

“Descubrimientos” de gas no convencional, ¿solucionan la crisis?

El consumo de gas natural en el país, durante la pasada década de los 2000, ha tenido un crecimiento comparativamente moderado, del 40,0%, algo menor al 47,4% de la región de América del Sur y Central, pero mostrando un contraste significativo con el de Brasil que, en el mismo período, creció el 116,7% y nos aventajó en todos los renglones de la oferta energética.

No obstante, eso significó para Argentina pasar de consumir 84,0 millones de m³/día en 2001 a 117,6 m³/día en 2010. Este crecimiento, que en realidad comienza con la salida de la crisis 2001/2, colisionó con los efectos de una política heredada de la década anterior que entregó nuestras riquezas hidrocarbúricas y dilapidó nuestras reservas y el capital social, política que no fue modificada en lo esencial por los gobiernos que siguieron.

A partir del año 2003 se inician las importaciones significativas de gas natural, cuando, al mismo tiempo, se sostenían los negociados del *trust* exportador del gas, que llegó a exportar 7.348 millones de m³ en 2004. Esa insensata administración de un recurso estratégico fue originando un alto costo energético por la incidencia creciente de los precios internacionales en este insumo. Pero, el escenario se va a agravar por la declinación de la producción local y la pérdida ininterrumpida del volumen de reservas, que se ilustra en el *Gráfico N° 1*. El parámetro que resume la pérdida de la otrora posición expectante en este recurso es el “horizonte de reservas” (relación del volumen de reservas comprobadas al consumo anual presente, R/P) que ha descendido a sólo 7,2 años.

Conviene ampliar la mirada para observar la evolución de las reservas en el contexto de los países de la Región. El *Gráfico N° 2* muestra la **variación relativa de las reservas de gas** de los principales países con cuencas explotadas durante las últimas dos décadas. Exceptuando el caso de Bolivia, cuya variación negativa de reservas se explicó por una inflada contabilidad de las petroleras extranjeras, revelada por el gobierno de Evo Morales luego de proceder a su nacionalización, merecen destacarse para la década pasada:

- Los incrementos en la región, tanto de Brasil como de Perú (del orden del 200%).
- El notable mantenimiento y significación de Venezuela como potencia petrolera y gasífera.
- La monótona caída de Argentina, que esa información evalúa en el 38%.

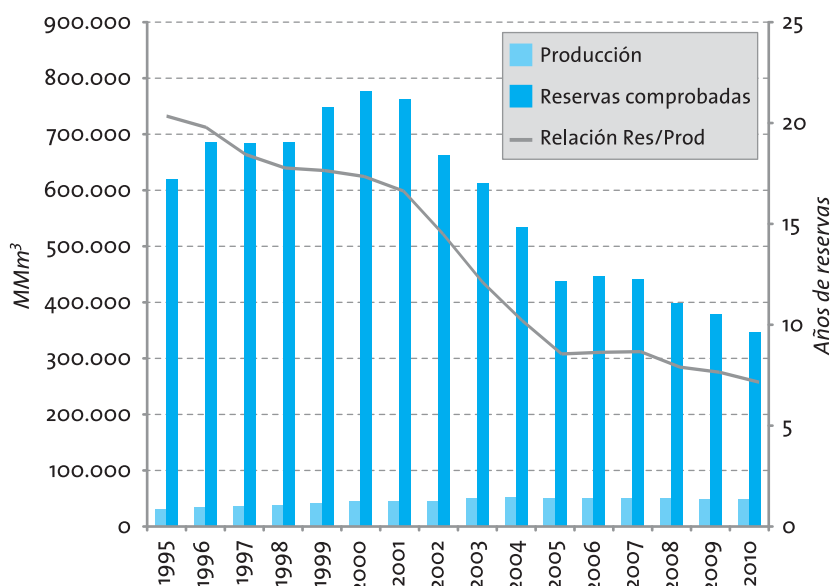
La caída de las reservas es consecuencia directa del **abandono de la acción exploratoria**, la cual es obligación de las empresas privadas concesionarias de los yacimientos bajo los prorrogados contratos de concesión. Esto ha sido causa material en la generación de la crisis energética, que se ha agravado con los años.

La exploración, desde la prospección por sísmica 3D hasta la perforación de pozos exploratorios, supone afrontar el riesgo minero, y ni en el pasado ni ahora el sector privado (hoy de manera exclusiva) ha desembolsado el capital de riesgo en la magnitud requerida para revertir la sub-exploración de las cuencas argentinas en territorio continental y *off shore*. La ecuación económica no



EDUARDO LOPEZ
Ingeniero Químico UBA.

GRÁFICO Nº 1. PRODUCCIÓN, RESERVAS COMPROBADAS Y HORIZONTE DE RESERVAS DE GAS NATURAL. 1995-2010



Fuente: elaboración en base a Secretaría de Energía y BP Statistical Review of World Energy. Junio de 2011.

les cierra si se incluyeran los necesarios costos de exploración (*finding cost*)¹, no porque dejarían de tener rentabilidad sino porque la condición de esa ecuación es una tasa de ganancia internacional que exigen los grandes monopolios extranjeros, la cual alcanzaron fácilmente expropiando el valor del trabajo previamente acumulado.

La renta petrolera sigue el destino de la remisión externa y no de su reinversión soberana en el país. Hemos asistido al vaciamiento consentido del recurso, sobre la base de la entrega de áreas de producción maduras cuyas inversiones en exploración e infraestructura habían sido ya realizadas por la YPF pública y Gas del Estado, con el ahorro de varias generaciones de argentinos.

Como analizamos para la pasada década, la combinación de un incremento del consumo de gas (en un 40%) y las caídas tanto de las reservas (55% según datos oficiales) como de la producción (a partir de 2004 en 7,4%), generaron la necesidad de crecientes importaciones de gas natural, en principio, de origen boliviano (por gasoducto).

El *Gráfico Nº 3* actualiza el balance de materia impo/expo, y la tendencia deficitaria que se lee en 2010 se mantiene para el corriente año, pero con un agravante. En efecto, los déficits que se cubren con importaciones tienen un límite fáctico para el gas proveniente de Bolivia, establecido por las posibilidades de

transporte por el gasoducto existente y la disponibilidad de ese país según otros usos y destinos de exportación, particularmente Brasil. Por otra parte, el gasoducto de Integración Juana Azurduy, recientemente inaugurado, permitirá inyectar hasta 7,5 millones de m³/día al sistema, según la información oficial. Sólo futuras realizaciones podrán incrementar esa capacidad de transporte.

Cabe advertir aquí, que el déficit cubierto con importaciones en el 2010 es mayor al que muestra el *Gráfico Nº 3*, ya que éste no computa la otra fuente a la que fatalmente se ha tenido que recurrir por falta de integración regional: el gas natural licuado (GNL) de ultramar. Su valor comercial (que oscila con la nerviosidad de los precios internacionales del petróleo y el gas) se forma en los países exportadores de grandes volúmenes: Qatar (el mayor exportador mundial), Indonesia, Malasia, Nigeria, Argelia y Trinidad & Tobago son ejemplos de ese grupo de países. Asimismo, al precio CIF de los contratos hay que sumarle los costos de regasificación, entre U\$S 1 a U\$S 2 / MMBtu².

A modo referencial, se transcriben dos precios publicados en países típicamente importadores, para 2010 (en alza con respecto a 2009 y para el 2011): Japón GNL CIF: U\$S 11 / MMBtu. Alemania GNL CIF promedio: U\$S 8 / MMBtu. Los volúmenes de GNL importados por ENARSA en todo 2010 se

informan en 1.377.105 miles de m³ (volumen de gas que se obtiene del enfriado y líquido) con un valor CIF total de U\$S 387.274.375,9. Esto equivale a un precio promedio de 7,82 U\$S / MMBtu. Los valores de compra del primer semestre del corriente año están alrededor de los 10 U\$S / MMBtu³.

En suma, las cantidades netas importadas de gas natural (GN + GNL) en 2010 totalizaron 2.908.013,4 miles de m³. Pero, aquí, cabe señalar que esta manera de cubrir la demanda insatisfecha por la producción local ha sido **notoriamente insuficiente**. La difusión pública de los cortes de gas a los centenares de industrias de producción gas-intensivas eximen de mayor análisis; y esa restricción sumada al encarecimiento del suministro que se traslada a las industrias con el programa **gas plus** se constituyen en verdaderos frenos al desarrollo de la producción industrial y de la actividad económica de alcance nacional.

La Secretaría de Energía en su sitio web tiene publicada la nota de actualidad: “Qatar y Argentina firmaron un preacuerdo para la provisión de GNL”. Menciona que Qatargas proveería a ENARSA “a partir de 2014 y por espacio de 20 años” de 5 millones de toneladas de GNL al año, y aclara que cubriría el 16% del consumo anual de la Argentina. Este entendimiento (añade la nota) incluye una forma de entrega de los volúmenes de GNL al CONE LNG HUB planificado por ENARSA, que es un proyecto de Terminal de Almacenamiento y Regasificación de GNL, terminal marítima de sistema flotante (FSRU), cuya puesta en marcha se ha previsto para el año 2014. Lo primero que se desprende de esta información oficial es que toda la “planificación” en materia de recursos gasíferos de la Nación está sustentada en **comprar afuera** lo que descuentan que nuestro país y la región no van a proveer, ¡y por espacio de 20 años! ¿Poca fe en nuestras posibilidades o un reconocimiento tácito del fracaso de las políticas aplicadas?, que llevan a una redistribución deformada y regresiva del presupuesto nacional, ya que se deben compensar con mayores gastos (se estima su duplicación para 2011) las partidas destinadas a subsidiar los precios y tarifas de los servicios públicos de gas y electricidad, cuando otros rubros de interés social están postergados. Además, pende sobre los sectores populares la amenaza de un “sinceramiento de precios” y ajustes que seguirán

descargando la crisis sobre sus castigadas economías.

Se ha inaugurado una nueva instalación de regasificación sobre puerto fluvial en Escobar, construida por ENARSA y Repsol-YPF, destinado principalmente a suministrar a las dos centrales térmicas de energía eléctrica de Campana (Buenos Aires) y Timbúes (Santa Fe) administradas por fideicomisos del Estado nacional y las grandes empresas privadas de generación. Se anuncian una en puerto marítimo cerca de Gral. Cerri, estuario de Bahía Blanca, emprendimiento de Repsol-YPF y el Estado nacional, para sumarse a la existente en Puerto White, y otra en Montevideo, a fines de 2011, “cambiando el origen y destinos del gasoducto que antes sirvió para exportar gas natural argentino al Uruguay”, como dice el Dr. Félix Herrero en su artículo “Los riesgos del gas no convencional”. La información oficial no aclara cómo es el financiamiento de esas millonarias inversiones y qué costo fiscal adicional acarrear.

Esos son los hechos, la realidad que no se puede esconder, pero que se presenta maquillada como un éxito de las políticas aplicadas en los últimos dos períodos de gobierno, buscando convencer de que la crisis no existe. La crisis “no existe”, en medio de la escasez de combustibles, los cortes de gas a las industrias, la escalada de precios, la insuficiencia de la oferta energética primaria, de importaciones de GNL de alto precio y un balance energético nacional estimado para este año como el primero desde los 80 en el que la Argentina no tendrá autoabastecimiento, pero tendrá, en cambio, un déficit de \$ 3.000 millones.

En ese cuadro de situación, ¿cómo recibir los anuncios de descubrimientos de nuevas reservas en yacimientos de “petróleo y gas no convencional”? La noticia ha tenido un muy destacado escenario desde la Provincia del Neuquén y recepción en Presidencia de la Nación. Una síntesis periodística refiere⁴:

La petrolera argentina YPF, controlada por la española Repsol, anunció el hallazgo de gas no convencional que alarga de 6 a 16 años el horizonte de reservas de la firma, recursos que serán explotados en sociedad con la brasileña Vale do Rio Doce, con una inversión de 5.000 millones de dólares. “Esto va a sostener el crecimiento del país”, destacó la presidenta argentina, Cristina Fernández, tras el anuncio del descubrimiento de tight gas, o gas de arenas compactas, y de shale

gas, o gas de esquisto, en Loma La Lata, el mayor yacimiento de gas natural de Argentina, operado por YPF.

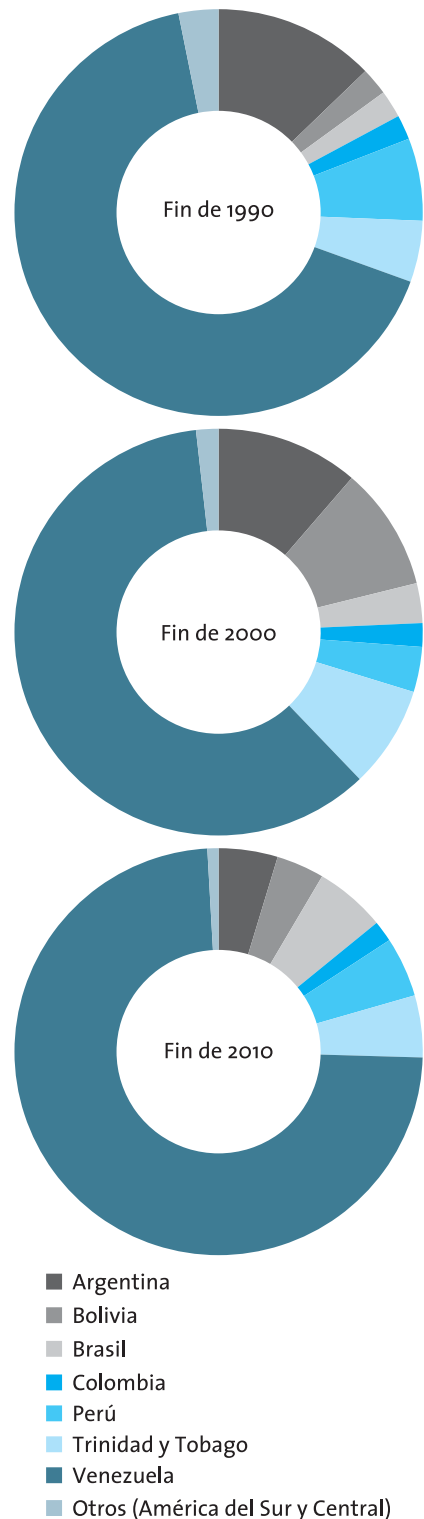
El vicepresidente ejecutivo y director general de YPF, Sebastián Eskenazi, detalló que la primera campaña de exploración de tight en el área de Sierra Barrosa dio como resultado el hallazgo de 4,5 trillones de pies cúbicos (TCF)⁵. “Argentina consume 1,5 TCF. YPF está entregando más o menos el 40 por ciento de esto. Solamente con este descubrimiento, YPF pasó de tener 6 años de expectativa de reservas en gas a 16 años”, destacó el ejecutivo.

“En una primera etapa, calculamos entregar 2 millones de metros cúbicos diarios y en ese yacimiento calculamos alcanzar una producción estable de 4 a 5 millones de metros cúbicos diarios”, precisó Sebastián Eskenazi. Trabajos posteriores en otro pozo en la misma zona arrojaron una producción diaria de 8.000 metros cúbicos de gas y 200 barriles de petróleo liviano de alta calidad.

YPF anunció que pondrá en funcionamiento otros 26 pozos para determinar el potencial total del yacimiento. El alcance del anuncio realizado hoy fue mucho menor al que se esperaba, ya que medios locales habían asegurado en los últimos días que el hallazgo era de 257 TCF. Respecto de la oficialización del descubrimiento, los expertos prefieren no perder la cautela. Aseguran que la terminología utilizada fue muy imprecisa y que habrá que ver “cuál es el lenguaje técnico que se utilizará cuando se comunique la noticia a las Comisiones Nacionales de valores de los países donde cotiza YPF; y cuál es el impacto de la noticia en la cotización de la acción de la compañía.” “Hasta que no se certifiquen los recursos anunciados son estimados, a confirmar”.

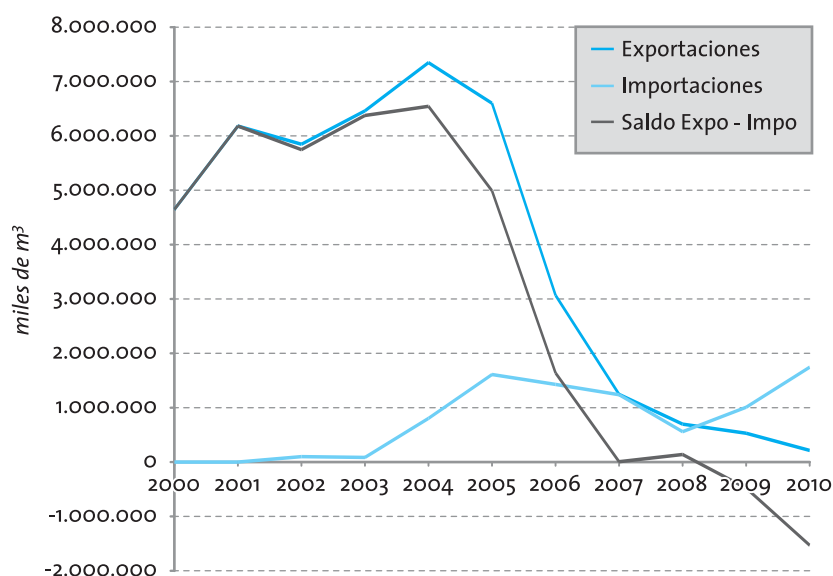
Estos hallazgos, por lo que trasciende, no reflejan claramente cuál ha sido el esfuerzo exploratorio de Repsol YPF, ya que las formaciones geológicas de una cuenca tan ampliamente conocida y explotada por la YPF estatal, particularmente el yacimiento Loma la Lata, permiten suponer que, con las técnicas adecuadas, se pueden comprobar reservas ya establecidas como probables. En el mes de abril, se conoció un informe publicado por el Departamento de Energía de Estados Unidos que posiciona a la Argentina como el tercer país con más reservas explotables de gas no convencional. El primero, China, con 1275 TCF, seguido de Estados Unidos con 862 TCF. En base a los cálculos de

GRÁFICO Nº 2. EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS COMPROBADAS DE GAS NATURAL EN PAÍSES DE LA REGIÓN. EN BILLONES DE M³ (10² M³)



Fuente: elaboración en base a BP Statistical Review of World Energy. Junio de 2011.

GRÁFICO Nº 3. EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE GAS NATURAL. 2000-2010. EN MILES DE M³



Fuente: elaboración en base a Secretaría de Energía.

Advances Resources Internacional, la Argentina poseería 2.732 TCF de gas no convencional, de los cuales 774 TCF serían recuperables para su explotación. Las diez primeras posiciones se completan con: México, Sudáfrica, Australia, Canadá, Libia, Argelia y Brasil. Por fin, el total mundial de las reservas recuperables de gas no convencional se evaluó en 6.622 TCF. Esta cantidad es, curiosamente, casi igual a la de las reservas mundiales declaradas de gas natural convencional (asociado o no asociado al petróleo), pero, a diferencia de éstas, la explotación de las no convencionales requiere una inversión de capital significativamente mayor, así como el uso de tecnologías que no fueron desarrolladas en nuestro país y que conllevan un impacto ambiental negativo expuesto claramente en estudios de reconocidos organismos de investigación, como el consultado en esta oportunidad⁶. Para facilitar la comprensión de las magnitudes transcriptas, podemos comparar la producción anual de gas natural en nuestro país, que es de 1,52 TCF, con lo que sería posible

producir a partir de esos descubrimientos, según los anuncios de Eskenazi: en una primera etapa 0,023 TCF/año y posteriormente 0,053 TCF/año.

Entonces, cabe preguntarse: si no se invirtió en exploración durante dos décadas, ¿surgirán los 5.000 millones de U\$S de inversión de los apropiadores de la renta petrolera? Y, ¿a qué precio del gas producido les cierra el negocio? ¿A uno Plus-Plus?

Las expresiones del Gobernador neuquino Jorge Sapag, que estima que en un lapso de cuatro años estaría en condiciones de “abastecer (sólo la cuenca neuquina) el gas que consume la República, más el que se puede perfectamente exportar por los gasoductos que hoy están ociosos a Chile y que han costado miles de millones construir”⁷ denotan no sólo un exitismo sin fundamento, sino, también, una subestimación de los riesgos técnicos y medioambientales que implican ese tipo de proyectos. Para ilustrar estos últimos, citaremos sólo algunas conclusiones, compartidas por analistas del tema.

La explotación de Yacimientos de *tight gas* y *shale gas* presentan un costo más elevado que los convencionales y un alto impacto negativo medioambiental debido a:

- Perforación de pozos de mayor profundidad para llegar a la roca sedimentaria o pizarra, en general atravesando varios acuíferos, y con un tramo horizontal para cada perforación.
- Requiere la perforación de mayor cantidad de pozos. La unidad de extracción es una plataforma de pozos de 6 u 8 pozos, cada uno con su tramo horizontal, perforados secuencialmente en hileras paralelas (el Yacimiento Barnett de Shale Gas descubierto en los 90 y uno de los más productivos de EE. UU. tiene perforados ya 11.500 pozos).
- La terminación de los mismos es por medio de fracturas hidráulicas muy costosas, con volúmenes de arena y agua muy elevados (agua que volverá contaminada a la superficie junto con el gas y deberá ser tratada para su disposición ó almacenada en depósitos subterráneos en espera de poder disponer de ella). Además por el rápido decaimiento de la productividad del pozo se debe re-fracturar el pozo con un nuevo dispendio de recursos y factores contaminantes.

En conclusión, el crítico escenario real es producto de toda una década de continuismo en el modelo iniciado con las políticas de desregulación petrolera y gasífera, de privatizaciones inicuas, de reparto fraudulento de la renta hidrocarburífera, de descapitalización (vaciamiento) y de menoscabo de la soberanía nacional en el control de sus fuentes de riqueza, del subsuelo terrestre y de la plataforma marítima. No se revertirá con anuncios publicitarios e irresponsables. Para revertirlo, hace falta una política de estado que defienda el interés nacional, consensuada para el largo plazo, retomando el camino que nos legaron Irigoyen, Mosconi y Baldrich, Canessa, Scalabrini Ortiz, Perón, Illia y Silenzi de Stagni. ■

1. Ver análisis de la renta hidrocarburífera en “Ambiciones privadas y convivencia estatal: dos décadas de explotación de los recursos naturales en la Argentina”, R. Ortiz y P. Pérez. *Industrializar Argentina*, Año 9, Nº 14, mayo de 2011.
2. MMBtu: millón de Btu (british thermal unit), 1 Btu = 0,252 kcal = 1,055 kJ
3. Fuente: Secretaría de Energía de la Nación, Precios del Comercio

Exterior de Hidrocarburos.
4. Prensa Energética (www.prensa-energetica.com.ar).
5. 1 Trillón = 10¹², 1 Billón = 10⁹, en el sistema inglés.
6. Tyndall Centre for Climate Research, “Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts”, enero de 2011.
7. *La Mañana*, Neuquén, 03/05/2001.