



# Las reservas de petróleo y de gas

Por Lic. Daniel Alberto Kokogian

El 18 de diciembre pasado se realizó el seminario "Estado actual y perspectivas de la industria del Petróleo y del Gas en Argentina" organizado por KPMG y el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). Durante su desarrollo tuvo lugar la exposición del Licenciado Daniel Alberto Kokogian, VP Exploration & Development Manager Acquisition & Divestitures de Pioneer Natural Resources, quien se refirió a la situación de las reservas de petróleo y de gas en la Argentina, que reproducimos en esta edición.



## Evolución de reservas en el mundo

La presentación de Daniel Kokogian se inició explicando por qué pueden variar las reservas. En este aspecto, puntualizó que puede darse por exploración, por extensiones de campos existentes, revisión de reservas o aumentos del factor de recuperación, y por mejoras tecnológicas de todo tipo. Esto, apuntó, permitió "incorporar el mayor porcentaje de reservas en los últimos 20 años en la Argentina".

Luego, se refirió a cómo se reducen las reservas indicando entre los factores que producen el fenómeno, el consumo interno, la exportación y el límite económico por declinación de los pozos. "Los pozos tienen una vida útil, comienzan a producir, tienen su pico máximo y después declinan. Cuando descienden por debajo de determinado nivel económico, no es rentable tenerlos en producción y se los cierra aunque queden reservas que no fueron utilizadas" indicó Kokogian.

Otro factor sumamente importante es el precio del producto. "Si tenemos un precio que no es suficiente para permitir la exploración, el desarrollo, la puesta en producción de los campos y su envío al mercado, ese petróleo o ese gas que está allí no es reserva, es un recurso" apuntó y agregó "la lucha permanente de todas las compañías es transformar recursos en reservas, en la mayor cantidad que sea posible y cuanto antes. Hoy podemos ver un caso absolutamente claro del impacto de la petrolificación del gas. Muchas acumulaciones de gas sobre las que nadie dudaba, hasta hace dos años, de que eran reservas, hoy son altamente discutibles y lo saben quienes tratan con los auditores de reservas año tras año".

Seguidamente, se refirió a las reservas, producción y consumo de petróleo en el mundo y cómo se inserta en el la Argentina. Con respecto a las reservas probadas

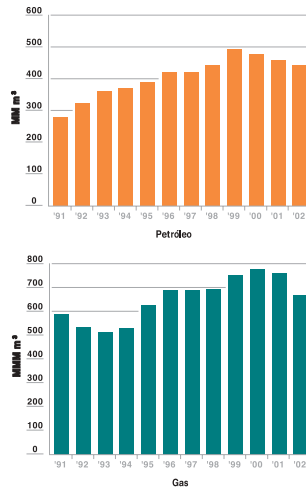


Figura 1. Reservas de petróleo y de gas

mundiales de petróleo en el año 2002. Medio Oriente tiene el 65,4%; América del Sur y Central, el 9,4% (básicamente gran parte de esas reservas están en Venezuela y México); Europa y Eurasia, el 9,3%; África, el 7,4%; América del Norte, el 4,8% y Asia, el 3,7%. "De ese total, la Argentina participa con el 0,35% de las reservas mundiales".

En cuanto a la producción mundial de petróleo, Medio Oriente tiene el 28,5%; América del Sur y Central, el 9,5%; Europa y Eurasia, el 22%; África, el 10,6%; América del Norte, el 18,7% y Asia, el 10,7%.

Luego mostró un gráfico con el horizonte de las reservas mundiales de petróleo y otro, con el consumo por región en el año 2002. "Es significativo el incremento que viene teniendo Asia y, dentro de ella, China en los últimos diez años. Parece bastante obvio que cuando China alcance niveles de consumo per cápita más cercanos a los de los países desarrollados, podría llegar a consumir entre el 30 y el 40% de la producción mundial de petróleo" apuntó Kokogian.

## Evolución de reservas y producción en la República Argentina

Posteriormente, el directivo de Pioneer Natural Resources se refirió a la evolución de

las reservas y producción de petróleo y de gas de nuestro país. Para ello mostró la figura 1 que permite observar cómo desde 1990 a la fecha las reservas tanto de petróleo como de gas se fueron incrementando. "Las de petróleo alcanzaron un pico en 1999 y luego comenzaron a declinar levemente. Las de gas tuvieron su pico en el 2000, luego declinaron levemente y en el 2002 se produjo una caída grande. Sospecho que en el 2003 va a seguir el descenso y habría que agregar una barra bastante más baja para este año" advirtió.

La producción de petróleo y el horizonte de reservas fueron mostrados mediante la figura 2. En este aspecto, Daniel Kokogian destacó que "por más que hemos reemplazado petróleo por gas me preocupa ver un país que en los últimos 40 años consume la misma cantidad de petróleo. La relación reservas-producción se mantuvo más o menos en 10 años y subió en los últimos tres. Esto no se da por que hayan subido las reservas sino porque bajó la producción. En relación, la producción bajó más que las reservas y entonces tenemos la percepción de un aumento del horizonte de reservas; pero, en realidad, ambas cosas bajaron".

En cuanto a la producción de gas y al horizonte de reservas la figura 3 permite observar el incremento notable de la producción durante los años '90, cómo se dejó de importar y cómo, a partir de 1998, se comenzó a exportar. La relación reservas-producción ha bajado ninterrumpidamente a lo largo de los últimos treinta años y se ha magnificado en los tres últimos años.

También, presentó la figura 4 donde mostró los pozos perforados versus el WTI. En este aspecto es fácil ver que "se perforan más pozos cuando el WTI es más alto y esto, básicamente, influye en los pozos de petróleo". En 1995 la exploración alcanzó su pico máximo con 165 pozos y, a partir de entonces, comenzó a bajar (aunque en este caso no importa el precio del WTI) llegando a 30 pozos en 2002. Además, Kokogian se refirió a la matriz energética de la Argentina donde el 46% corresponde al gas; el 40%, al petróleo; el 6%, a la hidroelectricidad; el 2%, a la energía nuclear; el 1%, al carbón y el 5%, a otros. Y puntualizó: "hay un incremento constante de la participación del gas en la matriz energética, un 15% de esa producción se exporta como así también el 22% de la oferta primaria total de energía también es exportado".

Luego mostró una figura con las variaciones anuales de la demanda histórica de gas que tuvo su pico máximo

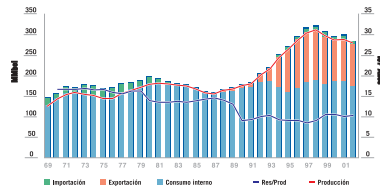


Figura 2. Producción de petróleo y horizonte de reservas

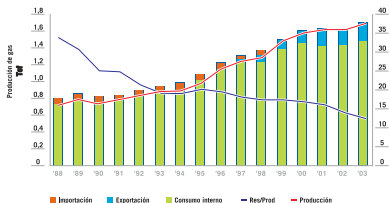


Figura 3. Producción de gas y horizonte de reservas

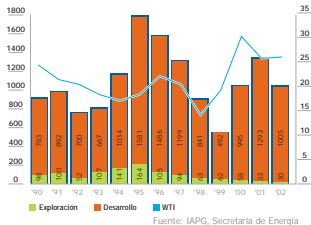


Figura 4. Pozos perforados 1990/2002 vs. WTI

en el año 1999, comenzó a decrecer en el 2000, fue negativo en el 2001 y 2002 y se estaría recuperando en el 2003, en alrededor de un 4%. "A partir de ahora volveríamos a retomar la curva de incremento de demanda de gas que, como ya vimos, es muy importante en el país" añadió y alertó: "para eso debemos estar preparados. Hoy estamos perforando la menor cantidad de pozos de desarrollo y de exploración de gas de los últimos 30 años. ¡Esto es lo que estamos haciendo para consumir más gas en el futuro!"

Si perforamos menos pozos inmediatamente vamos a producir menos y las reservas también van a ser menores. En el gas no es como en el petróleo, ya que requiere una mayor planificación".

## Actividad exploratoria

Continuando con su presentación, Daniel Kogojan hizo una revisión de la actividad de exploración y desarrollo en la Argentina. Mostró las 24 cuencas sedimentarias que tienen una superficie de 1.850.000 km<sup>2</sup> y las 5 cuencas productivas con una superficie de 600.000 km<sup>2</sup>.

De esta forma, alguien podría decir "tenemos un bajo nivel de madurez exploratoria porque solamente el 30% de nuestras cuencas sedimentarias están produciendo". Sin embargo, agregó, "no es un bajo nivel de madurez exploratoria porque el factor que es absolutamente imprescindible utilizar para mensurarlos es el riesgo geológico implícito en cada área. El riesgo geológico define que tengamos áreas de exploración de alto riesgo o de frontera en cuencas no productivas, exploración de alto riesgo en cuencas productivas y exploración de mediano a bajo riesgo en cuencas productivas. Básicamente la última actividad mencionada es la que más se llevó a cabo en el país en los

últimos años ya que la actividad de exploración de alto riesgo en cuencas no productivas ha sido nula o casi nula".

En las cuencas productivas las áreas de bajo riesgo representan el 3%, las de mediano riesgo, el 6% y las de alto y muy alto riesgo, el 23%. En cuanto a las cuencas improductivas, el 68% corresponden a áreas de muy alto riesgo. "Básicamente, en la Argentina se exploró en ese 6% y 3%. Irremediablemente tenemos que ir a las áreas de alto y muy alto riesgo, y ese no es un paso fácil de dar" indicó.

En los últimos años, agregó, "se hizo muy bien la reactivación de áreas maduras que estaban prácticamente abandonadas, se aplicó tecnología, nuevos conocimientos, se invirtió muchísimo dinero". Y mostró, como ejemplo, la figura 5 que es un área operada por Pioneer, cuyos primeros campos fueron descubiertos alrededor de 1930 y están ubicados en un área muy cercana a Plaza Huincul y a Cutralco. En este aspecto, destacó que el impacto más fuerte (a partir de 1998) se debió a la utilización de la sísmica 3D "que permitió alcanzar picos de producción de 10 a 15 veces más altos que los picos de producciones anteriores en áreas que tenían 70 años de antigüedad. Esto se hizo en todo el país y, en muchos casos, con resultados semejantes".

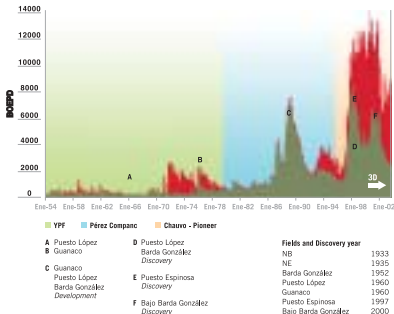


Figura 5. Producción de petróleo y gas. Área norte de la Dorsal

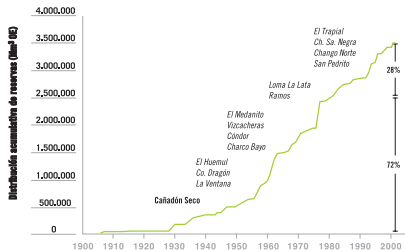


Figura 6. Cuenas argentinas 1907-2002

### Reservas por Cuenca

El disertante analizó, seguidamente, la distribución acumulativa de las reservas desde 1907 a 2002 (Figura 6). En este aspecto, precisó que "el 72% de las reservas del país se encuentran en áreas donde ya había producción antes del año 1980 y solamente un 28% son yacimientos que están en áreas donde no había producción en ese momento". Y a continuación, lo analizó cuenca por cuenca.

La cuenca Neuquina "es una de las que muestra una evolución más consistente en el tiempo" ya que tiene 35% de reservas en áreas desde antes de 1975; después está Loma La Lata con un 35% y finalmente, en los últimos 15 años, se incorporó un 30% de reservas en áreas nuevas.

La cuenca Austral "es otra que tiene un comportamiento más que razonable". Las áreas de San Sebastián y de Cañadón Alfa representan el 50% de la producción en áreas exploradas antes de 1970 (que, además, eran *onshore*). El próximo salto, cuando se decide explorar en el *offshore*, genera el 30% de las reservas y finalmente el último 20% "un cambio de paradigma cuando vamos al *Springhill* que está a más de 3000 metros de profundidad y donde se encontraron algunos de los yacimientos más interesantes de la cuenca".

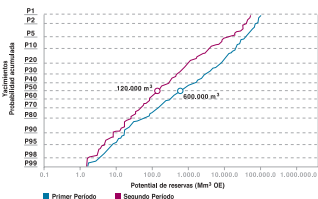


Figura 7. Cuenas Argentinas

La cuenca del Noroeste ha tenido una adición muy fuerte de reservas (un 25% en los últimos años, producto del desarrollo de Acambuco y de Aguarique, los campos gasíferos del noroeste. El 50% corresponde a Ramos aproximadamente, a partir de 1975 y el 25% restante corresponde a reservas anteriores a esa fecha.

En la cuenca San Jorge, el 94% de las reservas se encuentran en áreas que ya estaban en producción antes de 1975 y solamente un 6%, en áreas que no tienen producción.

En la cuenca Cuyana, el 92% de las reservas está en áreas que habían sido descubiertas antes de 1960 y en los últimos 40 años se agregó un 8% de áreas nuevas.

"Esto es donde estamos explorando. El esfuerzo fue siempre mayor en las áreas con menor riesgo" aclaró Kokoglan.

Posteriormente, presentó una serie de gráficos con el fin de comparar qué es lo que se encuentra ahora y qué es lo que se encontraba años atrás; para esto lo dividió en dos periodos. En la figura 7 están todos los yacimientos del país separados en dos grupos. "Tomando un punto que es comparable entre las dos distribuciones, tenemos que ese yacimiento que no es hipotético, que existe, tenía 600.000 m<sup>3</sup> el yacimiento equiparable en cuanto a probabilidad tiene 120.000 m<sup>3</sup>, o sea que estamos encontrando, en el nivel del país, yacimientos cinco veces más chicos que los que se encontraban en la primera etapa de exploración".

Este análisis lo hizo luego cuenca por cuenca. La cuenca del Noroeste no muestra mucha variación: 320.000 m<sup>3</sup> para el primer periodo (1926-1983) frente a 290.000 m<sup>3</sup> para el segundo periodo (1983-2002).

En la cuenca Neuquina el yacimiento que estamos tomando para la comparación tenía 320.000 m<sup>3</sup> en el primer periodo (1918-1985) frente a 120.000 m<sup>3</sup> para el segundo periodo (1985-2002), "casi tres veces menos".

En la cuenca del Golfo San Jorge la diferencia es de 2.000.000 m<sup>3</sup> para los yacimientos viejos (1907-1980) respecto de los 80.000 m<sup>3</sup> para el segundo periodo (1981-2002), "veinticinco veces menos".

En la cuenca Cuyana la diferencia es entre 5.000.000 m<sup>3</sup> para el primer periodo (1932-1961) y 200.000 m<sup>3</sup> para el segundo periodo (1961-2002), "veinticinco veces menos; estamos perforando más y estamos encontrando yacimientos más chicos" apuntó Kokoglan.

Finalmente, en la cuenca Austral es donde se da un proceso diferente. Los yacimientos del segundo periodo (1986-2002) con 500.000 m<sup>3</sup> son casi el doble de los que se encontraban en los más viejos del primer periodo (1949-1986) 250.000 m<sup>3</sup>. Esto se debe "agregó" a un cambio de paradigma cuando se fue al *Springhill* más profundo y al terciario".

### Tendencias

Seguidamente, el disertante entró en el terreno de las conclusiones entre las que mencionó "una notoria disminución en la perforación de pozos exploratorios; una

concentración de la actividad en cuencas productivas, una actividad moderada en áreas de mayor riesgo y nula en cuencas no productivas; una disminución en los tamaños de los yacimientos descubiertos y, en los últimos 20 años, una utilización masiva de tecnología de punta que, aunque mitiga la declinación de las reservas, no parece ya ser suficiente para revertir la tendencia decreciente".

También se refirió a la exploración de alto riesgo y señaló "las tres patas de la mesa" sobre las que se sustentan:

- Normas específicas legales, incentivos económico-financieros, eliminación del IVA, aplicación de regalías diferenciales, etc.
- Disminución de la aversión al riesgo exploratorio, en el ámbito de la compañía. Hay que estar muy seguro para tomar la decisión, sobre todo frente a otras opciones (costo de barril de exploración vs. barril de adquisición; barril de exploración vs. barril que viene de mejora del factor de recuperación). La tendencia mundial de los mercados, que requiere de las compañías informar de los resultados trimestralmente, es una operatoria que atenta en principio contra la actividad exploratoria de alto riesgo que puede mostrar resultados en años (por ejemplo, exploraciones de cinco años).
- Disminución de la aversión a los riesgos exploratorios por parte de los profesionales.

"Es obvio -apuntó- que cualquier cambio en uno de estos ítems va a influir para bajar la aversión de la que estamos hablando en el nivel de la compañía y, por cascada, en el ámbito profesional. Pareciera bastante evidente que algo hay que hacer en este sentido porque si no seguiremos con esta tendencia y en poco tiempo se cruzarán las curvas de producción y demanda, y vamos a tener que importar. No soy de los que piensan que, como el petróleo es un *commodity*, es lo mismo importarlo que producirlo acá. Es importante preguntarle a las comunidades y a las provincias donde están instalados los yacimientos y que perciben las regalías si es lo mismo producirlo acá o importarlo".

Luego mostró la figura 8 de página 38 cuya información es producto de una encuesta que se hizo entre 50-60 geólogos del país. El resultado es la percepción que se tiene del riesgo y el nivel exploratorio de las cuencas no productivas. "Sabemos que hay mucho para hacer y pero también sabemos que hay mucho riesgo para trabajar allí" acotó.

- Estancamiento o disminución franca del horizonte de reservas: tendencia de los últimos 15 años.
- Disminución de pozos exploratorios: tendencia de los últimos ocho años.
- Rondas licitatorias de los últimos 5 años o más, prácticamente desiertas.
- Compañías que emigran: tendencia de los últimos 10 años, que es imperativo revertir.

Parece ser de suma importancia la implantación de todo tipo de medidas que no solo estimule la inversión de las compañías ya radicadas en el país, sino que atraiga "nuevos y más jugadores".

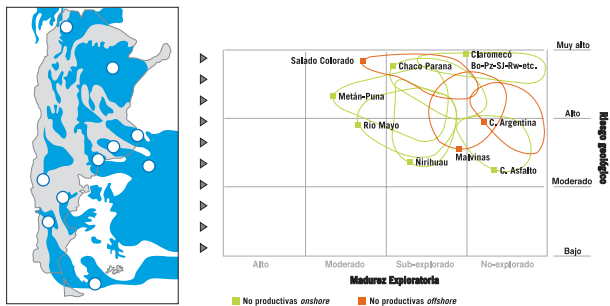


Figura 8. Cuencas no productivas. Riesgo geológico y madurez exploratoria

## ¿Qué se puede hacer?

Durante su exposición Kokogian recordó estas tres frases dirigidas a los geólogos y orientadas a la creatividad y al cambio de paradigma:

*"Where oil is first found, in the final analysis, is in the mind of men. The undiscovered oil field exists only as an idea in the mind of some oilfinder."*

Wallace Pratt

*"... several times in the past we have thought we were running out of oil, where as actually we were running out of ideas."*

Parke Dickey

*"... Almost every significant breakthrough in science is first break with tradition, old ways of thinking, or old paradigms."*

Thomas Kuhn

Con respecto a la mitigación del riesgo en las cuencas no productivas recordó que todos los prospectos tienen menos del 10 al 15% de probabilidad de éxito y remarcó una serie de puntos orientados a modificar esa situación. "Una cosa que se podría hacer es mejorar la calidad y la cantidad de los datos existentes" advirtió y enumeró los siguientes:

- Creación de un banco de datos nacional, unificado y que incluya la totalidad de la información existente y futura.
- Reactivación de la investigación en esas áreas no productivas que quizás podrían transformarse en proyectos conjuntos con las universidades.

- En algunos casos con estudios básicos de geología de superficie, campañas de re-evaluación geoquímica, etc. En este sentido, puntualizó que "este es un punto clave porque la geoquímica nos dice si puede o no haber roca generadora, que básicamente es el riesgo más alto de todas las cuencas no productivas de la Argentina".

- Adquisición de nueva sísmica 2D y 3D.
- Perforación de nuevos pozos.

## Conclusiones

Finalmente, el VP Exploration & Development y Manager Acquisition & Divestitures de Pioneer concluyó su exposición alertando que:

- Es necesaria una política exploratoria consensuada entre el gobierno (o gobiernos provinciales) y la industria, a partir de la comprensión de la situación por parte de todos.

- Es necesario planificar alternativas que permitan mantener en actividad los pozos marginales, incluso en épocas de precios internacionales desfavorables. Un claro ejemplo de cómo otros países han solucionado o mitigado este tema es Canadá, que en general tiene pozos de baja productividad. Además de tener determinados beneficios, también tiene la posibilidad de contar, por ejemplo en la ciudad de Calgary, con 600 compañías petroleras de las cuales 550 son pequeñas empresas de dos o tres personas que adquieren tres o cuatro pozos y desarrollan su compañía. Esto permite extender el periodo "de vida" de los pozos y tiene un impacto económico-social importantísimo.

- Es necesaria una política clara orientada a la reactivación y consolidación de la exploración y la explotación de hidrocarburos que se tiene que dar en el marco de una política energética global, que debería comenzar por discutir no solo las urgencias del presente, sino los objetivos para las próximas décadas o sea: **deberíamos tener un plan estratégico.**

Concluyó con datos muy fuertes sobre lo que representa la industria del petróleo. "Sin tener en cuenta la inversión genuina de los últimos diez años que es de alrededor de 100 mil millones de dólares, en los últimos 30 años se incorporaron 6,6 MMB de petróleo y 45 TCF de gas, si asignamos a estos volúmenes un precio promedio de US\$ 20 el barril de petróleo y US\$ 1 al millón de BTU de gas, la industria petrolera es responsable de haber agregado valor por US\$ 180.000.000.000. De esto se trata, ni más ni menos, cuando tratamos de ponderar el impacto económico en el mundo petrolero y activa". ■