

Precios y costos del petróleo argentino

L a f á b r i c a s u b t e r r á n e a

La característica económica básica del negocio petrolero es calcular el valor de reservas que razonablemente se espera encontrar, contra el riesgo y costo de explorarlas, desarrollarlas, producirlas y comercializarlas. En un contexto de mercado de precios altos y perspectiva alcista (como el predominante en la década del '70), el posicionamiento de las empresas en reservas para el largo plazo motorizó el desarrollo de tecnologías orientadas a la maximización productiva, sin debida atención a los costos. Transcurrían los años de los "petrodólares", en los que se ironizaba que la empresa más rentable del mundo era una petrolera **bien administrada**, y la segunda empresa más rentable del mundo era una petrolera **mal administrada**. Durante los '80 la situación del mercado petrolero mundial cambió. Soportó precios bajos, mientras vislumbraba con alguna nostalgia el retorno de un ciclo alcista para comienzos de los '90. Lo de la guerra del Golfo fue un espejismo: por unos días el petróleo volvió a ser un recurso estratégico. Pasado el susto, el negocio volvió a regirse por las reglas de juego del mercado (con todas las imperfecciones y factores institucionales que afectan al mismo) y las cotizaciones se desplomaron. A la fecha, muchos pronósticos se han revisado a la baja. Sucede que el ciclo petrolero analizado en función de los *fundamentals* del mercado (producción/oferta-demanda/consumo-reservas-*stocks*) está influido por dos impactos estructurales en el desarrollo de la industria del petróleo. Por un lado la globalización del daño ambiental, por el otro la incorporación de tecnología orientada a minimizar costos.

La identificación del consumo de combustibles fósiles con el efecto invernadero sustituyó en el tema petrolero la psicosis de la escasez por la de la contaminación. Así como la escasez motorizaba expectativas alcistas de precio en el largo plazo, la contaminación opera en sentido contrario.

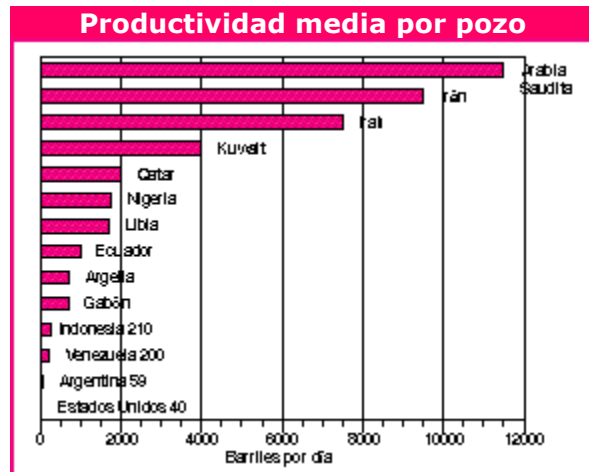
El rigor de los precios bajos, en un contexto donde predominó la operación de mercado, determinó un salto tecnológico en la industria petrolera. La sísmica en tiempo

real con *soft* tridimensional aumentó el éxito exploratorio. La gestión de reservorios y las nuevas técnicas de recuperación asistida influyeron en los porcentajes de recuperación de reservas. El *management* del negocio acortó el período de maduración de la inversión. Resultado: una industria más competitiva, cuyos índices de productividad y eficiencia permiten convivir en un escenario de precios bajos. También una industria más consciente de la escasez de los recursos financieros y de la necesidad de aplicarlos con prudencia a las oportunidades más rentables.

La industria petrolera argentina debe competir con el mundo. El mundo se sigue abriendo a las oportunidades de negocio en la industria petrolera. Argentina compite con muchos otros países y regiones para captar los recursos financieros necesarios para seguir operando la "fábrica subterránea". Imaginemos que para mantener el ritmo productivo actual y seguir abasteciendo el mercado interno y las exportaciones deben incorporarse en los próximos diez años reservas por unos 500 millones de metros cúbicos de petróleo y otro tanto de gas en unidades equivalentes de petróleo. Si el costo de reposición promedio del barril de petróleo y gas natural (en unidades equivalentes a las de petróleo) está entre US\$ 2,5 a US\$ 3, estamos hablando de una inversión de entre US\$ 25.000 y 30.000 millones. La decisión de inversión corre por cuenta de actores privados, que hoy miran más que la evolución de los precios del petróleo en los mercados mundiales (a los cuales se referencian los del mercado petrolero argentino), cómo ha evolucionado la diferencia entre precios y costos en el nuevo contexto de reglas de juego local.

La internacionalización del mercado petrolero argentino, diferida por algunas restricciones logísticas y por la barrera natural que impone la distancia, se viene inexorablemente. Como en los otros mercados de *commodities*, también en el petrolero somos *price takers*. Sin posibilidad de influir en los precios internacionales del crudo y derivados, y asumiendo un mercado doméstico competitivo cuyos precios reflejen el negocio de oportunidad del mercado externo, el tema de los costos se torna crucial. Más si se tiene en cuenta la productividad de nuestros yacimientos comparada con la de otras regiones productoras del mundo (**cuadro 1**).

Cuadro 1



Costos crecientes Renta estable

El costo promedio total de un barril de petróleo argentino era US\$ 13,57 en 1993. Bajó a US\$ 12,64 en 1994. Subió a US\$ 14,52 en 1995, con variaciones que van de más de US\$ 18 en la cuenca del golfo de San Jorge a US\$ 11 en la cuenca neuquina.

Dentro de la estructura de costos petroleros, hay que diferenciar los dos principales rubros: los costos de producción y los costos de reposición de reservas. Para explotar un barril de petróleo, además de las inversiones involucradas en el pozo productivo, hay que incurrir en costos operativos y contribuir al mantenimiento de los costos de estructura (indirectos). El barril producido en la Argentina paga regalías e impuesto a los ingresos brutos. El barril producido a su vez obliga a reponer reservas. La reposición de reservas tiene costos de exploración y de desarrollo que resultan del desempeño de la empresa para sumar reservas e incluyen ampliación de áreas en explotación, descubrimientos, revisiones de reservas ya comprobadas y mejoras en los sistemas de recuperación. Con criterio amplio, pueden incluirse en este concepto las adquisiciones de reservas a otras compañías.

El costo de producción promedio de petróleo, que había bajado en Argentina de US\$ 9,55 por barril en 1993 a US\$ 7,37 por barril en 1994, subió en 1995 a US\$ 9,77 dólares el barril. Si se excluye la regalía y el Impuesto a los Ingresos Brutos, el costo de producción promedio de petróleo en la Argentina es de US\$ 7,70 dólares por barril.

El costo promedio de reposición de reservas en la Argentina era de alrededor de US\$ 3,98 por barril de crudo en 1993. En 1994 subió a US\$ 5,27 por barril. En 1995 fue de US\$ 4,75. Transcurrida la transición que marcó el paso de la regulación a la desregulación petrolera, se acabó el espacio para las reclasificaciones técnicas de las reservas. Ahora, para reponer reservas hay que invertir. Estamos en la media mundial de estos costos. Los costos de reposición de reservas para la industria petrolera a nivel mundial fueron de US\$ 5,27 por barril de petróleo equivalente para el período 1988-91.

El precio promedio de crudo que obtienen los productores argentinos, debido a las correcciones de calidad y a la condición de sobreoferta del mercado local, se referencia a la cotización del WTI (West Texas Intermediate) menos US\$ 2,5 por barril en promedio. Con un precio de barril cercano a los US\$ 17, la recuperación total de los costos promedios en Argentina está asegurada. En promedio, pues, el sector petrolero argentino está recuperando totalmente los costos. Cuando el WTI cotiza por debajo de US\$ 16 queda comprometida la recuperación total de costos. Obviamente, como se trata de promedios, habrá yacimientos que exhiben una alta rentabilidad (renta petrolera) y otros incapaces de recuperar los costos totales. El sector *up stream* mantiene, sin embargo, el ritmo productivo a pleno, porque el costo marginal de producir un barril adicional de petróleo varía entre US\$ 3 y US\$ 6, según los yacimientos. Dejar de producirlo privaría al elaborador del ingreso adicional que ofrece el precio internacional referenciado al mercado interno.

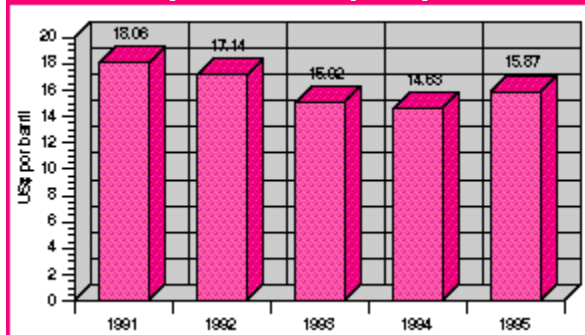
Como el precio promedio del crudo en 1995 fue mejor que el de 1994, los mayores costos no resintieron la renta. Está costando un poco más sostener el ritmo de producción de petróleo en la Argentina, pero está costando un poco menos reponer reservas. Las mejores cotizaciones del crudo auguran el mantenimiento del ritmo productivo actual, con tasas decrecientes de expansión. También alientan la inversión en exploración y desarrollo de nuevas reservas.

En la operatividad del mercado petrolero, la baja sostenida de precios no resiente en el corto plazo el ritmo productivo. Por el contrario, la necesidad de *cash flow* de muchas empresas puede acelerarlo. La víctima de un escenario de

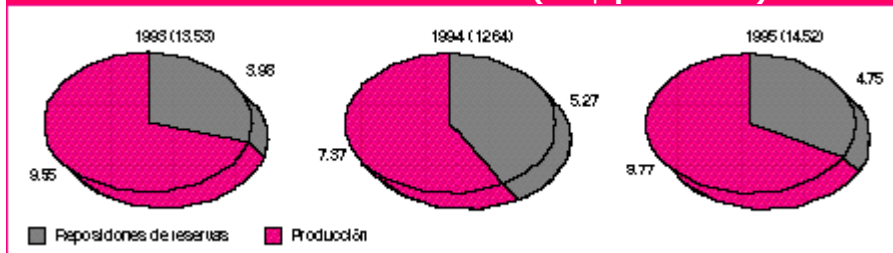
precios bajos empieza siendo la reposición de reservas y luego la recuperación de la inversión. El petrolero que no repone sus reservas dejará de ser petrolero en el mediano-largo plazo. El petrolero que no recupera su inversión hace un mal negocio.

Las empresas más importantes, con mayor fuerza financiera y grandes yacimientos, donde están en condiciones de aplicar a escala metodologías de recuperación asistida, pueden sostener el objetivo estratégico de reemplazar 100% de las reservas explotadas. A nivel país, en 1995 se repusieron algo más de las reservas explotadas. Es decir, en promedio, la *performance* de la industria petrolera argentina fue buena si se tienen en cuenta los parámetros económicos del negocio (**ver cuadros 2, 3 y 4 de evolución de precios y costos**).

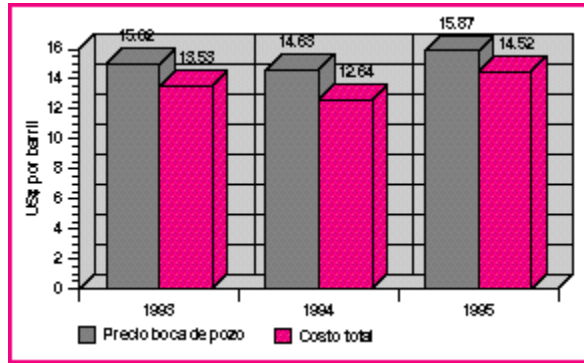
Cuadro 2 - Precios del crudo argentino (en boca de pozo)



Cuadro 3 - Costos totales (US\$ por barril)



Cuadro 4 - Precios y costos totales



Renta económica y renta petrolera

En las economías de mercado, cuando una industria opera en el equilibrio competitivo de largo plazo, se espera que su rentabilidad iguale el costo de oportunidad del capital invertido. Ni más, ni menos. Si gana más, las firmas que actúan en el mercado se expandirían, o entrarían firmas extrañas a competir a ese mercado. Si gana menos, la actividad se tornaría económicamente inviable, y las firmas abandonarían el mercado. Las utilidades que exceden el costo de oportunidad del capital son identificadas como **renta económica**. Desde el punto de vista de la economía como un todo, la renta es cualquier ganancia por encima de la que se requiere para mantener un factor de producción en existencia. La renta económica puede ser **temporaria**, cuando la industria todavía no ha alcanzado el nivel de equilibrio de largo plazo (Marshall denominaba a éstas **cuasi rentas**), o **persistente**, cuando se mantiene en el largo plazo. Las cuasi-rentas están asociadas a la existencia de factores productivos, cuya oferta es flexible (elástica) a largo plazo, pero rígida (inelástica) a corto plazo. Como la existencia y perdurabilidad de la renta económica moldea los hábitos y la cultura empresarial en toda sociedad económicamente organizada, es importante recordar la evolución del pensamiento económico en esta materia.

David Ricardo fue el economista inglés que desarrolló el concepto de renta económica. Lo hizo argumentando en contra de una ley de granos que protegía la producción agrícola inglesa, restringiendo la importación y elevando los precios del mercado interno. La noción de renta estaba asociada a un beneficio extraordinario por encima del beneficio normal que reportaba la actividad agrícola. Esta recompensa adicional que recibían los propietarios de las tierras dedicadas a la actividad agrícola era derivada de las

condiciones de la tierra y no del trabajo aplicado a su explotación. Imaginemos a dos latifundistas, sostenía Ricardo, uno con campos mucho más fértiles que el otro. Ambos venden los granos al mismo precio (el proteccionismo elevaba más el precio del mercado interno). Pero los costos del que es propietario de las tierras más fértiles son mucho menores que los costos del que es propietario de las menos fértiles. Este último tal vez tenga un beneficio de la explotación, pero el otro obtiene algo mucho mayor: he aquí **la renta agrícola**.

El concepto de renta asociado originalmente a la tierra como factor productivo, se hizo extensivo a los recursos humanos y a otros recursos naturales no renovables. Los virtuosos del arte, del deporte y de la ciencia pueden percibir por su trabajo ingresos extraordinarios que reflejan la llamada **renta de habilidad**. En el siglo XX, el análisis de **renta minera** adquiere renovada vigencia por su aplicación a la industria petrolera.

La existencia de petróleo en un determinado territorio también es un legado de la naturaleza. Este legado también genera rentas. La **renta petrolera** puede ser definida como la diferencia entre el precio del mercado, por un lado, y los costos de producción más un importe para costos adicionales -transporte, procesamiento y distribución- y un retorno sobre el capital invertido, por el otro. Los protagonistas de la disputa por la renta agraria eran los propietarios de la tierra, los arrendatarios y los consumidores de granos. Los protagonistas de la disputa por la renta petrolera son los Estados con soberanía sobre los territorios que poseen hidrocarburos, las compañías que explotan los hidrocarburos y los consumidores de los productos de este mercado, incluidos los Estados a los que pertenecen.

Pero hay casos donde la naturaleza nada tiene que ver con las posibilidades de obtener sobreutilidades. Estamos en presencia de las **rentas derivadas de la estructura del mercado**. El control de un mercado y la presencia de poder monopólico aseguran al único o a los pocos actores la posibilidad de ganar por encima del costo de oportunidad del capital invertido. Los monopolios a veces son naturales (transporte y distribución de agua, gas y electricidad), a veces son construcción jurídica (proteccionismo, reserva de mercado, licencias) y a veces surgen de la propia

operatoria del mercado (competencia imperfecta, acuerdos colusivos). Las rentas monopólicas tienden a perpetuarse en el tiempo y mueven intereses poderosos en su defensa.

Entre las **cuasi rentas**, se destacan las derivadas de la innovación tecnológica y las de desarrollo de nuevos mercados. Joseph Schumpeter fue el gran racionalizador de estas rentas, a las que consideraba inherentes a la dinámica del desarrollo capitalista. Por ser temporarias, obligan al *entrepreneur* a retroalimentar el círculo de la innovación.

Mientras la literatura económica ortodoxa en general legitima las cuasi rentas y hace susceptibles de apropiación parcial vía impuestos las rentas de la naturaleza; sanciona la existencia de rentas derivadas de la estructura del mercado.

La renta argentina

El concepto de renta es muy importante en el nuevo contexto del mercado petrolero argentino. Hoy los actores de la renta son explícitos y es posible argumentar sobre la legitimidad y apropiación de la misma. Es legítimo que las empresas apropien parte de la renta petrolera argentina. No es legítimo que la renta aguas abajo derive de la estructura del mercado petrolero doméstico. La actual estructura de precios y costos de producción del sector permite calcular una renta promedio por barril aguas arriba de aproximadamente US\$ 8. El Estado nacional y el provincial se apropian de US\$ 4 de esta renta a través de regalías e impuestos a los ingresos brutos y ganancias. Las empresas se apropian de los otros US\$ 4. Parte de esa renta es utilizada por algunas empresas para reemplazar reservas. Otras prefieren maximizar su flujo financiero para acelerar el recupero de las inversiones realizadas.

La renta aguas abajo es propia de la actual estructura de mercado. La superación de restricciones logísticas y el ingreso de nuevos competidores (ver la estadística de mercado) tenderán a reducir esta renta a niveles de utilidad normal. De perpetuarse esta renta en el tiempo, estaremos en presencia de una renta derivada de las restricciones a la competencia.

La apropiación de renta por las compañías derivada de la

explotación de un recurso natural como el petróleo ya ha sido incorporada por la comunidad como parte de las nuevas reglas de juego de la industria. Pero concomitantemente crece la conciencia social de repudio a las rentas derivadas de la falta de competencia. La estructura de precios y costos de la industria petrolera argentina permiten augurar un funcionamiento competitivo del mercado, que asegure, no obstante, adecuados márgenes de rentabilidad.

Perspectiva de precios

Thomas J. Peters, uno de los gurúes de la nueva administración, junto con Michel Porter y Peter Drucker, fustiga duramente los fundamentos del planeamiento estratégico tradicional que asume hipótesis de un futuro previsible e ignora la posibilidad de cambios bruscos. En condiciones estables, a partir de una estimación del crecimiento de la demanda, el objetivo del planeamiento estratégico es determinar las reservas a incorporar, la cantidad de pozos productivos, la capacidad de refinación y la expansión del sistema logístico necesarios para atender esa demanda dentro de un cronograma compatible con los recursos financieros disponibles. En este contexto el precio del petróleo es la variable más importante. Con buen precio todo se resuelve.

Peters advierte que en la era postindustrial, el futuro está signado por la incertidumbre y el cambio. Los modelos económicos de planeamiento basados en premisas del pasado no sirven. La matemática usada en esos modelos es adecuada para fenómenos con pocas causas dominantes y consecuencias previsibles. Estos modelos servían para pronosticar el precio del petróleo cuando éste dependía de pocas causas. Hoy ya no sirven. La nueva matemática de esta era de incertidumbre es la denominada *matemática del caos*.

El planeamiento estratégico hoy debe concentrarse más en las tendencias del mercado que en los pronósticos de precios. Hay que identificar las fuerzas predominantes y entender el comportamiento de los actores. El *manager* de la sociedad postindustrial debe ser un "oportunista bien informado".

Consecuentes con la visión de Peters, hemos interpretado

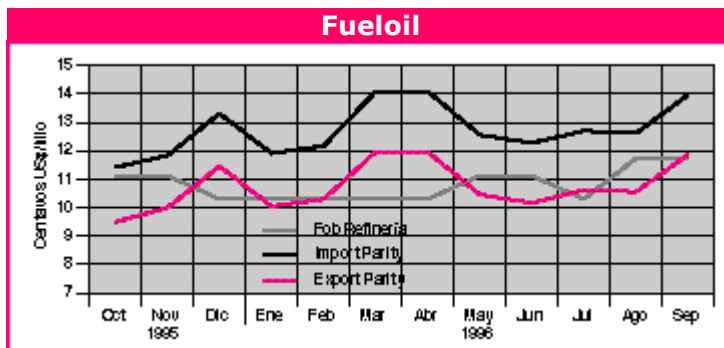
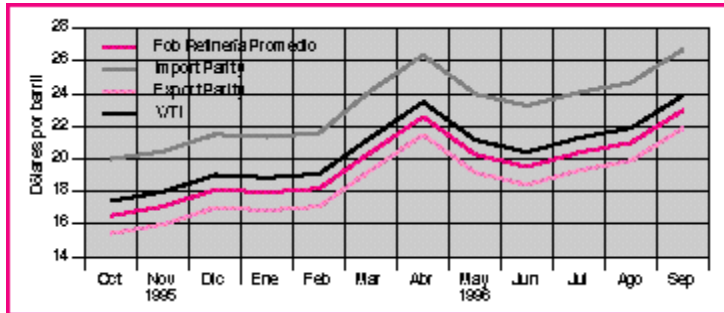
las tendencias y las fuerzas dominantes del mercado petrolero en el planteo sobre agriculturización de la industria petrolera (ver **C.P.** de agosto de 1996). Mientras sigan predominando las fuerzas del mercado y la industria petrolera se desenvuelva en el círculo competencia-productividad-menores costos, hay que asumir precios futuros con tendencia a la estabilidad o a la baja. Habrá oscilaciones hacia arriba o hacia abajo en función de los *fundamentals* del mercado, pero mientras predominen estas fuerzas la tendencia es inexorable.

Mercado local respecto del negocio de oportunidad

El seguimiento de los precios de los crudos locales y de los principales derivados se efectúa en función del negocio de oportunidad que ofrece el mercado externo. Si el crudo no lo vendo localmente, lo puedo exportar. Si no lo compro localmente, lo puedo importar. Lo mismo sucede con los derivados. El negocio de oportunidad queda reflejado en las respectivas paridades de importación y exportación. En materia de crudo hemos tomado la cotización de un crudo promedio en la Argentina. La referencia internacional está dada por la cotización del WTI (West Texas Intermediate). Para la nafta súper, tomamos como referencia del negocio de oportunidad la cotización de la gasolina premium unleaded 92 US Gulf o equivalente. Para la nafta normal, la regular unleaded 87 US Gulf o equivalente. Para el gasoil, el gasoil destilado Nº 2 US Gulf con 0,3% de azufre o equivalente. Para el fueloil, el fueloil US Gulf con 1% de azufre o equivalente. Para el gas licuado a granel (GLP), el GLP de Arabia Saudita y el de Mont Belvieu, Texas.

En septiembre, el crudo siguió subiendo. Productos importados: naftas bajaron; gasoil, fueloil y GLP, subieron. Productos locales: subieron las naftas y el gasoil; fueloil y GLP, sin cambios. Las naftas y el gas licuado continúan por encima de sus valores de importación. Este mes gasoil y fueloil quedaron por debajo de sus bandas -por debajo del valor de importación y del valor de exportación.

Crudo

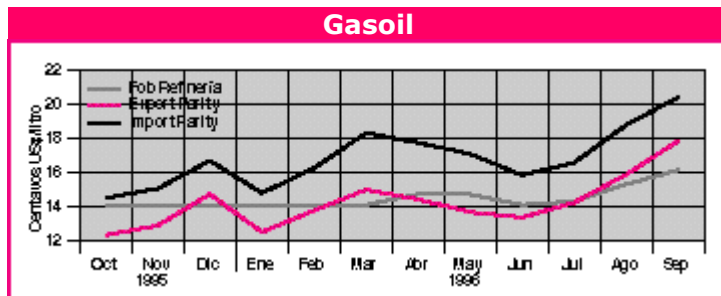
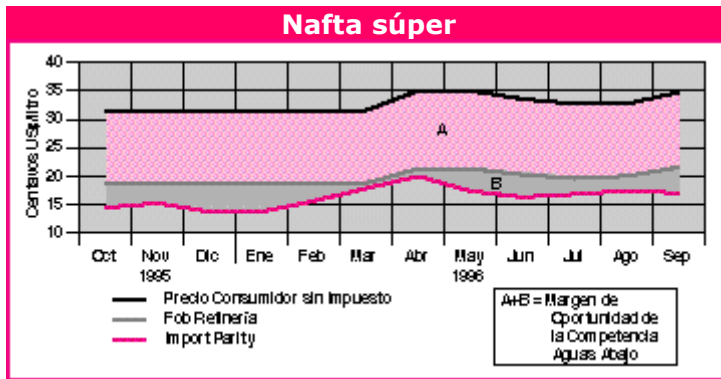
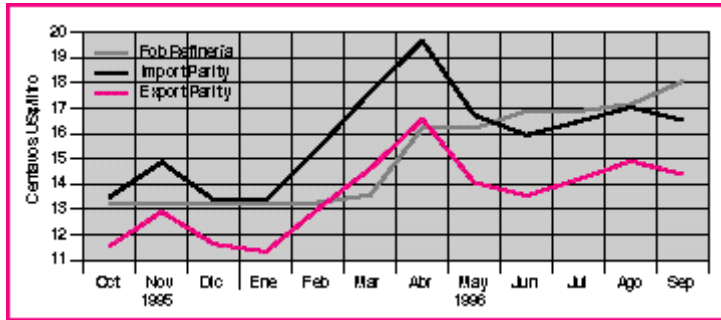


Margen de oportunidad de la competencia

Este es un concepto que hemos desarrollado para ir siguiendo con la serie estadística la oportunidad de entrada a nuevos actores que ofrece el desborde de precios ex refinería de los productos por encima de la paridad de importación, teniendo en cuenta el precio en el surtidor final antes de impuestos. Va de suyo que quien quiere competir con producto importado, si no es un estacionero instalado que pueda mudar de bandera, además de comprar en tanque de puerto, debe afrontar la inversión de instalación o compra de una estación de servicio. El margen de oportunidad de la competencia será en el mediano plazo un indicador del grado de competencia e internacionalización del mercado petrolero local.

En septiembre, el margen de oportunidad de la nafta súper aumentó -por la suba en el precio de la nafta nacional y por la baja en el precio de la importada.

Nafta normal

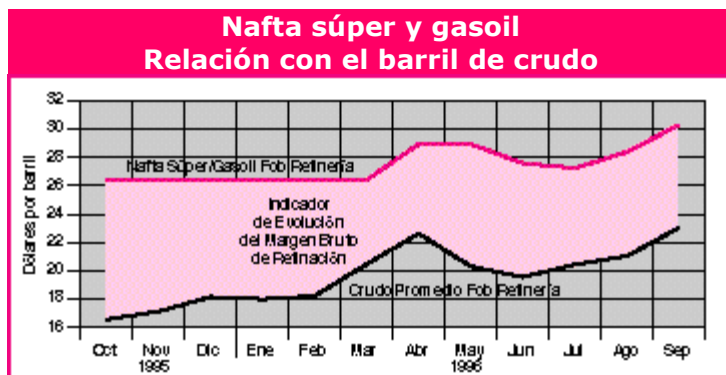


Margen bruto de refinación

Establece una referencia entre el precio del crudo que entra a refinería y la valorización de los principales productos refinados. Es un indicador susceptible a la comparación internacional y también será una referencia del grado de competencia e internacionalización del mercado petrolero local.

En septiembre, el margen de refinación disminuyó levemente, porque la suba en el precio de la nafta súper y del gasoil fue menor que la suba en el crudo. El *spread*

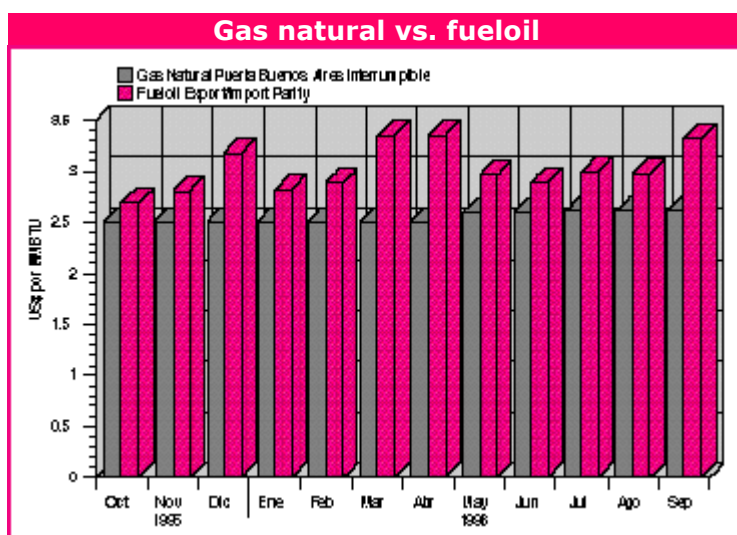
entre la cotización de los crudos locales y la cotización del WTI no varió.



Gas natural vs. fueloil

La evolución de estos precios debe ser seguida atentamente por los empresarios industriales. La comparación, por un lado, interrelaciona al mercado gasífero con el petrolero y permite decidir la opción de sustitución. Por otro lado, es un indicador del grado de competencia intergás en el mercado de compraventa del gas natural.

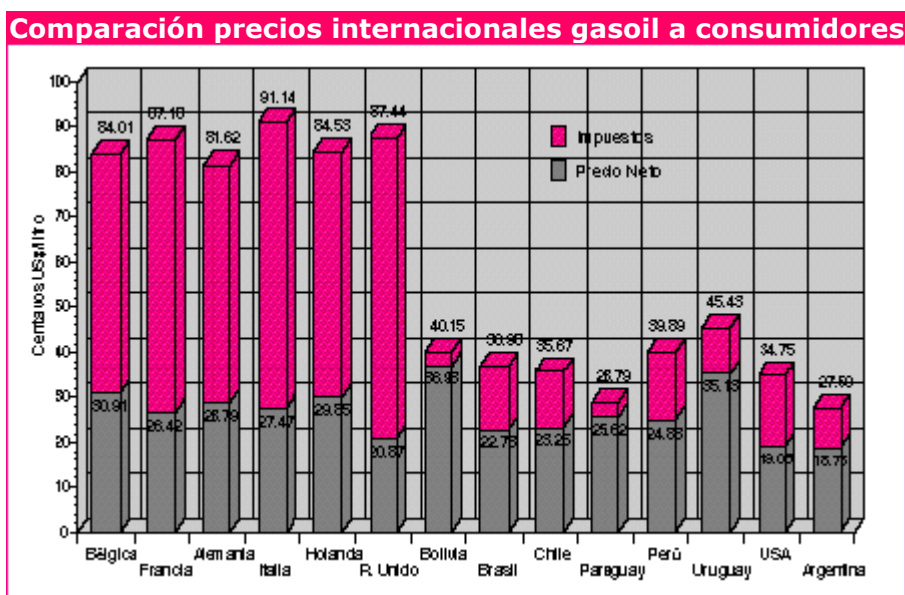
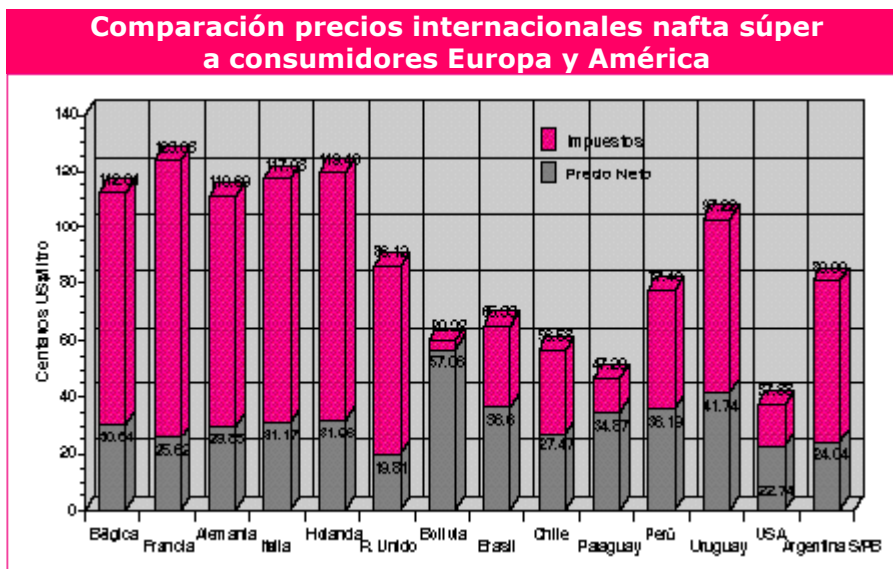
En septiembre subió el fueloil importado y el gas natural no varió. La diferencia sigue siendo a favor del gas natural - servicio interrumpible- con respecto al fueloil.



Mercado internacional respecto del mercado local

Incluye la comparación de precios internacionales de la

nafta súper y del gasoil a consumidores finales en Europa, América y la Argentina. Permite discriminar el componente impositivo del precio final de los productos, y comparar los precios antes de impuestos en los distintos mercados.



Base de datos: contador Gustavo Requena