



Análisis Económico

ISSN: 0185-3937

analeco@correo.azc.uam.mx

Universidad Autónoma Metropolitana Unidad
Azcapotzalco
México

Barrera, Mariano A.

Reformas estructurales y caída de reservas hidrocarburíferas: el caso argentino
Análisis Económico, vol. XXVIII, núm. 69, septiembre-diciembre, 2013, pp. 167-188
Universidad Autónoma Metropolitana Unidad Azcapotzalco
Distrito Federal, México

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=41331033009>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

redalyc.org

Sistema de Información Científica
Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto

Reformas estructurales y caída de reservas hidrocarburíferas: el caso argentino

(Recibido: 26/septiembre/012–aprobado: 12/diciembre/013)

*Mariano A. Barrera**

Resumen

Las reformas estructurales implementadas en la década de 1990 en el mercado hidrocarburífero argentino, según sus impulsores, tenían por objetivo eliminar el poder del Estado en el sector a través de YPF S.E. y generar un mercado de competencia, en tanto que redundaría en un fuerte ingreso de capitales de riesgo que permitirían incrementar el nivel de reservas y lograr una explotación próspera de la actividad para las futuras generaciones. A más de veinte años de implementadas las reformas, el sector presenta indicadores contrarios a los pregonados, principalmente, en materia de reservas de petróleo y gas natural. En este sentido, el objetivo de este artículo es analizar cuál es la principal causa de la marcada caída de los recursos certificados hidrocarburíferos.

Palabras clave: Hidrocarburos, reservas, desregulación, privatización, poder económico.

Clasificación JEL: O11, L33, L71.

* Becario doctoral del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) de Argentina e investigador del Área de Economía y Tecnología de la FLACSO. marianoabarrera@gmail.com

Introducción

El avance de las políticas neoliberales en América Latina en la década de 1990 significó un cambio estructural, con diversas intensidades, en la dinámica socioeconómica de los diversos países de la región. A diferencia de lo ocurrido en México —en dónde a pesar de las fuertes transformaciones económicas mantuvieron a Pemex que conserva, con excepciones puntuales en gas natural, el monopolio de la actividad—, en Brasil —que vendió parte del capital social de Petrobras pero el Estado mantuvo el control político de la compañía— y en Venezuela —que a pesar de las reformas neoliberales el Estado conservó fuerte posición dominante en el sector hidrocarburoífero—, en Argentina, las transformaciones alcanzaron mayor profundidad en tanto que significaron la total eliminación de la intervención del Estado, a través de la supresión de las instituciones que regulaban la actividad y la privatización total de la petrolera estatal, Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF).

Según sus impulsores, la eliminación de los “obstáculos” y la generación de un “mercado de competencia”, propiciaría el arribo de inversiones de riesgo y una explotación más “eficiente” de los recursos, lo que redundaría en un incremento en las reservas y la producción de hidrocarburos por décadas. Sin embargo, a veinte años de las reformas, el sector presenta fuertes deficiencias en su funcionamiento. Una serie de autores (Vaca Coca, 2002; Vicente, 2002; García, 2003; Fanelli, 2011) sostienen que esto se debió al cambio de políticas que se sucedieron luego de la crisis de 2001.¹ En este sentido, el presente artículo tiene por objetivo presentar una visión alternativa basada en que la crítica situación actual es producto de las propias políticas implementadas en los noventa y no se deben al cambio de “reglas de juego” de la última década. En este marco, si bien existen distintos artículos generales sobre la dinámica del sector (Kozulj, 2002; Kozulj, 2005; Barrera, 2012d), el análisis específico de la evolución de las reservas de petróleo y de gas natural, permite desmenuzar el objeto de estudio en virtud de aprehender sus especificidades

¹ Entre el 1ro de abril de 1991 y el 6 de enero de 2002 rigió en la Argentina la Ley de Convertibilidad (N° 23.928), que establecía que la base monetaria de la economía debía ser igual a la cantidad de dólares que existieran en el país. A pocos meses de implementarse este régimen, se produjo una rápida estabilización de los precios, pero conllevando notorias disparidades en la dinámica de los precios y rentabilidades relativas de la economía, con un claro sesgo “anti-industrial”, que coadyuvó a la crisis en 2001 y dio inicio al denominado proceso de “posconvertibilidad”. En esta etapa se propició una mayor intervención estatal y, en el sector hidrocarburoífero, se fijaron algunas medidas (pesificación de las tarifas del gas natural y derechos de exportación) para evitar trasladar los efectos de la devaluación a los usuarios. Para ciertos sectores, desacoplar los precios locales de los externos, generó desincentivos y la posterior caída de reservas del país.

y, a partir de allí, obtener elementos de juicio sobre el desempeño del sector privado desde las políticas implementadas en la década de 1990. Esto cobra sustancial relevancia, entre otros motivos, porque la matriz energética argentina (como otras latinoamericanas) depende en un 85% (52% gas natural y 33% petróleo) de estos hidrocarburos. Así, como se expresa actualmente en la Argentina, la crítica situación de este sector impacta negativamente en la economía en su conjunto a partir de las crecientes importaciones de combustibles para cubrir la elevada demanda energética generada por la expansión económica.

Las reformas de la arquitectura del mercado hidrocarburífero durante la convertibilidad

El funcionamiento del mercado de hidrocarburos desde la creación de la YPF (1922) hasta el inicio del proceso de fragmentación de la empresa y desregulación del mercado (1989) consistía en una dinámica dirigida por la petrolera estatal la cual, en conjunto con una serie de instituciones y amparada en un cúmulo de normas acordadas, regulaba la actividad. Hacia 1988 YPF S.E. extraía de forma directa el 65.2% del petróleo local, y de modo indirecto (por medio de contratistas) el 32.6%, por lo que disponía del 97.8% del crudo explotado en el país y tenía bajo su dominio el 99% de las reservas domésticas. En esta línea, el petróleo obtenido, era distribuido por la “mesa de crudos” a las diversas refinerías existentes, a partir de las cuotas establecidas en función de los criterios allí fijados. Esta arquitectura del mercado de hidrocarburos característica del modelo de regulación pública, comenzó a ser fuertemente cuestionada desde 1989 a partir de que los actores que se desenvolvían en dicho mercado, en el marco de una transformación de la economía en general, comenzaron a cuestionar la dinámica del sector petrolero (Kozulj y Bravo, 1993; Barrera, 2012a y 2012c).

Con la asunción al Poder Ejecutivo de Carlos Menem (1989-1999), se estableció un proceso de transformación integral de la estructura económica a través de las Leyes de Reforma del Estado (N° 23.696) y Emergencia Económica (N° 23.697), que habilitaron la posterior modificación del sector hidrocarburífero por medio de tres decretos. El primero de ellos fue el N° 1.055/89 y expresaba la intención del gobierno de emprender un profundo proceso de desregulación de la actividad, a partir de “reemplazar en forma creciente la intervención del Estado en la fijación de los precios, márgenes de bonificaciones, cuotas, cupos, etc, por los mecanismos de asignación del mercado y el libre juego de la oferta y la demanda” (Decreto N° 1.055). Según entendía el gobierno, este proceso de eliminación del

carácter regulador y productor del Estado devendría en un “crecimiento de la producción de hidrocarburos, incremento de las reservas del país y equitativa participación en la distribución de la renta petrolera”. Así, el Poder Ejecutivo dispuso la concesión de las “áreas de interés secundario” y los nuevos concesionarios pudieron obtener la libre disponibilidad de los recursos extraídos y la libertad de comercio tanto en el mercado interno como externo con tarifas compatibles con los precios internacionales.

A los pocos meses se sancionó el Decreto N° 1.212/89, el cual tuvo como objetivo central continuar la desregulación y apertura, con la finalidad de implementar “mecanismos de mercado” en la conformación de los precios e incentivar la competencia para obtener incrementos tanto en las reservas de hidrocarburos como en su extracción. Finalmente, el Decreto N° 1.589/89 habilitó a los nuevos concesionarios a retener hasta el 70% de las divisas provenientes del comercio establecido ya sea por la exportación o por la venta en el mercado interno de sus productos.

De las descripciones realizadas puede observarse un proceso de acelerada supresión del carácter regulador del Estado en el mercado y paulatina pero persistente fragmentación o reestructuración de YPF.

La última etapa del proceso de transformación global de la compañía fue su privatización a partir de la sanción de la Ley N° 24.145 en 1992. Esta norma habilitó el proceso de venta en la bolsa de Buenos Aires y Nueva York del capital social de la firma a partir de 1993, que culminó en 1999 con la compra del 97.46% de las acciones de YPF por parte del grupo español Repsol S.A..

La consecuencia de la reestructuración del mercado y de la privatización de YPF S.A.: la subexploración en materia hidrocarburífera

El cúmulo de políticas implementadas por el Poder Ejecutivo, se sustentaba en el supuesto de que la privatización de YPF y la eliminación de las instituciones que regulaban el mercado generarían un aumento de la competencia del complejo a partir de la mayor incidencia de agentes económicos privados. Este nuevo esquema, en los principios económicos del gobierno, redundaría en una expansión de la actividad a través de los mayores descubrimientos de reservas y del superior crecimiento de la extracción.

Estas premisas se apoyaban en que la alineación de los precios domésticos con los internacionales generaría los incentivos necesarios para que el sector invirtiera en la búsqueda de nuevas reservas y en la extracción de hidrocarburos. Sin embargo, el abandono del carácter estratégico de dichos recursos y las transformaciones señaladas no tuvieron el impacto declarado en la dinámica del sector (Barrera, 2012d). Como sostiene Azpiazu (1999), estas premisas se basaban en

principios teóricos que poco se ajustaban a la dinámica de la estructura económica concreta, dada la fuerte concentración del sector.

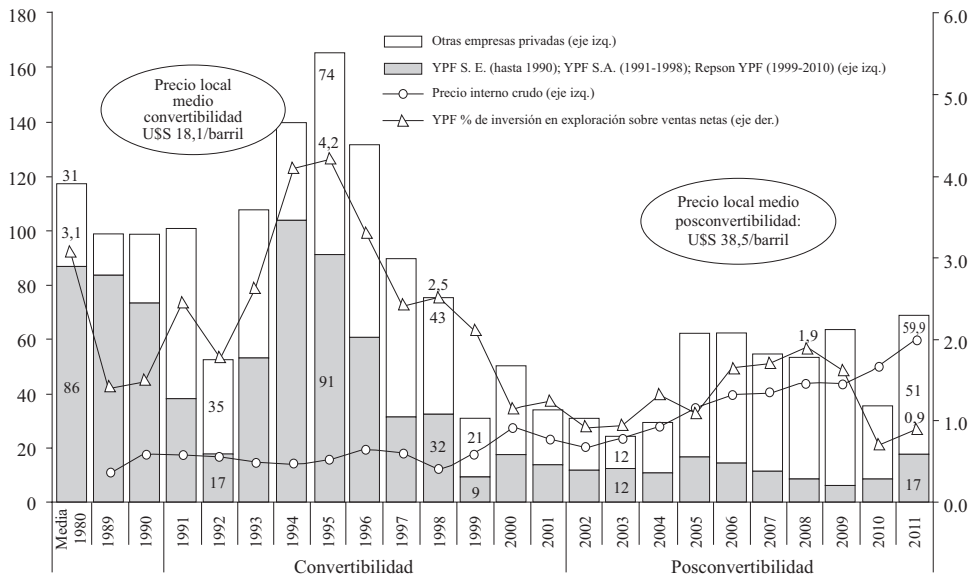
En el marco de la liberalización del mercado, en los primeros años del gobierno de Menem, hubo un importante ajuste de los precios internos del crudo comercializado: mientras que la cotización del barril de petróleo West Texas Intermediate (WTI) entre 1989 y 1991 aumentó de 19,6 a 21,5 dólares (9.7%), el doméstico creció de 11,0 a 17,9 dólares (62.7%), lo que significó un fuerte alineamiento con los estándares internacionales. A pesar de la mayor rentabilidad como consecuencia de mejores precios, la respuesta del sector y, principalmente de YPF, no fue la pregonada (Barrera, 2012d).

Esto, por cuanto la nueva gestión privada de la compañía, como así también las demás firmas de la actividad, focalizaron los recursos en los segmentos más rentables del negocio con el objetivo de hacerlo más atractivo a los inversionistas: “Podemos mirar hacia atrás, orgullosos de nuestros logros, pero sabemos que nuestros mayores desafíos están en el futuro. Seguiremos trabajando para asegurar el éxito de YPF y más ganancias para nuestros accionistas” (YPF, 1996: 6).

En este marco, YPF, al igual que las principales competidoras, se focalizaron en la contracción de las inversiones de riesgo, esto es, en reducir los pozos de exploración.² Tal como queda de manifiesto en las evidencias proporcionadas por el Gráfico N° 1, *a posteriori* de implementadas las reformas estructurales, los pozos de exploración, si bien se mantuvieron relativamente estables, en los primeros tres años oscilaron en todo de los 100 casi un 20% inferior al promedio de la década de 1980 (117 por año). En los años siguientes a la sanción de la Ley de Privatización de YPF S.A. en 1992 (que generó significativa incertidumbre en el sector, la cual se expresó en un muy reducido número de pozos), y en el marco de la finalización de la cesión de 124 áreas pertenecientes a la ex petrolera estatal al capital privado y de la instrumentación del Plan Argentina de exploración, se advierte un considerable incremento de las inversiones en busca de nuevos recursos, con un máximo de 165 perforaciones.

² Tal como lo expresaban en sus balances: “La sociedad continúa poniendo particular énfasis en el programa de administración por objetivos y en el análisis del retorno sobre el capital empleado a través de un estricto plan de optimización y reducción de costos con el fin de mejorar la rentabilidad. En las operaciones de Exploración y Producción, YPF continúa centrándose en proyectos de mediano y bajo riesgo, incorporando nuevas técnicas de perforación y producción, tanto en Argentina como en el exterior” (YPF, 1998: 13).

Gráfico 1
Evolución de los pozos de exploración terminados de petróleo y gas natural en Argentina y de la inversión en exploración sobre ventas de YPF, media 1980 y 1989-2011



Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía, al IAPG y balances de YPF.

Pasado este período inicial de “fervor”, desde mediados de la década se asistió a un persistente decrecimiento de los pozos de exploración, impulsado, fundamentalmente, por los descensos registrados por la ex petrolera estatal, en tanto que de 91 pozos realizados en 1995 por YPF S.A., al año siguiente el número fue marcadamente inferior (60) hasta alcanzar el nivel mínimo de la década en 1999 (9). No obstante, esto no fue privativo de YPF, sino que también se expresó en las demás petroleras privadas que, por ejemplo, en 1999 realizaron tan sólo 21 pozos exploratorios, lo que significó que, sumado a los de la “nueva” Repsol-YPF S.A., el mercado en su conjunto perforara únicamente treinta pozos, un cuarto de los que en promedio se realizaban en la década de 1980.

Esta estrategia desplegada por las compañías se potenció luego de 2002, en el inicio de la post-convertibilidad, dado que, pese a recibir, en promedio, un precio del barril que más que duplicaba el capturado durante la convertibilidad

(38,5 contra 18,1 dólares el barril), estuvo por debajo del precio internacional a partir de la implementación de derechos de exportación, lo que generó diversas presiones del sector privado, entre ellas, potenciar la sub-exploración. Así, si bien en 2005 se registraron leves incrementos respecto del trienio previo, vale destacar que no recuperaron los niveles de la década anterior, en gran medida por el bajo desempeño de Repsol-YPF S.A.. Conforme esto, el conjunto de las compañías del complejo ejecutó un promedio anual de 48 pozos, mientras que Repsol-YPF apenas realizó once perforaciones por año, con un mínimo de seis en 2009.

En definitiva, se advierte que, en un mercado como el argentino, en el que la petrolera estatal era la “dinamizadora”, el repliegue de sus inversiones generó la contracción de la actividad en su conjunto, dado que el capital privado no asumió dicha iniciativa. Conforme esto, si se analiza por períodos, se aprecia que mientras en la década de 1980 el promedio de pozos destinados a la búsqueda de nuevas reservas era de 117 por año, entre 1989 y 2001, ese guarismo descendió a 90, y en el último interregno (2002-2011) fue de 48³ (Barrera, 2012d).

Un dato interesante para aprehender este fenómeno en términos de la estrategia desplegada por YPF S.A., es el que resulta de cruzar las erogaciones en exploración con las ventas netas de la compañía, en tanto que refleja en términos contables, las declaraciones expresadas en las memorias. La sistemática política de reducción de inversiones de riesgo se observa en el Gráfico N° 1 al advertir que en la década de 1980 (con YPF de propiedad estatal y con un marco de regulación pública del sector) el *ratio* inversión en exploración sobre ventas netas era del 3.1%, superior al del período 1989-2001 (2,7%) y del interregno 2002-2011 (1.4%) bajo la gestión del conglomerado español Repsol S.A., en donde se alcanzó el mínimo histórico del 0.7% 2010 (Gráfico N° 1).

De esta manera, es dable sostener que las escasas perforaciones realizadas en la última década, pero que se iniciaron a mediados de los noventa, responden a una estrategia del sector sustentada en la reducción de costos y, por ende, de inversiones en pozos destinados a la búsqueda de reservas, en tanto que es el segmento con mayor riesgo en la cadena productiva (Barrera, 2012d).

Otro elemento que se encuentra en esta línea es el análisis del denominado éxito exploratorio, que se expresa en la cantidad de pozos de exploración terminados que resultaron finalmente productivos, es decir, en qué porcentaje de éstos

³ Esta periodización responde a tres procesos políticos. El primero, a la vigencia del mercado regulado y el predominio de YPF estatal. El segundo, al inicio de las políticas neoliberales en el marco de la convertibilidad y la YPF privada. El tercero, en el proceso desarrollado bajo la post-convertibilidad y el cambio de régimen económico (con un perfil neo-desarrollista), que persistió, en el sector, con la desregulación.

se encontraron hidrocarburos. Dicha información permite observar un marcado incremento en la “eficiencia” del sector durante la década de 1990 en Argentina respecto de períodos previos. En efecto, en base a las estadísticas de la Secretaría de Energía, mientras que en la década de 1970 y 1980, entre el 27% y 30%, respectivamente, de los pozos terminados de exploración eran exitosos, en el decenio de 1990 este valor se incrementó fuertemente al 48% y en la siguiente tuvo su mayor crecimiento al arribar al 74%. Esto implica que de cada 4 pozos exploratorios que realizan las compañías, 3 resultan productivos, cuando en las décadas previas en uno se encontraban hidrocarburos.

Si bien el auge tecnológico a partir de la aparición de la sísmica 3D permite reducir la incertidumbre en el segmento y realizar perforaciones con mayor probabilidad de encontrar hidrocarburos, según Cruz (2005), jefe del grupo de evaluación de riesgo y reservas de Pluspetrol S.A., en 1995 se relevó una magnitud significativa de kilómetros, lo que podría haber impactado en el incremento del éxito exploratorio. Este dato no es menor si se considera que en 1992, con la utilización de la sísmica 2D, el éxito exploratorio había alcanzado el 69%, muy por encima del período previo.

En realidad, la información disponible y la literatura existente (YPF, 1998; Kozulj, 2002; Guadagni, 2012) permiten sostener que, en el marco de una política de reducción de costos en general, y aquellos vinculados al riesgo, en particular, desde la década de 1990 –pero principalmente desde el último decenio– las empresas además de reducir los pozos asociados a la exploración (Gráfico N° 1), se centraron en áreas maduras y de bajo o mediano riesgo minero ubicadas en zonas aledañas a los yacimientos en explotación y sobre los cuales se posee abundante información geológica. Indudablemente, esto les permitió incrementar el porcentaje de “éxito exploratorio”. Como sostiene Alieto Guadagni, ex secretario de Energía durante la última dictadura y en el gobierno provisional de Eduardo Duhalde: “Lo que ocurre es que ahora gran parte de lo que se califica como exploración, consiste en la prospección de áreas ya conocidas” (Guadagni, 2012: 8).⁴ En efecto, mientras que en el interregno 1994-2001, con plena libertad para realizar las inversiones, el 98% de los pozos fueron a áreas de “bajo” riesgo y el 2% a las de “moderado” y “muy alto” riesgo, durante la post-convertibilidad (2002-2008) el 100% de destinaron a las zonas de “bajo” riesgo minero.

⁴ Esta información es coherente con la política asumida por YPF S.A. desde su privatización, y potenciada por Repsol S.A. cuando tomó el control: “Las inversiones de capital (incluyendo exploración) sobre base consolidada presupuestadas para 1996, ascienden a \$1.861 millones, en comparación con \$2.440 millones invertidos en 1995. Las inversiones en exploración y producción se centralizarán en los yacimientos con reservas comprobadas (YPF, 1996: 44).

Pese a esto, en publicaciones recientes realizadas por ex secretarios de Energía de la Nación (Apud y otros, 2009 y 2011), la explicación respecto de la insuficiente dinámica del sector apunta a las políticas públicas aplicadas durante la última década que “desestimularon” la inversión de riesgo. En este sentido, sostienen que la razón principal que explica el descenso en los niveles de reservas y explotación responde a la caída de los pozos de exploración acontecidos durante el último decenio, producto de políticas de desincentivo: “La caída de la producción no es casual; y nuestra opinión es que tiene causas en la baja de la actividad exploratoria que se ha producido en la última década y que la actual administración no ha logrado ni diagnosticar ni revertir. Nunca Argentina ha explorado tan poco como durante las presidencias de Néstor y Cristina Kirchner” (Apud y otros, 2011: 3). Para ello, presentan como respaldo estadístico que entre 1980 y 1989 se ejecutaba una media anual de 103 pozos exploratorios, mientras que entre 1990-1999, luego de las desregulaciones, el guarismo alcanzaba los 99, y en el último decenio (2000-2009) a 48.

El análisis estadístico realizado previamente permite afirmar dos elementos. En primer lugar, que si bien en la década de 2000 y con precios escindidos de los internacionales desde 2002, el número de pozos fue inferior a las décadas anteriores, el declive de la inversión se inició en 1996/7, lo que permite poner en duda que únicamente se correspondan con el cambio de “reglas de juego” de los gobiernos de Néstor Kirchner y Cristina Fernández,⁵ lo que posibilita abonar la hipótesis de problemas de índole estructural: reducción de las erogaciones en sectores de riesgo para incrementar las utilidades en la medida en que no existen normativas que prohíban estos elementos y la ausencia de una empresa estatal testigo.

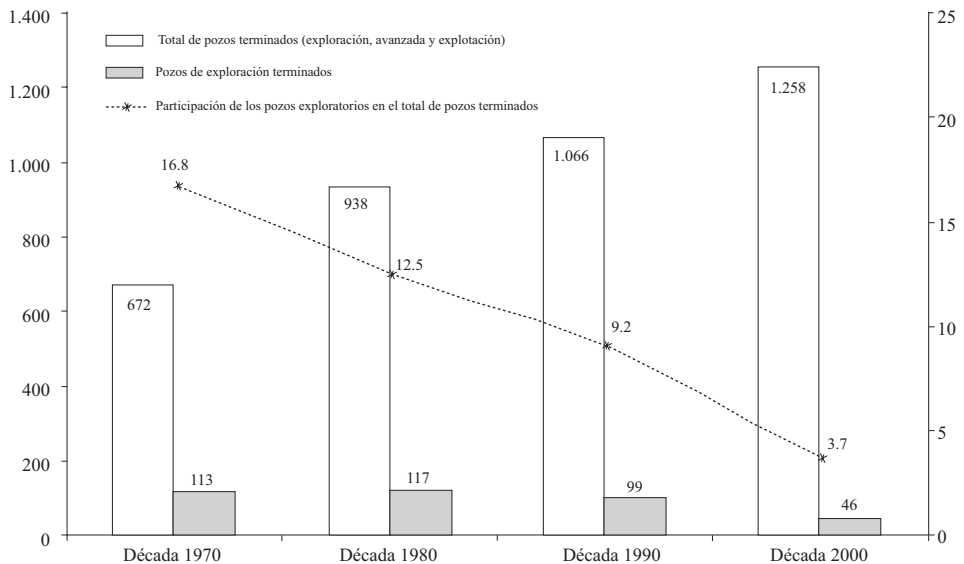
Por otra parte, pese a los supuestos de las reformas estructurales, la desregulación del mercado no se tradujo en un incremento de las inversiones de riesgo, sino en una importante reducción (que se expresó incluso en la década de 1990) y en la centralización en las áreas de bajo riesgo minero, lo que deviene problemático en la medida en que estas zonas tienen un potencial exploratorio significativamente más reducido que atenta contra descubrimientos de grandes yacimientos con elevada productividad (Gulisano, 2004).

⁵ Producto de la devaluación de la moneda local en un casi 300% en 2002 y la crisis económica en la que estaba inserto el país, el gobierno de Eduardo Duhalde implementó los derechos de exportación a los hidrocarburos para contener los precios internos y recaudar ingresos para distribuirlos a los sectores postergados. Esta política siguió con los gobiernos posteriores y se ampliaron las alícuotas de estos derechos hasta hacerlos móviles en función del precio internacional, lo que redundó en el rechazo por parte del sector privado ya que se desacoplaron los precios domésticos de los externos.

De esta manera, pese al cambio en el esquema económico que significó la salida de la convertibilidad, con la consecuente recuperación del proceso de reindustrialización, en el sector hidrocarburífero hasta 2011 siguió vigente una serie de normas que inhibieron –y en algunos casos anulaban– el rol del Estado en el sector⁶ (Barrera, 2012d).

Esto mismo se advierte en el Gráfico N° 2, en el cual se presenta la cantidad total de pozos terminados (exploración, desarrollo y explotación), el número de pozos de exploración y el porcentaje de estos últimos respecto del conjunto, como promedios por década.

Gráfico 2
Evolución del total de los pozos terminados, de los terminados de exploración y la relación entre ambos, promedio por décadas, 1970, 1980, 1990, 2000 (en cantidad y porcentaje)



Fuente: Elaboración propia con base a la Secretaría de Energía y al IAPG.

⁶ Este proceso de sub-exploración y sobreexplotación desplegado con el objetivo de maximizar el valor presente de las reservas –que coadyuvó en una creciente dependencia externa de los combustibles– provocado principal, pero no únicamente, por Repsol-YPF S.A., fue el factor que desencadenó la expropiación del 51% de las acciones del grupo español el 4 de marzo de 2012.

Lo que se pretende exponer, de alguna manera, es la composición de las inversiones realizadas y el riesgo asumido. *Prima facie*, se puede concluir que entre las décadas de 1970 y 2000, la participación de las inversiones de riesgo sobre el total descendió continuamente. Sin embargo, es posible remarcar dos tendencias divergentes. Si bien entre los decenios de 1970 y 1980 la participación cayó del 16.8% al 12.5%, esto se debió a un mayor incremento de los pozos totales respecto de los de exploración. Producto de esto, mientras que los primeros aumentaron un 39.5%, los segundos crecieron un 3.7%. El alza del total de perforaciones terminadas respondió, principalmente, a la mayor participación del capital privado en calidad de contratista, producto de la apertura generada por la última dictadura (1976-1983), el cual tendió a centrarse en la extracción, relegando la actividad de riesgo a la petrolera estatal.

Contrariamente, el período que se desarrolló con posterioridad a las reformas de mercado y la privatización de YPF, se observa un quiebre en la tendencia de las inversiones. Efectivamente, a la par que se destinaban más recursos a las actividades de desarrollo y explotación, situación que permitió que entre el decenio de 1980 y el siguiente aumentara un 13.6% el número de pozos totales terminados, las inversiones en exploración descendieron un 16,1%. Si se comparan los primeros diez años del nuevo siglo con los últimos del pasado, las inversiones de riesgo volvieron a descender, en este caso un 53.3% mientras que el conjunto de pozos terminados se incrementó nuevamente (34.1%). En consecuencia, estas tendencias contrapuestas impactaron en un mayor descenso de la participación de los pozos de exploración en el total, en tanto que finalizaron en apenas el 3.7% en la última década.

Acorde a las características de país con hidrocarburos —y no hidrocarburi-fero, como pueden ser México y Venezuela dentro de la región—, las inversiones en explotación deberían corresponderse, en primer lugar, con las necesidades domésticas de consumo de petróleo y gas natural, y no con la demanda internacional de este recurso tal como sucedió desde 1990. En segundo, las inversiones en extracción deberían vincularse con las de exploración, de modo que no se incrementen los recursos económicos destinados a la extracción *vis-à-vis* des-cienden los relativos a la búsqueda de hidrocarburos. La sobreexplotación de los yacimientos en articulación con la sub-exploración del territorio, si bien le permite a las firmas maximizar utilidades en el corto plazo, genera problemas en términos de la reposición de las reservas necesarias para que la actividad sea perdurable en el tiempo.

La fase de agotamiento de las reservas de petróleo y gas natural

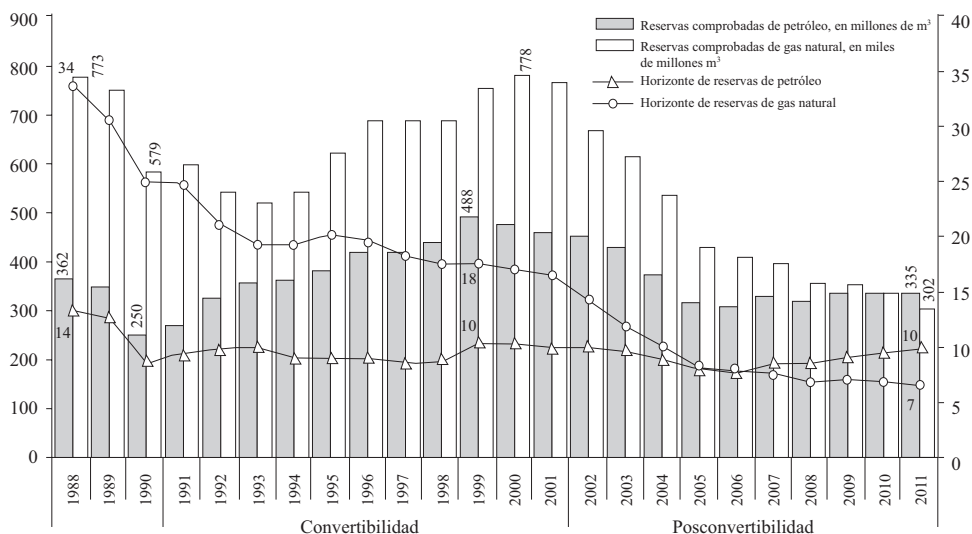
Las estadísticas sobre las reservas hidrocarburíferas permiten dar cuenta de los procesos mencionados en apartados previos. La comparación de la información entre el año 1988 y los máximos alcanzados durante la fase de auge de las reservas, 1999 para petróleo y 2000 para gas natural, posibilita advertir que el incremento alcanzado luego de la desregulación del mercado y la fragmentación de YPF fue por demás modesto, vinculado a la mejora en el gerenciamiento de los reservorios –y marginalmente al aumento de los primeros años en los pozos de exploración– que permitió adicionar importantes volúmenes de reservas petroleras.⁷ Pero esta situación se articuló con la estrategia desplegada por el sector privado de monetizar con celeridad las reservas para aumentar la tasa de retorno de la inversión, que se tradujo en una marcada contracción del horizonte de reservas que entre 1988 y 1998 cayó de 34 a 18 años en gas natural y de 14 a 9 en cuanto al crudo (Gráfico N° 3).

A posteriori de alcanzar los máximos niveles de recursos certificados en los años mencionados, se inició la fase de declive y agotamiento del ciclo iniciado en 1989 que se manifestó con una contracción del 31.4% en petróleo, al arribar a 335 millones de m³ y 61.2% en gas natural, en tanto que alcanzó los 302 mil millones de m³. La marcada caída de los recursos certificados fue acompañada por la reducción del horizonte de reservas que, analizado entre el año previo a las reformas y 2011, significó una pérdida de 27,4 años de reservas de gas natural y 3,5 en el horizonte de petróleo, muy lejos de la supuesta *performance* que alcanzaría el sector con su liberalización. Indudablemente, la situación actual genera fuertes compromisos respecto de la sustentabilidad en el futuro de la actividad, en la medida en que los recursos certificados de gas natural (principal insumo de la economía) siguen en persistente descenso y los de petróleo no logran incrementarse de forma considerable.

Al desagregar la información de reservas por operador, considerando las principales firmas que explican el 75% de las reservas de petróleo crudo y el 85%

⁷ En 1990 el Poder Ejecutivo contrató a la consultora estadounidense Gaffney, Cline & Associates para evaluar las reservas de hidrocarburos, en un contexto en el que no existía desconfianza respecto del nivel de recursos certificados (Vicente, 1990: 4.412). El estudio redundó en una marcada reducción de las reservas en torno del 28.7% en petróleo y 27.9% en gas natural, que en los años inmediatos se revertió. En base al sistema diseñado para la concesión de las áreas, la valuación fijaba el importe que debía abonar el capital privado para acceder a la concesión, lo que se expresó en un claro beneficio para los nuevos concesionarios privados. Sobre el particular, se recomienda, Kozulj y Bravo (1993) y Barrera (2012d).

Gráfico 3
Evolución de las reservas comprobadas de petróleo y gas natural
y horizonte de reservas de ambos hidrocarburo, 1988-2011
(en millones de m³, miles de millones m³ y años)



Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía y el IAPG.

de gas natural, es posible contemplar que la problemática no se explica por la evolución particular de alguna empresa, sino que es la expresión de un problema de índole estructural del complejo en la medida en que el conjunto de las compañías poseen una dinámica deficiente. Como dato singular y contrario a lo expresado, se puede mencionar, el caso de Pan American Energy que pudo expandir considerablemente sus reservas. Sin embargo, las demás que conforman el panel del Cuadro N° 1 generaron importantes extinciones del recurso. En este contexto, las principales contracciones las poseen Petrobras con una reducción del 88,0% de sus reservas y Tecpetrol S.A., con un declive del 76.7%, seguidas por Chevron (-72.0%) y Repsol-YPF S.A. (-49.8%) (Cuadro N° 1). El resto de las compañías que no se ubican entre las seleccionadas, en conjunto también tuvieron fuertes descensos en sus reservas operadas, en torno del 14.3%, en inferior proporción a la del total del país (-31.4%). Indudablemente, este desempeño deficitario del sector en su conjunto resulta preocupante en tanto que reduce fuertemente el horizonte de reservas y la sustentabilidad de la actividad.

Cuadro 1
Evolución de las reservas de petróleo operadas por las principales
empresas del sector, 1999-2011
(en millones de m³ y porcentajes)

	1999	%	2011	%	Evolución 1999-2011
Repsol-YPF S.A.*	123	25.2	62	18.4	-49.8
Pecom/Petrobras	70	14.4	8	2.5	-88.0
Pan American Energy	56	11.5	151	45.0	168.5
Astra Capsa	54	11.0	—	—	—
Chevron San Jorge S.A:	43	8.7	12	3.6	-72.0
Tecpetrol S.A:	31	6.4	7	2.2	-76.7
Resto	111	22.7	95	28.4	-14.3
Total país	488	100.0	335	100.0	-31.4

*En 2001 Repsol.YPF S.A. absorbió a Astra. Si se sumara la producción de Astra y Repsol-YPS S.A. para 1999, la caída sería del 65.1%, no ya del 49.8%.

Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía.

Cuadro 2
Evolución de las reservas de gas natural operadas por las principales
empresas del sector, 1999-2011
(en millones de m³ y porcentajes)

	1999	%	2011	%	Evolución 1999-2011
Repsol-YPF S.A.	191	25.6	50	16.6	-73.8
Total Austral	158	21.1	112	37.0	-29.1
Pluspetrol	88	11.7	18	5.9	-79.7
Tecpetrol S.A.	73	9.7	7	2.3	-90.4
Pecom Energía/Petrobras	69	9.3	19	6.4	-72.0
Pan American Energy	68	9.2	54	18.0	-20.5
Resto	101	13.5	41	13.7	-59.0
Total país	748	100.0	302	100.0	-59.6

Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía.

Por su parte, al analizar el sector gasífero, la dinámica es aún peor dado que las caídas son considerablemente superiores (en un contexto en el que la matriz de consumo de energía del país depende en un 52% del gas natural). En efecto, las primeras seis con mayores reducciones de reservas son Tecpetrol S.A. (-90.4%), Pluspetrol (-79.7%), Repsol-YPF (-73.8%), Petrobras (-72.0%) y Pan American (-20.5%). Asimismo, el resto de las compañías que no se encuentran en el panel diagramado redujeron sus recursos en un 59.0%, lo que impactó en una caída de similar magnitud en el agregado nacional.

Sobre esta dinámica, emergieron diversos planteamientos que buscan explicar las causas de este proceso. En esta línea, Fanelli sostiene:

Las medidas que llevaron al incremento de las importaciones de energía y la caída de las exportaciones fueron el resultado de dos hechos. Las políticas de redistribución implementadas a través de los subsidios al consumo y la falta de seguridad jurídica por la ausencia de un marco normativo transparente y estable, que desanimó la inversión en el sector y llevó, en definitiva, a un creciente desbalance comercial energético y de la relación entre producción y reservas comprobadas (Fanelli, 2011: 56).

Al igual de lo que sostienen los ex secretarios de Energía de la Nación (Apud y otros, 2009 y 2011), para este autor el quiebre en las “reglas de juego” en 2002 y la distorsión del mercado a través de la implementación de subsidios cruzados y los derechos de exportación fueron los elementos centrales que generaron el “desbalance” y la consecuente caída de la extracción y las reservas hidrocarburíferas⁸ (Barrera, 2012d). Cuestionamientos similares a las políticas desplegadas desde 2002⁹ surgieron incluso de los actores que se desenvuelven en el complejo hidrocarburífero a partir de que, según su criterio, son perjudiciales para la dinámica de la actividad (Vicente, 2002; García, 2003; entre otros), como expresó, Güimar Vaca Coca, presidente de Pioneer Natural Resources Argentina S.A.: “Quizás no se comprenda que la industria petrolera es más útil y puede ayudar más al país siendo libre que restringida con retenciones, precios y limitaciones que impiden su accionar pleno” (Vaca Coca, 2002: 58).

Pese a estos señalamientos, las estadísticas del complejo permiten discrepar con estas apreciaciones en la medida en que la contracción de las reservas es anterior a la modificación del tipo de cambio en la Argentina con la crisis terminal de la Convertibilidad, como así también de las políticas que se implementaron desde 2002. En rigor, la extinción del stock de recursos certificados es producto de elementos estructurales del sector que se corresponden con la estrategia desarrollada desde mediados de la década de 1990 de incrementar la rentabilidad a costa de la reducción de las inversiones de riesgo.

⁸ En esta línea también se ubica Navajas quien afirma que “la función de reacción de la política pública en los años 2000 –cuando ya se vislumbraba claramente este problema– actuó, por una serie de circunstancias, en sentido contrario a lo que las circunstancias exigían, en particular eliminando o distorsionando las señales de precios que se necesitaban” (Navajas, 2011: 88).

⁹ Se alude a la “pesificación” de los precios de gas natural y la implementación de los derechos de exportación (originariamente del 20%).

Los actores del sector privado sustentan sus afirmaciones en que luego de las reformas las reservas crecieron entre 1990 y 1999 (95.6% en petróleo y 34.3% en gas natural) (Gráfico N° 3). Sin embargo, marginalmente esto se correspondió con mayores inversiones de riesgo. En lo sustancial, fue la expresión, por un lado, del “blanqueo” de reservas que fueron reducidas con el estudio de la consultora Gaffney, Cline & Associates de 1990 y, por el otro, de la mejora en el gerenciamiento de los reservorios que permitió incrementar el factor de recuperación¹⁰ a partir de tecnologías y técnicas más adecuadas que permitieron recuperar más hidrocarburos de los mismos pozos. Considerando que la Argentina antes de las reformas poseía un factor de recuperación del 19%, cuando el promedio del mundo oscilaba en torno del 30% (Galacho, 1992), es posible afirmar que estos elementos contribuyeron en el incremento de reservas. Sin embargo, estas nuevas técnicas posibilitaron una expansión inicial que, al no ser complementada con descubrimientos en zonas nuevas, repercutió en la maduración de los yacimientos y en la pérdida de su productividad.

En esta línea, en base a un estudio del jefe del grupo de evaluación de riesgo y reservas de Pluspetrol S.A., Cruz (2005), el crecimiento de reservas en Argentina entre 1990 y 2004, para el caso del petróleo, responde en un 76% a recursos certificados en campos descubiertos antes de 1990 (áreas de “bajo riesgo” desarrollados por YPF S.E.); 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”. Así, el geólogo expresa:

Considero que el incremento notable de reservas que se dio en los '90, en general, se debió a la aplicación de nuevos desarrollos tecnológicos, mejora del factor de recuperación y optimización en el manejo de reservorios. (...) Esto se puede ver claramente en estas curvas de evolución de reservas de los últimos quince años, donde la adición de reservas por descubrimientos de nuevos campos no impacta de la misma manera que la incorporación sobre campos ya descubiertos. Fue la utilización de tecnología y la mejora en el factor de recuperación lo que atemperó y destacó, atemperó, la caída de reservas (Cruz, 2005: 14).

En definitiva, esta información abona a la hipótesis de que la expansión inicial de reservas hasta finales de la década de 1990 no se debió a fuertes inver-

¹⁰ Como sostiene Mirta Galacho: “El Gerenciamiento de Reservorios tiene como objetivo incrementar las reservas por incremento del factor de recuperación de los recursos. (...) En muchos casos sólo con aplicar más eficientemente las mismas tecnologías, se aumentarán sustancialmente esos factores. (...) Cada incremento del 1% en el factor de recuperación incorporará aproximadamente 55 millones de m³ de petróleo” (Galacho, 1992: 22).

siones de riesgo como se sostenía que sucedería sino, principalmente, a aportes de nueva tecnología y reordenamiento del “gerenciamiento” de los campos. Esta falta de incorporación de “nuevo” petróleo y gas natural –dado que se explora en las cuencas históricas de YPF S.E.– y el fuerte incremento de la extracción, generaron el actual agotamiento o “maduración” de los yacimientos.

En base a estos elementos resulta interesante considerar una perspectiva comparada de largo plazo que incluya la última etapa del período de regulación pública (1970-1988) y la dinámica alcanzada por el sector luego de las reformas (1989-2011). Se busca cruzar cierta información que permita dar cuenta de la estrategia trazada por el Estado antes, y por el capital privado luego de la desregulación de la actividad, contemplando la orientación de los pozos de exploración, el costo estimado de cada uno en función de la cuenca¹¹ y la tasa de reposición¹² de reservas por cuenca o provincia.¹³

En base a la información provista por el Gráfico N° 4, el primer dato que emerge es que entre el período 1994 y 2008 existió una fuerte correlación entre las cuencas en las que se hicieron las inversiones y el costo de los pozos. En efecto, la Neuquina, que posee los costos de exploración más bajos del país (420 mil dólares el pozo), recibió el 51.4% de los pozos terminados de exploración. En el otro extremo se encuentra la cuenca Noroeste que, a raíz de la mayor profundidad de los pozos y del valor de los equipos, posee costos muy superiores (37,4 millones de dólares), con el 3.4% de los pozos de exploración.

En segundo lugar, tanto en petróleo como en gas natural, durante el último período de regulación pública, con la excepción de la cuenca San Jorge y Cuyana (en crudo) y las provincias de Santa Cruz y Jujuy (en gas natural), la tasa de reposición

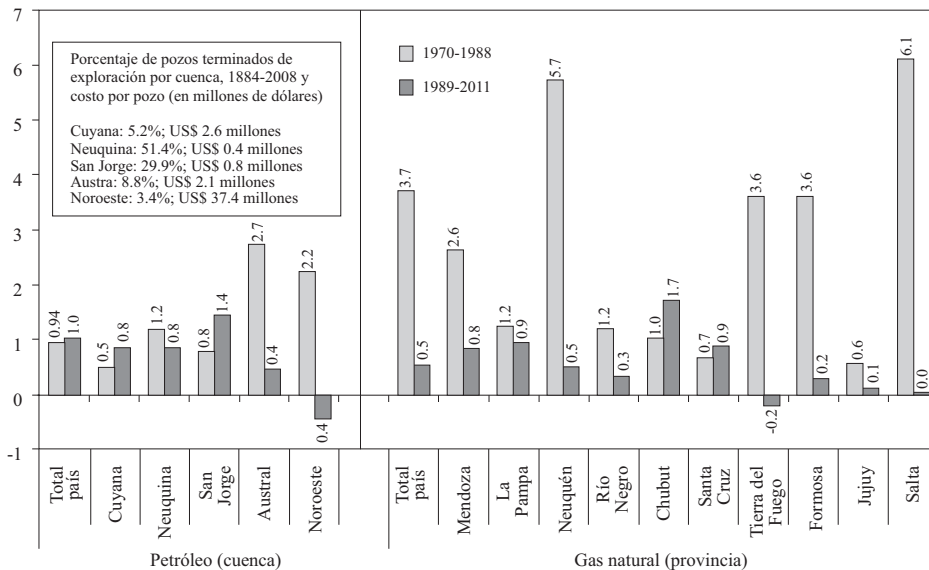
¹¹ El costo de los pozos de exploración fue tomado de un informe elaborado por el IAPG (2009).

¹² Es el producto de la relación entre reservas repuestas (entendida como el resultado de deducirle a las reservas finales las del año inicial y, a esto, agregarle los recursos extraídos durante ese mismo período) y el total de hidrocarburos producidos, ambos en un interregno determinado. Permite sintetizar cuánto del crudo que se extrajo fue repuesto a partir de nuevas inversiones. En este sentido, una tasa de reemplazo de reservas superior a 1 expresa que los recursos certificados que se adicionaron fueron superiores a los que se extrajeron. Una tasa igual a 1, supone que los flujos extraídos fueron equivalentes a los repuestos. Una tasa inferior a 1 y superior a 0 manifiesta que no reemplazaron las reservas que se extrajeron, por lo que se consumió parte del *stock* inicial. Finalmente, una tasa negativa permite advertir que por razones técnico/operativas, económicas o políticas, los responsables del yacimiento decidieron transferir esos hidrocarburos que figuraban como reservas comprobadas a posibles, probables o a recursos.

¹³ Dado que la situación en el segmento gas natural es alarmante, se decidió desagregar la información a escala provincial. A modo orientativo el norte de Mendoza constituye la cuenca Cuyana; el sur de Mendoza, La Pampa, Neuquén y Río Negro integran la cuenca Neuquina; Chubut y el norte de Santa Cruz están incluidas en la cuenca Golfo San Jorge; el sur de Santa Cruz y Tierra del Fuego conforman la Austral; Formosa, Jujuy y Salta forman la Noroeste.

de reservas fue superior a 1, lo que permite advertir un desarrollo más armónico de las distintas regiones. Esto es lo contrario a lo sucedido durante la gestión privada en donde, salvo la cuenca San Jorge (petróleo) y la provincia de Chubut (gas natural), se consumieron más reservas de las que se reemplazaron cualquier sea la región que se considere. En esta línea, no casualmente en las últimas dos décadas se lograron aumentar los recursos certificados en aquellas áreas en las que los costos de exploración fueron menores (como el caso del Golfo San Jorge en petróleo y la provincia de Chubut, en gas natural, ubicada en esta misma cuenca)¹⁴ y, en el caso de la cuenca Noreste (Formosa, Jujuy y Salta) en donde menos se invirtió, la tasa de reposición fue cercana a 0.

Gráfico 4
Evolución de la Tasa de reposición de reservas comprobadas de petróleo y gas natural, 1970-1980 y 1989-2011 (porcentajes)



Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía y el IAPG.

¹⁴ Al desagregar aún más la información, se advierte que en los últimos 20 años las tasas de reposición superiores a 1 están explicadas particularmente por un área de gran productividad, como es Anticlinal Grande-Cerro Dragón. Si se extrae dicho yacimiento del análisis la tasa de reposición de reservas de la cuenca Golfo San Jorge (para petróleo) y de la provincia de Chubut (para gas natural) descienden de 1,4 a 1,1 y de 1,7 a 0,9; respectivamente.

Por último, y centrando el estudio en los casos específicos, vale reparar en la escasa reposición de reservas petroleras en las cuencas Austral y Noroeste durante los últimos dos decenios, con tasas de reemplazo inferiores a 0,4. Por razones de índole técnico operativas, económicas e, incluso, políticas –presión por parte del oligopolio para forzar crecientes compras externas y, de esta manera, trasladar al mercado interno el precio de paridad de importación– se “eliminaron” reservas comprobadas posibilitando que se alcanzara un índice negativo (YPF, 2006: 53).

En esta línea, se advierte un contraste muy marcado en la dinámica alcanzada por el segmento de gas natural en los dos períodos bajo estudio. Mientras que en el total del país, durante el modelo de regulación pública se alcanzó una tasa de reposición de 3,7; en la etapa posterior se reemplazó la mitad de las reservas consumidas, lo que pone al sector en serios riesgos de sustentabilidad futura. Esta evidencia permite señalar que, en términos generales, la estrategia del sector privado giró en torno utilizar los *stocks* “heredados” de YPF a partir de la sobreexplotación y sub-exploración de los yacimientos, con el objetivo de maximizar el lucro privado con la finalidad de generar fuertes saldos exportables, mientras que la desarrollada por el Estado antes de las reformas tendió a generar un crecimiento y explotación de las reservas en las distintas cuencas del país en virtud de garantizar la sustentabilidad de la actividad desde una perspectiva intergeneracional.

En este sentido, la falta de regulaciones producto de la liberalización del mercado y la ausencia de obligaciones para reinvertir en el sector redundaron en la actual caída de reserva con el consecuente compromiso hacia el futuro. Asumiendo que es un escenario contra-fáctico, basándose en la experiencia del decenio de 1990, nada hace suponer que otorgarle mayores beneficios en la actualidad redunde en incrementos de inversión –principalmente de riesgo– en el mercado doméstico y no en la ampliación de los márgenes de ganancia.¹⁵ En lo sustancial, dado que las principales empresas del sector son transnacionales y operan en mercados globalizados, no es dable afirmar que la eliminación de las incipientes regulaciones de precios se traduzca en que los mayores beneficios obtenidos se reinviertan localmente, en vez de que sean destinados a mercados con menores costos de explotación.

¹⁵ De hecho, en 2006 se sancionó la Ley N° 26.154 que establecía un régimen de promoción para aquellos que realizaran inversiones en exploración, a partir de lo cual recibían beneficios impositivos (devolución anticipada de IVA, amortización acelerada del impuesto a las ganancias, reducción de la base de imposición de la ganancia mínima presunta y eliminación de derechos de importación para bienes de capital o partes que no se producen localmente). No obstante, en base a la evidencia empírica disponible, se puede apreciar que tuvo escaso o nulo impacto después de casi seis años de implementada.

Reflexiones finales

En base al recorrido realizado es dable sostener que la estructura legal conformada a partir de los Decretos N° 1.055/89, 1.212/89 y 1.589/89, que le confirió un predominio irrestricto al mercado por sobre el Estado, lejos de generar un incremento de las inversiones de riesgo, con el consecuente alza del nivel de reservas, propició la transferencia de la capacidad regulatoria del sector público a un acotado número de actores del sector privado, que operaron bajo la lógica de sobreexplotación y sub-exploración de los yacimientos, lo cual fomentó una rápida explotación que fue volcada al mercado externo. Si bien originariamente existió un aumento del nivel de reservas, éste se debió a las mayores inversiones (de escaso riesgo) destinadas a aumentar el factor de recuperación. Así, la estrategia desplegada se sustentó en la mayor inversión en pozos de explotación y desarrollo respecto de aquellos destinados a la exploración, con el agravante de que cuando invirtieron en la búsqueda de reservas, lo hicieron en áreas de escaso riesgo y con limitado potencial. Por su parte, las estadísticas permiten observar que las inversiones en pozos exploratorios comenzaron a descender de forma casi ininterrumpida desde 1997 a la par que se incrementaba el éxito exploratorio, lo que propició la caída de las reservas.

El quiebre que significó el cambio de régimen de acumulación en 2002 con la crisis de la convertibilidad no implicó una transformación en el comportamiento de los actores, sino una profundización de la tendencia a la sub-exploración, habilitado por contextos normativos que por acción u omisión avalaban estos procesos, con el objetivo de maximizar la rentabilidad a través de la rápida “monetización” de las reservas. Esta estrategia, que fue beneficiosa para el sector privado, redundó en una maduración de los yacimientos, descenso en los niveles de productividad, declive de la producción y, consecuentemente, aumento de las importaciones de combustibles para satisfacer la creciente demanda interna. Este fuerte aumento de las compras externas provocó, luego de 21 años, que en 2011 emergiera un déficit significativo en la balanza comercial energética (Barrera, 2012b). La estructura oligopólica del mercado, conformada luego de las reformas, implicó que esa mayor “eficiencia” en la “maximización de la renta petrolera” fuera apropiada por un puñado de actores en detrimento de la economía argentina. De ahí la necesidad de implementar un nuevo esquema que permita reducir la merma de las reservas en la medida en que expresa la crisis del modelo energético argentino que consolidó la dependencia hacia los hidrocarburos sin generar las condiciones para que el sector tenga perspectivas positivas de largo plazo.

De esta manera, los problemas de caída de reservas hidrocarburíferas del país no parecen corresponderse con una situación coyuntural asociada al “cambio

de reglas”. De hecho, como se presentó, de 2002 a 2010 las empresas obtuvieron precios que, en promedio, fueron el doble a los de los años noventa. En este sentido, el descenso parecería responder a problemas estructurales vinculados a la ausencia de una regulación que logre que las empresas reinviertan parte de sus utilidades en ampliar las inversiones de riego. En este sentido, la reciente sanción de la Ley N° 26.741 de expropiación del 51% del capital social de YPF S.A., al declarar de interés público nacional “el objetivo de lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos”, presenta un nuevo escenario proclive a una nueva regulación sectorial. Conforme esto, el decreto reglamentario N° 1.277/12 derogó los principales artículos desregulatorios establecidos en los decretos N° 1.055/89; 1.212/89 y 1.589/89. Asimismo, crea el Plan Nacional de inversiones hidrocarburíferas que será elaborado por una comisión generada a tal efecto que tendrá entre sus objetivos asegurar y promover inversiones tendientes a que se incrementen las capacidades productivas en los distintos segmentos del sector. En esta línea, la nueva regulación debería tener como objetivo modificar el comportamiento de los actores y lograr que expandan sus planes de inversión de riesgo, ámbito en el que el capital privado no demostró interés.

Bibliografía

- Apud, E. y otros (2011). *Sector energético argentino: Balance de la gestión de gobierno 2003-2010*, Documento elaborado por los ex secretarios de Energía, Buenos Aires.
- Apud, E. y otros (2009). *Propuesta de una política de Estado para el sector energético argentino*, Buenos Aires, 11 de marzo.
- Azpiazu, D. (1999). “La problemática (des-re)regulatoria en el ‘shock’ neoliberal de los años noventa” en *La desregulación de los mercados. Paradigmas e inequidades de las políticas del neoliberalismo*, FLACSO/Grupo Editorial Norma: Buenos Aires.
- Barrera, M. (2012a). “El legado de la última dictadura en el mercado hidrocarburífero: la antesala de las reformas de los noventa” en *Realidad Económica*, N° 267, pp. 19-43.
- Barrera, M. (2012b). “Subexploración y sobreexplotación: La lógica de acumulación del sector hidrocarburífero en Argentina” en *Apuntes para el cambio*, N° 2, pp. 19-35.
- Barrera, M. (2012c). “Y.P.F.: Estudio de las causas del quebranto y privatización” en *Ensayos de Economía*, N° 40, pp. 13-37.

- Barrera, M. (2012d). "Las consecuencias de la desregulación del mercado de hidrocarburos y la privatización de YPF" en *Cuadernos del Cendes*, núm. 80, pp. 101-129.
- Cruz, C. (2005). "El gran desafío de ampliar las fronteras de la exploración" en *Revista Petrotecnia*, año 46, pp. 8-26.
- Fanelli, J. (2011). "Recursos naturales: ¿Bendición o maldición? Sobre la experiencia argentina en los 2000" en *Boletín Informativo de Techint*, N° 336, pp. 49-62.
- Galacho, M. (1992). "El gerenciamiento de reservorios y el incremento de las reservas de petróleo" en *Actualidad Energética*, N° 41, pp. 22-25.
- García, R. (2003). "La importancia de las reglas previsible", *Revista Petrotecnia*, año 44, pp. 24-25.
- Guadagni, A. (2012). "Presente y futuro del gas en la Argentina. Econométrica S.A." en *Economic research and forecasts. Argentina Macroeconomic Outlook*, pp. 1-17.
- Gulisano, C. (2004). "La exploración onshore en la Argentina: historia reciente, presente y futuro" en *Revista Petrotecnia*, año 45, pp. 20-30.
- IAPG (2009). *El ABeCé del petróleo y el gas en el mundo y en la Argentina*, Buenos Aires IAPG.
- Kozulj, R. (2002). "Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles" en *División de Recursos naturales e infraestructura*. No. 46, CEPAL, Santiago de Chile.
- Kozulj, R. (2005). "De la planificación a la desregulación: lecciones del caso argentino" en *Revista Petrotecnia*, febrero, pp. 19-22.
- Kozulj, R. y Bravo, V. (1993). *La política de desregulación argentina: antecedentes e impactos*, Centro Editor de América Latina: Buenos Aires.
- Vaca Coca, G. (2002). "Las empresas frente a la crisis" en *Revista Petrotecnia*, Año 43, diciembre, pp. 54-69.
- Vicente, O. (2002). "El gas, la electricidad y las empresas" en *Revista Petrotecnia*, Año 43, agosto, pp. 8-20.
- YPF. *Memoria y Balance General*, varios años. Buenos Aires.