nacional bipartita sobre política energética es un ejemplo de esta nueva coalición. Mientras el presidente Bush argumenta que los avances tecnológicos sobre combustibles de hidrógeno y pilas de combustible reducirán las importaciones en el largo plazo, tales medidas requerirán cambios de envergadura en la infraestructura de transporte, en los cuales tomará décadas cumplir. La comisión sugiere políticas que se podrían implementar más rápidamente.

Por ejemplo, en un reciente testimonio ante el Congreso, James Woolsey, miembro de la comisión y ex director de la CIA, recomendó el uso de vehículos eléctricos híbridos a gasolina que podrían cargar sus baterías durante la noche con electricidad barata fuera de las horas pico; el uso de etanol, fabricado a partir de la celulosa y que tiene eficien-

tes propiedades energéticas, y un aumento de diez millas por galón en los requisitos de eficiencia en el rendimiento del combustible. Argumentó que estas propuestas podrían reducir el consumo de gasolina de manera significativa en cuestión de años, en lugar de décadas. También evitaría la necesidad de aumentar drásticamente los impuestos a la gasolina o el carbono, ampliamente aceptados en Europa y Japón, pero que siguen siendo el beso de la muerte para los políticos estadounidenses.

En un mundo libre de sorpresas, la administración Bush probablemente tendría razón al plantear que la sed de petróleo de EE.UU. crecerá un 1,5% anual a lo largo de las próximas dos décadas. No obstante, la inestabilidad política en el Golfo Pérsico o un nuevo ataque terrorista en EE.UU. podrían elevar rápidamente los precios del petróleo, y el clima político estadounidense también podría cambiar con rapidez.

No es insignificante la probabilidad de que tales sucesos ocurran. La independencia energética puede ser imposible para un país que consume un cuarto del petróleo mundial, pero tiene sólo un 3% de sus reservas. Aun así, una reducción importante de la sed de petróleo de EE.UU. es un tema que no está de más tratar, desde en el largo plazo.

Copyright © 2006 by Hoover Institution, 2006

En EE.UU. temen que Katrina cause una crisis energética como la de los años 70

Por RUSSELL GOLD
y THACKER HENSON
THE WALL STREET JOURNAL

Los disturbios causados por el huracán Katrina a una porción sustancial de la vasta red de refinерías y gasoductos de la Costa del Golfo ha llevado a Estados Unidos al borde de una crisis energética similar a la de 1970, ejerciendo gran presión sobre la capacidad de la industria para entregar gasolina desde Florida hasta Colorado, empujando los precios hacia niveles desconocidos y sembrando pánico entre los conductores.

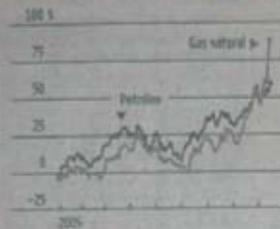
El meollo de la situación en curso es que cuatro días después del paso de la tormenta por el Golfo de México, ocho grandes refinерías aún están cerradas y varias de ellas tardarán un mes o más en reabrir. Adicionalmente, mientras las principales petroleras están por ahora permaneciendo calladas, existen rumores en la industria sobre daños significativos no reportados a gasoductos, centros de recaudación de energía y plataformas de producción en alturas que podrían tardar meses, y hasta años, en ser reparados.

El año pasado, el huracán Iván, una tormenta menos poderosa, afectó la producción de crudo durante meses, elevando los precios de la energía en todo el mundo luego de dañar redes de gasoductos en el Golfo de México.

También hubo buenas noticias: Valero Energy Corp. dijo que la energía fue restaurada en su refinерía de St. Charles en Louisiana, y Marathon Oil Co. dijo que su refinерía de Garyville, también en Louisiana, podría reanudar su producción la próxima semana. Otras empresas con operaciones en el área también

Imparable

Desempeño de los contratos futuros de petróleo y gas natural en Nymex



Fuente: Thomson Datastream

reportaron reanudación de sus producciones.

Si Katrina generará una verdadera crisis energética o no, con escasez persistente de combustible, precios por las nubes y una economía deprimida, dependerá de cuán rápidamente las infraestructuras en tierra y altamar puedan ponerse nuevamente en funcionamiento, cuán hábilmente la industria y el gobierno logren distribuir combustible hasta que esto suceda, y lo más crítico, si los consumidores entran o no en pánico.

“Creo que ya estamos en una crisis”, dijo Jay E. Pakes, jefe de la Administración de Información de Energía de EE.UU. de 1993 a 2000. “En términos de escala e impacto en el mercado estadounidense, esto es comparable al embargo petrolero de 1973 y 1974. La habilidad de la industria para lidiar con el alza de los precios de la gasolina es crucial porque si los problemas persisten, tienen el poten-

cial de desacelerar las economías estadounidense y global y hasta desencadenar una recesión.

Los consumidores estadounidenses siguieron gastando durante la temporada de verano incluso a medida que los precios del petróleo se duplicaban, principalmente debido a que otros factores —tasas de interés bajas, valores inmobiliarios al alza, e importaciones baratas— contrarrestaron el escoror del la cuenta de combustible.

Las estaciones de servicios en algunas partes de EE.UU. dicen que el suministro se está acabando. Los más golpeados son los minoristas sin marcas, estaciones que no están afiliadas a grandes compañías como Exxon Mobil Corp. o Chevron Corp., pero que aún representan casi un tercio de las ventas de gasolina en EE.UU.

Aunque el evento que desencadenó el aprieto energético del país fue la destrucción que Katrina causó en la región de Louisiana y Mississippi, vitales para la producción de gasolina, la situación fue originada tanto por los conductores estadounidenses como por la industria energética.

Los conductores estadounidenses consumen el 11% del crudo mundial, y durante las últimas dos décadas han estado comprando cada vez más camionetas todoterreno, o SUV, que consumen grandes cantidades de gasolina. Al mismo tiempo, la industria petrolera ha sido reacia a invertir en la ampliación de su capacidad de refinación debido a los tradicionalmente bajos retornos que produce, incluso cuando los refinadores han disminuido sus inventarios para fortalecer sus márgenes. Esto ha reducido la capaci-

dad de refinación extra estadounidense e internacional, creando un sistema mundial de entrega de gasolina presionado hasta su límite para soportar una interrupción importante tal como la ocasionada por Katrina.

Pese a que estas tendencias eran bien conocidas, el alcance de la interrupción ha tomado incluso a veteranos refinadores por sorpresa. “En mis 30 años, no recuerdo una época como ésta”, dice Tom O’Malley, ex presidente de Promcor Inc., una importante refinерía estadounidense adquirida este año por Valero Energy Corp. “Es absolutamente claro que a la cantidad significativa de la capacidad de refinación que está fuera de servicio en estos momentos le tomara un tiempo volver a funcionar. Y no creo que sea cuestión de días. Para algunas refinерías, podría ser cuestión de meses. De seguro habrá un déficit del producto a nivel doméstico.”

Sin embargo, O’Malley no cree que EE.UU. esté en camino de una crisis energética. Los crecientes precios mayoristas y minoristas de la gasolina deberían bajar pronto, a medida que los boques cisterna llenos de combustible provenientes de Europa comienzen a llegar. “Creo que la industria... hará un increíble trabajo de generar suministro. Es cosa de semanas, pero éste no es un problema a largo plazo”, dice.

Tampoco se trata de un problema exclusivamente de EE.UU.: la creciente demanda por petróleo de China, India y otras potencias en ascenso está agravando el déficit de refinación y amenazando con mantener los precios elevados por años.

El drama que desnudó la crisis energética de EE.UU.

El huracán puso en evidencia la falta de refineries de crudo

Por Peter Bauer

De la Agencia DPA

NUEVA YORK.- En lo que a refineries y producción energética se refiere, Estados Unidos se encontraba, antes del paso de Katrina, en una situación de difícil salida. Y ahora la violencia del huracán sólo ha empeorado el escenario: puso aún más de relieve los grandes problemas de abastecimiento de combustible y dejó en claro que Estados Unidos está entre la espada y la pared.

El principal problema es que en Estados Unidos no se construye una refinería nueva desde 1975 y por el momento, no hay perspectiva de que se concedan licencias de construcción.

El país consume diariamente unos 20 millones de barriles de petróleo, es decir, casi la cuarta parte del consumo mundial. Se espera que la demanda norteamericana de petróleo se incremente durante este y el próximo año un 1,5% respectivamente.

Casi la mitad del consumo total se debe a carburos, lo que implica que este país, que solo tiene el 6% de la población mundial, agota casi la mitad del consumo global de combustible.

Según la Asociación Nacional de Refinerías de Petróleo (NRP, por sus siglas en inglés), en Estados Unidos existen actualmente 148 refineries, con una capacidad total de 17,1 millones de barriles diarios. En 1980 había todavía 224 refineries, con capacidad de 18,8 millones de barriles. En la actualidad, las refineries trabajan a más del 95% de su capacidad.

En los últimos años, Estados Unidos ha cubierto más del 60% de su demanda de crudo. La demanda de productos refinados está cubierta en el propio país en un 96%. En otras palabras, Estados Unidos importa sólo el 4% de la gasolina, diésel, aceite de calefacción y otros productos derivados del petróleo. Pero en la actual situación, y en vista

de las fallas de las refineries por el huracán, la necesidad de importar estos productos ha aumentado dramáticamente.

Según la Agencia de Información Energética norteamericana (EIA, por sus siglas en inglés), en la región del Golfo de México por la que pasó el Katrina, hay refineries con una capacidad total de 8,1 millones de barriles diarios, lo que supone el 47,4% de la capacidad total estadounidense.

Cada vez más difícil

Las ocho refineries aún cerradas debido al huracán, así como las otras que operan con muchas limitaciones, tienen una capacidad de dos millones de barriles por día. Es decir, más del 10% de la capacidad total de las refineries norteamericanas.

La agencia cuenta con que algunas de las ocho refineries de la zona



Un puente aéreo para la evacuación

na que detuvieron su producción por el huracán reanuden su actividad dentro de una o dos semanas, mientras que otras necesitarán varios meses.

"Por motivos económicos, medioambientales y políticos, cada vez es más difícil construir nuevas refineries para aumentar la producción", criticó la NRP. Entre los motivos de estas dificultades figuran problemas de ubicación, medioambientales, réditos de inversiones y sobre todo, el factor "no en mi jardín". Por ello, es posible que en vez de construir nuevas refineries lo que se haga en el futuro sea ampliar las actuales.

Wall Street ahora pierde el optimismo

NUEVA YORK (EFE).- Aunque han transcurrido varios días desde el devastador paso de Katrina por el sur de Estados Unidos, Wall Street se prepara para seguir soportando varias semanas más los efectos del desastre natural.

Wall Street hizo el jueves último una primera evaluación más bien optimista de los daños, pero el martes ya estaba claro que la tormenta había afectado buena parte de la infraestructura petrolera del Sur y el precio del crudo superó, por primera vez, la barrera de los 70 dólares el barril.

Esta alza afectó a las bolsas ese día aunque el miércoles el anuncio de las autoridades de que liberarían crudo de la reserva estratégica trajo algo más de tranquilidad a Wall Street.

Pero antes que el nerviosismo volvió a los mercados, de la mano esta vez de cálculos que hablan de daños de hasta 100.000 millones de dólares, mucho más que lo previsto inicialmente. Para los expertos está claro que los efectos del huracán en la economía serán muy amplios y que irán desde el alza del crudo hasta una posible caída de los tipos de interés, una merma en el comercio exterior y un probable debilitamiento del sector inmobiliario.

Algunos, más pesimistas, aseguran incluso que el desastre natural podría empujar al país a una recesión.

Pese a estas preocupantes perspectivas, hasta ahora Wall Street había podido resistir bien, a tal punto que la semana de negocios que acaba de pasar los principales indicadores terminaron al alza. Esto, sin embargo, se debió casi exclusivamente al empuje de los sectores que se ven favorecidos por la tormenta, como las petroleras y las productoras de materiales de construcción.

Para el resto, se cree que tiempos no muy buenos se avecinan.

Domingo 4 de septiembre de 2005

Economía / Negocios

SECTOR ENERGÉTICO

LA NACION/Sección 2/Página 1

La suba del crudo amenaza la economía

Por Daniel Montamat
Para La Nación

El techo de la suba de precios del petróleo va a dar la reversión del ciclo de expansión de la economía mundial. Será a los 70, a los 80 o a los 100 dólares por barril, pero su impacto negativo confirmará una vez más las previsiones del modelo teórico. Hasta ahora la economía mundial ha digerido la suba por la gran liquidez monetaria y el bajo costo del dinero, pero el circuito alimentado por el consumo norteamericano y el crecimiento exponencial chino empieza a resquebrajarse.

Una breve reseña histórica de los shocks petroleros nos enseña que en los 1970 (guerra Irán-Irak) y 1979 (revolución iraní) las consecuencias

económicas internacionales fueron recesión e inflación (alí empujó a bajar la inflación; estancamiento con inflación). En 1991 (guerra del Golfo) y 2001 (reducción de la oferta de la Organización de Países Exportadores de Petróleo, OPEP) hubo sólo recesiones, siendo la última más leve que la anterior.

Desde 2002 hasta la fecha, los precios del petróleo no han dejado de subir y casi se han triplicado (de 25 dólares el barril a 70), estableciendo máximos nominales y acercándose a los máximos cotizaciones en valores constantes (US\$ 80 en la revolución iraní). Sin embargo, la economía mundial ha seguido creciendo y en 2004 alcanzó tasas de expansión récord con inflación controlada. ¿Habrá que revisar los libros? ¿Estamos frente al primer shock petrolero sin consecuencias económicas? La

secta amenaza que el alza sostenida de precios del crudo impacta debilitando en las economías que son importadoras netas de petróleo (a mayor parte de los países desarrollados, China e India). Incrementa los costos de producción contrayendo la oferta agregada de bienes y servicios, y reduce el ingreso (hay una transferencia desde las economías importadoras a las exportadoras de petróleo) contrayendo la demanda agregada de la economía. De la combinación de ambos efectos surge el impacto recesivo e inflacionario, que al afectar a las grandes economías contagia al resto del mundo.

Es cierto que las economías desarrolladas se han hecho más eficientes en el uso de la energía. También, que la participación de los servicios en la estructura productiva de los otros países industrializados es menor

intensiva en el uso del insumo energético. Pero la clave para entender el desentorno entre las previsiones del modelo teórico y la realidad, es el alto nivel de liquidez internacional y el consiguiente bajo costo del dinero en el mundo. Con altos niveles de liquidez internacional (políticas monetarias laxas), las crisis petroleras del '71 y del '79, primero exacerbaron la inflación, y luego produjeron estancamiento. Pero las condiciones de liquidez del presente tienen un contexto singular que hasta ahora ha permitido a la economía internacional sostener las vacas gordas sin inflación, pese a los precios del petróleo. El rompecabezas está en la posesión china.

En una economía mucho más globalizada, China espera cumplir con su crecimiento de productos industriales que compiten por precio con los

los bajos costos salariales y a su vez, presta su excedente a los organismos internacionales que así pueden consumir por encima de lo que producen.

Desequilibrios

La irrupción de productores chinos ayuda a controlar la inflación y el financiamiento del sobreconsumo norteamericano mundialmente activa la demanda agregada del mundo. El circuito ha funcionado para sostener la liquidez con inflación controlada, pero es cada vez más dependiente del insumo petrolero. China y Estados Unidos explican la mayor parte del crecimiento de la demanda de petróleo. Como por el lado de la oferta hay restricciones de capacidad, y Arabia Saudita ya no puede cumplir con su rol de oferente de obtima licitación, los precios del crudo se han disparado

crece y empieza a transformarse en una amenaza letal para el proceso de ajuste de la economía mundial. ¿A qué precio del petróleo empieza a desahucarse el fantasma inflacionario? ¿A cuánto puede subir la tasa de interés para desactivar ese riesgo? ¿Cómo va a repercutir la suba de los dos precios más importantes de la economía internacional - precio del crudo y tasa de interés- en el crecimiento económico del mundo? ¿Cuál será el precio del petróleo si la economía mundial se estanca? Para evaluar estas dudas es recomendable recordar que la economía tiene ciclos, y que los grandes desequilibrios macroeconómicos tardan o temprano imponen ajustes. Las consecuencias del crudo están arrastrando un cambio de ciclo.

El autor es economista de Energía

Invertir en energía

La caída de las reservas argentinas de petróleo y gas, junto al aumento de la demanda y la madurez de los yacimientos nos enfrentan a la necesidad de nuevas exploraciones.

Según advirtió el presidente del Instituto Argentino de Petróleo y Gas, Walter Schmale, es necesario invertir en zonas de frontera y, a diferencia de lo que sucede en las cuencas productivas, en estas áreas, la apuesta de las petroleras es mayor, no sólo porque deban comenzar desde un desconocimiento casi total de la situación, sino también debido a que en esos lugares suele no haber infraestructura adecuada.

Una vez más la necesidad de normas de largo plazo que atraigan a la inversión son condición indispensable para estos proyectos.

La llamada crisis del gas no está superada. Hoy está bajo control asumiendo altos costos, pero ese no es el problema. El problema es que el peligro de un *descontrol* todavía está al acecho.

AC. MARGEN DE LA SEMANA

El cuello de botella más temido

Por Néstor O. Scibone
Para La Nación

Las explotaciones eléctricas privadas, el petróleo de base, las modificaciones regulatorias, desde mediados al precio del GNC, aumentará hasta situarse en el equivalente a un 80% del litro de nafta súper. En los últimos dos años, el GNC costó un promedio alrededor de la mitad, con lo cual la Argentina pudo desarrollar el parque automotor más grande del mundo independiente a que nunca el consumo. Pero la administración Kirchner se había comprometido hasta no hace mucho que esa relación no superara una cuarta parte. Cada vez que se preguntaban los usuarios, la respuesta era un número, hoy 1.400.000 millones de litros que utilizan diariamente sus combustibles y que, además, están en las eléctricas.

La realidad pudo más. El precio del GNC, en los últimos meses, apenas la punta del iceberg de un problema más profundo que obligó al Gobierno a agotar el mal tiempo.

El gas pasó a ser protagonista en la Argentina de una crisis energética que no figura en los libros de economía, revela hechos y sucesos al mismo tiempo. En consecuencia, el sistema sufrió por el aumento y la penalización por la energía. Todo, a veces de una dimensión del horizonte de reservas, que hace una década equivale a 25 años de consumo y ahora se han reducido a la mitad (11,5 años).

Las eléctricas deben basarse en la desarticulación de precios y tarifas, que en los últimos cuatro años frenó inversiones, aumentó la demanda al consumo de la reactancia de la economía. Si bien el Gobierno aceptó el año pasado una reestructuración gradual de los precios del gas en boca de poeta, a través de un "sistema" que existiera en papel, no resolvió la misma con el transporte y la distribución. Hoy la realidad indica que siempre vivimos la producción y el consumo con la mano derecha y la izquierda. Hoy la realidad indica que siempre vivimos la producción y el consumo con la mano derecha y la izquierda.



El presidente Néstor Kirchner se debate ante las preocupaciones eléctricas y los recientes aumentos de combustibles

El gobierno debe basarse en la desarticulación de precios y tarifas, que en los últimos cuatro años frenó inversiones, aumentó la demanda al consumo de la reactancia de la economía. Si bien el Gobierno aceptó el año pasado una reestructuración gradual de los precios del gas en boca de poeta, a través de un "sistema" que existiera en papel, no resolvió la misma con el transporte y la distribución. Hoy la realidad indica que siempre vivimos la producción y el consumo con la mano derecha y la izquierda.

Hay tanta sensibilidad alrededor del tema, que un viaje a Victoria del ministro Julio de Vido se presiona todo tipo de cambios. En esa línea que el gobierno de Hugo Chávez ha suspendido las ventas de fuel oil a la Argentina, ya son por recientes negociaciones políticas, por diferencias de precios, o bien por falta de pago de transacciones anteriores. En el Ministerio de Planificación desarticularon de plano esos proyectos, asegurando que si bien Kirchner a Caracas sólo para discutir con sus parcer la financiación de la estatal Enarsa, la venezolana Petros y la brasileña Petrobras.

A más largo plazo, sin embargo, todas las miradas están puestas en Bolivia. La ley de hidrocarburos que acaba de aprobar el Senado de ese país es considerada la apuesta del gobierno de La Paz, completa el objetivo de asegurar la energía a la Argentina de un recurso de menor calidad que depende de la oferta peruana. De esa provisión depende la construcción del desviado Casadito del Noroeste y de todo el abastecimiento de los centros turísticos que se realizarán a partir de 2007 para atender la mayor demanda.

Hoy en día la preocupación anterior presente en el abastecimiento de energía eléctrica se suma a la preocupación de la Asociación Empresaria Argentina (AEA). Tanto el ministro como sus representantes están que se fuerza es que se reduce el IVA para las actividades de alto riesgo en explotación hidroeléctrica, si las empresas desarrollan petróleo y gas podrían competir la desarticulación, como pago a cuenta y una producción nacional por la mayor oferta de inversiones. En tren de trabajar planes, algunas empresas también creen que el gobierno podría permitir que se abra las acciones eléctricas de sus

rección de áreas petroleras que a su finalización deberían traspasarse a las provincias, aunque ciertamente se trata de una hipótesis poco probable en un año electoral.

Fuera del área

Para los gobiernos que insisten en no realizar ninguna reforma de política, al Inspector General de la Nación instrumentado sobre un área que no le es propia, como la política petrolera y eléctrica, no se puede ignorar la situación, los temas que se están que antes una política pública de los planes Jefe y Jefe de Hogar. Aunque podría tratarse de un dibujo de ensayo, la transformación de esos subsidios en un seguro de desempleo, con planes de formación, así como la creación de beneficiarios al Plan Familias que obliga a las madres a entrar a sus hijos a la escuela y a un control médico periódico no deja de ser un ensayo, al menos desde el punto de vista conceptual. Cabe esperar que el ministro de Economía haya hablado del tema con la media de Kirchner, sobre todo luego del posterior adelanto presidencial.

No obstante, muchos cambios se observaron en el Palacio de Tucumán. La prueba es que la futura Nación por ley de un "precio máximo de nafta" (de 2,10 a 1,90 pesos) para el estado de venta de nafta, así como a disminuir el consumo por razones sanitarias, como se dijo anteriormente. También trata de llegar a la industria hidroeléctrica de la competencia a través de proyectos que se aproximan 10% del mercado, con productos que se venden por debajo de los 2 pesos sobre la base de una producción eléctrica competitiva. Con esta iniciativa, más la creación de un crédito para todos los sectores de la industria hidroeléctrica, el Gobierno desea la protección de las empresas líderes de la zona hidroeléctrica en favor de un poder sector. Al fin y al cabo, con una política energética competitiva la desarticulación, como pago a cuenta y una producción nacional por la mayor oferta de inversiones. En tren de trabajar planes, algunas empresas también creen que el gobierno podría permitir que se abra las acciones eléctricas de sus

El fuerte encarecimiento del petróleo

Naftas: advierten que congelar el precio desalienta la inversión

Para analistas, el alivio sólo es temporal

Por Alejandro Robosio
De la Redacción de La Nación

Por más que el precio internacional del barril de petróleo bate máximos históricos—en términos nominales—, el valor de los combustibles en la Argentina se mantiene inamóvil gracias a medidas políticas como las retenciones a las exportaciones, que el Gobierno amenaza con volver a subir si las petroleras aumentan el precio de sus productos.

No obstante, expertos de diversas corrientes ideológicas advierten que el congelamiento del valor de las naftas y de otros combustibles tiene un efecto de corto plazo que no podrá ser sostenido. Además, dentro de tres a siete años el país se convertirá en importador neto de crudo y sus derivados. En ese momento, el precio de los combustibles estará ligado al valor del mercado internacional.

El ex secretario de Energía Daniel Montamat opinó que "técnicamente" las naftas y el gasoil deberían costar más en el mercado interno. Según sus cálculos, los valores actuales se corresponden con la cotización del petróleo de 2004, cuando el barril estaba a US\$ 45 en el exterior y a US\$ 21,40 en la Argentina por el efecto de la retención del 45% y del descuento por la menor calidad del líquido local, pero no se miden con un petróleo que hoy vale unos US\$ 66 en el mundo y US\$ 34,60 aquí. En términos reales, el precio del barril aún no alcanzó su récord de los 60, cuando superó los US\$ 64.

Las compañías integradas, que producen petróleo, lo refinan y comercia-

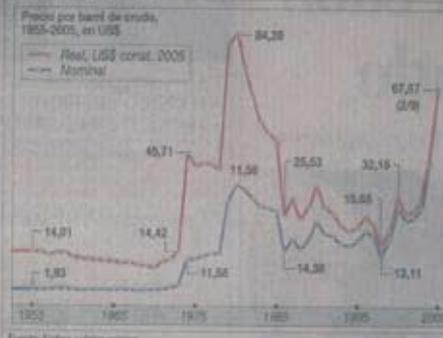
lizan, como Repsol YPF y Petrobras, equilibran sus menores ingresos en la Argentina con la exportación local de crudo, cuyo costo de producción local asciende a apenas a US\$ 10 por barril. Los exclusivamente refinadoras y comercializadoras, como Esso y Shell, en cambio, enfrentan el mayor costo de su principal insumo, el petróleo, por lo que pierden en el mercado doméstico, según Montamat. Logran compensar sus cuentas con el siguiente negocio: compran según el crudo a un precio 45% inferior al internacional y exportan naftas con una retención de sólo el 5 por ciento.

Pero al margen de los intereses de cada una, necesitamos que haya inversión porque si no este congelamiento es pan para hoy y hambre para mañana", advirtió el ex secretario de Energía, en alusión a que las retenciones y el congelamiento de los precios locales vienen desalentando la explotación hidrocarbúrica. Y recordó que el país ya compra en el exterior el fuel oil para sus centrales eléctricas y el gasoil para la cosecha gruesa, pero valdrá que en tres años se convierta en un "importador neto" y los precios externos se marcen por la ventosa o habrá que subsidiarlos". Por secretismo dijo que los valores se vayan poniendo a tono con los del extranjero.

Presión poselectoral

Otros analistas, en cambio, consideran que las petroleras no tienen motivos para elevar los precios, pero también advierten que la política del Gobierno es cortoplacista. "No podemos subir más la inflación cuando una economía está frágil, por esta decisión se ase-

CAMINO ASCENDENTE



Fuente: Fitch y datos propios

Nafta asper en América del Sur

Precio, US\$ por litro

País	US\$	Condición petrolera
Uruguay	1,26	Exportador
Chile	1,12	Importador
Brasil	1,08	Certoso al autoabastecimiento
Argentina	0,64	Export. de excedentes
Colombia	0,81	Export. de excedentes
Ecuador	0,44	Fuente exportador

¿Tiene petróleo estatal?

País	Situación
Uruguay	Si
Chile	Si
Brasil	Si, pero mixta
Argentina	Si con una sub. Est. de Servicio
Colombia	Si
Ecuador	Si

C. Basso

crudo", observó el prosecretario del Instituto Argentino de la Energía General Musconi, Gerardo Babirovich.

"Mientras la Argentina siga como exportadora, pueden compensarse los precios internos, pero la inversión trasciende y en siete años podemos ser importadores netos. O nos desconectamos del mercado internacional, como hasta ahora, o nos conectamos en forma amortiguada y con una política de largo plazo", advierte Babirovich. El experto advirtió que el valor internacional promedio del barril en los últimos años es de US\$ 53 y aun en el caso de elevarse a 60, "las petroleras pueden mantener los precios" en la Argentina, pero prevé que presionarán por alza tras las elecciones.

"No hay motivo legal, político o económico para que suban los combustibles", aseguró el vicepresidente del Movimiento para la Recuperación de la Energía Nacional Orientadora Obrero, Gustavo Calleja. El analista opinó que las petroleras "tienen margen de sobre por el excelente negocio exportador" y argumentó que un encarecimiento tras en contra de la ley de emergencia económica, que establece la prohibición de la indexación y de una estrategia de "independencia económica".

Valores disímiles en el resto de América del Sur

Los países sudamericanos que exportan petróleo llenan las arcas de sus compañías estatales y subsidian los precios internos, mientras los importadores no tienen otra solución que aumentarlos. Venezuela, quinto exportador mundial, destinará US\$ 2000 millones, según los analistas, para mantener la nafta en US\$ 0,94 por litro. En la Argentina, la asper cuesta 0,64 y en Estados Unidos, que consume más de lo que produce pero cuenta con petroleras multinacionales y bajos impuestos, oscila esta semana, por el efecto del huracán Katrina, un 30%, hasta US\$ 0,75. Temieron de que siga subiendo, subimos listas los bolivianos que formaban ayer largas filas en las estaciones de servicio.

Ecuador, fuente exportador de petróleo y dueño de Petrobrasulac, también subió el precio local para mantenerlo en US\$ 0,44. Colombia exporta excedentes, pero los ingresos de su estatal Ecopetrol le

permiten sostener la nafta en 0,61. Pero, pese a que Petroperol le reparte beneficios, dijo que aumentará el 40% en el último año y medio, y está listo para un impuesto para evitar más alzas.

Brasil aún importa, pero está a un paso de lograr el autoabastecimiento. Cuarta con Petrobras, cuya mayoría accionaria está en bolsa, pero mantiene un tercio de la propiedad en manos del Estado. A partir de esa semana, en las refinerías brasileñas se usará el 20% a US\$ 1,98. Analistas opinan que Brasil y Chile están privilegiados del alza del combustible porque sus reservas vienen apreciándose frente al dólar. En Chile, país importador, se paga US\$ 1,12 por litro. Uruguay en la misma situación, 1,26.

Mientras tanto, el director gerente del Fondo Monetario Internacional (FMI), Rodrigo de Rato, advirtió ayer en Singapur que el precio del petróleo amenaza el crecimiento económico mundial.

ESE COMBUSTIBLE REEMPLAZA AL GAS EN VARIAS USINAS TÉRMICAS

Cada mes, el Gobierno gasta u\$s 55 millones en fuel oil

Por la suba del crudo, la Argentina está pagando u\$s 310 la tonelada, un 34,8% más que durante 2004. PdVSA reclama por una deuda de u\$s 13 millones, y el Gobierno busca un mediador

MARIO RENECHI Buenos Aires

El precio sostenido que viene registrando el barril de crudo -ayer cerró a u\$s 58,92- está impactando sobre los costos que el Gobierno deberá asumir este año para paliar la escasez de gas. Desde marzo, varias centrales térmicas -como Central Costanera y Central Puerto- empezaron a usar ese combustible, con el que reemplazan al gas natural que emplean sus turbinas para generar energía.

Hoy, todas esas usinas están usando unas 8.000 toneladas diarias de fuel oil y, por esa sustitución, el Gobierno cuenta con 9 millones de metros cúbicos diarios de gas para redireccionarlos hacia clientes industriales y estaciones de GNC.

Pero el reemplazo tiene su costo. Cammesa, la administradora del mercado eléctrico mayorista, está pagando en promedio u\$s 310 la tonelada de fuel oil puesta en los puertos locales. Ese precio es 34,8% más alto que los u\$s 230 por tonelada que cobró PdVSA, la petrolera estatal venezolana, por sus despachos realizados en 2004.

Así, sólo por este concepto, la escasa oferta de gas le está costando al Gobierno u\$s 2,48 millones diarios, es decir, unos u\$s 55 millones mensuales, si se consideran únicamente los días hábiles.

Desde marzo, las usinas térmicas consumieron 630.000 toneladas de fuel oil. Para el Gobierno, esa sustitución se traduce en un gasto de u\$s 195 millones, cercano a los u\$s 230 millones que la Argentina pagó en 2004 por los embarques de PdVSA.

Pero de ese volumen total, sólo 100.000 toneladas -que el sector eleva a 180.000, teniendo en cuenta las 80.000 que existían en stock en marzo- fueron provistas por PdVSA. El resto provino de importaciones de Repsol YPF y Glencore, que ganaron licitaciones de la Secretaría de Energía en abril y mayo.

Pese a que el 1° de febrero de 2005 la Argentina y Venezuela re-

frendaron el acuerdo que en abril del año pasado firmaron el presidente Hugo Chávez y el ministro de Planificación, Julio De Vido, y a que PdVSA garantizó abastecer este año hasta 1,2 millón de toneladas de fuel, hasta ahora la petrolera sólo despachó dos barcos, en abril y mayo últimos, cada uno con 50.000 toneladas.

Lo escaso del volumen radica en un diferendo planteado por PdVSA, que desde febrero le reclama a Cammesa el pago de casi u\$s 13 millones, alegando facturas no saldadas por demoras y cancelaciones de embarques en la operación de 2004.

Mientras PdVSA considera que sólo podrá seguir proviniendo fuel cuando se cubra esa deuda, Cammesa rechaza el reclamo. "La pelea sigue, y el Gobierno busca un mediador", admite

una fuente conocedora de la negociación. En el sector dicen que Energía tanteó a Petrobras para cumplir ese rol, pero que la brasileña aún no respondió.

Mientras, las eléctricas esperan definiciones. Puerto y Costanera pidieron autorización para comprar 195.000 toneladas a Petrobras, pero Energía condiciona ese negocio a lo que resulte de la discusión con PdVSA.

Un invierno kirchnerista

El clima está jugando en favor del Gobierno: a las temperaturas altas para esta época del año se suma el fuerte aporte actual de las hidroeléctricas -por las lluvias caídas en el Comahue y el Nordeste- y la existencia de 80.000 toneladas de fuel en stock. Así, el Gobierno tendría margen hasta fin de mes para resolver la puja con PdVSA.

Inversiones

Super Letras de Banco

Una nueva opción para que sus inversiones

Suscriba antes del
20 de julio a las 15 hs.

Mínimo inversión: \$ 5.000



Julio De Vido y Hugo Chávez, antes de la disputa por los u\$s 13 millones

La bonanza climática también recortó drásticamente las previsiones de empleo de fuel oil. A principios de año se estimó que las eléctricas usarían de 1,3 a 1,5 millón de toneladas. "Las lluvias

de mayo y junio redujeron esa expectativa a 1 millón. Para el Gobierno es una bendición: se salvará de importar por entre u\$s 93 millones y u\$s 155 millones", explican en el sector.