



Las reservas en un mercado desregulado

Por Daniel Gustavo Montamat

El horizonte de crecimiento del mercado doméstico y de las exportaciones de petróleo, gas natural y derivados, comprometen grandes esfuerzos de inversión en exploración y producción de petróleo y gas, en infraestructura logística y en downstream. Los trabajos de exploración en las cinco cuencas sedimentarias productivas permitirían descubrir unos 500 MM m³ de petróleo y unos 750.000 MM m³ de gas.

Entonces, ¿es posible incorporar este volumen de reservas en el contexto geológico argentino? ¿habrá financiamiento para las inversiones que demanda el desarrollo futuro de la industria del petróleo y el gas?

El presente trabajo intenta, con el análisis los distintos aspectos, responder a estos interrogantes.

Daniel Gustavo Montamat es Doctor en Economía de la Universidad Católica de Córdoba y Doctor en Derecho y Ciencias Sociales de la Universidad Nacional de Córdoba. Además es Master en Economía de la Universidad de Michigan de los Estados Unidos. Egresó con medalla de oro y fue elegido entre los Diez Jóvenes Sobresalientes. El Banco Mundial lo ha contratado como consultor de distintos proyectos en el área petrolera y gasífera en Argentina y en distintos países latinoamericanos. Fue presidente de YPF entre 1987 y 1989. Actualmente, preside Montamat y Asociados, estudio aplicado a evaluación de proyectos de inversión con especialización en el sector energético.

El horizonte de crecimiento del mercado doméstico y de las exportaciones de petróleo, gas natural y derivados, compromete grandes esfuerzos de inversión en exploración y producción de petróleo y gas y en infraestructura logística y downstream. En los próximos quince años habrá que invertir unos 27.500 millones de dólares en exploración y desarrollo de nuevas reservas de hidrocarburos y unos 6.000 millones de dólares en logística y downstream, incluyendo un posible oleoducto de Neuquén al Atlántico (500 millones) y otro posible gasoducto del extremo Austral a Buenos Aires (1.500 millones).

En esta proyección de la industria del petróleo y el gas imaginamos que hacia el 2010 Argentina estará vertebrada con Chile mediante tres gasoductos (dos ya están en construcción) y con Brasil a través del gasoducto del Noreste y de un gasoducto del Sur que unirá Entre Ríos con el sur brasileño por Paso de los Libres y que podrá ser-

vir a la República del Uruguay.

Los trabajos de exploración en las cinco cuencas sedimentarias productivas permitirían descubrir unos 500 MM m³ de petróleo y unos 750.000 MM m³ de gas.

¿Es posible incorporar este volumen de reservas en el contexto geológico argentino?

¿Habrà financiamiento para las inversiones que demanda el desarrollo futuro de la industria del petróleo y el gas?

Stock y flujo físico

Argentina produjo en 1995 41,7 MM m³ de petróleo y 30.470 MM m³ de gas natural. Al 31 de diciembre de 1995 las reservas comprobadas de petróleo, según la Secretaría de Energía eran de 379,4 MM m³ (r/p de 9,09 años) y las de gas de 619.295 MM m³ (r/p 20,34 años). Desde 1991 se han incorporado un promedio de 60 MM m³ de petróleo de nuevas reservas, con lo que la industria hasta ahora repone un poco más de las reservas petroleras que explota. En el mismo período en gas se incorporó un promedio de 34.800 MM m³ de reservas. Se repone lo que se explota para el mercado interno, pero aquí debe tenerse cuidado por los compromisos de exportación al mercado externo.

La tasa anual media del crecimiento de la producción de petróleo y gas en el período 1990/95 fue de 5,8%. La tasa anual media del crecimiento del consumo en el mismo período fue de 6%. Debe recordarse que Argentina mantiene (como país en vías de desarrollo) la característica de tener tasas crecientes de intensidad energética (la demanda de energía crece a un ritmo superior al crecimiento del producto).

La incorporación de 500 MM de reservas comprobadas de petróleo al stock contabilizado al 31 de diciembre de 1995, permitiría a la producción petrolera argentina seguir creciendo a tasas decrecientes hasta alcanzar a mediados de la próxima década un máximo de 47 MM m³ y arribar al 2010 con un stock de alrededor de 300 MM m³. La incorporación de 750.000 MM m³ de gas natural es casi insuficiente si la producción argentina tiene que sostener todos los proyectos de exportación a los países limítrofes. En este escenario la producción de gas natural seguirá cre-

ciendo hasta los 70.000 MM m³/día en el 2010, y allí el stock de reservas no superaría los 575.000 MM m³.

La incorporación de estas reservas es técnicamente posible a partir de las cuencas sedimentarias en producción si se intensifica la tarea exploratoria propiamente dicha y se lleva el porcentaje de recuperación *in situ* en los yacimientos en explotación a valores aproximados a un 30%. Las tecnologías disponibles y ya utilizadas por la industria, y el mejor aprovechamiento de la energía en los yacimientos, permiten ser desde la perspectiva geológica razonablemente optimistas.

La geología argentina hace muy improbable el descubrimiento de otro mega-yacimiento (de las dimensiones de Loma de la Lata). De allí que las mayores posibilidades provengan del lado de los porcentajes de recuperación.

Inversión y financiamiento

La característica económica básica del negocio petrolero es calcular el valor de reservas que razonablemente se espera encontrar, contra el riesgo y costo de explorarlas, desarrollarlas, producir y comercializarlas. En un contexto de mercado de precios altos y perspectiva alcista (como el predominante en la década del setenta), el posicionamiento de las empresas en reservas para el largo plazo motorizó el desarrollo de tecnologías orientadas a la maximización productiva, sin debida atención a los costos.

Transcurrían los años de los "petrodólares", en los que se ironizaba que la empresa más rentable del mundo era una petrolera **bien administrada**, y la segunda empresa más rentable del mundo era una petrolera **mal administrada**. Durante los ochenta la situación del mercado petrolero mundial cambió. Soportó precios bajos, mientras vislumbraba con alguna nostalgia el retorno de un ciclo alcista para comienzos de los noventa. Lo de la Guerra del Golfo fue un espejismo. Por unos días el petróleo volvió a ser un recurso estratégico. Pasado el susto, el negocio volvió a regirse por las reglas de juego del mercado (con todas las imperfecciones y factores institucionales que afectan al mis-

mo), y las cotizaciones se desplomaron. A la fecha, muchos pronósticos se han revisado a la baja. Sucede que el ciclo petrolero analizado en función de los *fundamentals* del mercado (producción/oferta-demanda/consumo-reservas/stocks), está influido por dos impactos estructurales en el desarrollo de la industria del petróleo. Por un lado la globalización del daño ambiental, por el otro la incorporación de tecnología orientada a minimizar costos.

La identificación del consumo de combustibles fósiles con el efecto invernadero, sustituyó en el tema petrolero la psicosis de la escasez por la de la contaminación. Así como la escasez motorizaba expectativas alcistas de precio en el largo plazo, la contaminación opera en sentido contrario.

El rigor de los precios bajos, en un contexto donde predominó la operación de mercado, determinó un salto tecnológico en la industria petrolera. La sismica 3D aumentó el éxito exploratorio. La gestión de reservorios y las nuevas técnicas de recuperación asistida influyeron en los porcentajes de recuperación de reservas. El *management* del negocio acortó el período de maduración de la inversión. Resultado: una industria más competitiva, cuyos índices de productividad y eficiencia permiten convivir en un escenario de precios bajos. También una industria más consciente de la escasez de los recursos financieros y de la necesidad de aplicarlos con prudencia a las oportunidades más rentables.

La industria petrolera argentina debe competir con el mundo. El mundo se sigue abriendo a las oportunidades de negocio en la industria petrolera. Argentina compite con muchos otros países y regiones para captar los recursos financieros necesarios para seguir operando la "fábrica subterránea".

Nueva lógica

Los 27.500 millones de dólares para exploración y desarrollo de las reservas que técnicamente se pueden incorporar presuponen un costo de reposición promedio del barril de petróleo y gas de 3,5 dólares. Si el costo de reposición aumenta, la necesidad financiera aumenta correlativamente. La decisión de

inversión y financiamiento corre por cuenta de actores privados, que hoy miran más que la evolución de los precios del petróleo en los mercados mundiales (a los cuales se referencian los del mercado petrolero argentino), cómo ha evolucionado la diferencia entre precios y costos en el nuevo contexto de reglas de juego local. Esos inversores son muy susceptibles a los cambios de reglas de juego (inestabilidad tributaria, nuevos gravámenes, etc.) que puedan desmejorar ese margen y afectar los flujos de los tomadores de crédito. En las inversiones de largo plazo la inseguridad jurídica pesa mucho más como elemento disuasivo.

Finalmente hay que asumir que la lógica asignativa del mercado confronta el interés microeconómico de corto-mediano plazo con lo que puede ser el interés de una estrategia energética de largo plazo. Una empresa petrolera que actúa en un esquema de mercado no tiene interés en desarrollar reservas que excedan un stock de más de 10 años porque no las puede valorizar. La empresa se cotiza en función del valor presente de su negocio futuro y las tasas de descuento que actualizan los flujos hacen desechables (en valor presente) aquellos que están alejados en el tiempo. Esta circunstancia tienta a muchas petroleras a reponer reservas comprando las que están en producción. La estrategia energética del país, en cambio, descansa en la posibilidad de reponer reservas a largo plazo y por ende a intensificar la actividad exploratoria en el corto plazo. Razón de más para que en un esquema de asignación de mercado como el que rige en Argentina desde la desregulación petrolera, se evite toda interferencia que perturbe los mecanismos decisivos de la nueva inversión.

La geología argentina no es de las más atractivas que hoy se han abierto a la actividad privada. La apropiación de renta que ofrece el esquema vigente de regalías e impuestos es muy razonable comparado con el de otras regiones, pero los 35.500 millones de dólares en juego (para tareas de exploración, desarrollo y comercialización) hacia el futuro serán muy sensibles a la alteración de las reglas de juego. 