

Exploración y explotación de hidrocarburos en Argentina

Del 14 al 18 de octubre se realizaron simultáneamente en Buenos Aires el XIII Congreso Geológico Argentino y el III Congreso de Exploración de Hidrocarburos. Sin lugar a dudas, una de las reuniones que más interés despertó fue la Mesa Redonda del primer día, "Actualidad de la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en Argentina". La sala principal se vio totalmente desbordada por el público asistente que siguió atentamente cada una de las exposiciones de los integrantes del panel, que fue moderado por el Ing. Luis Rey, Presidente de Pluspetrol y estuvo integrado por el Ing. Raúl Agüero, Subsecretario de Combustibles; el Ing. Roberto Monti, Presidente Ejecutivo de Maxus Energy Corporation y recientemente designado Vicepresidente Ejecutivo de YPF S.A. (a partir de la asamblea de esta sociedad en abril de 1997) y el Ing. Güimar J. Vaca Coca, Presidente de Chauvco Resources (Argentina) S.A. La que sigue es una síntesis de los principales conceptos expresados por sus integrantes.

UNA VISION OFICIAL

Por Raúl Agüero

La situación del sector energético se encuentra hoy definitivamente consolidada y diversificada, siendo Argentina uno de los pocos países en el mundo y líder en Latinoamérica, dado que posee una industria petrolera y de producción gasífera totalmente desregulada.

Es así que en la actualidad se continúa con el desarrollo de inversiones productivas en un mercado librado a las reglas de la oferta y la demanda.

Entre los mayores logros de los últimos años podemos mencionar la desregulación efectiva del precio del gas en boca de pozo, encontrándonos actualmente con un mercado mayorista de gas natural que permite definir precios según el libre juego de la oferta y la demanda, y cuyo objetivo preponderante es que haya pluralidad de productores y demandantes.

Es de destacar que desde el inicio del proceso de desregulación en 1989, la producción de petróleo del país creció en un 56% mientras que la de gas fue del 26%.

En lo que respecta a la producción de petróleo para 1995, el crecimiento fue del 8% respecto del año anterior, mientras



que para el gas el aumento fue del 10% siendo el mayor incremento de los últimos doce años.

A partir de esto podemos decir que la relación reservas-producción de petróleo para los últimos quince años se han mantenido en el orden de los diez años, lo cual se considera un logro importante ante el incremento de producción ya mencionado, lo que muestra una aceptable exploración y un mejor manejo de los reservorios, ya sea con las técnicas tradicionales o con la aplicación de nuevas y modernas técnicas.

Además, cabe destacar que en los últimos tiempos se han realizado relevantes descubrimientos de yacimientos de petróleo y gas natural en la Cuenca Austral y en la Cuenca Neuquina. Esto se debe indudablemente al establecimiento de reglas claras y permanentes que obliga a los productores a la búsqueda continua de recursos primarios para satisfacer la demanda, y esto evidentemente es consecuencia de una buena actividad exploratoria.

Con respecto al gas natural, la relación reservas-producción a diciembre de 1995 es de 20 años de acuerdo con los registros de la Secretaría de Energía, previendo la futura incorporación de importantes reservas de yacimientos recientemente descubiertos en la Cuenca Noroeste y Austral, así como la confirmación de reservas ya descubiertas y que demuestran el importante potencial de Argentina, lo que llevará

a afrontar con tranquilidad el desarrollo de la industria gasífera, ya que el país contará con los recursos suficientes para atender la demanda del siglo venidero.

En el marco del desarrollo permanente de la actividad exploratoria y productiva, la Secretaría de Energía ha adoptado un papel preponderante velando por el bien común de la sociedad con respecto al ambiente, y para lograr este objetivo se han dictado normas y reglamentaciones que controlan la preservación del ambiente y la seguridad tanto en los yacimientos como en las instalaciones de industrialización y ventas de los hidrocarburos, promoviendo así un desarrollo sustentable de la actividad. Por eso, hasta que se promulgue la adecuación de la nueva Ley de Hidrocarburos que en marzo de 1995, se envió al Congreso Nacional, se firmó el Decreto 1955 de áreas de transferencias a fin de no interrumpir las licitaciones de áreas de exploración que se viene implementando desde 1992.

En exploración se está trabajando fuertemente en las provincias petroleras y además, explorando en provincias como Buenos Aires, Santa Fe, Tucumán, Santiago del Estero, San Juan y Córdoba, donde las empresas nacionales y extranjeras se encuentran haciendo importantes inversiones a fin de localizar acumulaciones tanto de gas como de petróleo, o eventualmente de almacenamientos naturales subterráneos de gas.

La expansión de las compañías petroleras se está orientando hacia los mercados externos, en particular a los de América Latina, y es así como Argentina se ha convertido en un país netamente exportador, ya que con la construcción de los oleoductos en los años anteriores se están exportando alrededor de 12.000 m³ promedio por día de petróleo a Chile y además, la exportación promedio de 16.000 m³ diarios al mercado brasileño, ocupando los hidrocarburos el segundo lugar en importancia en la exportación, solo precedido por la producción agropecuaria.

Con la construcción de dos gasoductos a Chile para evacuar 2 y 5 millones de metros cúbicos de gas de las Cuencas Austral y Neuquina a Punta Arenas y Santiago de Chile respectivamente, se está logrando la integración energética con Chile.

Ahora, para lograr una verdadera integración energética con los otros países vecinos es necesario que se cumplan tres requisitos principales:

- 1) Debe haber una simetría de tratamientos para acceder a los mercados demandantes.
- 2) Se deben eliminar de los marcos regulatorios todas aquellas normas que impidan o dificulten la libre comercialización de los productos energéticos.
- 3) Los precios y tarifas deben estar exentos de subsidios, aranceles y medidas paraarancelarias que atenten contra la leal competencia.

Como síntesis, podemos decir que en lo concerniente al petróleo y al gas el Estado Nacional ha establecido el marco de referencia en el cual las compañías privadas desarrollan una intensa actividad como lo demuestran las inversiones de 12.000 millones de dólares para

los próximos cinco años que realizarán las empresas en exploración, explotación e industrialización, lo que conduce a demostrar la importancia de la industria dentro del marco de la economía argentina.

YPF: UNA PERMANENTE VOCACION EXPLORATORIA

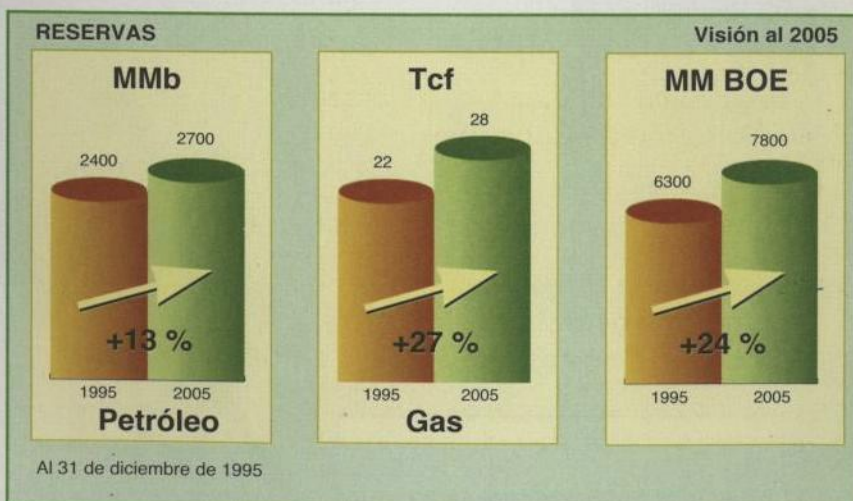
Por Roberto Monti



Asumo, con gran satisfacción, la responsabilidad que me ha encomendado nuestro presidente, Nells León, de compartir con distinguidas personalidades este panel para hablar sobre un tema que es caro a nuestra cultura petrolera: la exploración. Profundamente arraigada en la predecesora, figura con fuerte presencia en el *core bussines* de la actual YPF S.A.

Esto es así porque consideramos prioritario el mantenimiento en el tiempo del negocio de los hidrocarburos, que más allá de constituir nuestro ámbito de desarrollo profesional y empresarial, actúan como un factor posibilitador y multiplicador de la economía. Se extiende a todo el ámbito industrial, comercial y de servicios, pudiendo afirmarse que estamos en presencia de una verdadera madre de industrias, que permite una continua mejora en la calidad de vida de toda la comunidad.

En este contexto, la planificación de largo plazo debe propiciar patrones de producción que den un crecimiento lógico y sostenible en el tiempo, compatible con las condiciones de borde, que definen la racionalidad de nuestra actividad: financieras, como factor gravitante de los que conviene invertir, geofísicas en cuanto a la probabilidad de reservas a incorporar, de producción en lo referente al horizonte de reservas pretendido, económicamente adecuado y de demanda ya que se invertirá en el desarrollo de recursos que dispongan de mercado oportuno.



La evolución de reservas y producción de petróleo en el país muestra un significativo crecimiento. Ambas se han incrementado en el orden del 50% desde 1990 a 1995, manteniendo la estabilidad en el horizonte de reservas.

Con respecto al gas, el pasado próximo estuvo caracterizado por una demanda insatisfecha e importantes reservas inmovilizadas. Superada la restricción de los ductos, el período estuvo definido por una aplicación de las reservas ya disponibles, con la consecuente disminución del horizonte respectivo que, con los 23 años actuales, puede considerarse todavía elevado.

El crecimiento significativo de las reservas de gas es un proceso en el que estamos inmersos actualmente y se proyecta hacia los próximos años, ya que la condición de la demanda pasará de ser interna a proyectarse regionalmente.

Cuando hablamos de horizonte de reservas, con frecuencia se asocia el término a un límite de tiempo en el que se dispondrá del recurso.

Esta errónea interpretación es recurrente y conlleva, muchas veces, a que se formulen hipótesis y conclusiones que no responden a la realidad. Permítaseme, por lo tanto, referir lo que en alguna oportunidad dijimos a potenciales inversores confundidos con este concepto:

“Señores, piensen en el horizonte de reservas como el tanque de agua de sus casas, no tienen agua para solo 2 ó 3 días, sino que como se saca y se incorpora agua, la tienen siempre. Esa reserva de 2 ó 3 días es la que da, si está adecuadamente elegida, seguridad a la continuidad del suministro. En los hidrocarburos la situación es similar, en lugar de días se habla de años, por las características de las incorporaciones, pero mientras sigamos explorando, habrá hidrocarburos”.

Todo esto, sin duda, dentro de la racionalidad económica en la aplicación de recursos para exploración que asegure la colocación oportuna de la producción futura, la continuidad y permanencia de los negocios sin coyunturas empresariales de orden económico y financiero y un criterio de optimización en la explotación de los recursos que tiendan a la máxima rentabilidad posible.

Con el sustento de la historia reciente, en cuanto a reservas y producción y dentro de los criterios empresariales asociados al horizonte de reservas, es nuestro pensamiento que todavía hay mucho petróleo y gas por encontrar en la Argentina, teniendo en cuenta el bajo grado de madurez exploratoria que presenta nuestro territorio.

Estos hidrocarburos provendrán de las cuencas productivas, dentro de un marco de creciente madurez exploratoria, que con el aporte de nueva tecnología y novedosos conceptos prospectivos, junto a las mejoras en la extracción de crudo en los yacimientos, aportarán los volúmenes de petróleo que el país necesita para su propio consumo y para mantener saldos exportables similares o superiores a los presentes.

Expectativas similares se presentan para las áreas de frontera y cuencas no productivas, con el grado de probabilidad asignable a las mismas. Es un desafío que podemos y debemos encarar.

La resultante histórica de la exploración en Argentina, a la



que recién nos referíamos, nos muestra en las cuencas productivas un índice de éxito del 29% que corresponde a 583 descubrimientos para las 2.035 estructuras investigadas, dentro de las cuales un 13% (255) representan descubrimientos mayores a los 3 MM de barriles.

En los últimos cuatro años merecen destacarse, dentro de los descubrimientos efectuados por distintos operadores, aquellos más relevantes distribuidos a todo lo largo de nuestra geografía:

- Aguaragüe profundo, Chango Norte, Ñacatimbay, La Porcelana y San Pedrito, en la Cuenca Noroeste.
- Chihuido de la Salina, El Triángulo, Portezuelo Minas y Sierra Chata, en la Cuenca Neuquina.
- Anticlinal Perales Sur, Cerro Tortuga Norte, Estancia La Chitita y Pampa del Setenta Norte en el golfo de San Jorge.
- Campo Indio, Bajada Fortaleza, María Inés en el *onshore* de la Cuenca Austral y Magallanes Sur en el *offshore* de esa misma cuenca.

Este panorama permitirá que se continúe e incremente la búsqueda en las cuencas tradicionales productivas, e inducirá la necesidad de “aventurarse” decididamente en aquellas cuencas aún no productivas.

De las 24 cuencas sedimentarias conocidas, cinco de ellas producen hidrocarburos, abarcando solo un 28% de los 491 millones de acres totales. Algunas, como Cañadón Asfalto, El Tranquilo y Cuencas de Malvinas, han sido incorporadas recientemente como objetivo exploratorio y ya en la de Cañadón Asfalto se ha documentado la presencia de petróleo.

Refiriéndonos, particularmente, a las actuales cuencas productivas y a nuestra visión para los próximos años podemos mencionar que la **Cuenca Noroeste**, con área de 37 millones de acres y un primer hallazgo en 1926, ha producido 260 MM b de petróleo y 2,7 Tcf de gas de cuatro cuencas superpuestas: devónica, carbonífera, cretácica y algo de la terciaria.

Ya hemos hecho referencia a que en la cuenca Devónica se podían descubrir tres yacimientos gigantes, similares a Aguaragüe y Ramos. A la fecha se han perforado exitosamente 4 pozos, con un éxito exploratorio del 100%. Por nuestra parte esperamos que tanto en nuevas estructuras o en horizontes profundos de algunas ya investigadas, puedan ser descubiertos otros yacimientos con un potencial de incorpo-

ración de 200 MM b de petróleo y 9 Tcf de gas.

En la carbonífera se han detectado recientemente recursos que redondean los 10 MM b de petróleo y 0,2 Tcf de gas. Por lo que se infiere que pueden encontrarse yacimientos de este tipo con un potencial de incorporación de 100 MM b. Mientras que la cretácica, con una historia de hallazgos más modestos, en general, en yacimientos menores con estructuras sutiles, puede aportar 200 MM b de petróleo y 1 Tcf de gas.

La **Cuenca Cuyana** es la más antigua del país. Fue descubierta en el año 1887 y se caracteriza por la longevidad de sus yacimientos, casi exclusivamente petrolíferos. En 14 millones de acres lleva acumulada una producción de 1.137 MM b. Los hallazgos realizados en sus campos en producción permitieron incorporar nuevos horizontes profundos productivos, lo que reactiva la búsqueda en esta cuenca de elevada madurez exploratoria. Nuestra idea es que aún hay un potencial como para incorporar no menos de 100 MM b de petróleo.

Si analizamos la histórica y petrolera **Cuenca Golfo San Jorge**, descubierta en 1907 con una superficie total de 32 millones de acres y con una producción acumulada de 2.771 MM b solamente de su porción continental, vemos que el 35% de su área está en una etapa madura de exploración, pero aún puede incorporar unos 300 MM b. El resto, incluyendo todo el sector costa afuera, tiene un potencial de incorporación de 800 MM b. Con respecto a su *offshore*, el desafío de encontrar creativas formas de desarrollar sus, hasta ahora, esquivas reservas, sigue vigente. Nosotros tenemos la seguridad de que los avances tecnológicos, los mejores costos y los nuevos conceptos de relacionamiento entre productores y proveedores de bienes y servicios y la flexibilidad proactiva de la autoridad de aplicación nos sorprenderá con resultados inesperados, también en esta área.

El primer descubrimiento de la **Cuenca Neuquina** fue en el año 1918. Tiene una superficie de casi 31 millones de acres y ha producido 1840 MM b de petróleo y 7,8 Tcf de gas. Los últimos descubrimientos fueron campos petrolíferos menores e importantes incorporaciones de gas. Tiene potencial para incorporar 1.300 MM b de petróleo. Considerando que uno de sus ciclos sedimentarios tiene muy alta probabilidad de contener gas, el cuyano y que está en una etapa inicial de exploración, se infiere un potencial de incorporación de 12 Tcf de gas.

La **Cuenca Austral** fue descubierta en 1949 y tiene un área de 34 millones de acres, lleva acumulada una producción de 347 MM b de petróleo y 4 Tcf de gas. A pesar de que clásicamente es una cuenca gasífera, los nuevos hallazgos de petróleo, en niveles terciarios, permiten inferir que su potencial será de unos 300 MM b y 7,5 Tcf de gas, incluyendo la porción costa afuera.

Dentro de las cuencas, aún no productivas, quiero detenerme en las cuencas con interés económico exclusivo en el mar o íntegramente costa afuera. Dentro de las primeras está la Cuenca Colorado Marina donde, a la fecha, se ha detectado la existencia de un sistema petrolero con presencia de hidrocarburos líquidos en el pozo Cruz del Sur. De las totalmente costa afuera merece destacarse por su superficie y potencial la Cuenca

Malvinas. Esta cuenca tiene un área cercana a los 18 millones de acres y una geología similar a la Cuenca Austral. La actividad exploratoria de la misma no ha dado aún descubrimientos económicos de importancia, pero se determinó fehacientemente su sistema de petróleo, con hidrocarburos líquidos en niveles cretácicos y terciarios. El potencial para todo el área *offshore* es de 1.500 MM b de petróleo y 5 Tcf de gas.

En relación con la exploración para gas en Argentina, la misma está inscripta no solamente dentro de un marco doméstico, sino principalmente en el regional. Ya comienza a plasmarse en los hechos la conocida visión comercial empresarial de malla o red de gasoductos regionales, con la construcción de dos ductos que nos unirán a Chile: uno a la altura de Santiago y el otro en la isla de Tierra del Fuego.

Visión al 2005

La resultante proyectada para los próximos 10 años en petróleo y gas arroja una posición del nivel de reservas creciente para ambos fluidos en el orden de 15% y 30% respectivamente, en un contexto de producción creciente, producto del proceso de integración energética regional, en la cual Argentina continuará consolidándose en la exportación de energía.

Para completar esta visión es necesario focalizarnos en el contexto en el cual se desarrolla actualmente la actividad de exploración. Está caracterizado por:

- Una matriz energética que privilegia los hidrocarburos, con el enorme significado que ello implica, al tener una demanda que asegura el desarrollo exitoso de la actividad.
- Una avanzada legislación controlada e interpretada por una proactiva autoridad de aplicación firmemente comprometida con el más saludable crecimiento del sector.
- La libertad de permisionar y concesionar áreas, producir, acceder a los sistemas de transporte, disponer y comercializar en el mercado interno y externo. Favoreciendo exitosamente la presencia de múltiples oferentes de hidrocarburos que aseguran la transparencia, la competitividad y la eficiencia en una actividad tan directamente vinculada, como dijéramos al principio, al crecimiento económico y la mejora en la calidad de vida.

Estoy seguro de que les interesará la visión que tenemos en YPF de la actividad de exploración y la importancia que la misma detenta en la cadena de valor de nuestra industria.

Vemos la exploración como el pilar que sustenta el negocio de los hidrocarburos y dentro del mismo el mayor incremento de valor que representa el desarrollo comercial de un descubrimiento exploratorio.

Hacer hincapié en estos conceptos básicos explicita y compromete nuestra actitud exploradora, que es agresiva y permanente, y en la que nos vamos a mantener.

Aunque nuestra estrategia de incorporación de reservas está focalizada en la exploración, admite la posibilidad complementaria de adquisición de las mismas en la medida en que oportunidad, precio o razones estratégicas así lo aconsejen.

Todo esto con la plena convicción de que estamos enmarcados en una actividad cuyas características son: alta inversión, alto riesgo y conocimientos específicos.

Estas condiciones generan barreras que requieren soluciones creativas y sinérgicas, dentro del campo de las asociaciones para superarlas.

Esta actitud exploratoria está regida por los conceptos ya vertidos cuando hablamos del horizonte de reservas. Asegurar la continuidad en el mediano y largo plazo, racionalidad en la asignación de recursos y optimización en el valor agregado a los accionistas.

Existe una secuencia que, cuando se cumple adecuadamente, representa un círculo virtuoso de factores necesarios para asegurar el crecimiento rentable. La implicancia de cada uno de los componentes debe ser permanente, como todos los procesos de realimentación periódica que entran en resonancia para magnificar el efecto deseado que, en nuestro caso, es el beneficio empresarial.

Interesa reiterar, ahora que hablamos de YPF, un concepto que consideré válido para la exploración en general. Los fondos que se aplican deben asegurar un crecimiento sostenible compatible con: adecuado financiamiento; características de las cuencas en que se opera; horizonte de reservas buscado; logística actual y proyectada.

Es así que nosotros pensamos que para sostener un crecimiento del orden del 6% anual, en los próximos diez años, estaremos destinando a explorar en la Argentina entre 300 y 400 millones de dólares por año.

Pensar que nuestra meta fuera a crecer el doble, un 12% anual, es un interesante ejercicio que nos permite visualizar la importancia del equilibrio, ya que a esta tasa los requerimientos de fondos para exploración crecerían más de lo razonable.

La aplicación de estos recursos se realizará con una estrategia permanente de exploración dentro del país fundada en cuatro enfoques claves: • concentración de esfuerzos en áreas de bajo y mediano riesgo • diversificación del riesgo minero y de *know how* mediante las asociaciones • ampliación de la áreas a explorar en cuencas existentes • posicionamiento en nuevas cuencas. En este contexto se formulan los proyectos exploratorios tendientes a constituir un portfolio equilibrado que tienda a optimizar el valor agregado por la actividad.

Factores claves

Estamos satisfechos con los resultados obtenidos. Antes de hacer una breve referencia a ellos quiero mencionar los factores que consideramos claves de ese éxito:

- a) Una magnitud de *upstream* que brinda un flujo de caja que permite financiar una importante actividad exploratoria.
- b) Conocimiento profundo de la actividad basado en recursos humanos altamente capacitados, con rápido acceso a la tecnología de punta.
- c) Posicionamiento en cuencas productivas con buena infraestructura.
- d) Con respecto al precio internacional del petróleo, que como factor exógeno ha permitido desarrollar distintas teorías sobre cuándo actúa estimulando la exploración, permítaseme una licencia que es cara a nuestras estrategias: "para explorar siempre nos viene bien", si es bajo porque conviene posponer algunos desarrollos, si es alto porque

tenemos más recursos...

Vayamos ahora a los indicadores claves de la actividad. Ustedes podrán pensar que lo dicho hasta ahora respecto a la exploración suena muy bien. En lo que respecta a YPF, se respalda con los hechos. Hemos pasado de destinar a la actividad exploratoria un promedio de 130 millones de pesos anuales en el trienio 1990/1992 a 247 millones de pesos anuales en el siguiente trienio 1993/1995. La proyección de este año está en el orden de los 300 millones de pesos y enfrentamos los próximos años con la decisión de destinar entre 300 y 400 millones de pesos.

Los correspondientes costos de hallazgo han estado para los mismos períodos en 0,90 \$/BOE y 1,10 \$/BOE respectivamente y proyectamos un paulatino crecimiento, siempre inferior a los 2 \$/BOE a medida que proyectos de más alto riesgo vayan cobrando participación mayor en nuestro portfolio.

Hemos hablado de la exploración en Argentina, de como YPF participa en ella y de como en el escenario de los profundos cambios ocurridos en el país, YPF, al constituirse como una empresa de capital privado mayoritario, decidió mantener el liderazgo en materia de exploración doméstica. Quiero ahora hacer referencia a como se inserta la adquisición de Maxus en esta estrategia. Entenderlo plenamente requiere mencionar la visión que determinó una decidida vocación internacional que se cristalizó con esa incorporación.

Pepe Estenssoro y Nells León, los forjadores de la actual YPF, con la perspectiva que caracteriza a los fundadores de empresas, se plantearon una meta que si bien era difícil, significaba el reaseguro de la continuidad, en sano crecimiento, de su obra: **la excelencia**.

Transitar por ese proceso sería un requisito de hierro. Había que trascender las fronteras y salir a competir en el exterior. El país con sus fronteras abiertas y el proceso de globalización que marca los tiempos económicos, lo exigían. Los mejores vendrían a competir e interactuar con nosotros, la única forma de asegurar resultados en relación "ganador-ganador", era dar el paso decisivo y transponer con firmeza nuestras fronteras.

Al comienzo hablamos del crecimiento de las reservas y producción en Argentina. En YPF ha sido no menos espectacular en las áreas retenidas. Nuestras reservas de petróleo han crecido un 53% pasando de 684 MM b a fines de 1992 a 1.045 MM b a fines de 1995. Acompañó a este crecimiento el incremento de la producción en un 51%, al pasar de 90 MM b a 136 MM b en igual período. Todo ello con un horizonte de reservas en el orden de los siete años y medio, valor en el que nos sentimos muy seguros.

Con respecto al gas, valen por supuesto las consideraciones generales que ya mencionamos. El elevado horizonte de reservas de 24 años con que iniciamos el período, desestimuló la búsqueda de gas para el mercado local. Los esfuerzos que estamos haciendo para el mercado regional aparecerán reflejados, gracias a los importantes logros ya obtenidos, en las próximas estadísticas de reservas.

Es así como la estrategia exploratoria de YPF de expandir sus actividades en el exterior en el mediano plazo -conjunta-

24 CUENCAS SEDIMENTARIAS ARGENTINAS

	MM Acres
Onshore	358
Offshore	133
Total	491

■ Cuencas Productivas
■ Cuencas No Productivas



VISION DEL PANORAMA EXPLORATORIO EN ARGENTINA

Por Güimar Vaca Coca

Desearía iniciar mi presentación haciendo algunas afirmaciones: Argentina crecerá como país exportador de petróleo y gas. Para lograrlo se requiere atraer grandes inversiones de capital para exploración (5 mil millones de dólares por año) y es indispensable hacer



cambios en los factores claves (estabilidad tributaria, regalías, precios del gas y otros).

Permítanme ahora explicarles la base de mi optimismo y también las grandes dificultades que deberá sortearse para lograrlo. Para analizar el panorama de la exploración en el mundo petrolero, debemos hacer un análisis global y notar sus influencias en la industria local.

- El petróleo como *commodity* tiene un precio universal, fuertemente influenciado por factores políticos más que económicos que traspasan las fronteras de los países, en el que localmente no tenemos ningún control ni influencia.
- El gas, con tendencia a comportarse como *commodity*, en el futuro tenderá a adoptar precios vinculados al de los líquidos alternativos, pero hoy tiene fuertísimas variaciones e influencias regionales.
- En cuanto al mercado para el petróleo, una vez satisfecha la demanda local, los excedentes se exportan regionalmente o al resto del mundo sin restricciones.
- Para el gas, la influencia regional es muy importante y el mercado es determinante en su desarrollo.
- En el área de influencia de Argentina, en el Cono Sur, hay tres países **exportadores** de petróleo y de gas: Argentina, Bolivia y Perú. Y 4 **importadores**: Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay.
- Para el gas hay una enorme oferta en Venezuela, Trinidad y Tobago y eventualmente en Colombia, aunque ellos no tienen el privilegio geográfico de Argentina y Bolivia de ser vecinos de los cuatro importadores (o potenciales), de gas del Cono Sur.

Con estas premisas quiero decirles como vemos el panorama exploratorio en la Argentina con la visión de una empresa extranjera canadiense, como es Chauvco, que quiere mucho este país, que ya invirtió más de 200 millones de dólares y quiere ser un participante activo de su futuro.

Como lo mencionaron los oradores que me precedieron, nosotros estamos viviendo una evolución extraordinariamente positiva y revolucionaria de la industria del petróleo en la Argentina y también presenciamos esa misma tendencia en la mayoría de los países de Latinoamérica. Por su parte, Argentina con los enormes cambios de la privatización de la industria, mostró su pujanza al incrementar la actividad, las reser-

mente con la presencia de Maxus, con bases en distintos países de Latinoamérica— han posibilitado la creación de una nueva influencia operativa y de cooperación en el área en cuestión. Como Maxus tiene además actividades de exploración en Estados Unidos, norte de Africa e Indonesia, esa influencia significó un acortamiento de los tiempos de aprendizaje y formación de recursos humanos calificados, respecto de los que hubieran sido necesarios si se concretara este proyecto con personal propio, desde sus comienzos.

Para este tipo de actividades prospectivas, Maxus tiene un cuerpo de exploradores con experiencia que se complementan muy bien con los de YPF, con trabajos desarrollados en cuencas que ofrecen muy variados problemas exploratorios. Esta sinergia operativa actúa como elemento potenciador de las ventajas comparativas de ambas compañías, manejado con espíritu integrador.

Otro campo de acción adicional es el aporte del personal de Maxus, con gran experiencia en operaciones *offshore*, en los equipos de estudios para proyectos en Argentina. En definitiva, la relación YPF-Maxus se está dando naturalmente, como un camino de doble vía, en un tiempo mucho más corto del que habíamos supuesto en un principio.

Para terminar quisiera que quedaran para vuestra consideración cuatro ideas fuerza emergentes de esta exposición y una reflexión:

- Hay hidrocarburos para mucho tiempo
- Argentina es atractiva
- YPF continuará explorando agresivamente en Argentina
- YPF y Maxus se complementan sinérgicamente

Y como reflexión quiero recordar un concepto que expresara el geólogo Wallace E. Pratt, en un discurso pronunciado en 1951:

"En última instancia, el petróleo no descubierto existe solo como una idea en la mente de algún descubridor. Cuando ningún hombre siga creyendo que resta petróleo por descubrir, no se descubrirán más yacimientos petroleros. Pero mientras un solo buscador de petróleo tenga la visión mental de un nuevo yacimiento, junto con la libertad y los incentivos para explorar, se seguirán descubriendo nuevos yacimientos".

vas y producción de petróleo y gas.

Desde el inicio de la desregulación de la industria, se produjo un incremento vigoroso de las reservas y producción de petróleo de aproximadamente el 50% en seis años.

Las reservas de gas de una caída acelerada, se revirtieron con un crecimiento importante de reservas al final de los años ochenta y hasta el año noventa y tres y la producción de gas aumentó un 33% en los últimos seis años.

Esta reactivación vigorosa que se va produciendo en Argentina, también se está produciendo en el resto de Sudamérica.

La producción de Chile crecerá levemente en los próximos 10 años y luego iniciará una declinación. La curva de demanda crecerá vigorosamente hasta llegar a los

30 MM m³/día en diez años. Esta demanda deberá satisfacerse esencialmente desde Argentina y eventualmente algo desde Bolivia. Hay proyectos destinados a satisfacerla que ya están en marcha.

La primera exportación de 2,5 MM m³/día se iniciará en Tierra del Fuego el primero de enero próximo por parte de Bidas-YPF-Chauvco. La segunda se iniciará unos seis meses más tarde desde la cuenca neuquina a través del gasoducto de Nova.

La producción de Brasil crecerá lentamente y la demanda lo hará más rápido. Las cifras de Petrobras son más conservadoras que las de Olade, The Economist o de la industria en Argentina. Ellos estimaron que de una producción de aproximadamente 20 MM m³ subirá a unos 30/35 MM m³ y luego sufrirá una declinación. En cambio la demanda tiene una curva empujada muy acelerada. Esta enorme brecha se llenará con gas boliviano, argentino y más adelante con el peruano. Además, los mercados de Uruguay y Paraguay de aproximadamente 2 MM m³/día cada uno podrán satisfacerse. Uruguay desde Argentina y Paraguay desde Bolivia.

Este panorama muestra para la Argentina que las predicciones de la demanda interna tendrán un incremento sostenido a un régimen de 4% por año, mientras que la producción deberá duplicarse en 10 años para satisfacer los mercados de Chile, Brasil y Uruguay.

Los valores mínimos del mercado argentino de exportación son 32 MM m³/día para el año 2005 y 52 MM m³/día para el 2010, teniendo en cuenta solamente los mercados de Chile, Uruguay y parcialmente el de Brasil.

Con este panorama se estima que en los próximos años el mercado de exportación más importante para la Argentina será Chile con alrededor de 22 MM m³/día, Brasil con unos 8 MM m³/día y el resto a Uruguay.

Para el año 2010 se estima que las producciones a Chile permanecerán más o menos constantes y empezarán a crecer fuertemente las exportaciones a Brasil.

Si Argentina toma la determinación de crecer y satisfacer esos mercados, ¿puede hacerlo?

El horizonte de producción de reservas probadas fue bajando en los últimos diez años y llegó a valores mínimos de 19 años

Ejemplo comparativo	Canadá	Argentina
Población	30 millones	33 millones
Producción de petróleo	1.000 M b/d	730 M b/d
Producción de gas	150 MMM m ³ /año	30 MMM m ³ /año
Consumo de gas	20%	42%
Nº de pozos en Cuenca Alberta	275.000	
Nº de pozos en 5 cuencas productivas Argentinas		30.000
Pozos perforados por año	12.500	1.500

para el gas y 9 años para el petróleo. Estos valores son económicamente razonables. Lo importante es reponer las reservas que se producen y mantener un horizonte adecuado que permita adquirir compromisos comerciales y planificar los negocios óptimamente.

¿Cómo se produjo la incorporación de reservas en los últimos 25 años?

La incorporación de reservas fue de más o menos 120 MM m³ cada cinco años, excepto el último quinquenio que se probaron 293 MM m³. El número de pozos exploratorios fue decreciendo y no así las reservas incorporadas, que en el último quinquenio subieron.

Desde el primer descubrimiento de petróleo en Cacheuta, Mendoza, a comienzos de siglo y hasta la fecha, se produjeron 1067 MM m³ de crudo y existen 379 MM m³ como reservas probadas. Por analogía con cuencas sedimentarias del mismo tipo, se estima que hay un potencial para descubrir otras siete veces de crudo en el país. Esto, fundamentalmente, de las cuencas productivas e incluyendo 3/4 de las 19 restantes improductivas y básicamente inexploradas.

La producción total acumulada de gas hasta el año 1995 es de 524 mil millones de metros cúbicos (18.5 Tpc). Existen 619 mil millones de metros cúbicos (21.9 Tpc) de reservas, es decir más de lo que hasta ahora se explotó.

La cifra potencial de 5.000 billones de metros cúbicos (176.5 Tpc) es muy conservadora si se tiene en cuenta que de las cinco en producción, tres son eminentemente gasíferas (Noroeste, Neuquina y Austral).

En Canadá existe la tendencia a hacer comparaciones con Argentina y lo que es cierto, en varias facetas históricas y características productivas, no lo es menos en el área petrolera. Ambos países con enormes extensiones de territorio tienen poca densidad de población. Canadá tiene 30 millones de habitantes y Argentina 33 millones, casi lo mismo. La producción de petróleo: 1.000 M b/d en Canadá comparado con 730 M b/d en Argentina. La producción de gas en Canadá es 5 veces mayor que la Argentina. Una de las razones atribuibles es que ambas naciones tienen como vecinos a países inmensos y con alta población. Estados Unidos con un enorme mercado de gas desarrollado junto a Canadá y Brasil con un enorme potencial en vías de desarrollo junto a Argentina.

El consumo de gas en la ecuación energética de ambos países es muy alto. El 42% en Argentina (el tercer país más desarrollado del mundo después de la ex Unión Soviética y los países bajos) y el 20% en Canadá. El número de pozos perfora-

dos en la cuenca de Alberta, Canadá, fue de 275.000 pozos comparados con 30.000 en Argentina, básicamente en las cinco cuencas productivas. El tamaño de la cuenca de Alberta es más o menos la mitad del tamaño de las cuencas productivas argentinas. Si hacemos una analogía, para que las cuencas argentinas tengan una densidad de pozos igual, para alcanzar el grado de desarrollo que hoy tiene la cuenca de Alberta se deberían perforar unos 520.000 pozos en Argentina. Otro dato de interés es que en el Estado de Texas, Estados Unidos, se han perforado 119 pozos exploratorios por cada 1.000 km² de cuenca sedimentaria, mientras que el promedio de los más desarrollados en Latinoamérica (México, Venezuela, Argentina y Brasil) es de 1,9 pozos por 1.000 km². Por lo tanto, las reservas potenciales en Argentina son posibles de alcanzar.

De un estudio de Arthur Andersen que tomó los reportes de 256 compañías públicas, hizo un estudio representativo del costo promedio del mercado para reemplazar reservas producidas. Los costos de exploración y desarrollo en dólares corrientes están en alrededor de 9/10 dólares/barril. Tienen un estudio similar aunque menos completo para el gas que estiman en 0,35 a 0,40 dólares por mil pies cúbicos.

Atraer capitales de inversión

Para poder reemplazar las reservas a producir de acuerdo con los pronósticos de consumo interno y las exportaciones previstas, se necesitan:

- **8 mil millones de dólares** para descubrir y desarrollar las reservas de gas (23.7 Tpc a 0.35 dólares los mil pies cúbicos) y **68 mil millones de dólares** para las de petróleo (1.211 MM m³ o sea 7.618 MM b a 9 dólares el barril). El capital total requerido es de **76 mil millones de dólares en quince años** o sea **5000 millones** por año.
- Asignando el **40% a la exploración**, se necesitará invertir **2000 millones de dólares por año** si se quieren cumplir las metas ambiciosas de satisfacer el consumo interno creciente y capturar el mercado de exportación.

¿Cuál es la más alta prioridad en la industria petrolera de hoy? Atraer capitales de inversión de riesgo.

Los factores que una compañía o un analista de inversiones evalúa para elegir los países para invertir son:

- Régimen fiscal. Con el sistema de contratos y desregulación, el sistema de Argentina estaba entre los diez mejores del mundo.
- Factores y potencial geológico. La infraestructura personal, ambiente de negocios, etc. es considerada muy buena. Argentina tiene un muy buen potencial pero en promedio los yacimientos son pequeños.
- Otros factores económicos, políticos, financieros, etc. son normales y muy competitivos.

¿Cuáles son los cambios indispensables para incentivar la exploración?

Del análisis de todos los factores, hay tres que los inversores extranjeros vemos como indispensables:

- 1) **Estabilidad tributaria.** Es un factor decisivo. Estos últimos seis años, el gobierno afirmó una estabilidad tributaria que permite confiar las inversiones a largo plazo como las nuestras, pero en el último paquete de modificaciones económicas se incluyó un aumento del impuesto a las ganancias del 10%. Si bien por el momento no es alarmante, lo que alarma es el mensaje de inestabilidad y credibilidad. Si éste o cualquier gobierno de Latinoamérica desea atraer inversiones, es indispensable mantener una imagen de credibilidad que nunca tuvimos en la región.
- 2) Un sistema de **regalías variables** con valores porcentuales bajos para yacimientos pequeños y también un sistema de descuento de regalías para yacimientos caros, puede atraer fuertemente la inversión de las compañías que ya están en el país y de otras que todavía no lo están.
- 3) **El precio del gas en boca de pozo.** Si éste no aumenta a valores equivalentes de su alternativa combustibles líquidos, el sistema de desregulación se lo considera pseudo regulado y se mira al Estado con desconfianza. Es indispensable que todo el sistema esté desregulado: producción, transporte y distribución. De otra manera, los inversores tendrán demasiadas precauciones. Para incentivar los pozos para gas en los cientos de posibles yacimientos pequeños, este factor es crucial.

Otros factores importantes son:

- **Mejorar la infraestructura.** Se refiere a la iniciación de obras que evitan tener cuellos de botella sobre todo en el transporte de gas. Ello evitaría problemas como el que se produjo en Canadá, donde por la desregulación del sistema americano y vender el gas a corto plazo, nadie quiere invertir en gasoductos caros y grandes; como consecuencia, el gas de Alberta se cotizó a casi la mitad del precio Nymex en Chicago.
- **Los costos de servicios petroleros.** Son caros y evitan descubrir y desarrollar reservas en algunas zonas. Como puede apreciarse, los costos de servicios esenciales son 2 a 3 veces mayores y lo que en Canadá es económico, con frecuencia acá no lo es.
- Sobre **superficiales** vemos con mucha molestia que se compren campos con poco valor para especular cobrando servidumbres irrazonables y causando interrupciones en las cooperaciones.
- Sobre **medio ambiente** preocupa el mal uso de las normas que hacen algunos superficiales evitando realizar prospecciones sísmicas indispensables y el tiempo que se pierde en litigios.

Estos cuatro últimos factores, si bien importantes, no tienen el perfil de los tres primeros que a mi criterio deben atenderse con urgencia y profundidad si se desea ver a una Argentina protagonista y próspera en la industria petrolera en los próximos 10/15 años.

Costos comparativos	Argentina \$	Canadá \$
Cementar Csg 51/2 - 2.000 m	60.000	25.550
Cement. a presión 1.500 m	6.500	2.190
Fractura 40 T x-Link wt	90.000	36.500
Perfilajes Normales 1.800 m	45.000	20.000