

EL “MODELO PRIVATISTA” DE LOS HIDROCARBUROS ESTÁ AGOTADO

Por Mariano A. Barrera¹

Una versión similar de esta nota fue publicada en el [suplemento Cash del diario Página/12 del domingo 18 de marzo de 2012](#).

La crítica situación actual del sector requiere de una política estratégica de corto, mediano y largo plazo que permita diseñar una matriz energética autosustentable. La reestructuración del mercado de hidrocarburos iniciada en 1989 y la posterior privatización de YPF modificaron la dinámica del mercado. La sanción de los Decretos 1055, 1212 y 1589 de 1989 permitieron la concesión y concentración privada de áreas de explotación y la libre disponibilidad de los recursos extraídos sin condiciones de reinversión para incrementar o mantener constante el nivel de reservas. Ello redundó en un marcado descenso de reservas debido a la caída de los pozos terminados de exploración.

Mientras que durante la década de 1980, con una participación decisiva de la petrolera estatal, se realizaban en promedio 117 pozos por año, luego de la “desregulación” y enajenación de YPF el mercado perdió tal rendimiento. Con el “fervor” inicial que significó la liberalización del sector y la venta del capital social de YPF luego de 1993, la cantidad de pozos creció a 165 en 1995 para posteriormente iniciar un proceso de persistente descenso, producto de la falta de inversión de la ex petrolera estatal y del resto del sector, hasta alcanzar apenas 30 pozos exploratorios terminados en 1999 (con apenas 9 de la YPF privatizada). Durante la década de 2000, el promedio anual del conjunto del mercado fue de apenas 46 pozos. La contracara de este proceso fue el aumento de los pozos terminados de extracción, que se incrementó de 709 en 1988 a 1.145 en 2010.

Estas tendencias contrapuestas entre la menor búsqueda de reservas y la mayor explotación de los recursos originaron un fuerte proceso de caída de productividad de los pozos dado que no se aumentaron reservas en zonas de alto riesgo. Esto se ve al analizar la cantidad de reservas incorporadas entre 1990 y 2004 en campos descubiertos antes de 1990 y luego de ese año. Según la información suministrada por la firma Pluspetrol, el crecimiento de reservas en dicho período, para el caso del petróleo, responde en un 76% a recursos certificados en campos descubiertos antes de 1990 (de “bajo riesgo”) desarrollados por YPF estatal; mientras que las áreas descubiertas luego de esa fecha aportaron el 24% restante. En gas natural la situación es similar dado que el 63% responde a áreas de “bajo riesgo”. Para observar la maduración de los yacimientos actuales, también se puede analizar su productividad: mientras que en 1999 se extraían 9,6 m³ por día por pozo, en 2009 este guarismo había descendido a 4,6.

En un mercado como el argentino, en el que la petrolera estatal era la “dinamizadora” del sector, el repliegue de sus inversiones luego de su privatización en 1993 generó la contracción de la actividad en su conjunto, dado que el capital privado se centró en “monetizar” las reservas de la empresa estatal para maximizar ganancias y renta petrolera. La estrategia asumida por el sector consistió en subexplorar el territorio y sobreexplotar los yacimientos descubiertos por YPF estatal.

¹ Becario del Conicet/FLACSO/CIFRA. El presente artículo presenta las principales conclusiones de un documento publicado en la Revista digital Apuntes para el cambio. Disponible en www.apuntesparaelcambio.com.ar.

El agotamiento de las reservas “baratas” exige en la actualidad inversiones de riesgo por parte de este sector, elemento que contrarresta la lógica de maximización de utilidades en el corto plazo que sustentó al “modelo privatista”. Esta situación presenta un panorama complejo para el devenir de la economía en su conjunto por la creciente demanda, ahora satisfecha mediante importaciones. La reticencia inversora de las empresas debido a la ausencia de un marco normativo que obligue a reinvertir las utilidades para reponer los volúmenes de crudo extraídos, generó una persistente caída tanto en los niveles de reservas como de producción.

En ese marco, la intervención del Estado desde una perspectiva que modifique el accionar de los actores se presenta como un elemento ineludible. Hasta la actualidad, la injerencia estatal de la última década no permitió transformar la arquitectura institucional del mercado heredada de los noventa, dado que se centró en captar una porción de la renta petrolera por medio de los derechos de exportación que, a su vez, permitió contener parcialmente los precios internos.

Así, se presenta como un elemento de sustancial relevancia la renacionalización del sector con un cambio del paradigma energético y el retorno de la concepción de “recurso estratégico”, que fije rentabilidades acordes a los costos internos, que elimine la libre disponibilidad de los hidrocarburos y que establezca permisos otorgados por la autoridad competente para las exportaciones e importaciones de hidrocarburos y sus derivados. Para recuperar el recurso existen distintas alternativas: una de ellas es la reestatización de la actual Repsol-YPF. Esta posición presenta ciertos inconvenientes. Cuando se privatizó la petrolera estatal, el monto percibido por el Estado en sus distintas etapas fue levemente inferior a los 7.000 millones de dólares por una compañía que poseía el 50% de las reservas de petróleo y el 48% de las de gas natural del país. Antes de los rumores de una supuesta estatización su valor de mercado fluctuó en derredor de los 15.000 millones de dólares, pero posee apenas el 19% de los recursos certificados tanto de crudo como de gas natural de la Argentina. Asimismo, dispone de algo más un tercio de las reservas de petróleo y de un cuarto de las de gas natural de cuando se privatizó y su precio sería el doble. De este modo, la reestatización de la empresa al precio de mercado significaría el cierre del “ciclo privatista”: adquisición a precios subvaluados de reservas; sobreexplotación y subexploración para maximizar ganancias y renta a corto plazo (redistribución de dividendos); y compra del Estado a altos precios cuando la reinversión de utilidades resulta ineludible.

Ante esta perspectiva, si el precio de la firma se mantiene en 15.000 millones (y siempre que el Congreso no decida su expropiación a un menor precio), una de las posibles alternativas es la creación de una empresa estatal mixta, integrada verticalmente, entre la Nación y las provincias que comience a operar sin una inversión de divisas de gran envergadura con una determinada cantidad de áreas que pueden provenir de:

- la reversión a las provincias de las concesiones de explotación que no hayan cumplido con los compromisos asumidos;
- la derogación del Decreto 1212 y el artículo 3 de la Ley 24145 (que permitió que YPF S.A. conservara la totalidad de las áreas una vez privatizada) para que las empresas que exceden las concesiones de explotación y permisos de exploración de las permitidas por la Ley 17319, las reviertan a las provincias.

Asimismo, cuanto antes se debería encarar una política a largo plazo que permita la diversificación de la matriz energética para eliminar su fuerte dependencia de los hidrocarburos, situación que traerá aparejado la reducción del impacto negativo que en la actualidad posee la compra externa de hidrocarburos tanto en la balanza externa como en materia fiscal. Pero incluso permitirá comenzar a licuar el poder de mercado que actualmente poseen 10 firmas privadas que concentran y controlan, cuanto menos, el 80% de la producción de energía primaria del país y presionan para fijar precios.

La recuperación de los hidrocarburos por parte del Estado permitirá derivar parte de la renta del sector a la diversificación de la matriz energética en pos de tornarla sustentable; pero, principalmente, posibilitaría que las utilidades del sector sean reinvertidas en la exploración de nuevos yacimientos, ámbito en el que el capital privado no demostró interés.