

Petróleo y gas: **de Argentina hacia Latinoamérica**

El pasado 2 de septiembre tuvo lugar dentro de la 2° Conferencia Petróleo & Gas '99, de Argentina hacia Latinoamérica el panel sobre "Argentina: situación actual y perspectivas a mediano plazo de la producción y exploración de petróleo y gas. Mercado argentino y regional".

El panel analizó a través de cada una de las exposiciones diferentes aspectos. Así se trataron: "Los precios del gas natural", "El mercado argentino y regional del gas natural", "Los efectos de la caída del precio del crudo en la industria petrolera", "La situación actual y perspectivas de la exploración y producción de Argentina" y "Las perspectivas de la producción y la exploración de petróleo y gas: mercado argentino y regional".

El panel fue moderado por Oscar Secco, titular del IAPG y estuvo integrado por Marcelo Martínez Mosquera, director general de Tecpetrol S.A.; Philippe Boisseau, director general de Total Austral S.A.; Remigio Giacometti, entonces vicepresidente de Exploración y Producción de Repsol-YPF S.A.; Carlos Cortizas, asesor de la Vicepresidencia Ejecutiva de Petróleo y Gas de Perez Companc S.A. y José María Ranero Díaz, presidente ejecutivo de Astra-Repsol.

La que sigue es una adaptación de las diferentes exposiciones.

GAS NATURAL: PRECIOS

*Por Marcelo Martínez Mosquera,
Tecpetrol S.A.*

Hace ocho años, a principios de la década del '90, previo a la privatización de Gas del Estado, el mercado estaba totalmente regulado.

Con el proceso privatizador, el gobierno optó, prácticamente en todos los mercados y especialmente en el de hidrocarburos, tanto en petróleo como en gas natural, por avanzar hacia la desregulación. A través de ésta se buscó promover la libre inversión.

Me imagino que en el '90 o '91 habrá existido la pregunta de cómo fijar o qué hacer con el precio del gas

natural en boca de pozo, tema bastante controvertido.

De hecho la primera idea que prevaleció fue la de dejar esto librado a lo que era la suerte del combustible alternativo, el fuel oil. Un decreto del inicio de la desregulación daba la pauta del precio del gas natural con el fuel oil como combustible alternativo.

A partir de ese momento, uno escucha una cantidad de posiciones respecto a cómo debe ser el precio del gas natural.

Hay voces que dicen que el precio



Marcelo Martínez Mosquera

tendría que ser el costo de producción de gas natural más alguna renta para los empresarios.

Creo que no hay nada más difícil que tratar de identificar un costo para el gas natural ya que éste puede considerarse desde costos de exploración, tanto exitosos como fallidos, hasta aquellos de desarrollo.

El desarrollo tiene que ver con la productividad de los yacimientos que se encuentran, las reservas que queremos tener para el país, con qué grado de reservas nos encontramos hoy y qué grado de integración queremos a nivel de Latinoamérica.

¿Qué pasó y cómo está terminando la historia al fin de la década?

Las tres cuencas productoras de gas más importantes son: Neuquina, Norte y Austral. Cuando se produce la desregulación de los hidrocarburos se fija, por un período de tiempo, un precio de 1 dólar por millón de BTU.

Por otra parte, se fijaron tres precios de transporte de gas natural para las distintas cuencas. Incluyendo mermas, la Cuenca Austral, la más alejada al centro de consumo, tenía un costo de 0,98 dólares por millón de BTU. La Cuenca Norte, la que le siguen en lejanía, tenía un costo de 0,73 dólares por millón de BTU y la Cuenca Neuquina de 0,61 dólares por millón de BTU.

Durante los dos o tres primeros años de la desregulación, el mercado buscó el precio *city gate* Buenos Aires de la Cuenca Austral –que estaba en 1,95 dólares por millón de BTU– para las tres cuencas (ver cuadro 1). Desde entonces el precio *city gate* se mantuvo uniforme.

¿Cómo compara esto con el combustible alternativo, el fuel oil?

Una de las primeras preguntas que surgen es si el fuel oil –que figuraba en el decreto del año '92– es, efectiva-



Gas Natural Cono Sur En US\$/MMBTU

Las posibilidades prácticas de reemplazar el gas natural con fuel oil son muy bajas, por lo menos con el de producción local.

El consumo de gas natural en la Argentina es de aproximadamente 100 MMm³/d. En el año 1998, el excedente exportable de fuel oil fue de 0,3 Mtn/d, equivalente a 400 Mm³/d.

O sea que el excedente exportable de fuel oil representa menos del 1% del consumo de gas natural de nuestro país.

El cuadro 2 nos muestra comparativamente qué pasó con el gas natural en los últimos cuatro años, y qué punto de referencia tenía el fuel oil en Buenos Aires.

mente, el combustible alternativo o si éste podría llegar a ser el gas oil.

Para la industria, que representa el 40% del consumo gasífero del país, y para la gran mayoría de la generación de energía eléctrica, el combustible alternativo es el fuel oil. En cambio, para el consumo residencial no hay alternativa.

Uno se puede preguntar qué quiere decir combustible alternativo. Si es el que produzco o el que tengo que traer de afuera para reemplazar al otro combustible.

2 Gas natural vs. fuel oil En US\$/Millón de BTU

Año	Precio gas Neuquén	City gate Buenos Aires	Import parity fuel oil Buenos Aires	Netback FO Neuquén
1996	1,34	1,95	3,33	2,72
1997	1,34	1,95	3,11	2,50
1998	1,32	1,89	2,44	1,87
agosto 1999	1,31	1,87	3,53	2,97

1 Evolución de precios En US\$/MMBTU

	Neuquén	Norte	Austral
1993	0,97	0,97	0,97
1996-1999	1,34	1,22	0,97
Transp. + Mermas	0,61	0,73	0,98

Años	NYMEX HENRY HUB
1996	2,7
1997	2,5
1998	2,1
enero-agosto 1999	2,2

Para hacer el cálculo tomé la Cuenca Neuquina, la de mayor producción y reservas de la Argentina.

Con respecto al *city gate*, hace un año hubo unos pequeños cambios en el transporte.

En cuanto al fuel oil se tomó el precio de Nueva York o el Golfo de un fuel oil de 1% de azufre traído a la Argentina. Este cálculo pone de manifiesto que éste, aun con precios de petróleo deprimidos (en el '98), tiene valores de *city gate* (Buenos Aires) de alrededor de 2,40 dólares.

En definitiva, el fuel oil es mucho más caro que el gas natural y a nadie se le ha ocurrido cambiar, salvo alguna usina de generación de energía eléctrica —en algún invierno— que cambió o pensó en cambiar a fuel oil. Estamos hablando de diferencias muy importantes.

¿Qué está ocurriendo en el Cono Sur?

El mapa de la página 9 nos muestra los diferentes precios de *city gate* en las principales ciudades del Cono Sur y los costos de transporte.

El tema de las exportaciones es un punto que está en el candelero, si debemos exportar o no, si se nos van a acabar las reservas, si estamos regalando el gas natural a otros países para que nos devuelvan productos elaborados, etcétera.

Si bien este tema no es parte de esta presentación, de todas maneras mi opinión es que el desarrollo de las reservas trae más reservas. En un artículo

lo que escribí el año pasado, decía que desde hace cuarenta años en Estados Unidos las reservas de gas natural tienen un horizonte de producción de nueve años. Esto tiene una lógica contundente ya que nadie busca nuevas reservas cuando tiene 20 años de reservas. Se las busca cuando empiezan a tener sentido económico, es decir, que a la producción de esa reserva la voy a tener en un horizonte lógico.

De todas maneras, en esta materia, el Mercosur es una integración regional casi como si fueran provincias argentinas y el hecho de desarrollar reservas va a traer aparejado que se acorte el horizonte de producción que hoy está en 17/18 años. En ese momento habrá mucho dinero invertido en exploración porque ahí sí va a tener sentido económico la misma.

Los contratos efectuados entre Bolivia y Brasil muestran dos precios boca de pozo en Bolivia, uno a 0,95 dólares, por los primeros 8 MMm³/d que posibilitaron el lanzamiento del gasoducto y otro a 1,20 dólares, por los excedentes hasta 30 MMm³/d. Tomando estos dos precios de referencia se estableció una tarifa para el gasoducto que se construyó a San Pablo y Porto Alegre de 1,60 dólares por MMBTU.

¿Qué está pasando con los precios del gas natural en un mercado desregulado como el de Estados Unidos?

El cuadro 3 muestra los precios en Estados Unidos que equivalen a lo que serían las cuencas Neuquina, Norte o

Austral. Estos precios cotizan todos los días en el Nymex. Henry Hub es un centro entre Texas, Oklahoma y Louisiana que reflejaría lo que nosotros entendemos como "gas en Cuenca Neuquina" (en boca de pozo).

Una característica importante que tiene Estados Unidos es que el que compra gas, por ejemplo para generación de energía eléctrica, lo hace por que quiere y le conviene, ya que tiene excelentes posibilidades de reemplazarlo por otros combustibles (carbón o fuel oil). En ese país la energía eléctrica es: 10% hidráulica, 20% nuclear y 70% térmica. Lo curioso es que de ese 70% térmico, el 80% proviene del carbón y el resto principalmente del gas natural.

Para finalizar, quiero destacar que lo que está pasando con el gas natural en boca de pozo, en la Argentina, es una situación bastante aburrida, porque efectivamente vemos que se está transformando en un tema de rutina. Los contratos de exportación, los contratos de venta local, etcétera, no han reflejado de ninguna manera la posibilidad de llegar hasta un tope de combustible alternativo y simplemente se orientan en una banda muy pequeña que puede observarse en los valores que reseñé para cada una de las cuencas.

GENERADORES TERMoeLECTRICOS

25 años proveyendo energía remota para Comunicaciones, SCADA, Protección Catódica y muchas otras aplicaciones

GLOBAL THERMOELECTRIC INC.
Calgary, AB, Canada T2C-2L8
Tel. (1-403) 236-5556
Fax (1-403) 236-5575
www.globalte.com
tegsales@globalte.com



Repuestos y Service
CORPOREX S.A.
Tel. (54-11) 4313-8818
Fax (54-11) 4313-5856
www.corporex.com.ar
ventas@corporex.com.ar

VISITENOS EN EL STAND 119 AO&G EXPO '99



EL MERCADO ARGENTINO Y REGIONAL DE GAS NATURAL

Por Philippe Boisseau,
Total Austral S.A.

Voy a desarrollar este tema pero orientado hacia el futuro.

Nuestra visión se ocupará no sólo de lo que podría ser el mercado del Cono Sur en términos de capitales, sino también de los cambios que podrán surgir a partir de cómo funcionará el mercado del gas natural.

A pesar de la recesión que estamos viviendo en la Argentina creemos que en los próximos siete años vamos a seguir creciendo en el mercado local (cuadro 1). En Generación Eléctrica se producirá un crecimiento bastante fuerte porque hay proyectos de líneas de exportación a Brasil, hay sustitución ya que la termoelectricidad seguirá creciendo. Por ejemplo el consumo eléctrico argentino crecerá el 5/7% durante este año.

Escenario de demanda del Cono Sur
Un mercado en crecimiento
Crecimiento estimado 1998/2005 (Mm³/d)

País	1998	2005	Crecimiento
Argentina			
Generación Eléctrica	23	33	+ 10
Industrias	27	35	+ 8
Residencial/Comercial	25	29	+ 4
Chile	8	20	+ 12
Brasil	-	40	+ 40
Uruguay	-	5	+ 5
Total	83	162	+ 79

En cuanto a Industrias prevemos un crecimiento de 8 millones de metros cúbicos por día porque existen muchos proyectos, especialmente petroquímicos. Actualmente, en el país se están construyendo algunas plantas petroquímicas que generan un crecimiento del consumo de gas más relacionado con los mercados mundiales que con los locales.

Un hecho que estamos viendo en estos momentos es que existen muchos proyectos industriales que están buscando nuevas ubicaciones. En Tierra del Fuego estamos trabajando con tres grupos de inversores que quieren radicarse allí porque piensan

que es un buen momento para el ciclo de su producto porque hay un puerto que se está construyendo y porque hay grandes reservas de gas en esa zona. Esto también será una fuente de crecimiento importante.

En cuanto a Residencial/Comercial, si bien el país tiene un mercado con un punto de maduración muy importante, se prevé un crecimiento de un 4% ya que hay redes que se están extendiendo y el consumo de GNC para los automóviles continúa aumentando bastante.

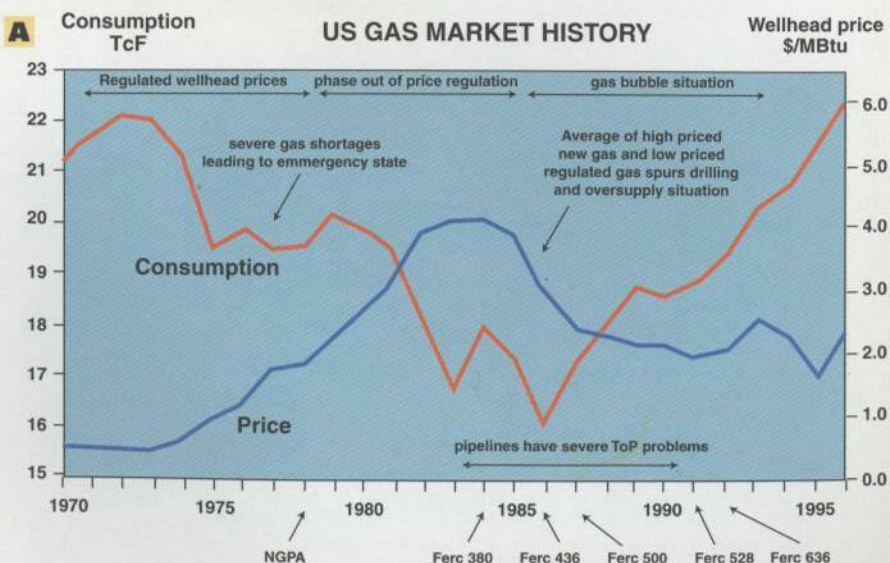
Con respecto a las exportaciones también se puede producir un crecimiento significativo. En el caso de Brasil, por ejemplo, ya existe un gasoducto que está construido de Bolivia a San Pablo que se va a llenar y que tiene una capacidad de 30 MMm³ por día con contratos ya firmados y que probablemente llegue hasta Porto Alegre. En el sur de Brasil en el área de

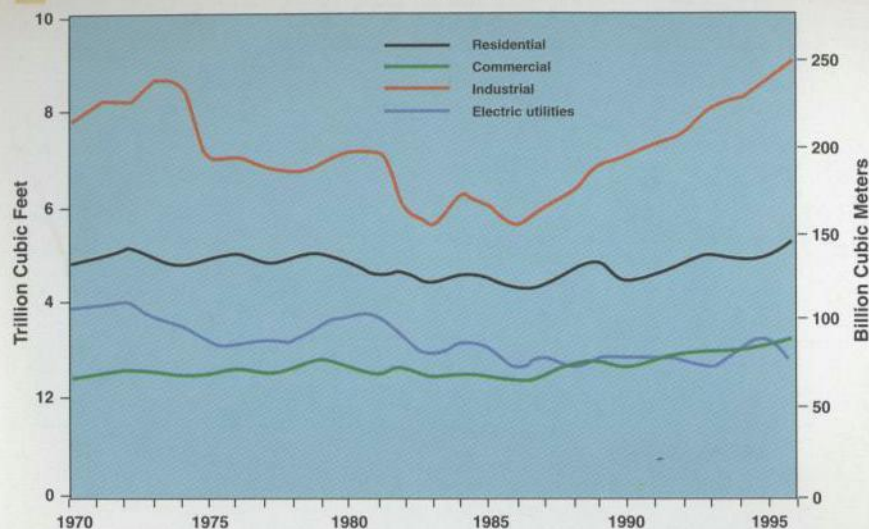


Philippe Boisseau

Porto Alegre también vemos un potencial de crecimiento bastante importante. Entonces, cuando sumamos todo este crecimiento en el Cono Sur el consumo podría casi duplicarse dentro de los años que vienen.

Hay dos puntos que quiero destacar. Uno es que la mayor parte de la nueva demanda vendrá de los consumidores que necesitan abastecerse mediante contratos de largo plazo. El otro, es que más del 50% del crecimiento de la producción de gas de la Argentina será por vía de las exportaciones, ya que éstas generan importantes efectos macroeconómicos: la exportación de gas natural podría llegar a generar alrededor de 800/1000 millones de dólares por año sin tener en cuenta el impacto sobre la economía del crecimiento de la producción, la exportación de petróleo asociado ni





el impacto fiscal local de este crecimiento.

Además, el crecimiento en general y las exportaciones en particular estimulan la exploración y refuerzan la competencia.

Esta realidad se ve en el mercado norteamericano y muy al lado nuestro, en Bolivia, donde decidieron construir un gasoducto y encontraron grandes reservas para llenar el caño. Hace un año y medio nadie creía descubrir tantas reservas en ese país. Éste es un ejemplo que ilustra el fuerte impacto del crecimiento estimulando la exploración y la competencia porque al tener un mercado mucho más grande, al tener en el Cono Sur vínculos de gasoductos se permitirá la entrada de más actores en la competencia.

Con respecto a la oferta de gas natural (cuadro 2) en la región, si bien la Argentina tiene muchas reservas, muchos yacimientos listos para desarrollar y proyectos avanzados de gasoductos hay un punto que es importante destacar y es que no somos los únicos que podemos abastecer a otros países. Bolivia puede abastecer a Brasil, Chile y Perú a Brasil. Por otra parte, hay empresas que están trabajando en Brasil sobre proyectos de LNG y también algunas empresas están perforando y explorando en ese país y esperan encontrar gas natural.

Es importante destacar que hoy la **Argentina tiene una ventana de oportunidad que no debe perder** y que si espera demasiado tiempo para actuar, otros países tomarán posiciones en ese mercado.

Con esta perspectiva de crecimiento es interesante analizar la experiencia de los Estados Unidos porque podemos sacar enseñanzas. ¿Por qué Estados Unidos? Porque es el mercado más competitivo del mundo y además porque comenzaron a desregular su mercado hace treinta años y tienen una trayectoria muy larga de donde podemos extraer experiencias.

Hay tres períodos en la historia de la desregulación del mercado de los Estados Unidos. La primera en los años 70, donde el precio en boca de pozo estaba regulado y fijado sobre costos históricos y la experiencia demostró que este precio fue inferior al costo marginal de largo plazo que, en teoría económica, es necesario para asegurar el desarrollo de nuevas reservas. Después pasaron por una crisis y en los años 80 hubo caída de reservas (por falta de exploración), precios multiplicados por cinco y derrumbe de la demanda (-25%) y por último, en los años 90 (salieron de la crisis) y por fin resolvieron sus problemas con un sistema de precios libre y en equilibrio tanto a corto como a largo plazo

y una demanda creciente a + 3% por año. El gráfico A nos muestra muy claramente estas tres etapas. El consumo bajó más del 10% en la primera etapa, después un 25% porque hacía falta confianza en la posibilidad de renovar reservas y luego encontraron un sistema totalmente desregulado.

La característica actual del mercado de Estados Unidos es que hay una gran diversidad de precios, de oferta, de transacciones, hay mercados *spot*, mercados de futuros y contratos a corto y largo plazo. Todo esto permite un equilibrio que se observa a partir de los años 90 donde se produce un crecimiento fuerte y cada año se renuevan las reservas para seguir ese crecimiento.

En cuanto al consumo de gas natural, el gráfico B nos muestra el comportamiento de cada tipo de consumidores.

De esta experiencia podemos sacar enseñanzas para nuestro mercado.

Hoy, si bien el mercado es muy competitivo, existe poca variedad de contratos y un sistema de precios rígido. Nuestra visión es que para lograr un crecimiento virtuoso debe existir una gran variedad de acuerdos según las necesidades de los actores (plazos, flexibilidad, garantías). El Mercosur, al favorecer las exportaciones generará el equilibrio necesario y permitirá el desarrollo esperado. Creo que la experiencia de Estados Unidos es un muy buen ejemplo de un sistema que permite fijar el precio por sí mismo. Simplemente, por el funcionamiento del libre mercado, el nivel de reservas y crecimiento se ajusta permanentemente. Digo esto porque a veces pueden volver ideas de definir el precio sin dejar actuar las fuerzas del mercado.

Para concluir quiero destacar que hay perspectivas de fuerte crecimiento del mercado, que éste tiene que evolucionar hacia una mayor diversidad y eficiencia económica y, por último, que TOTALFINA participará de este crecimiento. En este sentido, tenemos previsto lanzar una primera etapa de desarrollo *offshore* en Tierra del Fuego, probablemente para dentro de un año, o año y medio, para aportar nuestra contribución a este crecimiento.

2 Escenario de oferta. Carrera por los mercados

Potencial de crecimiento 1998/2005 (Mm³/d)

País	1998	2005	Crecimiento
Argentina Interno	75	97	+ 22
Exportaciones	2	25-35	+ 23/33
Bolivia → Brasil/Chile	-	30-40	+ 30/40
Perú → Brasil	-	?	

EFECTOS DE LA CAIDA DEL PRECIO DEL CRUDO EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Por Remigio Giacomel,
Repsol-YPF S.A



Remigio Giacomel

Voy a tratar de revivir este torbellino que nos sacudió en este último año y medio. Porque fue un torbellino y todavía, en lo personal, no me puedo convencer de que terminó y que ya no estamos dentro de él.

En noviembre de 1997, el WTI estaba en 20,12 dólares el barril, en diciembre bajó a 18,33 y en enero de 1998 a 16,69. En ese entonces podíamos alarmarnos o no. Recuerdo que en ese momento Roberto Monti dijo: "Muchachos, esto está acá para quedarse, así que tenemos que enfrentar la situación pensando que no va a durar solamente unos meses". Con este panorama íbamos a tener problemas de rentabilidad y de flujo de caja y teníamos que trabajar para enfrentarlos.

En esto no había magia, debíamos reducir inversiones y mejorar la eficiencia pero teniendo en cuenta el aspecto social. ¿Por qué el aspecto social? Porque en algunas de las zonas donde nosotros tenemos actividades nuestra industria representa casi el 100% del ingreso de esas comunidades.

Disminuir la actividad y tener menor empleo en una ciudad como Buenos Aires puede ser absorbido por la misma ciudad, pero producir una disminución del empleo en ciudades como, por ejemplo, Las Heras o Comodoro Rivadavia crea un verdadero problema, ya que no pueden absorberlo actividades alternativas.

Con respecto a reducir inversiones, lo más fácil es la exploración. Uno pospone la exploración ya que prácticamente no afecta a las reservas porque puede -a corto plazo- recuperarlas haciendo en los años siguientes más exploración. Obviamente, la exploración que postergamos fue la de alto riesgo.

También sustituimos perforación por recuperación secundaria. El costo de inversión de la recuperación secundaria por barril de crudo es de

aproximadamente la mitad que el de perforación.

Como consecuencia, era obvio que si teníamos problemas de caja, debíamos perforar menos y mantener, dentro del marco que nos daba nuestro *cashflow*, la recuperación secundaria y posponer otros proyectos no rentables.

En cuanto a mejorar eficiencia, utilizamos tecnología, redujimos costos, y aplicamos nuevas ideas.

Todas estas cosas no surgieron sólo por el efecto de la disminución de precios. Nosotros estábamos embarcados en esto desde hacía mucho tiempo a un ritmo bien acelerado. Lo que se hizo fue acelerarlo aún más.

Una de las cosas que hicimos fue un modelo para espaciamento de pozos.

En la cuenca del Golfo San Jorge el espaciamento de pozos era un tanto arbitrario, ya que todas las empresas espaciaban los pozos por tanteo y error.

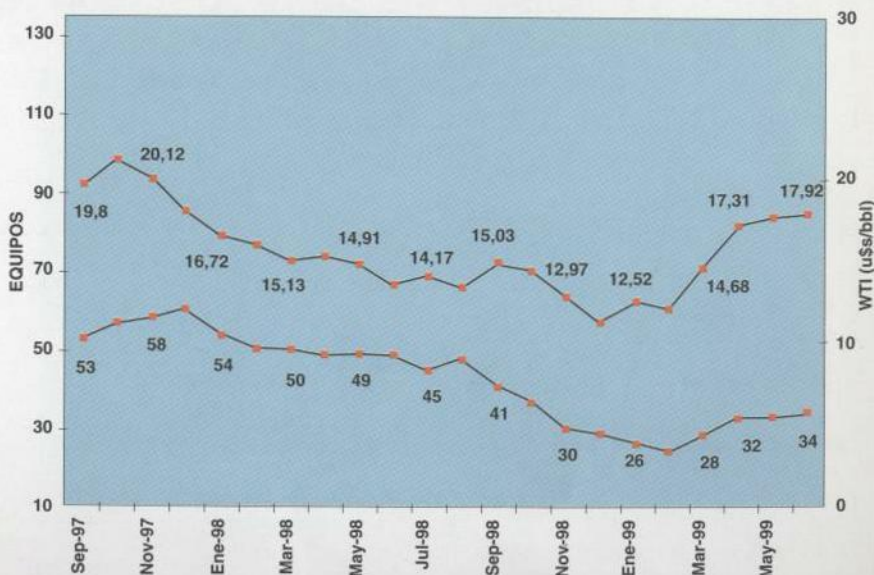
En mis treinta años de petrolero había tratado de que alguien me diera un buen modelo que indicara cuál debería ser el espaciamento óptimo en función de los precios del crudo sin lograrlo.

Cuando empezamos a ver que los números no cerraban, un geólogo, el

Dr. Amoedo desarrolló un modelo que nos indicaba que para los precios que teníamos debíamos duplicar el espaciamento, es decir los pozos que hacíamos cada 20 acres los teníamos que hacer cada cuarenta. Éste fue un trabajo muy interesante que nos sirvió para reducir la inversión a la mitad, con una pérdida de sólo el 30% en las reservas y con la ventaja de que, cuando el precio del crudo subiese, podíamos cambiar el espaciamento y recuperar ese 30% de reservas.

Con lo simple e inofensivo que parece esto, desde el punto de vista conceptual y de diseño, creo que debe haber sido uno de los desarrollos técnicos más importantes de los últimos años.

Argentina
Equipos activos de perforación - WTI



1 Resultados YPF upstream doméstico

	1997 (WTI = 20,6 U\$S/bbl)	1998 (WTI = 14,5 U\$S/bbl)
Inversiones (MM\$)	850	773 (-9 %)
Exploración (MM\$)	214	132 (-38 %)
Lifting cost (MM\$)	596	554 (-7 %)
Prod. Petróleo (MMm³)	25,1	25,3 (=)
Ganancia operativa (MM\$)	1.300	503 (-61 %)

Otra de las acciones para mejorar la eficiencia fue la Completación Rigless. Nuestro punto crítico era realmente la Cuenca del Golfo San Jorge. Tratábamos de hacer los pozos lo más barato posible y había que bajar aún más para seguir perforando y seguir teniendo utilidad.

En el trabajo de completación, se usan equipos de reparación o de *workover* que son parecidos a los de perforación pero un poco más pequeños.

Se han usado equipos durante ochenta años y hoy estamos completando pozos sin ellos. Al usar nueva tecnología, se ahorra bastante dinero.

En un par de años, mediante acciones como ésta, hemos logrado reducir el costo de los pozos en más del 30%.

En cuanto a los avances tecnológicos, la sísmica 3D nos permite encontrar trampas que antes no se veían. Esta tecnología ayuda no sólo a la exploración sino aún más al desarrollo.

También perforamos pozos multi-laterales, en lugar de hacer un solo pozo se hacen pozos horizontales en tres direcciones distintas que aumentan la producción.

Otro punto a destacar son los convenios inteligentes (alianzas) con contratistas y proveedores. Lo que hicimos fue analizar cada operación en particular, cómo estábamos organizados, cuáles eran nuestras capacidades de control y para cada operación definimos

una modalidad de manejo distinta y aplicable a ese caso en particular.

Cuando hicimos estos convenios obviamente hablamos con los contratistas. Qué es lo que ellos necesitaban: volumen y largo plazo. En consecuencia, ofrecimos todo el mercado de YPF para plazos prácticamente ilimitados con resultados sorprendentes.

No nos olvidamos del *empowerment*, redujimos el control, la burocracia y pusimos toda la autoridad en las manos de los que la necesitaban.

Por otro lado, el Departamento de Recursos Humanos continuó reclutando los mejores profesionales y técnicos. YPF tiene un excelente programa de reclutamiento. Cuando vi que esta "tormenta" se nos venía encima yo hubiera parado el reclutamiento. Sin embargo, la gente de este Departamento muy inteligentemente dijo: "al futuro no lo podemos olvidar, así que seguimos con nuestro reclutamiento", y tenían razón.

Otro tema que quiero destacar es el aspecto social. El problema más serio estaba centralizado en el Golfo San Jorge (Chubut sur y Santa Cruz norte). En ese momento le explicamos a los gobernadores de las dos provincias cuál era el problema.

Teníamos que desactivar equipos de perforación de los contratistas, la gente iba a ser indemnizada, pero iba a quedar un problema de desempleo y estábamos dispuestos a dar una mano.

Se terminó analizando el tema con los intendentes, los sindicatos, algu-

nos diputados nacionales y dos ministros de Economía, para ver qué acciones se podían tomar para que el impacto no fuera tan grave.

Se estableció un programa de desaceleración de los equipos un poco más amortiguado, y, por último, se contribuyó monetariamente, durante un cierto tiempo, con un fondo de desempleo por cada equipo que se dejaba fuera de actividad.

Los resultados

Todo esto que expliqué fue lo que hicimos, pero lo importante son los resultados.

La mejor forma de verlos es comparando 1997 con 1998. El cuadro 1 muestra el comportamiento de los principales rubros.

A la exploración, que es la más fácil de manejar, la bajamos un 38%.

Con respecto a las restantes inversiones, mantuvimos las obras en marcha que podían justificarse, iniciamos las que tenían buena rentabilidad y paramos todas las que no la tenían, así logramos un 9% de reducción.

Al *lifting cost* lo pudimos bajar un 7%, pese a las grandes reducciones ya efectuadas en los años anteriores.

Lo importante de todo esto es que, pese a la reducción de inversiones, exploración y *lifting cost*, la producción no bajó; pasamos de 25,1 MMm³ a 25,3 MMm³, o sea que logramos hacer realmente un control inteligente de costos e inversiones.

Por supuesto, el precio fue distinto y, de esta forma, la ganancia operativa se redujo en un 61%.

Vale la pena analizar un poco más el problema grave que fue la operación de la Cuenca del Golfo San Jorge.

El problema allí es doble, por un

2 Evolución descuentos promedios de crudos argentinos (U\$S/bbl)

	Ene-98	Abr-98	Jun-98	Ago-98	Oct-98	Dic-98	Feb-99	Abr-99	Jul-99
WTI	16,72	15,44	13,72	13,47	14,46	11,35	12,01	17,31	20,10
Descuento ESCALANTE	-3,96	-4,66	-4,35	-4,35	-4,07	-4,01	-3,86	-3,41	-3,21
Descuento CAÑADON SECO	-3,13	-3,86	-3,62	-3,73	-3,24	-2,94	-2,89	-2,71	-2,48
Descuento MEDANITO	-1,68	-1,79	-1,67	-1,84	-1,90	-1,72	-1,88	-1,37	-1,18

lado, la productividad de los pozos es muy baja y, por otro, el precio del crudo también es bajo.

En el cuadro 2 puede verse la evolución de los descuentos de los crudos argentinos respecto del WTI.

Vemos que el descuento llegó a superar los 4 dólares por barril para el Crudo Escalante (Chubut) y llegó a 3,73 para el Crudo Cañadón Seco (Santa Cruz norte), mientras que para el Crudo Medaniño (Neuquén), nunca superó \$1,90 por barril.

Si tomamos el mes de diciembre de 1998, el WTI estaba a \$11,35 por barril, el descuento del Crudo Escalante fue de 4,01 con lo que el valor efectivamente cobrado fue de sólo \$7,34 por barril, una situación insostenible en el tiempo.

Afortunadamente, los precios habían tocado fondo y comenzaron a subir, con lo cual la industria respiró aliviada.

Querría darles, con un solo pará-

metro, una idea de cuál fue la reducción de actividad de la industria en este período, y creo que el mejor parámetro es el número de equipos de perforación activos.

Si observamos el comportamiento de los equipos de perforación en el mundo, en Sudamérica y en la Argentina, vemos que todos reaccionamos aproximadamente del mismo modo. La caída de equipos de perforación en el mundo desde enero de 1998 a mayo de 1999 fue del 50% en el mundo, del 40% en Sudamérica y del 60% en la Argentina.

En la figura de la página 16 puede verse el comportamiento mes por mes del número de equipos de perforación en la Argentina contra el WTI, la correlación es evidente, y se nota una recuperación del número de equipos activos a partir de marzo de 1999.

Pero, ¿qué significa un equipo de perforación desde el punto de vista del empleo? Un equipo de perforación mo-

viliza muchos otros servicios, y se estima que afecta a alrededor de unas 200 personas, es decir que la reducción de equipos de perforación en la Argentina afectó a unas seis mil personas.

Es importante destacar que el gobierno también reaccionó, y por ejemplo la provincia del Chubut promulgó una ley postergando el cobro de las regalías e inclusive cancelándolas si los precios bajaban de un cierto valor; así como en el orden nacional se dictó un decreto que otorgaba reducciones en el impuesto a las ganancias si el crudo bajaba de un cierto precio, todo ello tendiente a amortiguar el efecto en la actividad.

Afortunadamente, todo eso es pasado; la actividad se está recuperando con la subida de los precios y estamos saliendo de esta crisis fortalecidos porque hemos aguzado el ingenio, somos bastante más eficientes y estamos mucho mejor preparados para enfrentar situaciones difíciles.

E INDUSTRIAS EPTA S.R.L.

VALVULAS E INSTRUMENTOS NEUMATICOS DE CONTROL

Válvulas para el nuevo milenio con nuestra tecnología (ISO 9001)

- ✓ NUEVOS DISEÑOS DE VALVULAS CON TECNOLOGIA EUROPEA Y AMERICANA.
- ✓ REDUCTORAS CON BLOQUEO INCORPORADO POR ALTA Y/O BAJA PRESION DE GAS.
- ✓ NO MAS OSCILACIONES, TRIM CARACTERIZADO EN CAUDALES MINIMOS.
- ✓ VALVULAS DE BLOQUEO POR SOBREPRESION S.O.S. (SHUT-OFF SECURITY).
- ✓ VALVULAS DE CONTROL DE PROCESOS E INSTRUMENTACION LINEA TRADICIONAL.
- ✓ CONTROLADORES Y POSICIONADORES NEUMATICOS Y ELECTRONICOS.



Solicite Catálogo Gral. o CD Room (incluye cálculo de válvulas).



E INDUSTRIAS EPTA

Calle 78 N° 4654/58 - (1650) San Martín
Tel/Fax: 4752-6314 - 4753-4693 / 3777
Web site <http://www.epta.com.ar>

PERSPECTIVAS DE LA PRODUCCION Y LA EXPLORACION DE PETROLEO Y GAS: MERCADO ARGENTINO Y REGIONAL

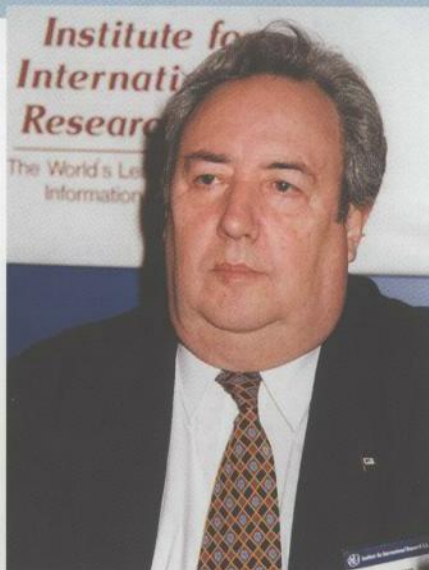
Por Carlos A. Cortizas,
Perez Companc S.A.

Los países que conforman América del Sur, América Central y el Caribe, constituyeron en la última década una región particularmente activa en cuanto a oportunidades comerciales en el sector de los hidrocarburos, y más específicamente en las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas. La región que vamos a analizar abarca unos 20.393.616km², con una población total del orden de los 500,1 millones de habitantes, que representan un 13,7% y un 8,5% respectivamente de la superficie y población del mundo (148.941.000km² y 5.849,7 millones de habitantes).

Situación actual de las producciones y reservas

De los 26 países que constituyen la región tan sólo diez de ellos poseen reservas de petróleo y de gas natural significativas que representan el 99,8% y el 98,5% del total en cada caso. En igual sentido, las producciones de petróleo y gas natural de estos países, sea para abastecer sus consumos internos o exportarlos, llegan al 99,7% y 99,0% respectivamente sobre el total de la región. Es por ello que, a los efectos de esta presentación, en lo sucesivo nos referiremos a la Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, Guatemala, México, Perú, Trinidad & Tobago y Venezuela como los países seleccionados, para lo cual comenzaremos por caracterizarlos en cuanto a los datos estadísticos que reflejan el potencial petrolero de los mismos.

A fines del año 1998 o inicios de 1999 en Latinoamérica y el Caribe se contaba con una reserva comprobada de petróleo de 21.828 MMm³, de los cuales el 52,9% está ubicados en Venezuela y el 34,9% en México, siguiendo en forma decreciente Brasil



Carlos A. Cortizas

con el 5,2%, Colombia y la Argentina con el 1,9% cada una, Ecuador con 1,5%, Perú con el 0,6%, Trinidad & Tobago y Guatemala con el 0,4% y Bolivia con tan sólo el 0,1%.

Con respecto a la producción de petróleo, para el año 1998 se han producido en toda Latinoamérica y el Caribe 1.495.700m³/día, donde Venezuela y México son por lejos los principales productores con un 33,0% y 32,4% respectivamente. El tercio restante se reparte entre Brasil con el 10,2%, la Argentina con el 9,0%, Colombia con el 7,9%, Ecuador con 4,1%, completándose con Trinidad & Tobago con 1,3%, Perú con 1,2%, Bolivia con el 0,4% y Guatemala con el 0,3%. Estas cifras demuestran fehacientemente la magnitud de las reservas de petróleo de Venezuela, que son muy superiores a su capacidad actual para producir las.

En cuanto a las reservas comprobadas de gas natural, Latinoamérica y el Caribe tienen unos 8,0 billones de m³, con una distribución parecida a las de petróleo, con la salvedad de que la Argentina se destaca del resto con un

8,6% mostrándola como un país predominantemente gasífero. En efecto, Venezuela lidera el grupo con un 50,4%, México la sigue con 22,5%, y después de la Argentina continúan Trinidad & Tobago con 6,5%, Brasil con 2,8%, Colombia y Perú con 2,5%, Bolivia con 1,5% y Ecuador con 1,3%.

En la producción de gas natural de Latinoamérica y el Caribe, sobre un total de 160,7 MMm³/año, México, Venezuela y la Argentina participan casi igualitariamente con 30,9%, 28,2% y 24,0%, siguiendo Trinidad & Tobago con 5,4%, Colombia con el 4,0%, Bolivia con 3,3%, Brasil con 2,5%, Perú con 0,6% y Ecuador con 0,1%. Del mismo modo que para el petróleo, las cifras muestran que las reservas de gas natural de Venezuela no están desarrolladas, la Argentina confirma la existencia de un mercado interno maduro con saldos disponibles para abastecer a los países vecinos, y en el caso de Trinidad & Tobago se ratifica el potencial de gas para llevar adelante proyectos de magnitud como el de LNG, a cargo de Amoco-British Gas-Repsol.

Características de la región

Las principales características de los mercados energéticos (específicamente en cuanto a petróleo y gas) de los países petroleros de la región son las siguientes:

- **Argentina** tiene un sector petrolero altamente desregulado, con mercados libres, sin aranceles, con una amplia participación de empresas privadas nacionales e internacionales, con saldos exportables y reservas sostenibles tanto para el petróleo como para el gas natural.

- **Bolivia** ha modificado recientemente su política de hidrocarburos en el mismo sentido, mediante el proce-

so de capitalización de YPFB; no es autosuficiente en petróleo pero tiene saldos exportables en gas natural, previéndose la sustitución de las tradicionales exportaciones a la Argentina por volúmenes mayores hacia San Pablo y otras ciudades brasileñas, no obstante que aún no están del todo aceptados los procedimientos regulatorios vigentes para el ingreso del gas de los diferentes productores locales.

- **Brasil** ha iniciado un proceso de desmonopolización y privatización del sector con la reforma de la Constitución Nacional y la sanción de la nueva Ley del Petróleo. Importa alrededor del 40% de sus necesidades en petróleo y tiene un escaso desarrollo del mercado del gas. Petrobras sigue concentrando la mayor parte de las instalaciones y actividades sectoriales, asumiendo el rol de importador del gas de Bolivia y la Argentina.

- **Colombia** tiene una vasta tradición en Contratos de Asociación cuyo

modelo tuvo su auge en la década del 80, gracias a los cuales se lograron importantes descubrimientos.

En la actualidad, las condiciones económicas y contractuales ofrecidas a los inversores, sumado a los graves problemas de seguridad interna, han desalentado al capital privado hasta tal punto que el gobierno llevó a cabo una revisión de las cláusulas vigentes para revertir la situación.

- **Ecuador** es un tradicional exportador de petróleo y ex miembro de la OPEP. Por medio de Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos ha logrado un interesante desarrollo del Oriente Ecuatoriano, limitado en los últimos años por la inestabilidad económica e institucional del país y la falta de decisión respecto a la ampliación de capacidad del oleoducto que une las cuencas productivas con el Océano Pacífico.

- **Guatemala** está viviendo desde 1996 el renacimiento de la actividad

petrolera después de una larga etapa de convulsiones políticas e institucionales con actividad guerrillera en las zonas de operaciones.

- **México** es uno de los "grandes" del sector petrolero de la región, destacado exportador independiente de petróleo y gas, que maneja monopólicamente la industria a través de la empresa Pemex, ubicada en sexto lugar entre las empresas petroleras del mundo.

- **Perú** viene llevando a cabo un proceso de privatización y desregulación del sector energético con vacilaciones y retrocesos. Ha concedido al sector privado la operación de los Lotes 8/8X y X que estaban a cargo de la estatal Petroperú S.A., así como bloques exploratorios en las cuencas Noroeste, Ucayali y otras.

- **Trinidad & Tobago**, a través de la empresa estatal Petrotrin y del Ministerio del ramo, está concretando una creciente actividad en el sector del petróleo y del gas natural con par-



**NALCO/EXXON
ENERGY CHEMICALS, L.P.**

**Su nuevo recurso para
incrementar su rentabilidad**



ticipación de empresas internacionales a partir de la reciente privatización de la industria.

• **Venezuela** —miembro permanente de la OPEP— es el principal productor de hidrocarburos de la región y quinto productor mundial de petróleo, que está saliendo de una prolongada política estatista concentrada en Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y sus filiales, habiendo logrado una muy activa participación del sector petrolero internacional en los diferentes concursos para la operación de contratos de servicios y de asociación en el *upstream*. Es el mayor exportador de la región y primer proveedor de los Estados Unidos de Norteamérica.

Procesos de privatización y desregulación en marcha

En la figura 1 se resumen las convocatorias de los distintos países en lo referente al proceso de desregulación y privatización del sector de los hidrocarburos que tuvo lugar en la región durante la última década:

Argentina

Podemos asegurar que la Argentina en particular ha liderado la privatización y desregulación del sector de los hidrocarburos en la región, comenzando con la conversión de una treintena de antiguos contratos de servicios de explotación y exploración de hidrocarburos en Concesiones y Permisos de Exploración, y los llamados a Concursos Internacionales para conceder al sector privado 89 áreas marginales operadas por la entonces Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) que producían menos de 200m³/día, 4 áreas centrales, 2 áreas de la Cuenca del Noroeste, 3 áreas de la Cuenca Austral, 1 área productora de gas en la Cuenca Neuquina, además de casi dos centenares de bloques exploratorios que se encuentran en permanente proceso de convocatoria a través del llamado "Plan Argentina", y culminando con la venta pública de las acciones de la actual YPF S.A.

Otra de las características de la industria petrolera argentina es la activa

participación de empresas locales en las actividades del sector, permitiéndoles crecer y adquirir experiencias para poder luego participar competitivamente en los procesos de apertura de los países de la región, en un plano de igualdad con las empresas tradicionales de nivel internacional.

Bolivia

Sobre el final del mandato del presidente Víctor Paz Estenssoro, en Bolivia se inició en 1989 una incipiente apertura con la contratación de Áreas de Recuperación Mejorada, que culminó con la Capitalización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) que concedió la totalidad de áreas en producción y los bloques en exploración operados por la empresa estatal a dos nuevas empresas: Petrolera Andina y Petrolera Chaco. Este programa complementó la concreción de los acuerdos con Petrobras para la construcción del Gasoducto Santa Cruz de la Sierra-San Pablo. Simultáneamente se concesionó el transporte interno de gas natural, se sancionó una nueva Ley de Hidrocarburos y se concursaron bloques exploratorios basados en la nueva legislación, los que recibieron una buena acogida por el capital privado ante las perspectivas ciertas de mercado para el gas natural, no obstante la falta de claridad en el ingreso de los productores al sistema.

Brasil

El mercado energético brasileño estuvo desde hace más de 40 años casi totalmente cerrado para las compañías extranjeras debido a las características monopólicas de las empresas estatales de ese país. Recién con la aprobación de las reformas constitucionales que anularon dichas disposiciones, y la sanción de la Ley 9478 del 6 de agosto de 1997, quedaron establecidas las condiciones para llevar adelante el proyecto que Petrobras había iniciado desde por lo menos un año antes, con miras a celebrar acuerdos de asociación con empresas petroleras internacionales para la exploración de 54 bloques y más de 70 áreas de producción en diferentes cuencas sedimentarias, tanto en territorio continental como en *offshore*. Hasta la fecha, Petrobras ha celebrado 12 Contratos de Asociación, 9 de ellos para exploración y 3 para la evaluación y desarrollo de áreas descubiertas.

La nueva legislación petrolera también dispuso la creación de la Agencia Nacional de Petróleo (ANP) encargada del control y la administración de la política petrolera nacional. Entre las primeras acciones del nuevo ente, en julio de 1998 la ANP definió las 397 áreas asignadas a Petrobras que incluyeron más de 230 yacimientos en producción, entre los cuales se encuentran los más grandes de la Cuenca de Campos. Sobre un total de

1 Latinoamérica y el Caribe Procesos de apertura petrolera 1989-1998



6,4 millones de km² de cuencas sedimentarias, de los cuales el 0,2% corresponde a yacimientos productivos, fueron asignados a Petrobras el 7,1% (458.532km²). De las restantes áreas que están siendo concursadas por la ANP, en las que Petrobras no tendrá derechos exclusivos –pero podrá participar como oferente– la mayor parte son exploratorias, otro tanto son áreas con planes de desarrollo y las menos son productivas.

Colombia

En Colombia fue tradicional y pionero el modelo de Contrato de Asociación con Ecopetrol (50%-50%) y las facilidades que regían para celebrar dichos contratos. A partir de los grandes descubrimientos como el de Caño Limón y Casigua, se incrementaron las acciones terroristas contra las operaciones petroleras, así como las pretensiones de Ecopetrol y el Estado en los modelos de Contratos de Participación Escalonada en la Producción, en la

forma de un mayor *government take*, al punto de desalentar a los inversores.

Debido a la abrupta reducción de los pozos exploratorios perforados y a la falta de interés por parte de las empresas, en 1998 el actual gobierno revisó los contratos para hacerlos más atractivos.

Ecuador

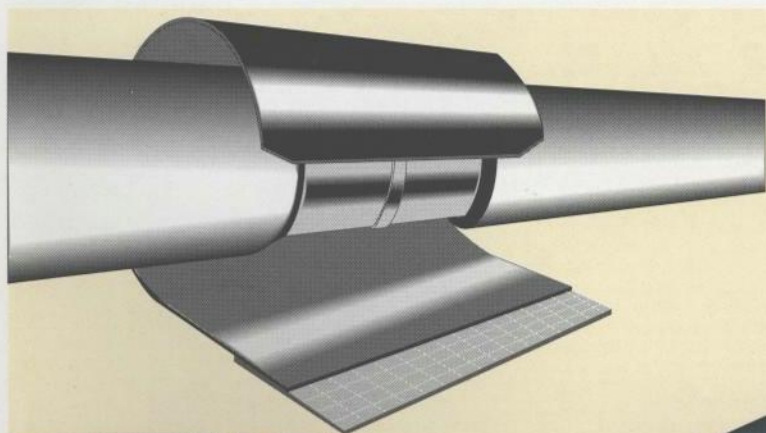
En Ecuador, al igual que en Perú, se aplicaron, paralelamente a la operación de la estatal Petroecuador, diversos Contratos de Servicios para la Exploración y Explotación, en las seis primeras rondas, y con Participación en la Producción, en las dos últimas, que cubrieron prioritariamente el Oriente Ecuatoriano. A partir de 1996, se licitó la reactivación de los antiguos yacimientos de la Península de Santa Elena y un grupo de áreas marginales de muy escaso valor comercial. Los problemas institucionales que padece el país y la falta de definición respecto al incremento de la capacidad del Sistema de Oleoductos

Trans Ecuatoriano (SOTE) conspiran con el éxito de las inversiones en exploración. En la actualidad, se están negociando acuerdos con empresas operadoras para concretar esta ampliación, así como construir un nuevo oleoducto para petróleos pesados.

Además, Ecuador proyecta convocar a una licitación internacional para operar los campos de Shushufindi, Sacha, Auca, Libertador y Cononaco, en asociación con Petroproducción.

Guatemala

Este país, sumido en una guerra civil por más de 36 años, mantuvo una reducida actividad petrolera en la zona selvática del Petén, seriamente afectada por sabotajes e incursiones de patrullas rebeldes contra las instalaciones productivas. A partir del cese de las hostilidades como consecuencia de los acuerdos de paz celebrados en diciembre de 1996, el gobierno ha iniciado una campaña para atraer a las empresas internacionales



Mantas termocontraíbles Raychem, el mejor complemento para todos los revestimientos de línea



Revestimientos líquidos epoxicos de alta performance R95 Raychem

tyco

ADHESIVES

A TYCO INTERNATIONAL LTD. COMPANY

Carlos Pellegrini 1163 Piso 7
(1009) Buenos Aires - Argentina
Tel.: 54 11 4394-5150 / 5156 Fax: 54 11 4326-9985
E-mail: odalbuqu@raychem.com - internet: www.tyco.com



Anodo flexible continuo polimérico Anodefex Raychem

para explorar nuevas áreas en las cuencas del Petén, Amatique y del Pacífico, con el objeto de incrementar la reducida producción de petróleo e intentar la búsqueda de potenciales acumulaciones de gas natural.

México

A partir de la nacionalización de la industria petrolera en 1938, ésta contribuye con más del 40% de los ingresos totales de la Nación. La empresa estatal Pemex —ubicada en sexto lugar entre sus similares del mundo y en primer lugar entre las industriales del país— ejerce el monopolio en exploración y producción de hidrocarburos que le garantiza el artículo 27 de la Constitución Nacional.

Alrededor de las tres cuartas partes de la producción de petróleo proviene de los yacimientos *offshore* de la Cuenca de la Bahía de Campeche, en cuyo sector Sur se ubica el importante proyecto de desarrollo del campo Cantarell con inversiones del orden de los

5300 millones de dólares. Las mayores reservas de gas natural se ubican en la zona Sudeste del país, distancias del sector de mayor consumo en el Norte y Noreste. En esta última región industrial se ubica el Yacimiento Burgos, para el cual se está llevando a cabo un proyecto de reactivación de 5500 millones de dólares en 15 años.

Por falta de infraestructura en el transporte y la distribución, el consumo de gas natural no ha sido prioritario hasta que, en el año 1995, se convocó al sector privado para invertir bajo el control y la supervisión de la Comisión Reguladora de Energía (C.R.E.).

México es un productor independiente de la OPEP, que exporta más de la mitad de la producción de petróleo e intercambia gas natural en la frontera Norte con los Estados Unidos.

Perú

En el Perú convivieron durante muchos años las operaciones petroleras a cargo de Petróleos del Perú (Petroperú) S.A. con

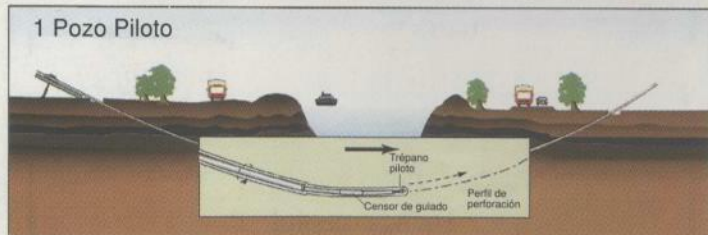
contratos de servicios de diversas características y variados resultados. En 1994 se completó la privatización de las operaciones de Petroperú en el *upstream* a través de la licitación de sus participaciones en los Contratos de Operación con Perupetro (Ente de Contralor) para los Lotes 8/8X y X, concretándose además una serie de adjudicaciones en bloques de exploración de las cuencas del Noroeste, Marañón y Ucayali basadas en los nuevos tipos de contratos. Quedan aún pendientes aspectos desregulatorios, y aún falta definir el marco de funcionamiento de la infraestructura en manos de Petroperú para que se garantice a los operadores el libre acceso a los mercados.

Trinidad & Tobago

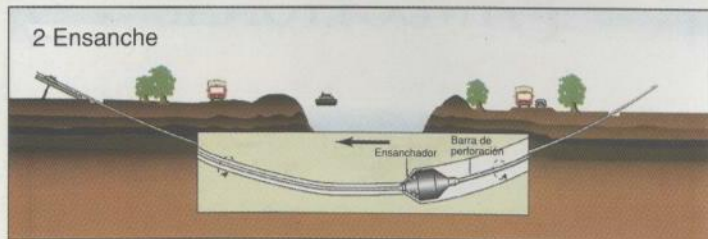
Tiene una creciente actividad en el sector del petróleo y del gas natural con participación de empresas internacionales a partir de la reciente privatización de la industria, siendo Amoco Oil el principal productor de

Cañerías • Telecomunicaciones • Agua y servicios cloacales • Remediación ambiental

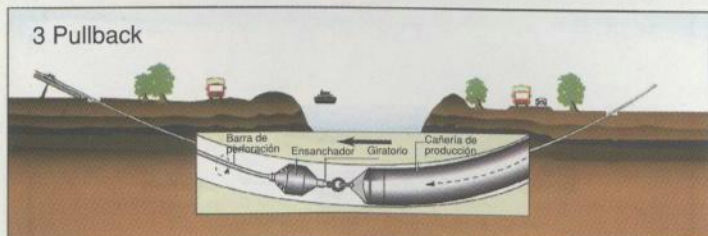
1 Pozo Piloto



2 Ensanche



3 Pullback



HDD Perforación Horizontal Dirigida

La instalación de cañerías, cables o conductos debajo del suelo presenta un gran desafío, además de los importantes obstáculos a ser sorteados, tales como caminos, ríos, ciudades y pantanos. La perforación horizontal dirigida es una solución probada. Más de 25 años de experiencia en los EE.UU. acreditan nuestro trabajo. Nuestra compañía para lograr óptimos resultados invierte en forma continua en nuevos equipos y tecnología. Tenemos capacidad para realizar cruces que superan los 1.500 metros con diámetros de instalación de hasta 24 pulgadas.

HDD Perforación Horizontal Dirigida En cualquier momento. En cualquier lugar



M.G.I. Latinoamérica s.a.

Esmeralda 847 Piso 7 oficina B
(1007) Buenos Aires - Argentina
54 11 4314-4918 teléfono
54 11 4314-4918 fax
mgilam@fibertel.com.ar e-mail
www.mears.net internet

hidrocarburos y el líder de un ambicioso proyecto de licuefacción de gas natural (LNG) junto con British Gas, Repsol y otros.

Esta planta, valuada en 1000 millones de dólares y ubicada en Point Fortín, está destinada a iniciar, en la segunda mitad de este año, la puesta en marcha del primer tren de procesamiento de 425 MMCF/día para exportar unas 3,0 MMton anuales a los mercados de los Estados Unidos de Norteamérica y el Oeste de Europa. El gas a procesar será suministrado por Amoco desde los yacimientos *offshore* de la costa Sudeste, y por British Gas desde nuevos descubrimientos en *offshore* en la costa Norte.

Venezuela

Después de unos veinte años de nacionalizada la industria petrolera, los hechos muestran un avance hacia la desregulación y privatización del sector, habiéndose concretado en enero de 1998 la fusión de las filiales Lagoven, Corpoven y Maraven en tres nuevas compañías, una de las cuales, PDV Exploración y Producción, es la que nos interesa a los fines de este trabajo.

El proceso de contratación de operadores privados para colaborar en el programa de incremento de la producción de petróleo se inició en 1992 con la Primera Ronda de Áreas Inactivas y en 1993 con la Segunda Ronda de Áreas Marginales, para las cuales se comprometieron programas de desarrollo e inversiones importantes dependiendo del tamaño e importancia de las áreas involucradas.

En 1995, con la aprobación del Congreso de la Nación, se licitaron 10 bloques de exploración (Apertura Petrolera) en los cuales las principales empresas del mundo invertirán a riesgo exclusivo un mínimo de 40 a 60 millones de dólares por bloque, y en 1997 el sector privado, participando en la Tercera Ronda de Convenios Operativos abonó alrededor de 2200 millones de dólares por 18 áreas maduras, cinco de las cuales fueron reservadas para empresas locales.

Finalmente, en 1998 se decidió la privatización del sector de transporte

y distribución de gas natural para llevar a cabo los proyectos de desarrollo de este mercado.

Inversiones de las empresas argentinas en la región

En la figura 2 están consignadas las inversiones de exploración y explotación concretadas por las empresas argentinas en los países de la región por un total de 13.461,7 millones de dólares, a los que se adicionan 38,5 millones de dólares como compromisos mínimos de inversión a riesgo en los contratos de asociación con Petrobras en diversas cuencas en tierra y *offshore* en el Brasil, así como unos 18,8 millones de dólares ofrecidos por YPF para los cuatro bloques licitados en la reciente convocatoria de la Agencia Nacional de Petróleo (ANP).

Proyecciones y conclusiones

Si bien los valores de participación de la región en las proyecciones de oferta de energía primaria total para el mundo publicadas por la Energy Information Administration (EIA) (figura 3) pueden parecer modestas, vemos que mientras los valores mundiales crecerían entre 1976 y el 2020 desde 9376 a 13.700 MMTEP (46,1%), los del sector América Latina y el Caribe

se incrementarían en más de 2,3 veces, pasando en el mismo período de 422 a 986 MMTEP.

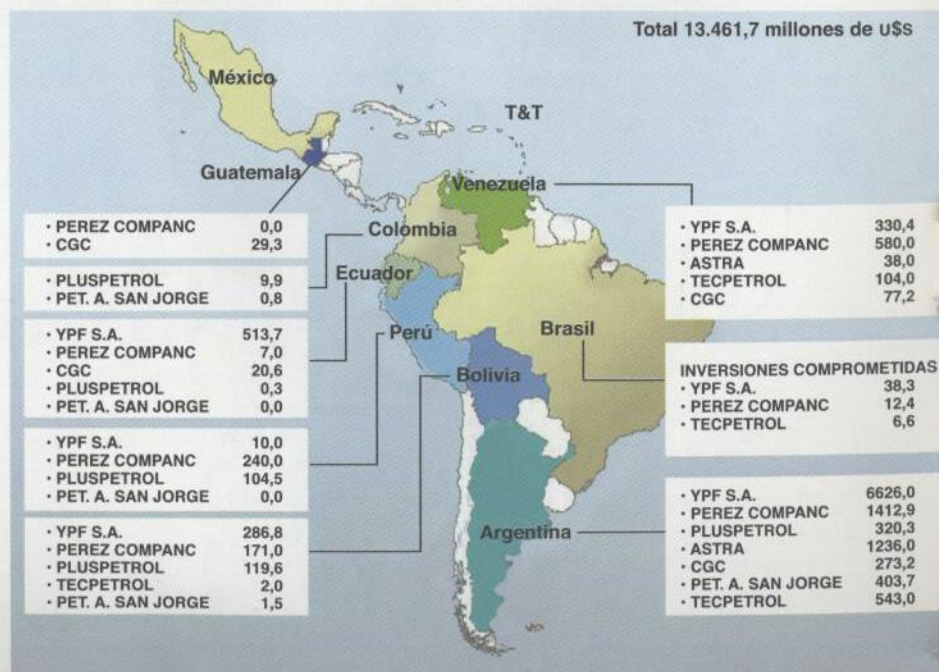
Para conseguir ese crecimiento, indudablemente serán necesarias importantes inversiones, en gran medida a cargo de empresas internacionales, que deberán encontrar condiciones favorables para llevar a cabo esos proyectos. Independientemente de las proyecciones de los precios de los productos que podrían postergar o restringir las inversiones, los países petroleros de la región estarían ofreciendo:

- una relación población/territorio razonable, punto clave en un mundo en el cual este tema es causa de conflictos permanentes;
- una ubicación geográfica expectante dentro de un mercado regional en crecimiento;
- un marco sociocultural y educativo de aceptable nivel, sin problemas étnicos o religiosos;
- un buen nivel de ofertas de insumos básicos como ser alimentos, energía, telecomunicaciones, transportes, etcétera;
- la existencia de mercados como el Mercosur y el Pacto Andino, así como en el futuro un previsible Mercado Común Latinoamericano y su integración con el NAFTA.

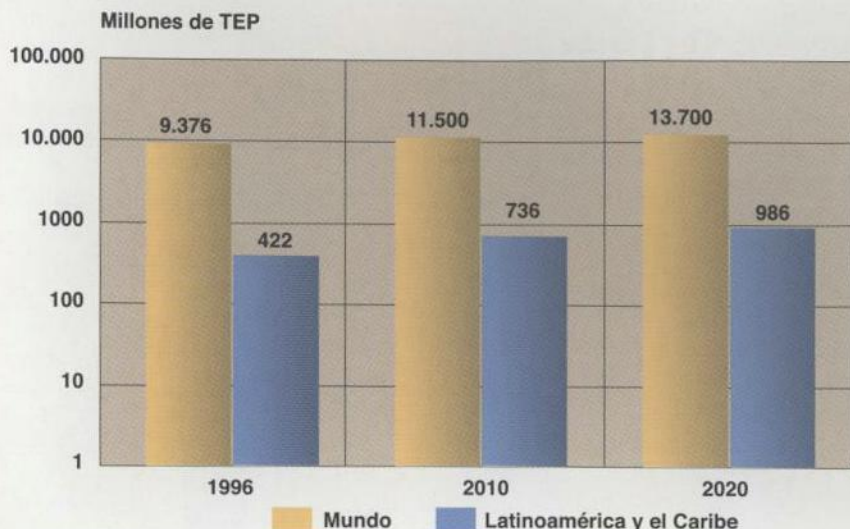
Pero ello no es suficiente para

2 Latinoamérica y el Caribe

Inversión petrolera de empresas argentinas 1989-1998



3 Latinoamérica y el Caribe Oferta de energía primaria total



Fuente: Energy Information Administration

atraer capitales que pueden optar por otros lugares de características parecidas, y en tal sentido los países de la región deberán esforzarse para asegurar complementariamente:

- un esquema político-institucional normal y duradero, sin alteraciones que afecten la seguridad de las personas y bienes;
- la estabilidad en la política económica y un comportamiento previsible de las variables e indicadores del sector;
- garantías de estabilidad tributaria y seguridad jurídica;
- buenas relaciones con los países vecinos y consideración a nivel de política internacional.

En el caso de la Argentina, no obstante lo avanzado del proceso de desregulación y libertad de los mercados, existen importantes "deberes" pendientes que consideramos deberán ser resueltos a la brevedad:

- Demoras en la reforma de la Ley de Hidrocarburos 17.319 según lo dispuesto en la Ley 24.145 de Federalización de los Hidrocarburos.
- Avance de jurisdicciones provinciales sobre el sector (reclamos tributarios cuestionables: impuesto de sellos sobre contratos entre ausentes y con aceptación tácita).
- El impuesto de sellos pasa a ser un gravamen sobre toda la actividad económica, superponiéndose con

otros impuestos nacionales coparticipales en violación a la Ley 23.548 de Coparticipación Federal.

- Arbitraria interpretación del impuesto a los ingresos brutos en Uniones Transitorias de Empresas pretendiéndose una doble imposición sobre los consorcios petroleros en alguna provincia.
- Constantes litigios con municipios frente a la creación de tasas discriminatorias que no responden a prestación alguna, o que están justificadas en una finalidad recaudatoria a cualquier precio.
- Reclamos ambientales basados en estudios y fundamentos absolutamente cuestionables, pretenden responsabilizar a las empresas de un supuesto "pasivo ambiental" por cifras desmedidas y sin sentido, calculadas con métodos que sorprenden por lo temerario.

Estos reclamos, que tienden a expandirse, provocarán una reducción de actividades e inversiones, una menor recuperación de las reservas *in situ*, una más rápida marginalidad económica de los yacimientos, un menor ingreso por regalías y una menor recaudación genuina de impuestos locales.

Estos retrocesos desalentarán las inversiones en el país, en un sector como el petrolero, que ha sido en los últimos años uno de los más activos protagonistas del crecimiento económico.

Mangueras Industriales

Aplicaciones:

Aromáticos al 100% - Lubricantes
Alimenticios - Gases / Vapor
Hormigón - Arenado
Agua / Aire



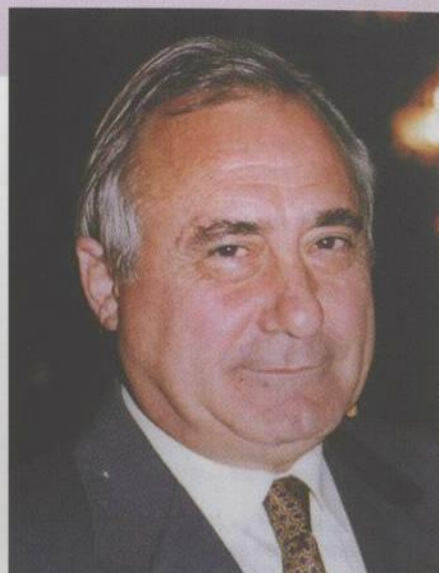
INDUSTRIAS
DiCA
MANGUERAS INDUSTRIALES Y ACOPLER RAPIDOS

Camarones 4061 / 63 (1407) Bs. As. Argentina
Tel./Fax: (54-11) 4567-2410 / 4639-1897 / 1673



ARGENTINA: SITUACION ACTUAL Y PERSPECTIVAS A MEDIANO PLAZO DE LA PRODUCCION Y EXPLORACION DE PETROLEO Y GAS

Por José María Ranero Díaz,
Astra-Repsol



José María Ranero Díaz

La manera más común, o tradicional, de abordar este tópico, ha sido la de, en base a las características geológicas de las distintas cuencas, y a las inversiones previstas, efectuar proyecciones de producción, dejando para un paso posterior la forma más adecuada de comercializar el petróleo o gas. Es decir, un enfoque desde la oferta hacia la demanda.

Hoy quisiera sin embargo enfocar la cuestión desde una óptica distinta. Una de las preocupaciones principales de las empresas petroleras, en especial en lo referente al gas natural, es la de identificar mercados energéticos de alto crecimiento y perspectivas favorables. Inclusive el desarrollo petrolífero, a pesar de tratarse de un *commodity*, se ve obstaculizado de existir en la región productora trabas

a su comercialización interna o externa, privándolo de una demanda adecuada. Recién a partir de esos mercados es que se busca un desarrollo "aguas arriba", con el objeto de obtener fuentes de aprovisionamiento a costos competitivos, desarrollo que carecería de sentido económico sin un consumo posterior. Esta aproximación es desde la demanda hacia la oferta, y a ella me atenderé, tratando de explicar lo sucedido en base a tal punto de vista.

¿Cómo aplicar esta visión de los negocios para explicar el increíble aumento del 84% en la producción de petróleo y del 60% en la de gas en esta década, y a su futuro en la Argentina? En primer lugar, buscaré analizar los cambios ocurridos en los factores de demanda, que justificaron tamaña expansión. Posteriormente, repasaremos cómo se ajustaron la oferta y los

costos. Por último, y en base a esta experiencia, trazaré algunos escenarios posibles para los próximos años.

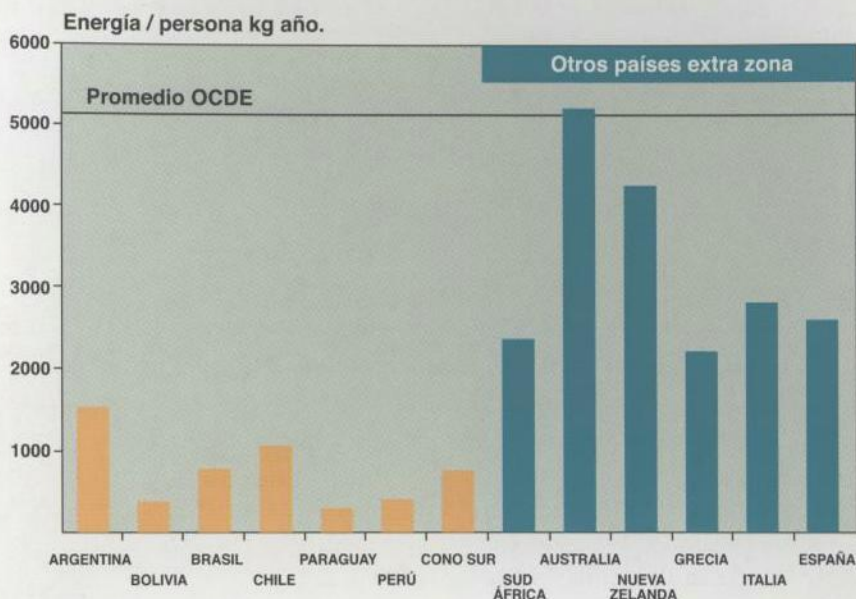
Existía a principios de la década, y aún existe, un notable desequilibrio entre el consumo potencial de energía y el real, consecuencia directa de largo tiempo de pesadas regulaciones gubernamentales, lo cual se aplica no solamente a la Argentina sino a la totalidad de Latinoamérica. Todavía hoy, y a pesar de la notoria evolución de la demanda, el consumo de energía en la Argentina es de 1525kg de petróleo equivalente por habitante, frente a los 5118kg promedio de la OCDE, y aún muy por debajo de países como España (2639kg), Grecia (2266kg) o Italia (2821kg). Australia y Nueva Zelanda, ubicadas a un latitud similar a la de la Argentina, y con un clima no muy diferente, tienen un consumo per cápita de 5215kg y 4290kg respectivamente. Como punto de referencia, el consumo en EE.UU. es de 7905kg por habitante.

Pero si la existencia de una fuerte demanda insatisfecha de energía es una precondition importante para el crecimiento, ésta sólo pudo manifestarse cuando, a partir de 1990, comienza a brindarse un marco institu-

La demanda de petróleo es creciente



Latinoamérica: desequilibrio entre consumo de energía potencial y real



Fuente: World Bank

cional adecuado para que el consumo proyectado pase de potencial a real.

En relación al petróleo, la transformación de los mercados en la Argentina incluyó dos puntos que considero esenciales. El comercio exterior fue

totalmente liberalizado, eliminándose todo tipo de trabas o derechos de importación o exportación tanto para el crudo como para los productos refinados. El nuevo tamaño de los mercados rápidamente rindió sus frutos: las exportaciones de crudo y deriva-

dos pasaron de 24 millones de barriles en 1989 a 141 millones de barriles en 1998, o, lo que es lo mismo, de \$442 millones a \$1860 millones.

También fue desregulado el mercado de combustibles. A partir de los decretos de 1989, se eliminaron tanto el antiguo sistema de asignación de cuotas de crudo a los refinadores, como las restricciones a la instalación de estaciones de servicio, las cuales quedaron acotadas al cumplimiento de las normas técnicas y de seguridad. El número de estaciones de servicio en el país pasó de 5273 en 1989, a 6056 en 1998, con un notable mejoramiento de sus estándares de calidad y atención al cliente a lo largo y lo ancho del país.

El gas presentaba un desafío todavía mayor. El panorama en la Argentina era, por un lado, el de un país con enormes reservas, y rodeado de vecinos carentes de este hidrocarburo, pero a la vez, por el otro, el de



ASBURY
C A R B O N S

**Coque fluidificado
para protección catódica.
(Dispersores profundos recuperables).**



COTT
Manufacturing Co.

**Mojones de señalización.
Cajas de control
para protección catódica.**

Representante exclusivo en Sudamérica:

**INGENIERIA
PETROCOR
EN CORROSION**

PETROCOR S.A.

Aldecoa 764 (1870) Avellaneda, Buenos Aires - Argentina.

Tel.: (54-11) 4222-5596/5074/2913 4201-8900 Fax.: (54-11) 4201-9593 e-mail: petrocor@impsat1.com.ar

uno con un consumo interno muy restringido, y desconectado por completo de las posibilidades de exportación. Así, las reservas ya probadas no eran desarrolladas, y permanecían en el subsuelo, ocasionando una gran pérdida, como Uds. pueden suponer, para la Nación. Tampoco se incentivaba de este modo la exploración de yacimientos gasíferos, ni el pasaje de las reservas desde la categoría de "probables" o "posibles" hacia la de "probadas", que significaba económicamente poco para las empresas. El trabajo realizado a partir de esos momentos para destrabar tal situación, ha sido fundamental. El nuevo marco regulatorio de la electricidad abrió posibilidades de inversión al capital privado antes inexistentes. Entre 1989 y 1998, la modernización y ampliación del parque eléctrico térmico instalado desde 7655 MW a 9829 MW, no solamente significó una mejora sustancial en el nivel de vida de la población, sino que, en lo que al tema que estamos tratando respecta, aportó nuevas fuentes de consumo de gas que permitieron el desarrollo exhaustivo de campos anteriormente impensados, en particular en la Cuenca Noroeste. La potencia instalada en base a turbinas de gas o ciclo combinado aumentó a más del doble, incorporando tecnología de última generación. Además, tanto las nuevas alternativas que ofrecía la economía, como el continuado descenso en el precio *spot* de la electricidad, instaron a que su consumo creciera a una tasa del 7% por año en la década a partir de que las distribuidoras comenzaron a privatizarse. Aunque las mejoras tecnológicas implicaron un menor consumo específico de combustible para generación, la utilización de gas natural se ha incrementado fuertemente, en detrimento de sustitutos tales como el fuel oil y el gas oil, lo que implica tanto ganancias en términos de eficiencia como de medio ambiente. El mayor consumo se trasladó directamente a los proveedores de las centrales térmicas, es decir los campos de gas natural. Los productos desplazados por el gas, transables in-

ternacionalmente, significaron de este modo una importante mejora en las cuentas externas.

Además, la infraestructura necesaria para hacer llegar el gas hasta los centros de consumo, también experimentó el efecto positivo de la desregulación. Crecieron las inversiones, y se inauguraron gasoductos que exportan 65 miles de millones de pies cúbicos de gas argentino hacia los países limítrofes, lo que equivale a 178 millones de pies cúbicos diarios. El consumo doméstico residencial e industrial, lejos de verse relegado, experimentó una suba del 34%, llegando a 1484 millones de pies cúbicos por día, o su equivalente de 42 millones de metros cúbicos, en 1998.

De acuerdo a la línea de razonamiento que he venido siguiendo, entonces, podemos ver que bastó liberalizar ciertas reglas de la economía, para que la demanda insatisfecha y subyacente de energía surgiera.

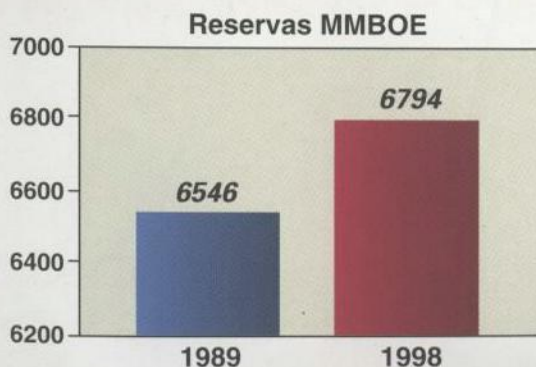
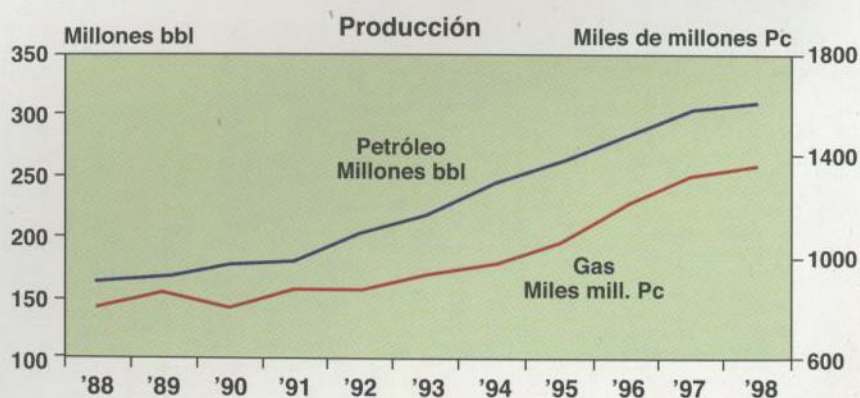
La respuesta de la oferta ha sido excelente. Luego de haberse extraído 2200 millones de barriles de petróleo y 9500 miles de millones de pies cúbicos de gas en el período, es decir la totalidad de las reservas probadas de petróleo y el 40% de las de gas que se

estimaban en 1989, no solamente hoy éstas no han disminuido sino que son un 4% mayores que en esa época. Los costos, por otro lado, justifican ampliamente la inversión realizada. El *lifting cost* en la Argentina ha tenido una evolución positiva durante todo el período, y hoy se ubica en promedio alrededor de \$2,45 por barril para el crudo. Para un país tomador de precios como el nuestro no hay duda de que, con costos competitivos, la regla debía ser producir el máximo posible para satisfacer a la demanda, tanto local como de exportación, y de acuerdo con ello se comportaron las diversas compañías que operan en la zona.

Permítanme recapitular, con la intención de aprovechar la experiencia reciente para inferir el futuro de la exploración y producción en la Argentina.

Como he dicho al comienzo, aunque se ha avanzado mucho, la situación de desequilibrio entre el consumo per cápita de energía argentino y latinoamericano, frente al de otras regiones persiste. En base a ello, la International Energy Agency ha estimado que el consumo de energía debería crecer en América Latina a una tasa anual acumulativa promedio del 4% entre 1996 y 2020. La participación

La respuesta de la oferta ha sido excelente



de la región en el consumo global de energía aumentaría desde 4,9% en 1996 a 6,4% en 2010 y 7,2% en 2020. No faltará tampoco demanda de los países limítrofes: las necesidades de importación actuales de Brasil alcanzan a 900.000 barriles diarios de crudo y derivados, es decir, prácticamente la producción argentina total. Chile tiene un déficit de 200.000 barriles por día, mientras que Uruguay y Paraguay importan en conjunto 65.000 barriles diarios. Las necesidades gasíferas todavía se encuentran limitadas por la incipiente infraestructura de transporte y distribución en la región. Pero, considerando bien esta variable, lejos de ser motivo de preocupación, constituirá uno de los principales impulsores de la demanda de gas, a medida que la mencionada infraestructura es construida. De alcanzar Brasil un grado de gasificación similar al de la Argentina, de 46% sobre el total de la energía primaria, su consumo más que

triplicaría al de este país.

La integración vertical gas/electricidad, seguirá expandiéndose en el Cono Sur, y demandando nuevos proyectos de exploración y producción gasíferos que la complementen. Según estimaciones de Merrill Lynch, el consumo de electricidad crecerá en promedio 5% por año en Brasil, 4,5% en la Argentina y 7,5% en Chile en el próximo lustro, y la mayor parte de la demanda adicional será abastecida con generación térmica. A los gasoductos de exportación hoy en funcionamiento, Gas Andes, Atacama y Methanex a Chile, y el gasoducto a Concepción, próximo a inaugurarse, se sumarán los que están actualmente en construcción, así como otros proyectados para los próximos años, que unirán el sistema argentino de transporte de gas con Porto Alegre, Sao Paulo, Cuiabá, Montevideo, Asunción, y diferentes puntos de Chile. Tampoco debemos olvidar al gasoducto Bolivia-Brasil, puesto que la Argen-

tina está conectada con el sistema de transporte de gas boliviano, y eventualmente se podría utilizar para exportar hidrocarburos por esa vía desde la Cuenca Noroeste hacia San Pablo.

Así pues, no faltará demanda potencial como para ser optimistas acerca de las posibilidades de desarrollar al máximo el *upstream* argentino en los próximos años, y proseguir con el crecimiento de la década del 90. Las dudas, nuevamente, giran en torno a que el marco institucional no ponga obstáculos para que esa demanda potencial se convierta en real. Al principio mencioné como dos pasos fundamentales la liberalización del comercio exterior de petróleo y del mercado interno de combustibles. A propósito del segundo se ha generado un debate sumamente peligroso para el sostenimiento de la libertad y estabilidad actual, que pone algunas dudas en torno al contexto favorable que ha prevalecido en los últimos años, y más sombras

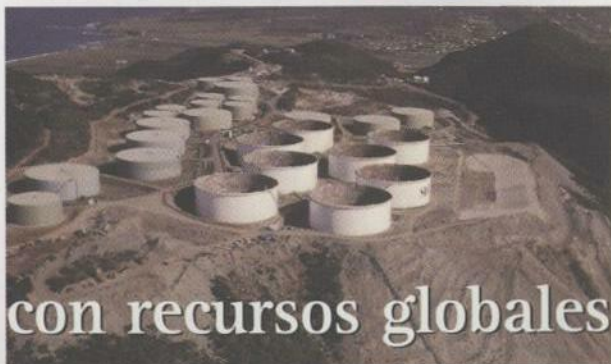
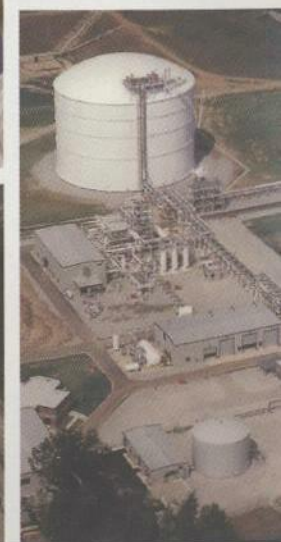
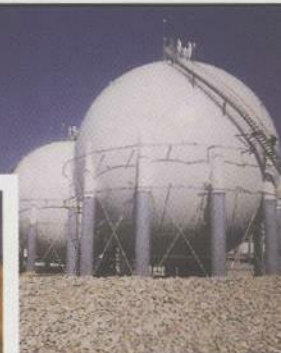
DESDE HACE 40 AÑOS EN ARGENTINA DESDE MAS DE 100 AÑOS EN E.E.U.U

Diseñadores y constructores de:

- Plantas de almacenaje y despacho llave en mano
- Terminales marítimas
- Tanques API 650, 620 para hidrocarburos
- Tanques y sistemas para gases, refrigerados y criogénicos
- Almacenaje de L.P.G. bajo presión

Cerrito 1136 10º Piso - (1010) Bs. As. Argentina
Tel: (54-11) 4812-7887 Fax: (54-11) 4812-4607
E-mail: cbi@infovia.com.ar

Presencia local con recursos globales





aún
acer-
ca de si
proseguirá la
inversión en mejoras cuantitativas y
cualitativas en la red de estaciones de
servicio. Por otro lado, si bien afortu-
nadamente las bondades del libre co-
mercio exterior de petróleo se han vis-
to exentas de planteos, no lo ha sido
tanto el otorgamiento de permisos de
exportación de gas natural. Y, sin em-
bargo, el comercio intrarregional es
una de las principales fuentes de dina-
mismo en esta industria, tal como ha
sido reconocido en las normas del
Mercosur, que establecen el principio
de libre circulación de bienes, servi-
cios y factores productivos entre los
firmantes.

También la experiencia de los diez
últimos años puede darnos indicacio-
nes sobre cómo responderá la oferta
ante el estímulo que, hemos visto, le
brindará el mercado. Estamos, nueva-
mente, ante un tema de costos, los
cuales se mantendrán competitivos en
la medida en que lo hagan los princi-
pales insumos involucrados: recursos
naturales, capital y recursos humanos.
Tal como he ejemplificado, las reser-
vas de hidrocarburos no han sufrido
disminuciones en los últimos años, a
pesar del incremento de la producción.
Sin embargo, la relación reservas/pro-
ducción, de 8 años para el petróleo, es
relativamente baja. Esta característica
de los reservorios argentinos obliga a
que las empresas deban realizar un
continuo trabajo de perforación e in-
versión, incrementando las caracterís-
ticas capital intensivas de la actividad.
Estamos aquí ante una de las mayores
restricciones a las que se verá enfren-
tada la industria: a partir de la crisis fi-
nanciera en Rusia, las primas de riesgo
para Latinoamérica han subido fuerte-
mente, castigando a los proyectos de
capital intensivos. Lo que es peor, esta

situación se ha visto agravada por re-
cientes medidas fiscales del gobierno
que, lejos de compensar esta suba del
costo del capital, la han magnificado.
La reforma tributaria aprobada a fina-
les de 1998 ha incorporado el impues-
to al financiamiento empresario, que
grava directamente con una tasa del
15% a los intereses, así como también
ha significado el retorno a la normati-
va argentina del impuesto sobre la ga-
nancia mínima presunta, que en la
práctica se transforma en un impuesto
sobre el acervo de capital. Los estados
provinciales, en tanto, siguen exhi-
biendo en el plano fiscal una actitud
sumamente cortoplacista, manteniendo
altas tasas del impuesto a los sellos so-
bre ciertos contratos, incluso soslayan-
do el requisito de la instrumentalidad,
en desmedro del crecimiento o mante-
nimiento de las actividades que con-
forman la base imponible.

Los efectos de la reforma laboral
sobre los costos se presentan también
como desilusionantes e incompletos.
El proyecto finalmente aprobado no
logra la flexibilidad necesaria, mien-
tras las proyecciones del índice de de-
socupación se ubican por encima del
15%, lo que podría haberse evitado
en un mercado de trabajo menos rígi-
do, con utilización de contratos pro-
movidos, implementación paulatina
de convenios por empresa e impues-
tos al trabajo decrecientes.

No he mencionado aún otro condi-
cionante de la inversión que necesitará
el sector: la incertidumbre. Subsisten
indefiniciones sobre reglas de juego
claves. Como sabemos, el régimen de
hidrocarburos, conformado principal-
mente por la Ley 17.319, de 1967, y
los decretos desregulatorios, se en-
cuentra bajo revisión desde 1993. Tal
revisión, cuyo cometido no era efec-
tuar modificaciones sustanciales en el
actual sistema, de suyo muy exitoso,
sino ordenar, adaptar y perfeccionar
las normas, se ha extendido en el tiem-
po de manera alarmante. En los últi-
mos años ha existido una gran prolife-
ración de proyectos, tratados por am-
bas cámaras, incluyendo el denomina-
do "Pacto Federal de los Hidrocarburos"
que obtuvo consenso por parte

del gobierno, las provincias producto-
ras, y las empresas, pero ninguno de
ellos ha logrado ser promulgado. Urge
aprobar un marco normativo claro y
estable, proveniente del Congreso Na-
cional, que garantice los pilares de la
política de desregulación petrolera, es
decir: libre disponibilidad de hidrocar-
buros, libertad de precios, libertad de
comercio exterior y exención de gra-
vámenes, junto con libre disponibili-
dad de divisas. Apartarse de estos
principios significará una importante
marcha atrás para el sector.

Carecemos también de una Ley
Nacional de Medio Ambiente, por lo
cual cada provincia llena este vacío
aplicando sus propias regulaciones
sobre la materia. Juzguen Uds. el es-
tado incierto en el que coloca a los
productores esta situación, cuando la
mayor parte de ellos opera en varias
provincias, e incluso muchos yaci-
mientos ocupan territorios de provin-
cias diferentes.

En el mercado de gas licuado de
petróleo, la efectiva aplicación del
poder de policía sobre las normas téc-
nicas es prácticamente inexistente, y
el cumplimiento de dichas normas de
seguridad queda librada a la concien-
cia ética de cada compañía. Esto ha
creado una situación en la cual no es
difícil encontrar empresas que llevan
a cabo sistemáticamente una compe-
tencia desleal, utilizando y hasta a ve-
ces repintando con sus propios colo-
res envases de terceros. También
abundan instalaciones en las que no
se verifican normas mínimas de segu-
ridad, así como casos de circulación
de envases vencidos. Es claro que to-
do ello no solamente perjudica a la
transparencia del mercado, sino tam-
bién a la comunidad en su conjunto,
ya que estamos hablando de activida-
des que involucran el manejo de ma-
terial peligroso. Debo reconocer, sin
embargo, que recientemente se han
visto algunos pasos correctos para co-
rregir estas deficiencias. La Secreta-
ría de Energía finalmente ha adjudica-
do a dos firmas especializadas la
auditoría de los controles relativos al
manejo, llenado y seguridad de los
envases. También, por medio de la

Resolución 414/99, se eliminaron las ambigüedades de la anterior normativa, aumentando la transparencia de la recuperación de los envases por parte de sus titulares en los centros de canje. La efectividad de estas medidas, que esperamos sea alta, es un punto a evaluar en los próximos meses.

Resumiendo, a la luz de la experiencia de la década pasada, y de las proyecciones para el futuro, la Argentina y la región afrontan un panorama de crecimiento en el consumo energético formidable, el cual requerirá el desarrollo de numerosos proyectos de exploración y producción de petróleo y gas a fin de satisfacerlo. Como hemos visto en el pasado cercano, estos desarrollos tienen grandes probabilidades de llevarse a cabo, dentro de otra etapa de expansión, siempre que no se creen obstáculos que afecten a las condiciones aptas para la inversión de capital.

En síntesis, estas condiciones se refieren, por el lado de la demanda, a la

posibilidad de libre colocación de los excedentes en mercados de exportación, y al mantenimiento de la libertad de mercado interno, uno de los principales logros del actual régimen. Por el de la oferta, entiendo que la estructura impositiva no debe discriminar en contra de la inversión de capital, a la par que deben evitarse continuas modificaciones que alteren el esquema tributario sobre el que se han basado los proyectos en ejecución.

La incertidumbre institucional debe ser minimizada. Para ello, en lo que se refiere a este sector, sería de gran importancia contar con normas ya definitivas sobre Hidrocarburos y Medio Ambiente.

Por otro lado, se debe tener en claro que, a diferencia de hace algunos años, cuando la Argentina era prácticamente la única opción para la inversión en petróleo y gas en América Latina, hoy existen varios países con variados grados de apertura. Brasil, Bolivia, Ecuador y Venezuela, entre otros, compiten

por atraer al capital privado, contando en muchos casos con un potencial geológico superior. La inversión en el *upstream* argentino, de \$14.000 millones en ampliación de capacidad, y \$7.000 millones en compras de empresas, entre 1990 y 1998, actualmente contaría con un menú mucho más amplio a donde dirigirse. La respuesta, si se pretende no perder protagonismo, debe ser la de contar con reglas claras y estables, que otorguen a nuestro país una distinción en las preferencias de los inversores.

Debe tenerse presente que las diferencias marcadas en el comportamiento del sector a partir de los años 90 no se debieron a cambios geológicos, sino a la transformación del marco institucional. La experiencia nos puede ayudar aquí una vez más a plantear escenarios potenciales para el futuro.

El camino avanzado, que hoy coloca a la industria petrolera privada argentina a la cabeza de Latinoamérica, no debe desandarse, sino continuarse y profundizarse.



THORSA S.A.

Válvulas

MEGA Spa.

Accesorios

Yarway

Válvulas de Control
Equipos Indicadores de Nivel

UNIDAS PARA
BRINDAR
UNA SOLUCION
INTEGRAL A
SUS NECESIDADES

Cno. General Belgrano 3835 e/835 y 836
(1881) SAN FRANCISCO SOLANO
Prov. de BUENOS AIRES - ARGENTINA
Tel./Fax: (54-11) 4200-1780 (líneas rotativas)
(54-11) 4200-0402 / 9339
e-mail: thorsa@sion.com

THORSA S.A. representante esclusivo de:

YARWAY
A **tyco** INTERNATIONAL LTD. COMPANY

MEGA SpA

