



Hacia dónde va la producción

Del 12 al 16 de junio tuvo lugar en Mendoza el 2° Simposio de Producción de Hidrocarburos. Sin lugar a dudas, una de las reuniones que más interés despertó entre los asistentes fue el panel "Estado actual y perspectivas de la industria de los hidrocarburos en la Argentina".

La mesa redonda permitió analizar la situación actual de la producción del petróleo y el gas y el panorama futuro que se presenta para los hidrocarburos.

El panel -moderado por el Ing. Eduardo Rocchi, Presidente del Instituto Argentino del Petróleo- estuvo integrado por el Ing. Oscar Vicente, Vicepresidente Ejecutivo de la Compañía Naviera Pérez Companc; el Sr. Nino Barone, Gerente del Departamento Gas de Pluspetrol S.A.; el Ing. Carlos Bertello, Director de Producción de Bidas SAPIC; el Dr. Federico Sturzenegger, Economista Jefe de YPF S.A.; y el Lic. Angel Cirasino, Subsecretario de Economía de la provincia de Mendoza.

La que sigue es una síntesis de los conceptos más relevantes expresados por los integrantes de este panel.



Oscar Vicente

CUATRO NUMEROS PARA TENER EN CUENTA

Oscar Vicente

Vicepresidente Ejecutivo de
Compañía Naviera Pérez Companc

Es conveniente definir la posición que ocupa la Argentina respecto del mundo y de Sudamérica en cuanto a reservas y producción de petróleo y gas natural.

A fines de 1994, el mundo contaba con una reserva probada de petróleo de 174.500 millones de metros cúbicos, de los cuales el 54% se localizaba en el Cercano Oriente. Las reservas de petróleo en nuestro país, con sólo unos 358 millones de metros cúbicos, representaban el 0,20% de las reservas mundiales. Por otra parte, la producción mundial de petróleo fue, para el mismo año, de 3.607 millones de metros cúbicos, mientras que la producción de nuestro país fue de tan sólo 38,6 millones de metros cúbicos, o sea el 1,07% del total producido en el mundo.

Las reservas de petróleo en Sudamérica alcanzaban a unos 12.374 millones de metros cúbicos y la Argentina participaba con el 2,9%. Más del 80% de las reservas están ubicadas en Venezuela. Por otro lado, nuestro país participaba con un 11,8% en la producción de petróleo de Sudamérica, que para el año 1994 fue de 329 millones de metros cúbicos.

Las reservas comprobadas de gas del mundo a fines de 1994 eran de 133 billones de metros cúbicos, correspondiéndole a nuestro país 535.528 millones de metros cúbicos, que representaban un 0,4%. La participación argentina en las reservas probadas del gas en Sudamérica fue de 5,6 billones de metros cúbicos, totalizando un 9,4%.

Por otro lado, la producción de gas mundial fue de 2.191 billones de metros cúbicos y la de nuestro país, de 27.406 millones de metros cúbicos para el mismo año 1994, alcanzando un porcentaje del 1,25% con respecto al mundo, donde el mayor porcentaje correspondía a Europa del Este (la ex Unión Soviética).

Con respecto a la participación argentina en la producción de gas en Sudamérica, de 70.782 millones de metros cúbicos, nuestro país ocupa el primer lugar con casi 27.500 millones de metros cúbicos en el año 1994, representando un 38,7% de la producción total.

Cuatro números para tener en cuenta, con respecto a Sudamérica: en el petróleo participamos con un 2,9% en las reservas y con un 11,8% en la producción y en el gas natural, con un 9,4% en las reservas y con un 38,7% en la producción.

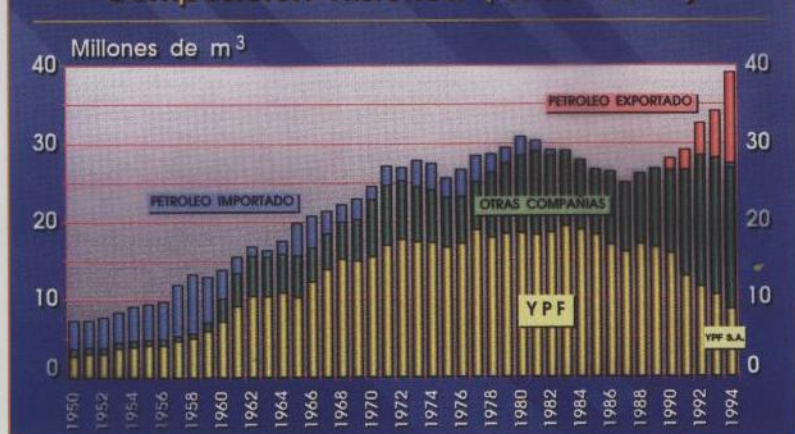
Volviendo al petróleo en Sudamérica, es importante destacar nuevamente que Venezuela participa con un elevado porcentaje de las reservas comprobadas y de la producción: 83% y 46%, respectivamente. Esto significa que ese país influye en forma muy importante en el mercado regional. Actualmente, estamos asistiendo a una gran apertura de Venezuela, con una convocatoria durante este año para tomar parte en áreas importantes de exploración con el propósito de duplicar en el término de cinco años la producción actual. Este poderoso actor va a estar presente en el mercado y si nosotros pretendemos tener algún papel destacado, deberemos estar atentos porque la industria venezolana tiene productividades y costos completamente distintos a los de nuestro país.

Evolución de la producción de petróleo en Argentina

Si observamos la evolución de la producción de petróleo de la Argentina desde el año 1950 hasta 1994, podemos destacar, sin importar quiénes fueron los actores, que desde 1950 hasta 1982 veníamos importando petróleo y hasta 1960 los volúmenes importados eran significativos, revirtiéndose la tendencia y pasando a ser netos exportadores a partir de 1990 (Fig.1).

Hay que señalar dos hitos importantes en la historia petrolera de nuestro país: el primero en 1958, cuando ejercía la primera magistratura el Dr. Arturo Frondizi, que cambió fundamentalmente la política petrolera entonces vigente, logrando un importante

Mercado Petrolero Argentino Composición Histórica (1950 - 1994)



incremento de la producción y un efímero autoabastecimiento; el segundo, en 1989/91, en el cual se produjo una profunda desregulación de la industria, que posibilitó una fuerte participación en la exportación de crudos en los años 1993 y 1994.

También es interesante ver lo sucedido en los períodos 1974 y 1983/84 con procesos políticos democráticos de diferente signo: como resultado del revisionismo de las políticas petroleras de los gobiernos anteriores, la producción de petróleo cayó abruptamente y se inició la recuperación al final de los mandatos. En cambio, ello no se repitió en la transición de 1989 en adelante. La curva de producción de petróleo muestra cómo los valores han pasado de 32,3 millones de metros cúbicos en 1992 a 38,6 millones de metros cúbicos en 1994. Estos valores de producción, que hasta hace pocos años parecían inalcanzables, han sido posibles porque por primera vez los argentinos abandonamos el revisionismo de cada política anterior, y por primera vez un gobierno democrático le "enanca" al precedente una política en el mismo sentido, aunque con mucha mayor agresividad y profundidad.

De los 38,6 millones de metros cúbicos de petróleo producido el último año se han destinado a la exportación 11.700.000 metros cúbicos, lo que significó alrededor de 1500 millones de dólares (incluyendo crudo y derivados) de balanza comercial positiva en un negocio que compite a nivel internacional solamente en precios —fijados por el mercado— y en costos, porque no hay otra alternativa, ya que no existen subsidios ni aranceles, porque se trata de un mercado totalmente abierto.

Estos muy buenos valores de producción nos hacen reflexionar sobre lo que ha ocurrido con nuestras reservas probadas de petróleo, montándole a la canasta histórica de reservas la curva de producción (Fig. 2). En el año 1990 se tuvo un piso de 250 millones de metros cúbicos de reservas, recuperándonos paulatinamente, hasta que en el año 1994, se han documentado 358 millones. Por otro lado, la relación reservas-producción, que nos da los años de vida de las mismas al mismo régimen de producción, se había mantenido prácticamente en 13-14 años desde 1983 a 1989 (Fig. 3).

El mejoramiento del nivel de reservas a partir de 1990 se debe fundamentalmente a un trabajo intenso de la libre competencia entre gran cantidad de empresas estatales o mixtas y con gran mayoría de empresas privadas, lo que posibilitó una gran eficien-

cia. Hoy la relación está en un poco más de 9 años, pero con 358 millones de metros cúbicos de reservas, que es más o menos lo que teníamos en 1986, después de haber producido en estos ocho años unos 240 millones de metros cúbicos.

Si analizamos el comportamiento de la curva de reservas de petróleo por cuenca, hay dos que resultan fundamentales en el comportamiento del perfil de las mismas: la Cuenca Neuquina y la del Golfo San Jorge, que son las más importantes con que cuenta el país, pero de diferente aporte cada una.

La Cuenca Neuquina aportó dos áreas importantes, comparándolas con el nivel interno. Estas son las de Chihuido de la Sierra Negra y Huantraico (El Trapial), que en los últimos cuatro años produjeron un aumento del 26% en las reservas. A esta cuenca se le habían asignado 109 millones de metros cúbicos en 1991 y 147 millones en 1994.

En la Cuenca del Golfo San Jorge también ocurrió algo importante: de 79 millones de metros cúbicos de reservas en 1991, pasaron a 137 millones en 1994. Esto merece un análisis aparte, ya que aquí no se descubrió ningún yacimiento sino que la causa de este aporte se debió a los esfuerzos realizados en cada campo, con un mejoramiento en la tecnología de producción aplicada, de la ingeniería y geología de los reservorios y en la mayor calidad de la información obtenida, con un adecuado gerenciamiento. La utilización de técnicas de avanzada posibilitará aumentar en el país la canasta de reservas, aun sin descubrir grandes yacimientos.

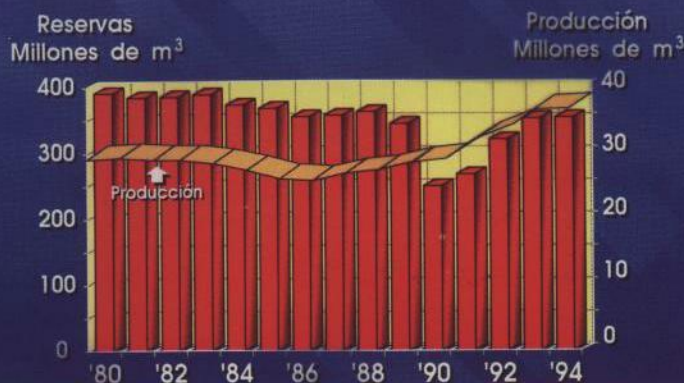
Aquí es necesario reiterar que esto se debe, en gran parte, al enriquecimiento tecnológico logrado a partir de la participación de más empresas en la industria, de las distintas experiencias que se aportan, de mejores posibilidades de aprender y manejarnos con herramientas de avanzada.

En la Cuenca del Golfo San Jorge, además, se derribaron algunos mitos en lo que concierne a la recuperación asistida. Se comenzó con tímidos ensayos de inyección de agua, con resultados poco satisfactorios. En 1977, en el yacimiento Piedra Clavada, se producía solamente por recuperación primaria. Un proyecto inicial de eliminación de aguas de purgas, seguido de un detallado estudio de reservorios, le dio fuerza a un proyecto de inyección de agua que hoy se constituyó en un éxito y es uno de los más importantes en la zona de Santa Cruz Norte. Como consecuencia de ello, se comenzó a probar la misma técnica en otros proyectos, iniciándose una cadena que hace que hoy nos encontremos con que varios campos del Golfo San Jorge tienen buena respuesta a la recuperación asistida.

Podemos asegurar sin temor a equivocarnos, que el trabajo en equipos multidisciplinarios, donde intervienen tanto los geofísicos como los geólogos, los reservoristas y otros técnicos, está dando excelentes resultados. El objetivo es prolongar la vida útil de los yacimientos existentes y permitir el desarrollo de nuevos yacimientos, que de otra forma no serían económicos.

La aplicación de técnicas modernas —como la perforación horizontal para pozos productores e inyectores, la utilización del *plunger lift* para pozos de bombeo, el *coiled tubing* para terminación y reparación de pozos, la adquisición de datos de formación con sísmica 3-D, la aplicación de nuevas técnicas de estimulación de pozos— está desplazando a las con-

Argentina: Reservas Totales Probadas y Producción Anual de Petróleo



Argentina como a los países limítrofes involucrados en los proyectos.

Volviendo a las reservas de gas natural, veamos lo que sucede con las cuencas productivas. La Cuenca Neuquina es la que más aporta, con el 56% de las reservas probadas y es en la que se hacen los mayores esfuerzos exploratorios, dada la mayor capacidad de transporte de sus gasoductos. Le sigue la Cuenca Noroeste con un 21,5%, donde también se están haciendo significativas inversiones de exploración, actualmente a muy grandes profundidades, en búsqueda de reservas económicas de gas.

En cuanto a la Cuenca Austral, ella aporta en la actualidad un 20% de la reserva total. En esta cuenca se han documentado interesantes reservas de gas natural y no se dispone de capacidad de transporte en los ductos hasta los centros de consumo, y la factibilidad económica del desarrollo de las mismas depende de la evolución del mercado y del precio del gas en boca de pozo.

El hecho de tener un horizonte de reservas de 19 años debe actuar como acicate para impulsar proyectos exploratorios dado el enorme crecimiento que generan. Pero estos proyectos sólo serán viables si la retribución económica a través de precios libremente pactados alienta a los inversores, sean éstos nacionales o internacionales.

La situación vista desde Pérez Companc

Con respecto a Pérez Companc, la aplicación de estas metodologías en todas las áreas operadas nos ha llevado a ocupar un lugar importante en la escala de productores de hidrocarburos del país y hemos demostrado ser competitivos a nivel internacional.

Participamos con un 11% en la canasta de reservas de petróleo del país y somos el segundo productor, con una participación del 14%. Hasta fines de 1994 Pérez Companc había acumulado en sus áreas operadas 63 millones de metros cúbicos de petróleo, 46 millones de metros cúbicos por extracción primaria y 17 millones por recuperación asistida.

En la Cuenca del Golfo San Jorge, en las áreas Pampa del Castillo-La Guitarra y Koluel Kayke-El Valle, yacimientos de formaciones lenticulares y heterogéneas, se llevan a cabo sendos proyectos de inyección de agua, habiendo recuperado en los mismos uno 10 millones de metros cúbicos entre ambos.

En la Cuenca Neuquina, en Catriel Oeste, uno de los primeros yacimientos operados por la compañía,

vencionales, permitiendo aumentar el porcentaje de recuperación final de los yacimientos. Hace diez o quince años parecía un imposible llegar a los valores de hoy: 18 a 22%. Sin embargo, la aplicación de estas técnicas posibilitará sin ninguna duda, apuntar a valores más ambiciosos, como el 30 ó 35%, que son comunes en los Estados Unidos de América.

La aparición del gas natural

Si bien los niveles de reservas de petróleo de la Argentina son bajos, es más inquietante la situación que se plantea en lo que concierne al gas natural, en cuyo caso se registra una caída de la relación reservas/producción a 19 años desde los 35 que se computaban en el año 1988.

El gas natural en los últimos años ha alcanzado una enorme importancia como insumo de la canasta energética de la Argentina, con los mismos porcentajes con que intervienen los hidrocarburos líquidos y ocupa uno de los tres primeros lugares en el mundo, junto a Holanda y Rusia. La eliminación de las restricciones comerciales y tarifas políticas que caracterizaron a la industria del gas cuando estuvo en manos del Estado Nacional, impulsó a los productores privados a activar su participación en el aprovechamiento de este fluido.

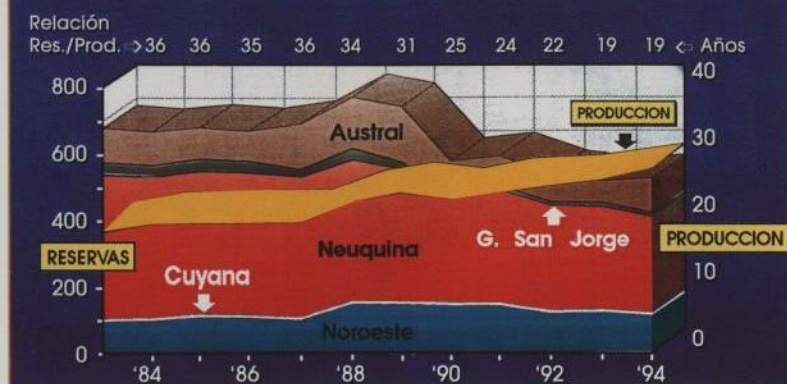
Si observamos la evolución histórica de la producción de gas natural, comprobaremos que el mismo fue tratado hasta hace muy poco tiempo, como un elemento indeseable que acompañaba a la producción de petróleo. Es recién en los últimos años cuando la producción comienza un continuo crecimiento, pasando de 23.000 millones de metros cúbicos en 1990 a más de 27.400 millones en 1994, con franca tendencia en aumento, debido a la profunda transformación impulsada desde el Gobierno Nacional con la sanción del Marco Regulador de la Industria del Gas y la liberación de los precios de los hidrocarburos gaseosos en 1994.

Por otro lado, como anticipáramos, es importante analizar el comportamiento de las reservas comprobadas de gas natural del país, así como la relación reservas-producción. Hasta el año 1989, con la producción de ese año, las reservas alcanzaban para más de 30 años. A partir de allí comenzaron a bajar hasta el año 1993 -ya que en 1994 muestran un ligero repunte- mientras la producción aumentaba por los motivos apuntados, sin que hubiera una adecuada reposición de reservas.

La relación reservas-producción se mantiene en los últimos dos años en prácticamente 19 años, valor que puede deparar en el futuro algunas complicaciones si no se avanza en la exploración de nuevos reservorios gasíferos. Si consideramos un aumento del consumo actual del 4% por año, y la venta a Chile de sólo 4 millones de metros cúbicos por día, necesitaríamos tener reservas comprobadas de por lo menos 600 mil millones de metros cúbicos, para satisfacer el mercado por unos 20 años.

Existen en el país importantes proyectos de exportación de gas natural pero, para que ellos se materialicen, las reservas deben ser suficientes y comprobadas como para asegurar a los mismos una vida de por lo menos 20 años, dadas las enormes inversiones en juego. Es importante consignar que los técnicos del Banco Mundial sostienen que debería haber otro tanto entre reservas probables y posibles. Estas condiciones básicas son aplicables tanto a la

Argentina: Reservas Probadas de Gas por Cuenca (Miles de Millones de m³)



donde la formación es de mayor permeabilidad y porosidad, también se efectúa la recuperación secundaria por inyección de agua, estando actualmente con una alta relación agua/petróleo. Aquí se está llevando a cabo un ensayo piloto de inyección de polímeros, con el objeto de comprobar si la técnica utilizada está de acuerdo con los ensayos previos de laboratorio.

En la Cuenca Cuyana, en el área Piedras Coloradas-Estructura Intermedia, para obtener mayores eficiencias de recuperación, además de realizar inyección de agua a la formación se utilizó en gran escala la perforación de pozos horizontales con el propósito de obtener, dado el modelo geológico, mayores áreas de drenajes. En la actualidad, el 38,6% de la producción diaria procede de los pozos horizontales que han acumulado 606.000 metros cúbicos hasta fines de 1994. En este reservorio, de un espesor de 4,5 metros, de una porosidad promedio del 17,5% y con una permeabilidad de 5 a 10 milidarcys, la eficiencia de recuperación de los pozos horizontales es 2,2 veces la de los pozos verticales convencionales.

Pérez Companc participa con un 4,8% en las reservas gasíferas del país, habiéndose constituido en el tercer productor de gas, como operador, con más de 3000 millones de metros cúbicos durante el año 1994 y está llevando a cabo un vigoroso plan exploratorio en búsqueda de nuevas acumulaciones gasíferas. Con este fin ha destinado unos 30 millones de dólares, la mayor parte en la Cuenca Neuquina que, como dijimos, cuenta con mejores facilidades de evacuación, y el resto en la Cuenca Austral.

Es importante aquí también, la utilización de modernas tecnologías de exploración sísmica además de las convencionales y de nuevas formas de evaluación de la información adquirida en el campo. La compañía posee un servicio contratado exclusivo con un centro de procesamiento de datos ubicado en la ciudad del Neuquén que le permite optimizar el tiempo de análisis de la información.

En la Cuenca Neuquina, en las áreas Bajada del Palo-La Amarga Chica y Veta Escondida se realizaron trabajos de reparación y profundizaciones de pozos. El resultado de estos trabajos ha permitido evaluar las reservas de gas del yacimiento Borde Montuoso y las zonas vecinas. En las áreas nombradas hubo una importante adquisición de datos sísmicos 3-D.

En el área Añelo, el primer pozo resultó descubridor de gas y condensado, lo que incrementó las reservas originales.

En la Cuenca Austral, en el área Faro Vírgenes, se interpretaron los datos sísmicos adquiridos en el sector marino mediante sísmica 3-D, lo que permitirá evaluar la prolongación del yacimiento en el Mar Argentino. En el área Santa Cruz II de la misma cuenca se corrió Sísmica 2-D, habiéndose procesado y reprocesado 2.150 kilómetros de líneas. El objetivo de estos trabajos es la reposición de las reservas gasíferas del yacimiento Cerro Redondo. En el área Río Turbio se reprocesaron 634 kilómetros de líneas sísmicas cuya información permitirá ubicar pozos para conocer el potencial gasífero, aunque en este caso, las acumulaciones estarían asociadas a la problemática de gas metano vinculado a capas de carbón.

A modo de conclusión general se debe enfatizar que a pesar de todos los esfuerzos realizados para aumentar la producción de los yacimientos conocidos, es imperativo descubrir nuevas reservas de hidrocarburos incrementando la tarea exploratoria.

En el caso del petróleo, nos encontramos frente a dos problemas a tratar: uno es el tratamiento de las reservas, donde el progreso ha sido importante debido principalmente al tratamiento de los campos y a la aplicación de nuevas técnicas, aumentando las reservas en 108 millones de metros cúbicos en el período que va del año 1990 a 1994; y el otro es la relación reservas-producción que se mantiene en alrededor de 9 años desde hace prácticamente cuatro años.

Somos conscientes de que las reservas que podamos incorporar serán cada vez más difíciles y onerosas, por lo que debería ser necesario incentivar la exploración. La política de apertura y desregulación vigente en la Argentina es una de las mejores y más convocantes del mundo, pero la productividad de los yacimientos descubiertos es muy baja. Alguna vez propusimos algún incentivo fiscal o disminución de regalías y al Gobierno no le gustó, pero si no mejoramos el perfil de nuestras reservas quedaremos desactualizados y perderemos presencia en el marco internacional. Hace falta, entonces, buscar soluciones inteligentes que lo hagan posible.

En cuanto al gas natural, sostenemos que el respeto a las reglas de juego establecidas y la defensa de la política de mercado como procedimiento para asignar precios e inversiones, constituye el principal sustento de la actividad. Los largos plazos necesarios para que se lleven a cabo los proyectos de gas, para explorar y desarrollar nuevas acumulaciones gasíferas, diseñar y construir plantas de tratamiento y separación de gases ricos y los sistemas de transporte a los centros de consumo, las plantas de almacenamiento destinadas a consumir en los valles de la curva de demanda, tornan imperativa la necesidad de que se respeten los acuerdos entre los participantes del mercado.

Estas inversiones exploratorias y de desarrollo pueden no resultar rentables con los niveles de precios actuales y en tal caso el propio mercado hará los ajustes convenientes. Entendemos que la política vigente en la Argentina tiene la idoneidad suficiente como para crear un marco adecuado para que los inversores, sean nacionales o extranjeros, afronten los riesgos exploratorios en búsqueda de gas. Es necesario entender que los entes reguladores no deben vulnerar las reglas de juego, interfiriendo la libertad de los mercados.

UN ENFOQUE REGIONAL

Nino Barone
Gerente del Departamento Gas de Pluspetrol

Pluspetrol dispone en el norte del país de una reserva de gas que supera los 40 años con el régimen de extracción actual. El yacimiento Ramos produce 5 millones de m³/día y hacia fines de este año estará en condiciones de producir 8 millones de m³/día. En materia de gas, Pluspetrol actualmente tiene la segunda reserva del país con un 15% y el yacimiento Ramos es el segundo, luego de Loma de La Lata.

En materia de gas, Pluspetrol tiene un enfoque regional de lo que se podría hacer aunque, independientemente, tiene una importante actividad en petróleo en esa misma zona y en la Cuenca Neuquina e incursiona con nuevas técnicas que le posibilitan incrementar la recuperación de petróleo.

El mundo camina hacia un concepto de regionalización de las economías. En el caso particular del Cono Sur, en el denominado Mercosur que agrupa a países como Brasil, Paraguay, Uruguay y Argentina, hay mucho camino por recorrer y en materia de hidrocarburos, la integración puede ser llevada a cabo a través del gas.

En este concepto se consideran tres países que a no muy largo plazo se incluirán en el Mercosur: Chile, Bolivia y, como productor, Perú, por la significativa reserva que tiene en el área de Camisea.

Estos siete países de la región totalizan 15 millones de kilómetros cuadrados con una población de 235 millones. Con un crecimiento del 2% anual, tendríamos en el 2015, trescientos millones de habitantes lo cual nos da una idea importante de qué mercado se llegaría a tener.

¿Qué representa el gas en esa región? Argentina con un consumo de 770 metros cúbicos por año por habitante es el primer país. Le siguen Chile, Bolivia, Perú y finalmente Brasil con una reducida participación del gas dentro de su ecuación energética. Dentro de esta área, Argentina tiene una posición predominante en consumo. También en Latinoamérica aunque, obviamente, está lejos de Estados Unidos y Europa en su totalidad.

Con respecto a las reservas de gas natural en la zona que estamos considerando, también Argentina tiene una posición predominante con 526 mil millones de metros cúbicos (es la primera), le sigue Perú con 325 mil millones de metros cúbicos, aunque estos números van a cambiar significativamente a partir de la nueva información, producto de los estudios que están llevando a cabo Shell y Mobil en el área de Camisea.

En su conjunto los siete países totalizan 1,2 billones de metros cúbicos. La participación en el mundo es de 0,8% y tiene una significativa presencia en Latinoamérica con el 5,1%. Con respecto a reservas probables y potenciales, obviamente son producto de especulaciones geológicas. Cuando realmente se perfora, va a quedar reflejado si son reales o no. De todas maneras, la cantidad de gas que hay en la región da lugar a estudiar un sistema de abastecimiento que integre a estos siete países, destacando la condición de Argentina, Bolivia y Perú como países potenciales exportadores y Brasil y Chile como países consumidores.

En cuanto a la producción de gas en estos países, se destaca Argentina con aproximadamente 75 millones de m³/día, de los cuales ha comercializado 64 millones de m³/día. Bolivia también tiene una significativa producción en lo que respecta a sus necesidades y ha comercializado aproximadamente 8 millones 500 mil metros cúbicos, aunque de éstos, 6 millones se exportan a la Argentina. Brasil tiene una importante producción de 20 millones de metros cúbicos, aunque para la dimensión del país es de escasa relevancia y solo comercializa 10 millones. En el caso de Chile, si bien tiene una buena disponibilidad de gas en el sur del país, su uso está limitado a esa zona porque su geografía prácticamente inhabilita que sea transportado hacia la zona centro del país. Comercializa un volumen reducido de 4 millones 500 mil metros cúbicos y el resto se reinyecta. Finalmente, Perú también tiene una producción reducida y con un uso de poca significación.

La participación del gas en la matriz energética de estos países, en Argentina supera el 40 %, en Bolivia el 20%, en Brasil el 2,5%, en Chile 10% y en Perú un 4%.

En cuanto a las cuencas, el sistema está más desarrollado en Argentina. Chile tiene un reducido consumo en la zona sur; Bolivia con muy poco consumo ya que la mayoría lo exporta; Perú no ha desarrollado sus reservas y en Brasil han aparecido muy buenas perspectivas en la zona del Amazonas pero muy distantes de los centros de consumo, lo cual inhabilita a corto plazo su aprovechamiento.

En función de lo que ofrece la región, el gas podría penetrar en la zona con una participación de un 30% (Argentina tiene un 40%). En el mundo el gas ha logrado una participación de un 22%, por lo que no es descabellado pensar en esos valores.



Nino Barone

Fig. 4 AREA CONO SUR



AÑO	PAÍS				GAS
	BRASIL	CHILE (*)	PARAGUAY	URUGUAY	MM m ³ /día
1995	107,0	8,0	1,0	1,0	117,0
2000	118,0	8,8	1,1	1,1	129,0
2005	131,0	9,8	1,2	1,2	143,2
2010	144,0	10,8	1,4	1,4	157,6
2015	159,0	12,0	1,5	1,5	174,0

(*) INCLUYE PREVISIONES DE DEMANDA DEL NORTE Y CENTRO DE CHILE

En 1995, Brasil predomina netamente con 7 estados que son los considerados en esta evaluación, Chile en menor escala, con 8 millones de metros cúbicos incluyendo la zona norte y centro. Paraguay y Uruguay en menor escala, 1 millón de metros cúbicos cada uno. Esto permite pensar que en el año 2015 tendríamos un mercado potencial de 174 millones de metros cúbicos asumiendo que Argentina se autoabastece (Fig. 5).

En estos momentos existen importantes proyectos y en la mayoría de los casos han sido de dificultosa viabilización. Fundamentalmente, estos proyectos de concepción binacional en muchos casos se ven demorados por que en su mayoría no se dispone de gran cantidad de reservas que se requieren.

Pero hagamos una breve descripción de ellos y en qué estado de madurez están. El más avanzado es el gasoducto que va a unir la Cuenca Austral (Tierra del Fuego) con la Planta Metanex situada en Cabo Negro próxima a Punta Arenas. Tres empresas (Bridas, Chauvco e YPF) han firmado un acuerdo por 2 millones de metros cúbicos. En el caso de la zona centro, es donde empiezan a aparecer las particularidades de esta actividad. Conviven dos proyectos, uno con origen en la Cuenca Neuquina (Loma de La Lata y otros yacimientos) en el cual participan cinco empresas argentinas con un trazado que cruza la cordillera de los Andes a la altura de Neuquén, se conecta con Concepción, en Chile, y luego el gasoducto se proyecta hacia el norte hasta alcanzar Santiago. Simultáneamente, apareció otro proyecto que utilizando como capacidad de transporte inicial el Gasoducto Centro Oeste y aproximadamente, en su progresiva quinientos cruza la cordillera en Mendoza y llega también a Santiago de Chile. Cada uno de ellos tiene su particularidad. La diferencia de ambos proyectos, es que el que está más al sur tiene la particularidad de que es un gasoducto dedicado a Chile y no interfiere sobre el sistema de transporte argentino. En los dos proyectos, básicamente, hay un gran componente de energía eléctrica para viabilizarlos. Los dos tienen similares metas de concreción, de manera que en los próximos días esto tiene que definirse.

En el caso de la zona norte, también conviven dos proyectos. Uno con origen en Campo Durán (Ramos) hacia el norte de Chile y el otro, de similares características y destino, que une la zona productiva de Bolivia con Tocopilla en el norte de Chile.

Es aquí donde es importante focalizar mucho más la necesidad de la integración regional, y el gas puede contribuir.

Complementariamente con esto de unir zonas de producción argentina y boliviana con el norte de Chile, conviven también dos proyectos con destino

final en Brasil, particularmente en San Pablo. En el caso de Bolivia, con origen en Santa Cruz y en el de Argentina, donde todo su trazado estará dentro de su territorio, con origen en la Cuenca Noroeste.

La viabilización de estos proyectos es de fundamental importancia si se dispone de la magnitud de reservas necesarias. En este caso tenemos un gran mercado pero, independientemente, cada uno de los países no dispone de las reservas suficientes para dar satisfacción a este proyecto. **De manera que la complementación de Argentina, Bolivia y Perú permitiría viabilizar un proyecto de significativa envergadura.** Visualizamos que un megaproyecto de 40 a 50 millones de metros cúbicos con origen en un punto intermedio entre la zona productora boliviana y argentina podría abastecer San Pablo y la zona norte de Chile (Fig. 4).

Con este trazado se puede abastecer al Paraguay, a la zona norte de Argentina y también, por extensión, dado que el sistema argentino viabilizaría una interconexión, al Uruguay.

La conclusión final está orientada a una integración regional a partir del gas natural y con proyección hacia los grandes centros de consumo como en este caso, San Pablo y el norte de Chile.

UNA GRAN INMADUREZ EXPLORATORIA

Carlos Bertello

Director de Producción de Bridas

La producción de petróleo es un reflejo de las políticas, es decir que cuando nos encontramos ante una situación clara con reglas de juego también claras en un mercado libre y con una proyección futura clara, las cosas cambian y esto indudablemente si bien está íntimamente relacionado a un suceso y a un éxito tecnológico, está fundamentalmente relacionado a una situación política.

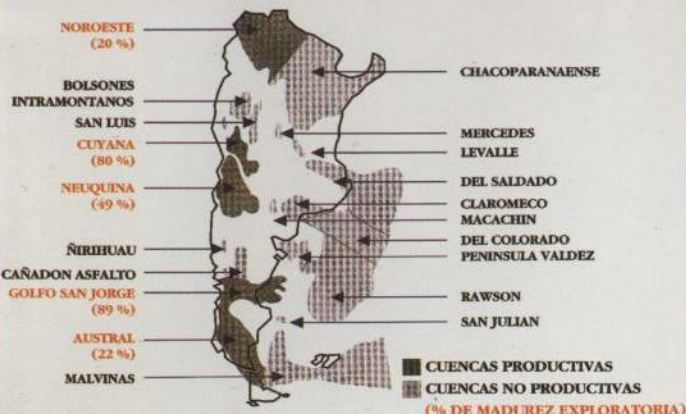
Esto es lo que ha pasado con el gas donde también hubo un incremento muy importante en los últimos catorce o quince años. Es evidente que esto está sumamente vinculado con el incremento de la capacidad de transporte y distribución que permitió poner las importantes reservas -como en su momento fueron las de Loma de La Lata- en lugares importantes de consumo.

Los hidrocarburos tienen una participación fundamental en la fuente de energía primaria de nuestro país. El petróleo y el gas aportan un 75% del total de la demanda de energía que en 1993 fue de 392 millones de barriles de petróleo equivalentes.

Es decir, vemos una creciente competitividad



Carlos Bertello



donde YPF tiene algo más que el 50% y el otro 50% está compartido por algo así como 75 empresas con una distribución por empresa que suena bastante racional y razonable. Este marco de competitividad importante obliga y exige a todos a mejorar para seguir creciendo y posicionándose.

¿Qué pasa con la exploración? La superficie total actual bajo exploración es de 147 millones de acres donde YPF tiene una participación del 34,5%, algo menor de lo que tiene en la producción. El resto está compuesto por una cantidad importante de empresas nacionales y extranjeras de primer nivel.

Este es el conocido mapa exploratorio del país, con las 20 cuencas estratigráficas de las cuales solamente están en producción, cinco de ellas. **Este porcentaje es lo que llamamos grado de madurez de la cuenca.** Es decir que, en cuencas

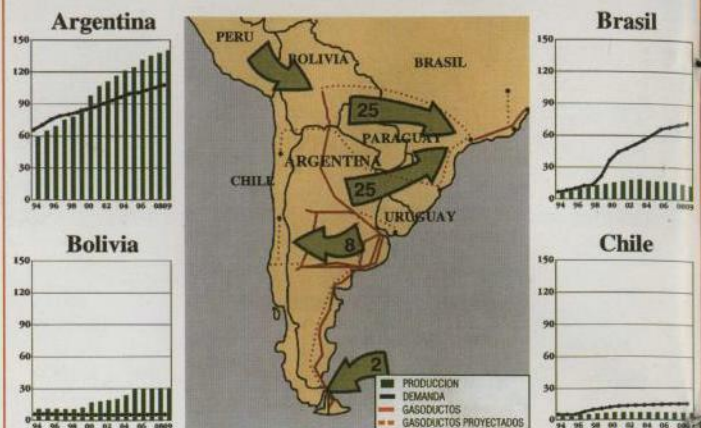
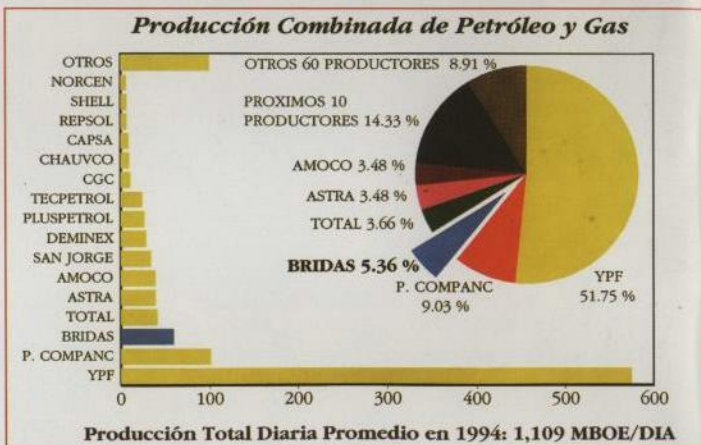


Fig. 8

PRODUCCION: CRECIENTE COMPETITIVIDAD



como las del Noroeste y la Austral, el grado de inmadurez puede considerarse realmente alto, donde hay mucho por hacer, mucho para trabajar y con desafíos realmente importantes. En la Cuenca Neuqui-

Administración y Ventas:

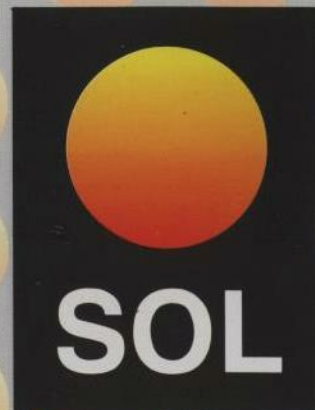
Maipú 942 Piso 4º y 6º - Capital
Tel.: 311-9501/03. 315-0947/0954

Almacenamiento y Despacho:

Calle Morse S/Nº - Dock Sud
Tel.: 222-1153/5

Refinería:

Av. Monteverde 2500 - San Francisco Solano
Tel.: 255-1055/2433/1057/0245





Federico Sturzenegger

na todavía queda bastante por hacer. En las otras dos, la Cuyana y la del Golfo San Jorge, a pesar de que tienen un porcentaje alto, siguen dando sorpresas interesantes

Entonces, el mensaje es: **tenemos una gran inmadurez exploratoria, mucho por hacer, mucho por explorar, tenemos un desafío y creemos que tenemos un potencial realmente importante.**

Pasando al mercado regional de petróleo, hay en este momento un saldo exportable que está en el orden del 30%. Estamos cubriendo una demanda de 463 barriles por día y el resto es exportado a Brasil, Chile y a otros países. Estamos bien posicionados y tenemos un mercado regional demandante de petróleo.

Con respecto al gas, vemos un incremento de la demanda que está en el orden del 4% anual llegando al 2009 con 110 millones de metros cúbicos por día de demanda con un saldo exportable. Bolivia también tiene su excedente y por otro lado, los países demandantes de gas (Brasil y Chile). Es decir, tenemos otro gran desafío, otro gran mercado potencial donde podemos desarrollarnos y donde podemos integrarnos tomando el concepto que mencionó Nino Barone de la integración regional.

Las reservas potenciales que hoy tenemos no van a resultar suficientes para abastecer a Brasil en el futuro. Seguramente, el aporte de las reservas peruanas va a tener que complementar esto y lograr, entonces, esta gran integración regional de la que hablamos.

Estamos analizando dos caños de 25 millones cada uno. Esto es materia discutible, podrán ser uno o dos, podrán ser caudales distintos, aunque es solamente una primera aproximación al problema. Con respecto a la creciente generación de excedentes para la exportación, si observamos el mapa de distribución de 1994 y su proyección al 2009, podemos ver una demanda interna de gas creciente, la aparición de la exportación de gas, una demanda de petróleo que también aumenta acompañando el crecimiento del país y la exportación de petróleo en aumento. En síntesis, estamos observando un incremento del orden del 75% expresado en miles de barriles equivalente de petróleo por día.

Como conclusión podemos decir que las posibilidades son importantes, la potencialidad y el mercado existen, y lo vemos con mucho optimismo. Obviamente, esto va a pivotar en beneficio para la comunidad; el gobierno se beneficiará con un negocio más importante, de mayores dimensiones y la industria tendrá nuevas oportunidades que con un mejor esquema regulatorio podrá acompañar este crecimiento con transparentes reglas de mercado, con una eficiencia mejorada a través de la competencia y con un mejor acceso a fuentes de financiación.

No podemos dejar de lado la importancia que tiene en nuestra percepción el desarrollo de los recursos humanos. Tenemos mucho por hacer y mucho por mejorar. Tenemos un gran desafío en búsqueda de la excelencia. Tenemos que tirar abajo paradigmas y tratar de revisar permanentemente en forma crítica nuestros procesos para ser cada día más productivos, más competitivos con una clara visión.

UNA VISION ECONOMICA

Federico Sturzenegger

Economista Jefe de YPF S.A.

Cuando hablamos de las perspectivas del mercado de hidrocarburos, son cuatro los puntos que tenemos que tener en cuenta para construir un marco de referencia para el sector: el marco internacional, el marco nacional, el marco regulatorio y el marco petrolero. En esta exposición será útil usar como punto de partida la excelente presentación de Oscar Vicente, en la que se describió la situación actual del mercado, y que me servirá para proyectarme hacia el futuro y discutir las perspectivas hasta el año 2010.

El marco internacional es fundamental para entender la dinámica de la producción y del mercado del petróleo. Como todos sabemos este es un bien transable, un bien que se puede vender afuera o comprar del exterior, y para el cual la demanda no va a depender tanto de las características de la economía nacional sino, justamente, del mercado internacional.

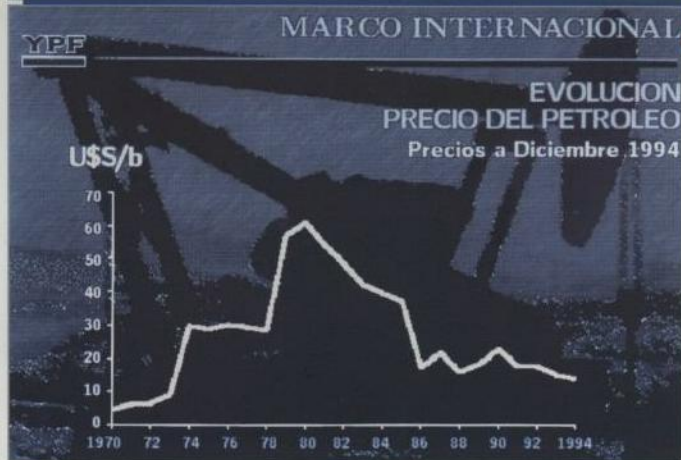
No obstante, el marco nacional también es importante. Conocer cuáles son las perspectivas para la economía argentina es fundamental para estimar, por ejemplo, la demanda de gas y todo lo que concierne a este mercado. Es decir, las reglas de juego en las cuales se está desempeñando el sector. En particular, es importante hacer una referencia al marco regulatorio regional, esto es el Mercosur, Chile y países limítrofes. Finalmente, consideraremos el marco petrolero, en donde nos preguntamos si existen las reservas y si el potencial productivo del país es suficiente como para sostener el dinamismo que debiera tener el sector y que estará determinado, fundamentalmente, por la demanda que se deriva como producto de la interacción de los tres marcos anteriores.

Dentro del marco internacional, analizamos primero la demanda total de energía para el mundo entre 1990 y el 2020, tal cual está estimada en un escenario que se llama de "base" por el Consejo Mundial de la Energía. Un primer punto que surge del análisis de este escenario es que la demanda de energía se duplicará en los próximos treinta años. Esto no debiera extrañar ya que estamos en un mundo en crecimiento y la demanda por energía necesariamente deberá crecer. El segundo punto concierne a la matriz energética donde observamos que la participación del carbón, petróleo y gas natural casi no cambia entre hoy y el 2020. En ambos momentos estos tres combustibles proveen aproximadamente tres cuartas partes de la energía total. En síntesis, existirá una demanda creciente de energía y se concentrará, en el futuro cercano, en los energéticos tradicionales.

La energía hidroeléctrica y la nuclear se expandirán poco, y esto debido a que están encontrando problemas que quizás, unos años antes, no hubiéramos pensado siquiera que existieran. Por ejemplo, el problema ecológico asociado a la energía hidroeléctrica, el cual es mucho más serio para la energía nuclear, cuando inicialmente se pensaba que era el combustible con más ventajas justamente en esta dimensión. Estos problemas contribuirán a limitar la posibilidad de desarrollo de estos.

Si consideramos más específicamente al mercado petrolero, siempre desde un punto de vista económico

Fig. 9



co, es útil identificar cuáles son los puntos más candentes tanto para la demanda como para la oferta a nivel mundial, ya que estas dos se van a conjugar para establecer el precio del petróleo.

Del lado de la demanda, China y el sudeste asiático sobresalen como mercados en expansión. Estas dos regiones aumentaron su consumo de 6,5 a 9 millones de barriles por día en los cuatro años previos a 1995. Latinoamérica es otro mercado en crecimiento, y en este período también Estados Unidos, ya que sale de una recesión.

Por el contrario, en la ex Unión Soviética hay una caída del consumo prácticamente a la mitad, acompañada de un importante decrecimiento en la producción. Allí, la misma cae de 10 millones de barriles diarios a 6,8 para el período 1991-1995, y si observamos años anteriores, veríamos que la producción había alcanzado casi los 12 millones de barriles diarios, con lo cual la contracción es verdaderamente significativa. Otros puntos importantes en lo que se refiere a la oferta son el Mar del Norte, una zona en expansión, y América Latina, donde también está creciendo la producción. Observar la demanda y la oferta de petróleo, es útil para anticipar de dónde van a surgir las noticias o los acontecimientos que van a hacer fluctuar el precio del crudo. La figura 9 muestra el precio del petróleo desde los años 1970 hasta 1994 expresado en precios de diciembre de 1994.

Llega prácticamente a 60 dólares por barril a principio de los ochenta para luego caer a los niveles que tenemos hoy, más cercanos a los 20 dólares por barril. No obstante, a pesar de estudiar intensamente la demanda y oferta, el precio del petróleo permanece básicamente impredecible.

¿Por qué digo que el precio del petróleo es impredecible? Porque cualquier cambio futuro en variables que afecten el precio del petróleo, ya sea en la demanda o en la oferta, se descuentan y afectan al precio del petróleo hoy. Por ejemplo, supongamos que se anuncia que Irak va a aumentar su producción o que va a poder exportar al mercado petrolero sus 2 millones de barriles diarios a partir de la semana que viene. El precio del petróleo obviamente no se va a mantener inalterado hasta entonces para desplomarse cuando Irak empiece a colocar este producto en los mercados internacionales. Muy por el contrario, el precio del petróleo se verá afectado hoy, y de hecho, en el momento del aumento de la producción, el precio del crudo no se moverá. Es decir que todo cambio **anticipado**, ya sea en demanda o en la oferta, cuando sucede, no afecta el precio del petróleo, sino que lo afecta en el momento en que se pone de manifiesto. Pero esto quiere decir que lo único que mueve

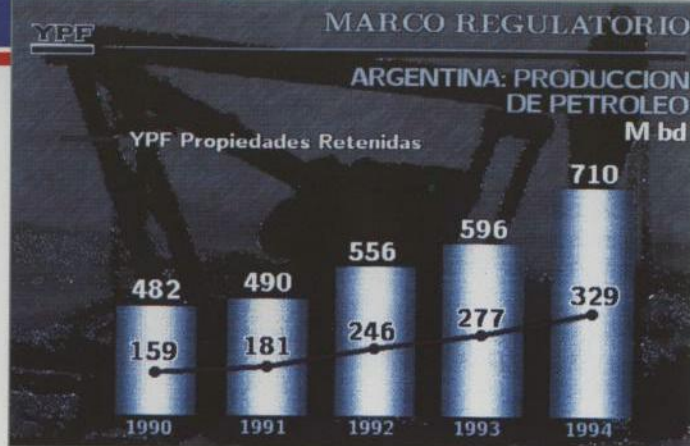
Fig. 10



el precio del petróleo, son los eventos no anticipados y estos, naturalmente, son **impredecibles**. Esta imposibilidad de predecir el precio se da con gran precisión estadística para el precio del petróleo, aunque también para otros activos como ser el Merval o el Dow Jones. Para nosotros, como petroleros, esta idea tiene una implicancia decisiva para el planeamiento estratégico. La impredecibilidad del precio implica que para nuestros cálculos económicos debiera tomarse como precio esperado del crudo el precio actual. Todo desvío de esta proyección no tiene justificación económica ni histórica.

Pasando al marco nacional, es importante generar un marco o proyecciones sobre la evolución de la economía argentina a mediano y largo plazo. La figura 10 muestra la evolución del PBI en términos reales desde 1970 hasta el 2010. Entre el año 1979 y 1990, tenemos prácticamente un total estancamiento económico. Entre 1991 y 1994 observamos, por el contrario, una fuerte tasa de crecimiento. La desaceleración en 1995 y 1996 corresponde a lo que llamamos el "efecto tequila" que hemos incorporado en nuestro análisis y que frena el crecimiento económico en 1995 y lo desacelera en 1996. Pero en realidad, como se ve en el gráfico, somos bastante optimistas sobre lo que va a pasar en la economía argentina en los años posteriores. Hay reformas estructurales que se han hecho, que no se revertirán y que tendrán un efecto positivo sobre el potencial de la economía, a tal punto, que pensamos que a partir de mediados de 1996 se retomará una tasa de crecimiento (aunque quizás no tan alta como la que vivimos en los últimos cuatro años).

Pero esto no es todo lo que estamos esperando de la economía. La economía argentina fue relativamente cerrada hasta fines de los años ochenta donde las exportaciones e importaciones eran tan solo el 15% del PBI. En países como Hong Kong y Singapur este índice supera el 100%. Entre 1991 y 1994 se produce un incremento en este índice de apertura que en 1994 ya se ubica en casi un 25%, es decir que se ha producido una gran expansión en el comercio exterior que, esperamos, continuará en los años próximos. Esto, a su vez, implica que habrá ajustes en los precios relativos de la economía que inducirán un movimiento de recursos a los sectores de exportación, lo cual es importante para el sector petrolero que pertenece a este grupo. De hecho, la participación del combustible en las exportaciones de Argentina que era del 6% en 1991 (siendo importaciones hace menos de una década) ya superaba el 10% el año pasado. Esperamos que la participación del sector en las exportaciones siga creciendo este año.



Asociado a ese contexto macroeconómico discutido anteriormente, podemos proyectar el consumo total de energía. Entre 1990 y 1995 el crecimiento es de aproximadamente 33%, igual a lo que creció el producto. Una pequeña desaceleración entre 1995 y el 2000 y a partir de allí, nuevamente, se retoma una senda de crecimiento. Entre 1995 y el 2010 se espera un crecimiento en el consumo total de energía del 75%.

Una expansión de esta magnitud no es gratuita. Obviamente hay que hacer importantes inversiones en infraestructura para acompañar el incremento de la demanda.

Nuestros marcos de referencia en el planeamiento estratégico identifican como asociada a estas proyecciones una importante expansión de oleoductos a los centros de refinación. Entre el 2005 y el 2010 también se construirán uno o dos gasoductos troncales. El motivo por el cual lo menciono de esa manera es porque nuestras proyecciones iniciales sin "efecto tequila" indicaban la necesidad de dos gasoductos troncales. Una vez que reajustamos esas proyecciones incorporando el desaceleramiento de la economía en los próximos dos años, el resultado fue que solamente un gasoducto troncal era necesario y con facilidades de *peak shaving* y almacenamiento subterráneo se podía satisfacer la demanda. Para abastecer la demanda se necesita un 50% de aumento en la capacidad de refinación entre hoy y el año 2010 y también observamos que se producirá una fuerte expansión del sector eléctrico basada en el consumo de gas. El consumo de gas por centrales eléctricas no crecerá en los próximos años por la incorporación de Yacretá pero a partir del 2000 aumentará a una tasa de aproximadamente el 7% anual.

Pasando al marco regulatorio, una manera de evaluar los efectos de la desregulación petrolera es resaltando el incremento significativo en la producción que ocurre luego de la desregulación, que pasa de 482 mil barriles por día en 1990 a más de 700 mil en 1994. A diferencia de los números presentados por los otros panelistas, quiero mostrar la producción de lo que llamamos en YPF S.A. las "propiedades retenidas". Esto es, aquellas propiedades que YPF S.A. mantuvo hasta el día de hoy y en las cuales, como se observa en la figura 11, la productividad también ha ido aumentando, pasando de 159 mil barriles por día en 1990 a 329 mil barriles por día en 1994. (No como en los gráficos de las otras presentaciones que mostraban la producción de YPF S.A. cayendo, cuando en realidad esto se debía a que la empresa vendió áreas durante el período). De cualquier manera, independientemente del efecto particular sobre cualquier empresa, lo que recalcamos es el efecto muy expansivo sobre la producción de petróleo que ha tenido la desregulación en Argentina.

¿Qué es lo que pasará en el marco regional? Esperamos, desde ya, un incremento de la integración regional. Nuestras expectativas indican que a partir de 1997, estaremos exportando a Brasil 9 millones de metros cúbicos anuales. A Chile, más de cinco millones de metros cúbicos

durante todo el período. En Chile seremos proveedores de casi todas sus importaciones de crudo mientras que en Brasil abasteceremos más de un tercio de sus importaciones totales.

En Brasil el sector de hidrocarburos va a sufrir una revolución a partir de la flexibilización de Petrobras y del mercado de hidrocarburos en general. Las inversiones que se requerirán en este sector entre 1995 y el 2004 alcanzarán los 60 mil millones de dólares. **Será crucial entonces, para cualquier proyección de mediano plazo, ver cómo Argentina y los productores argentinos se insertarán en el programa de desarrollo de este recurso en Brasil.** Con respecto a Bolivia, Paraguay y Uruguay, también la flexibilización se va a ir profundizando y no sería de extrañar que en cuatro o cinco años presenciemos un mercado de hidrocarburos sustancialmente más desregulado en estos países. Una constante cuando estudiamos la historia de los mercados energéticos es, justamente, subestimar la capacidad y velocidad de cambio.

Finalmente, una característica esencial importante de la desregulación es lo que se refiere a la integración regional en el mercado del gas. Se está explorando, tratando de comprobar reservas que permitan un gasoducto a San Pablo, como parte integral de una red de gasoductos regionales en el Cono Sur que incorporaría obviamente a Chile, Argentina, Bolivia, Paraguay, Uruguay y Brasil.

Impulsado por estas exportaciones hacia las economías limítrofes, se producirá un cambio importante en la composición de las exportaciones e importaciones de hidrocarburos. Mientras que en 1993 las exportaciones eran 16% de la producción, en el 2004 esta fracción va a subir al 43%. Un fenómeno similar se produce en la producción de gas donde en 1993 importábamos 10% del consumo doméstico y en el 2004, si se concretan los proyectos de exportación a Chile y Brasil, deberíamos estar exportando un 27% de toda la producción local.

Referente al marco petrolero comenzamos resaltando el bajo grado de madurez de nuestras cuencas sedimentarias. Argentina posee 20 cuencas sedimentarias, y de éstas hoy solamente cinco son productivas (Nordeste, Neuquina, Cuyana, Golfo San Jorge y Austral). Carlos Bertello, en su presentación, enfatizó que incluso el grado de madurez de las cuencas productivas es relativamente baja. Es decir, que existe gran potencial aún en las áreas en producción y gran número de áreas todavía por explorar. Las perspectivas de descubrimientos indican la posibilidad de un incremento en las reservas de petróleo de 2.200 millones de barriles en 1994 a 4.500 millones en el 2004 y un perfil un poco más estable para las reservas de gas (de 515 mil millones de metros cúbicos a 552 mil millones en el 2004). En barriles de petróleo equivalente esto implica un incremento sustancial, de 5.400 a 7.900 para el mismo período.

Las inversiones que se asocian al marco de proyección son: 17.000 millones de dólares, en exploración y producción; 1.100 millones para transporte; 1.700 millones para refinación; 900 millones para instalaciones de almacenamiento; 1.000 millones para modernizar nuestras estaciones de servicio y 500 millones para preservar el medio ambiente. Esto suma un total de 22.300 millones de dólares.

Ciertamente existen en el sector oportunidades de inversión. Será nuestra tarea como petroleros concretarlas.

No debemos olvidar otro aspecto esencial del marco petrolero que es la contribución impositiva que hace el sector de hidrocarburos a la economía argentina. En 1995 contribuirá con 5.000 millones de pesos, la que aumentará en el 2004 a 8.100 millones y en el 2010 llegará a 11.800 millones. Cinco mil millones de pesos es casi el

diez por ciento del presupuesto nacional en un sector que no representa el diez por ciento de la economía. **Es decir, claramente, que el sector de hidrocarburos está haciendo una contribución a las arcas públicas que ciertamente supera el del promedio de la economía.**

Para concluir, hacemos un balance de lo dicho. El crecimiento de Argentina retornará a partir de mediados de 1996 y en ese nuevo proceso de crecimiento las exportaciones aumentarán su participación, transfiriendo recursos a los sectores de exportación que incluyen al hidrocarburo, que adicionalmente deberá expandirse para satisfacer una demanda doméstica de energía que va a aumentar un 75% en los próximos 15 años.

De ese marco internacional y nacional concluimos que existe la demanda. También comentamos que existen las reservas, que operamos en un marco regulatorio propicio, y en un marco regional que creemos va a hacerse más atractivo. En síntesis, el desafío del crecimiento para el sector está planteado, aunque obviamente, requerirá un gran esfuerzo de inversión. Nuestra tarea, ahora, es hacer de ese crecimiento una realidad.

TRANSFERENCIA DE AREAS MARGINALES A LA ACTIVIDAD PRIVADA

Angel Cirasino

Subsecretario de Economía de la provincia de Mendoza

En los últimos años se ha desarrollado un proceso de profundos cambios en todo el escenario nacional y muy particularmente en el sector hidrocarburo, faltando aún aprobar algunos instrumentos que, aunque están claros, deben regir la actividad de producción y comercialización del petróleo y el gas y también de sus derivados.

Hasta el presente y lo prevemos para el futuro, las provincias productoras han asumido este complejo proceso en un marco de intensa colaboración que les permitió actuar con criterios básicos unificados afianzando el federalismo, al tiempo que ha expresado una actitud coherente, lo que afirma el carácter nacional de las políticas del sector.

La actual situación es producto de la convergencia de distintos factores que han confluído para diseñar una realidad definitivamente distinta a la que existía anteriormente a este primer lustro de los noventa.

La Argentina modificó en estos últimos años la filosofía política y económica del Estado, con profundas modificaciones legislativas y estructurales. Como consecuencia de estos cambios, una importante cantidad de empresas privadas, nacionales y extranjeras se incorporaron activamente a la actividad hidrocarburo, aportando no solo capital sino también tecnología y un recurso esencial, el recurso humano que converge a potenciar sus capacidades con los tradicionalmente calificados técnicos y profesionales argentinos.

Por otra parte, confluyen en este panorama los reclamos históricos de las provincias respecto de la propiedad de los hidrocarburos. Este reclamo debe ser entendido como la natural y legítima aspiración de las comunidades provinciales a una participación decisiva en la elaboración de la política de aprovechamiento de los recursos naturales y en los beneficios económico-sociales emergentes, así como la seria y firme preservación de su medio ambiente y calidad de vida.

En esta nueva realidad, aparecen como protagonistas el Estado Nacional, las empresas y los Estados Provinciales. En consecuencia, el desafío que se presenta es conjugar los intereses y el accionar de estos actores en una tarea de suma complejidad, dada la magnitud econó-

mica y la importancia estratégica de este recurso hidrocarburo.

El mismo es para las empresas una mercancía, componente de su ecuación industrial y comercial en la cual deben responsablemente maximizar los beneficios en provecho de sus asociados y accionistas y en cumplimiento del rol empresario de organizadores de la producción, generadores de empleo y fuente de capitales que permitan regenerar y dar continuidad al proceso productivo.

Desde la óptica técnico-profesional constituye un desafío permanente a su inteligencia y creatividad en la tarea de búsqueda y desarrollo de yacimientos.

El mismo recurso es entendido por los Estados Provinciales como un componente de la ecuación económico-social que deben administrar y entre cuyos otros componentes están las necesidades presentes y futuras y la aspiración de progreso de las comunidades provinciales.

La conciliación de estas ópticas no puede ni debe hacerse por la vía de la imposición ya sea de la fuerza económica empresarial o de la potestad normativa del Estado. Si así se hiciera, los resultados serían los opuestos a los deseados porque resultarían menoscabados la inversión o los fines sociales que toda actividad productiva tiene.

Esta compatibilización será posible si se canaliza en pos de objetivos cuya trascendencia resulte englobadora. Estos objetivos no pueden ser otros que los del crecimiento del sector en el marco del desarrollo nacional.

Dentro de este proceso de desarrollo, el Estado obtendrá los recursos directos e indirectos que sustenten su función y las empresas obtendrán el legítimo y necesario rédito de su inversión. Este rédito legítimo se verá potenciado y consolidado si se logra en un contexto de desenvolvimiento del mercado interno y externo que tienda a incorporar valor a los productos y subproductos.

Las provincias son parcialidades de una inmensa geografía que se nos presenta todavía desintegrada y, en muchos casos, deshabitada. Son las representantes primarias de poblaciones cuya situación actual y su futuro —medido en condiciones de vida, oportunidades de trabajo y de realización personal y social— están íntimamente ligados a la construcción de polos de desarrollo que diversifiquen nuestra estructura productiva. Los Estados Provinciales, sin apropiarse indebidamente de una parte desproporcionada de la renta petrolera, aspiran a obtener un beneficio que se legitima a partir de su relación directa con el bienestar de sus habitantes.

La clave que resuelve positivamente estos objetivos es una vez más la inversión de riesgo donde cada actor deberá poner de su parte la cuota de esfuerzo, recursos y voluntad de entendimiento para permitir que el resultado sea la mayor extracción y procesamiento de hidrocarburos.

La provincia de Mendoza ha expresado que lejos de tener una actitud contraria o beligerante para con las empresas privadas que actúan en su territorio, participando en la exploración y explotación de hidrocarburos, considera que todo aquel que viene a invertir, dar trabajo y colaborar con su crecimiento económico, es un amigo y un co-protagonista del decidido proceso de cambio hacia la multiplicación de la producción y el trabajo. Bienvenido quien viene a trabajar y producir en nuestra tierra.

Como paso coherente con la provincialización de los hidrocarburos, se ha comenzado a revertir en la provincia áreas marginales que tenemos la intención de transferir a la actividad privada por medio de claros y simples concursos privados. El criterio que se ha instruido para estas operaciones es lo opuesto a la voracidad fiscal de ganancia inmediata y expresa nuestra vocación de construcción a largo plazo.

La prioridad que otorgamos al beneficio económico social global, fundamentalmente a las industrias deriva-



Angel Cirasino

das de los hidrocarburos que incrementen la ocupación naturalmente escasa en el mero proceso extractivo, no nos hace olvidar la participación directa de las provincias en la renta petrolera, esto es la regalía.

Esta acreencia de las provincias para con los productores es al mismo tiempo una deuda para con las generaciones futuras que debiera llegarles en forma de capital social básico instalado. Esto obliga por una parte a un estricto control de los montos a percibir y al ajuste del modo de liquidación y por la otra, a un correcto uso de estos importes.

Para muchas provincias las regalías comportan una parte importante de sus presupuestos. Por esta razón, es inevitable que en la mente de los funcionarios provinciales se produzca la inmediata conversión de cada cifra mencionada, a elementos indispensables para hospitales, viviendas, bancos escolares, etc. y de esto surge con total legitimidad el celo con que se debate y se controla. Para las provincias no se trata de ganar más o menos, sino de solventar necesidades presentes y futuras de sus respectivas comunidades.

Este aspecto del uso de las regalías por parte de las provincias no estará satisfecho hasta tanto no se consiga que la urgencia del gasto cotidiano deje de impedir que el producto de un recurso agotable revierta totalmente en inversiones y obras de infraestructura que den continuidad y utilidad permanente para el futuro a estos producidos.

Coherente con este pensamiento, la provincia de Mendoza dispuso por ley, que el producido del cobro de la deuda que se percibió de la nación por regalías mal liquidadas, se destine a un "Fondo de Transformación y Crecimiento" que financia o garantiza proyectos productivos o de infraestructura, públicos y privados. Esta decisión de no destinar a gastos generales estos recursos que fueron calificados por el Gobernador Gabrielli como la "herencia de todos los mendocinos", ni aún en momentos de agudas dificultades financieras, es consecuente con la convocatoria a todas las empresas, mendocinas y no mendocinas, a aportar una cuota del esfuerzo global junto al estado provincial que pone materialmente su parte de apoyo en el desafío del crecimiento.

En el aspecto normativo, las provincias productoras hemos tenido en el marco de la OFEPI una activa participación en el diseño de la nueva legislación del sector. Lo hicimos con el criterio de lograr un cuerpo legal que a partir de la ley 23.145, la proyectada modificación a la 17.319 y la integración del Ente Interjurisdiccional de los Hidrocarburos, pueda lograrse una normativa clara en donde la inequívoca distribución de roles y responsabilidades con un horizonte cierto de reglas claras por todos conocidas sea factor del progreso del sector.

En la vía de las concreciones, las principales provincias

productoras hemos retenido un porcentaje significativo del paquete accionario de la principal empresa del sector, YPF, hecho que debe interpretarse como una muestra de confianza en el futuro de la actividad y también como una vocación de participación y protagonismo en el diseño de la política hidrocarburífera nacional.

No podemos obviar una referencia al aspecto de la seguridad jurídica. Esta es una condición fundamental para cualquier actividad de una sociedad organizada y potencia su importancia en el caso de esta actividad en la que estamos considerando indispensable la inversión de riesgo para que alcance su pleno desenvolvimiento.

En este sentido, los estados provinciales han dado claras muestras de su vocación por afirmar el concepto, por ejemplo al aceptar una transferencia del dominio efectivo de las áreas petroleras en un proceso paulatino que respete los contratos en vigencia y más aún los llamados a licitación que se encuentran en curso, dando así la señal necesaria para generar confianza en los inversores.

Sólo en apariencia esta actitud entraría en contradicción con el firme reclamo que ejercen las provincias sobre el correcto cálculo y pago de las regalías y el ejercicio de sus facultades de contralor, poder de policía y concesión. No hay tal contradicción y así lo admite un análisis lógico. Entendemos que "seguridad jurídica" no puede ser interpretada como actitud declinante del estado respecto del interés de los particulares, sino como un prolijo ajuste a las normas y procedimientos en vigencia, al cual todos debemos atenernos.

Esto es lo que estamos haciendo en la convicción de que no solo se está defendiendo con esto el interés de los estados y sus habitantes, sino que al mismo tiempo se está emitiendo un mensaje no solo de firmeza sino también de estricto apego a la ley que seguramente brindará, aun en eventual desacuerdo, una tranquilidad a las empresas que conforman el sector y atraerá a otras igualmente serias que se pretende convocar en el futuro.

La transformación de la naturaleza es la tarea que nos permite expresar una de las más nobles facetas de la actividad humana. Nos encontramos ante una compleja combinación de labores que procesa un recurso que por su multiplicidad de aplicaciones, nos vinculan esencialmente a las funciones creadoras que nos distinguen del resto de las especies vivas.

El petróleo ha sido origen de guerras, pero también fundante de progreso y sublimación de la capacidad de superación humana. Su búsqueda en las entrañas de las estructuras geológicas y procesamiento eficiente nos compromete como cultura capaz de superar con ingenio las dificultades que nos desafían.

