

Agosto 1997, Número 40

La reconciliación de la economía y la geología. La reacción de los geólogos

D e s a f í o

En el anterior esquema de asignación planificada de los recursos energéticos, cuando YPF cargaba con la mayor responsabilidad de explorar, el éxito y el fracaso exploratorio no estaban sujetos a otros controles económicos que no fueran la restricción presupuestaria y el efecto disuasivo de corresponder con el autoabastecimiento productivo del país. En un contexto de mercado, el fracaso exploratorio tiene consecuencias económicas sobre los resultados de la empresa, su valor de capitalización (si cotiza en Bolsa) y su acceso al financiamiento.

En la edición de Carta Petrolera de abril de 1997 planteamos la necesidad de abrir un debate entre geólogos y economistas en el marco de las nuevas reglas de juego que rigen la industria para potenciar la exploración petrolera en la Argentina, sobre todo en cuencas no productivas. En aquella ocasión hicimos referencia a la inconsistencia entre la diversidad geológica y la uniformidad normativa que rige la exploración en las distintas cuencas sedimentarias. Proponíamos una categorización de áreas y reglas de juego especiales para aquellas que se clasificaran como de alto riesgo. Planteábamos la necesidad de introducir un atractivo económico diferencial en las cuencas no productivas para conciliar la lógica del economista con la lógica del geólogo en un contexto de operación de mercado. Es la gran responsabilidad de la política petrolera.

Muchos geólogos reaccionaron a nuestro planteo. Uno de ellos, conocido y destacado en la especialidad, el Dr. Pedro J. Lesta, nos hizo llegar un interesante comentario que publicamos con su autorización para enriquecer el debate.

Reacción

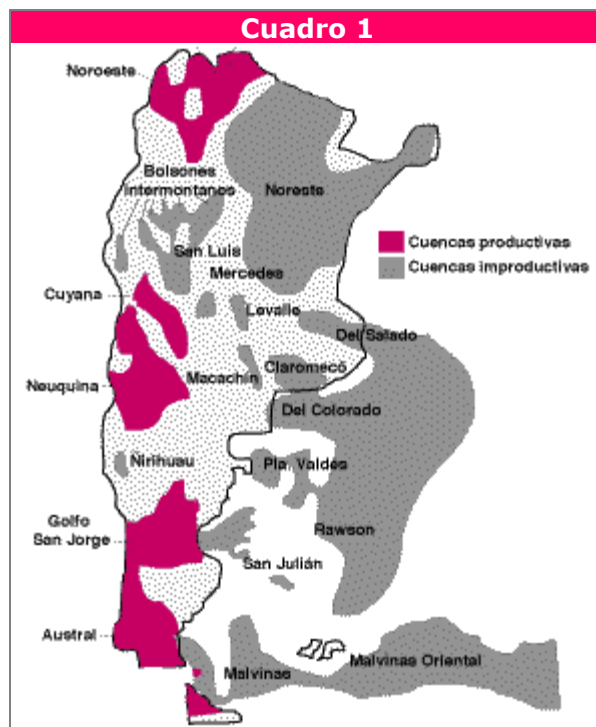
"El planteo que se hace en la mencionada Carta, y que se sintetiza muy acertadamente en el título, pone el dedo en una llaga que, a mi entender, hasta el momento no ha sido debidamente estudiada y, por lo tanto, no se le han aplicado los remedios necesarios."

"En síntesis, se trata de la falta de interés de la mayoría de las compañías en exploraciones de muy alto riesgo."

"Yo expuse el problema en un panel del último Congreso de Exploración de Hidrocarburos. En el mismo panel, distinguidos abogados, especialistas en el tema hidrocarburos, sugirieron algunas medidas que, incentivando la exploración de alto riesgo, podrían ayudar a revertir la situación. En la misma Carta se proponen otras posibles medidas, algunas sumamente novedosas e interesantes, lo que demuestra la sinergia que tiene el análisis multidisciplinario."

"Mi exposición se centraba en un hecho que, como geólogo, me preocupa: la diferencia entre el esfuerzo exploratorio que, hasta el momento, se dedica a las cuencas productivas versus el que se dedica a las cuencas improductivas. Medida en pozos de exploración anuales, en las primeras se perfora aproximadamente 97% de los pozos de exploración y sólo el 3% restante corresponde a las segundas."

"El tema no es puramente teórico. Se trata, ni más ni menos, de alentar la exploración de las cuencas que en un futuro mediano deberán proveer de hidrocarburos domésticos a la oferta de energía del país."



"Aquí debo mencionar que la clasificación de cuencas según el riesgo, efectuada en la Carta, me parece un poco difícil de llevar a la práctica, por la abundancia de 'zonas grises' entre las distintas categorías establecidas. Yo, en esa ocasión, adopté una división más simple: cuencas de bajo riesgo, o productivas, y cuencas de muy alto riesgo, o improductivas hasta el momento. Esta definición es, lo reconozco, un tanto simplista, porque también es de muy alto riesgo perforar un pozo profundo en una cuenca productiva para investigar secciones sedimentarias ubicadas por debajo de todo lo conocido, o perforar pozos basados en hipótesis de trabajo diferentes de las aceptadas. Pero era necesario trazar el límite en algún punto."

"La preocupación por la disparidad de los esfuerzos de exploración que se hacen en las dos categorías de cuencas, como se ha dicho, no es sólo una preocupación científica, como sería el caso si nuestro único objetivo consistiera en incrementar el conocimiento geológico del país con fines académicos."

"Por el contrario, tiene un objetivo eminentemente práctico, ya que en algún momento nuestras cuencas productivas - cuya explotación data de principios de siglo- comenzarán a declinar y será necesario reemplazarlas."

"En la actualidad, las empresas privadas prefieren arriesgar dinero en la exploración de las cuencas que ya se sabe que tienen petróleo."

"En nuestro país, esta decisión es tanto más valedera cuanto ingresar en una cuenca de muy alto riesgo no tiene ninguna ventaja adicional sobre hacerlo en una de bajo riesgo."

"En estas condiciones es muy difícil que se reconcilien la economía y la geología, ya que es altamente complicado 'vender' una exploración de muy alto riesgo a los economistas de una empresa sin poder asignar valores de rentabilidad, reservas esperadas, etc., como es el caso en ese tipo de exploraciones. Por eso me parece excelente la idea de darle a este tipo de áreas ventajas competitivas."

"En el momento de exponer estas ideas en el panel del

Congreso de Exploración de Hidrocarburos, me atreví a hacer una comparación, un tanto burda, a modo de ejemplo. Fue la siguiente: un señor tiene dos hijas, una muy hermosa y la otra más bien fea. Con la primera no tiene problemas, seguramente la casará, porque tiene ventajas 'comparativas'. A la otra, si quiere casarla, debe darle ventajas 'competitivas', como podría ser comprarle un departamento o asignarle una buena dote. Del mismo modo, a las cuencas de muy alto riesgo hay que darles ventajas competitivas de tal magnitud que, a pesar de la 'fealdad' del área, los economistas se sientan tentados a aprobar su exploración."

"Por supuesto, los geólogos tienen que ofrecer un cuadro geológico lógico (valga el juego de palabras), presentando claramente las hipótesis de trabajo que se plantean para justificar tal exploración que, de resultar exitosa, no va a descubrir un yacimiento, sino una cuenca petrolífera nueva."

"Para tomar la decisión de perforar se debe tener en cuenta que el pozo de exploración de muy alto riesgo es, en definitiva, un instrumento más de investigación, al que es muy difícil atribuirle un significado económico. Se podrá conocer por métodos sísmicos el tamaño de una posible estructura, pero la capacidad de generación de hidrocarburos, el espesor de las capas recipientes, la porosidad y permeabilidad de estas capas, la saturación, el sello, la tabla de agua -todos parámetros necesarios para hacer una real evaluación económica- son totalmente desconocidos, y justamente el pozo es el instrumento que debe aportar esos parámetros."

"Todo esto puede parecer muy ingenuo para ser planteado ante quienes deben tomar la decisión de invertir en pozos de muy alto riesgo, y que frecuentemente tienen pocos conocimientos sobre geología y sobre la historia de los grandes descubrimientos petroleros. Sin embargo, en algunas regiones tomar grandes riesgos es la única manera de acceder a grandes yacimientos, y ésta es una decisión que tiene más de política empresarial que de economía petrolera."

"En la historia de los descubrimientos en nuestro país hay notorios ejemplos de esto, en algunos de los cuales me ha tocado actuar personalmente."

"Por ejemplo, ante el tamaño y la continuidad actual de los yacimientos en el Flanco Sur del golfo de San Jorge, pocos recuerdan que en las primeras hipótesis de trabajo en la región se admitía que, al igual que lo que se interpretaba del Flanco Norte, las acumulaciones de petróleo estaban regidas por trampas estructurales, anticlinales más o menos extensos, donde se concentraba el petróleo, separados por grandes extensiones estériles, que correspondían a zonas sinclinales, es decir, bajas estructuralmente."

"Así, allá por el año 1953, al comienzo de la explotación existían dos campos llamados Cañadón Seco y Cañadón León, con unos 30 pozos el primero y unos 5 pozos el segundo, entre los que mediaban unos 15 km de distancia, que se suponían ocupados en el subsuelo por un gran sinclinal y, por lo tanto, carentes de hidrocarburos."

"Contrariando varias opiniones de peso, ya que esta teoría del anticlinal se tomaba como artículo de fe, se perforó un pozo en el medio del supuesto sinclinal, algo que en esa época suponía asumir un riesgo de enorme magnitud."

"El pozo resultó un buen productor, con lo que se comprobó que las acumulaciones respondían a un factor diferente que el estructural, mucho más amplio, es decir, preferentemente estratigráfico. Así desaparecieron límites que eran sólo mentales, y prácticamente se pudo perforar sin solución de continuidad la extensa superficie que hoy puede observarse en los mapas. El valor económico de una y otra concepción geológica es a todas luces muy diferente."

"Otro caso notorio sucedió en la cuenca del Noroeste, con el yacimiento de Ramos. La producción en los yacimientos de la Administración Norte estaba decayendo rápidamente, y se limitaba a formaciones de edad Carbónica en su mayoría y alguna pequeña producción de capas del Devónico Superior. Sabíamos que en Bolivia existían dos yacimientos poco profundos pertenecientes al Devónico Inferior, que en Argentina nunca se había alcanzado porque se suponía que las estructuras profundas estaban muy desplazadas con respecto a las superficiales. El estudio de los yacimientos bolivianos indicaba que esto podría no ser real. Era un problema clásico para resolver con un estudio sísmico de calidad. Pero en ese tiempo no existían en la Argentina

comisiones sísmicas adecuadas, y no se podían contratar en el exterior. Así fue que, basándose solamente en la idea geológica, se dispuso la perforación del pozo Ramos 11, con los resultados que se conocen y que abrieron el camino para el descubrimiento de un conjunto de acumulaciones similares aquí y en Bolivia, que por su tamaño pueden permitir la concreción de importantes proyectos internacionales de provisión de gas."

"Loma de la Lata es otro ejemplo donde la decisión de tomar un riesgo muy alto fue recompensada por el hallazgo de un yacimiento gigante. El área donde se encuentra había sido asignada a importantes compañías privadas, que ejecutaron trabajos sísmicos y perforaron algunos pozos secos. El área volvió a YPF en la década del '60. En la década del '70, cuando me hice cargo de la Gerencia de Exploración de YPF, empezamos a revisar la información que habían dejado las compañías privadas de la época en la que actuaron. Las líneas sísmicas no mostraban anticlinales, pero sí se podía detectar una 'nariz' estructural con un acuñaamiento de los sedimentos hacia su parte alta. Dos pozos perforados, uno en la parte alta y otro en la parte baja, separados por una decena de kilómetros, mostraban que en la parte baja había un buen desarrollo arenoso de los niveles productivos, con contenido de agua, mientras que en la parte alta esos niveles se habían deteriorado y no presentaban ninguna porosidad. Sin hacer un nuevo estudio sísmico (los datos existentes eran aceptables), se decidió perforar y apareció el yacimiento más grande del Cono Sur, también con un factor de entrapamiento más estratigráfico que estructural."

"Puesto Rojas -en el sur de Mendoza-, que además de ser productivo de petróleo abrió a la producción una extensa faja en la zona de pie de monte de la Cuenca Neuquina, fue perforado sin trabajos sísmicos previos, en base a una idea geológica y, por cierto, tomando un riesgo muy alto. Filo Morado, que también permitió el descubrimiento de una serie de nuevos campos, fue perforado años más tarde, en base a una brillante idea de jóvenes colegas, sobre líneas sísmicas muy deficientes."

"¿Qué tienen de común entre sí estos descubrimientos? Que fueron exploraciones hechas con ideas innovadoras, y que seguramente ningún economista les hubiera asignado fondos por la magnitud del riesgo a correr y la imprecisión

del tamaño del yacimiento esperado. Estos pozos se perforaron en general bajo el nombre de 'estratigráficos' con el que en la YPF de entonces se designaban pozos destinados a investigar parámetros que sólo pueden conocerse con un pozo. Claro que, detrás de cada uno de ellos, había además una buena idea geológica. Por cierto que hubo otros pozos de alto riesgo, que también parecían amparados por buenas ideas geológicas, y fracasaron. ¿Quién puede soslayar el fracaso en exploración? Pero algunos -como el pozo Puelche, en el offshore frente a la provincia de Buenos Aires, perforado por YPF en 1974- aportaron datos relevantes como para abrir nuevos caminos de investigación. El Puelche permitió justificar la exploración actual en el onshore de esa provincia."

"Como corolario de esto, quiero expresar mi profunda convicción de que con una idea geológica mala, por más estudios sísmicos de última generación que se apliquen, los resultados van a ser malos. En cambio, si la idea geológica es buena, aun con métodos precarios de investigación se pueden obtener buenos resultados."

"Claro que si a las buenas ideas geológicas se les aplican métodos de última generación los resultados van a ser excelentes. Pero quiero destacar que las buenas ideas geológicas sólo se pueden generar con un conocimiento muy profundo de la geología del país, que no es fácil de adquirir."

"No estoy en contra del análisis económico de los pozos de exploración que se hacen a niveles conocidos, donde ya se cuenta con los parámetros propios de la estratigrafía. Estoy en contra de aplicarlos estrictamente en cuencas nuevas o niveles profundos nunca alcanzados de cuencas viejas, donde algunos datos necesarios para una buena evaluación económica directamente no existen, y cualesquiera se asuman, aun utilizando un Montecarlo, pueden no tener nada que ver con la realidad."

"El país debe volver a encarar la exploración de alto riesgo para buscar una nueva cuenca productiva, especialmente de petróleo. La razón es simple: la producción de hidrocarburos en una cuenca es limitada. Explotamos recursos no renovables."

"Las cuencas petroleras argentinas tienen dos factores en

común: son muy maduras (cuatro producen desde principios de siglo y una desde mediados) y la producción de petróleo por pozo es baja: el promedio total del país es de 9,9 m³/día, y el de las tres cuencas que sostienen 89% de la producción es, según datos de 1996, de 8,3 m³/día."

"Es conocido que cuando una cuenca llega a un estado de madurez el tamaño de los nuevos descubrimientos empieza a disminuir progresivamente. Se sigue descubriendo petróleo o gas, pero las reservas que se incorporan son cada vez menores."

"Creo advertir que, al menos para el petróleo (no para el gas), estamos entrando en esa etapa de declinación en las cuencas del golfo San Jorge, en la cuenca Neuquina y en la cuenca Cuyana. Las cuencas del Noroeste y la Austral pueden dar alguna sorpresa, pero inciden poco en la producción total del país."

"La baja producción por pozo significa que se necesitan amplias superficies de reservas perforables para mantener los niveles de abastecimiento doméstico. Es decir, hay que perforar muchos pozos. La declinación del tamaño de los nuevos descubrimientos significa que cada vez va a ser más difícil encontrar dónde perforar esa cantidad de pozos necesaria. En las cuencas maduras siempre va a haber nuevos descubrimientos, pero muy probablemente no serán suficientes en un futuro mediano."

"Visto el aumento espectacular de la producción de petróleo (cerca de 40% en lo que va del período comprendido entre 1990 y 1996), vale hacernos una pregunta: ¿cuánto tiempo va a poder mantenerse la relación producción anual vs. reservas, que en 1993 llegó a 10 años y actualmente está en 9 años?"

"No creo que el perfeccionamiento de la recuperación secundaria y terciaria, con ser muy positivo y deseable, alcance a modificar este cuadro, sobre todo con los precios actuales del petróleo. Además, porque existen límites de eficiencia dados por las características petrofísicas de las capas recipientes."

"Es difícil saber cómo evolucionará la curva de la producción anual, si seguirá creciendo o ha llegado a una meseta. Pero lo seguro es que en el mediano plazo la

relación producción anual/reservas tenderá a disminuir, y, dado el tiempo que insume la exploración y el descubrimiento en cuencas nuevas, se está acercando el momento de hacer un gran esfuerzo en las cuencas de muy alto riesgo."

"Otra solución sería resignarse a importar petróleo en algún momento en el futuro, y es allí donde el cálculo económico deberá aconsejar a las empresas si conviene esta solución vis á vis la alternativa de asumir riesgos para descubrir nuevas cuencas productivas en el país. A la Argentina y a sus empresas les conviene seguir descubriendo y produciendo más petróleo."

"Por mi parte, creo firmemente que en las cuencas no exploradas o subexploradas -cuya superficie es varias veces superior a las de las cuencas productivas- puede haber sorpresas."

"¿Cuál es el fundamento de esta afirmación? Para que existan yacimientos de petróleo tienen que cumplirse varias condiciones necesarias, pero hay una que es sine qua non: que existan rocas generadoras de petróleo, las source rocks de la terminología inglesa. Estas rocas están distribuidas en las columnas sedimentarias según los ambientes de sedimentación (facies) que predominaron en el momento en que se depositaron los sedimentos. En muchas de nuestras cuencas aún no productivas existe ese tipo de rocas."

"Es obvio que esta investigación requiere sobre todo de buenas hipótesis de trabajo geológicas, que permitan determinar los lugares más indicados para cubrir con estudios geofísicos y empezar así a avanzar, complementándola con la perforación de pozos de muy alto riesgo, que proporcionarán datos para seguir adelante, corroborar o modificar las hipótesis iniciales, o descartarlas completamente."

"Para quienes creen que un pozo o dos son suficientes para declarar estéril una cuenca, recomiendo la lectura del libro Dynamics of oil and gas accumulations, del destacado geólogo explorador francés A. Perrodon. En uno de sus capítulos el autor detalla el número de pozos de exploración que ha sido necesario perforar para descubrir cuencas que fueron sumamente prolíficas."

"Sintetizo algunos de sus ejemplos:

- Región norte del Sahara argelino: 20 pozos secos antes de descubrir Hassi Messaoud.
- Cuenca de Maracaibo: sólo tres compañías -de entre 73, que actuaron de 1922 a 1943- tuvieron éxito.
- Norte de Alaska: de 1944 a 1953 se perforaron 37 pozos que sólo descubrieron una decena de millones de toneladas de petróleo. Entre 1963 y 1967 se perforaron 9 pozos secos. Recién después apareció el yacimiento gigante de Prudhoe Bay.
- En el oeste de Canadá se perforaron 133 pozos antes de aparecer Leduc.
- En Irán occidental, luego de un pequeño descubrimiento en 1936, se perforaron 25 pozos secos. Recién en 1972 se descubrió el primer arrecife comercial."

"Perrodon cierra su libro con esta frase: 'Más que ningún otro científico, el geólogo petrolero, que incesantemente hace frente a la incertidumbre de la exploración, es totalmente consciente de los riesgos involucrados. Todos sus conocimientos están primordialmente dedicados a reducir estos riesgos. Pero el riesgo es, en sí mismo, un factor creativo y una fuente de progreso'. Ese final remite a una frase de Bailly, ex presidente de la Society of Economic Geologists: 'Una sociedad sin riesgos, y por lo tanto sin responsabilidades, puede ser una sociedad sin esperanzas y sin futuro'."

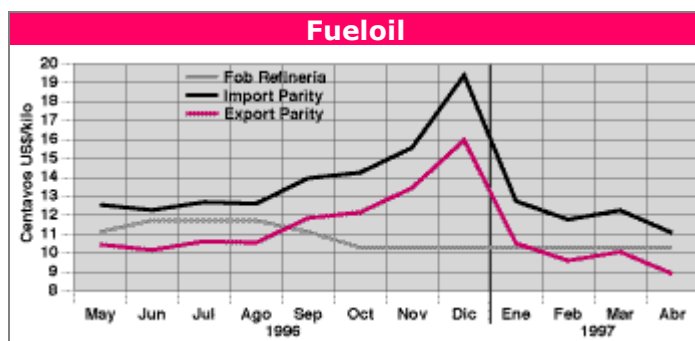
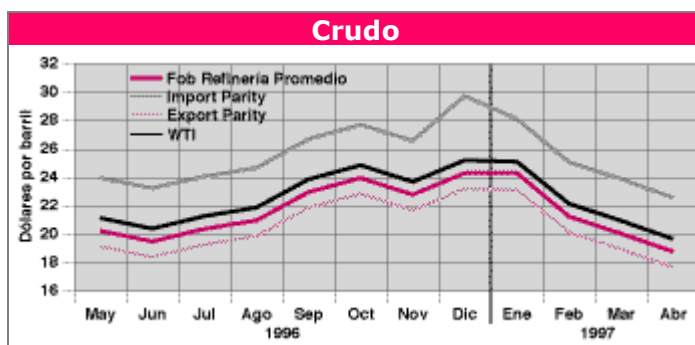
(Nota: El doctor Pedro Juan Lesta fue galardonado en 1996 con el premio a la Investigación Científica "Franco Pastore" que otorga la Asociación Geológica Argentina.)

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 se vende localmente, se lo puede exportar. Si no se lo compra localmente, se lo puede 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 N° 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 de Mont Belvieu, Texas.

En abril el crudo siguió bajando, un comportamiento idéntico al de todos los productos importados. En cuanto a los productos locales, bajaron la súper y el gasoil, aunque la primera aún continúa por encima de su valor de importación.

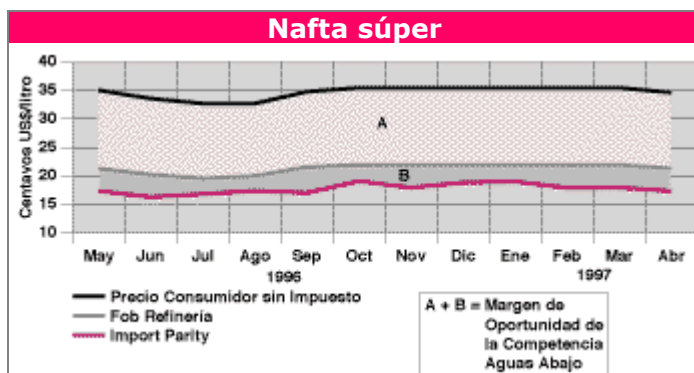
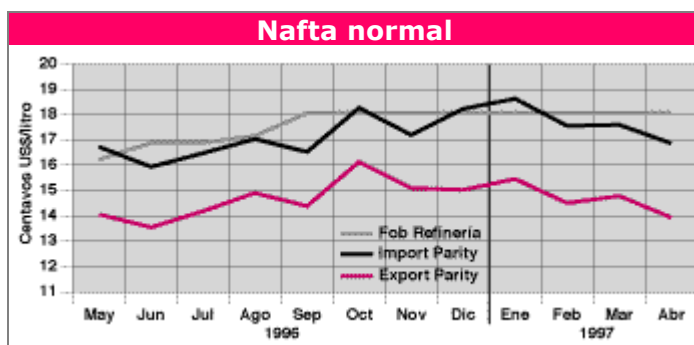


Margen de oportunidad de la competencia

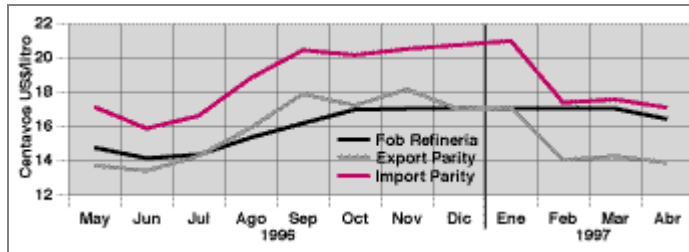
Este es un concepto que hemos desarrollado para ir siguiendo con la serie estadística: la oportunidad de

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 abril el margen de oportunidad de la nafta súper aumentó levemente, debido a que la baja en la nafta importada fue superior a la experimentada en la nafta nacional.



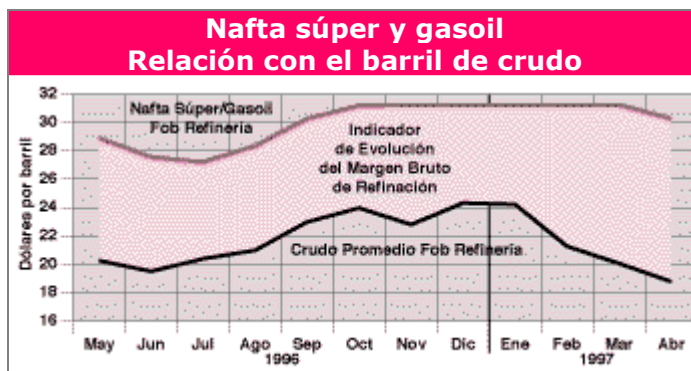
Gasoil



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 abril el margen de refinación siguió aumentando, porque la baja en el crudo fue superior a las bajas en los precios de la nafta súper y el gasoil locales. El spread entre la cotización de los crudos locales y la cotización del WTI no varió.

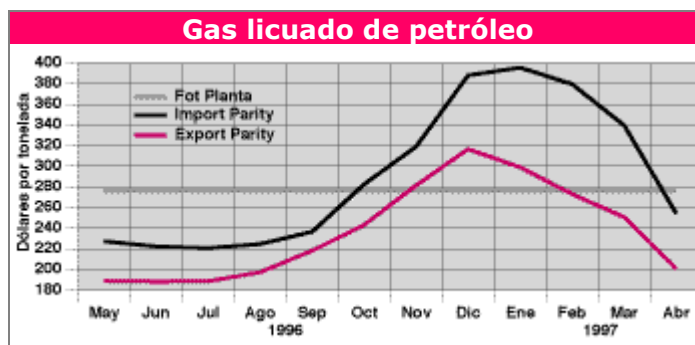
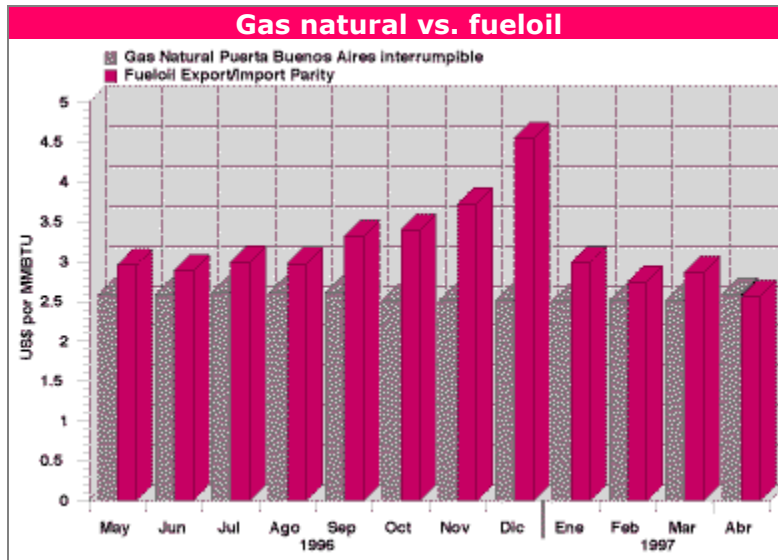


Gas natural vs. fueloil

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 abril el fueloil importado bajó y el gas natural subió. Desaparece, durante ese mes, la diferencia entre el gas

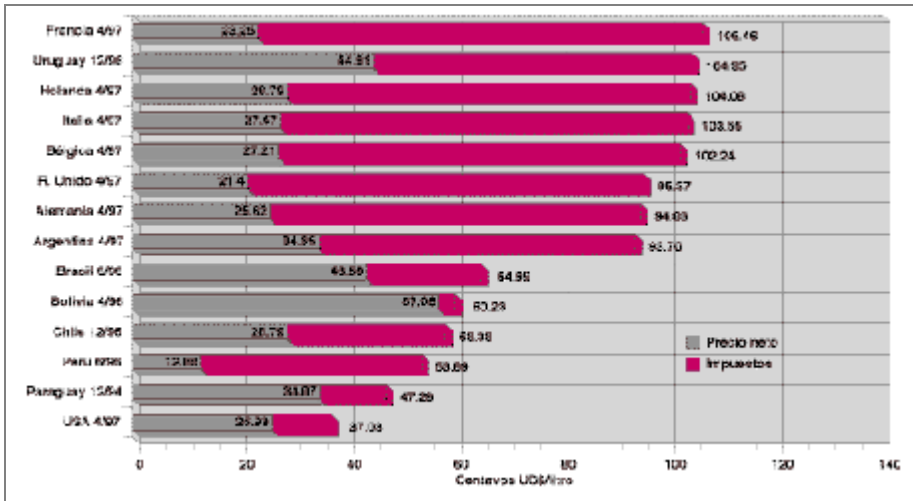
natural -servicio interrumpible- y el fueloil.



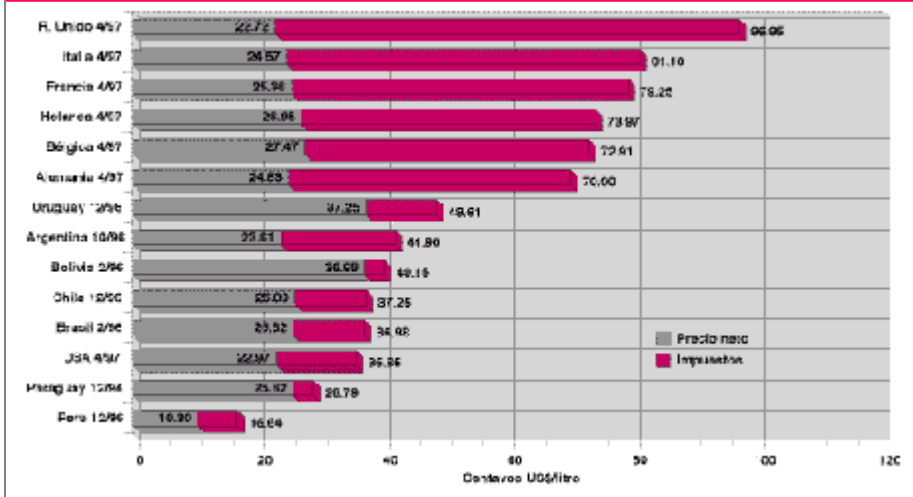
Mercado internacional respecto del mercado local

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.

Comparación precios internacionales a consumidores de Europa y América - Abril '97
Nafta Súper



Comparación precios internacionales a consumidores de Europa y América - Abril '97 Gasoil



Base de datos: contador Gustavo Requena