

## Las consecuencias de la desregulación del mercado de hidrocarburos en Argentina y la privatización de YPF\*

MARIANO A. BARRERA \*\*

pp. 101-129

### Resumen

Las reformas estructurales implementadas con diversa intensidad en Latinoamérica en los noventa tenían como objetivo, según sus mentores, alcanzar una producción más eficiente de las distintas actividades, a través de la desregulación de los mercados, la apertura de la economía y la privatización de las principales firmas. Así, en el mercado hidrocarburífero argentino se suprimieron las instituciones que regulaban la actividad y se privatizó la petrolera YPF. En este marco, este artículo describe dicho proceso y tiene por objetivo medular analizar cuáles fueron las consecuencias de las reformas en la dinámica sectorial doméstica. A más de veinte años, se busca aportar elementos de juicio para reflexionar acerca de los resultados del predominio irrestricto del mercado y el retiro del Estado de un sector estratégico como los hidrocarburos.

### Palabras clave

YPF / Desregulación / Privatización / Hidrocarburos / Neoliberalismo

### Abstract

According to their promoters, structural reforms implemented with varying intensity in Latin America in the nineties were intended to achieve a more efficient production through market deregulation, economic liberalization and privatization of the main enterprises. Hence the activity governing institutions of the Argentinean oil market were abolished and the state oil company YPF was privatized. This paper describes this process and seeks basically to analyze the consequences of the reforms in the domestic sector dynamics. In the light of more than twenty years, it aims to provide evidence to ponder the results of the total prevalence of the market and withdrawal of the state from a strategic sector such as that of hydrocarbons.

### Key words

YPF / Deregulation / Privatization / Hydrocarbons / Neoliberalism

\* El artículo es producto del trabajo realizado en el Área de Economía y Tecnología de Flacso en el marco del Proyecto PICT 2008-0406 «La industria Argentina en la posconvertibilidad: continuidades y rupturas en la dinámica y estructura del sector», bajo el patrocinio de la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica. Se agradecen los valiosos comentarios realizados por Martín Schorr y los jurados anónimos.

\*\* Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales, Flacso, Área de Economía y Tecnología, Argentina.

Correo-e: marianoabarrera@gmail.com

## Introducción

Pocos meses antes de que se cumplieran veinte años de la aprobación de la Ley N° 24.145 de «Privatización de YPF y Federalización de los Hidrocarburos», el 4 de abril de 2012 el Congreso nacional sancionó la N° 26.741, que entre sus principales disposiciones declaró de interés público el mercado de hidrocarburos y autorizó la expropiación del 51 por ciento del capital accionario de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF S.A.), con la consecuente toma de control de la firma por parte del Estado. Posteriormente, el decreto reglamentario eliminó las principales medidas desregulatorias puestas en práctica en los noventa. Indudablemente, esta nueva política sectorial obedeció a la crítica situación de la actividad, producto de las reformas implementadas en la década de los noventa. De allí que para comprender la dinámica actual del sector resulte necesario presentar las principales reformas del último decenio del siglo pasado.

Hacia 1989 la principal empresa del país y bastión del mercado hidrocarburífero local, Yacimientos Petrolíferos Fiscales, exhibía persistentes pérdidas en sus balances contables –adjudicados a su supuesta «ineficiencia»–, lo que se presentó como uno de los principales argumentos por parte del gobierno de Carlos Menem (1989-1999) para, en el marco de un proceso de «desregulación» sectorial, legitimar su fragmentación y posterior privatización. Sin embargo, el estudio del período previo permite afirmar que el quebranto de la firma, lejos de provenir de factores endógenos a la compañía, como podría ser la denunciada «ineficiencia», respondía a una serie de políticas aplicadas desde la última dictadura cívico-militar (1976-1983), que tendieron a desestructurar la empresa.<sup>1</sup> De esta manera, las políticas implementadas por el gobierno de la dictadura modificaron la dinámica de la compañía, lo que generó, en una firma que hasta entonces era superavitaria, un marcado déficit que se registró en sus balances contables (Barrera, 2012a y 2012d).

En ese marco, la estrategia desarrollada desde 1976 tanto por las autoridades políticas de la dictadura como por el capital privado permitió que en la década de los noventa la reestructuración del mercado de hidrocarburos y, posteriormente, la privatización de YPF –en

<sup>1</sup> Los desequilibrios de la compañía se debieron a políticas explícitas implementadas por el gobierno militar –y continuadas por acción u omisión por el gobierno democrático de Raúl Alfonsín (1983-1989)– que, ante la imposibilidad por parte de los militares de privatizarla dada la correlación de fuerzas contraria a dichos intereses, tendieron a minar los pilares de sustentación de la compañía a través de las denominadas «privatizaciones periféricas». Se alude, en lo sustancial, a la transferencia de treinta y tres áreas en explotación de YPF a empresas contratistas –y su consecuente renta, dado que se le pagaba un precio alrededor de cuatro veces superior al de sus costos–; a la venta del crudo a las refinerías privadas a precios por debajo de los costos de adquisición; a la caída del nivel de retenciones de la empresa –esto es, la parte que la compañía percibe luego de descontarle el gravamen correspondiente (que se queda el fisco) al precio final de los derivados comercializados–, que pasó de un 58 por ciento un mes antes del golpe de Estado al 35 por ciento en 1988; y al exorbitante endeudamiento externo durante la dictadura, que en ocho años creció un 643 por ciento. Indudablemente, esto generó un desequilibrio en sus cuentas que impactó, entre otros aspectos, en el déficit señalado. Para un análisis más detallado de este proceso se recomienda: Barrera, 2012a, 2012b y 2012d; Bonelli, 1984; Castellani y Serrani, 2010; y Kozulj y Bravo, 1993.

el marco de un proceso más amplio de transformación del entramado socioeconómico nacional— aparecieran como «cuestión socialmente problematizada» en la «agenda pública».

De este modo, el objetivo del trabajo es, en primer lugar, presentar las reformas implementadas por el gobierno de Carlos Menem, como así también los argumentos bajo los cuales se sustentaron. En segundo, analizar cómo evolucionó el sector luego de la liberalización del mercado y el retiro del Estado en calidad de regulador, transfiriendo esta capacidad a un puñado de firmas. Así, se analizará la dinámica de ciertos indicadores clave: pozos de exploración, precios internos, productividad de los yacimientos, niveles de reservas y de extracción de petróleo y gas natural y grado de concentración de la producción. Finalmente se presentan las reflexiones finales con el objetivo de recuperar los principales elementos del artículo, en procura de analizar las medidas sancionadas en 2012 por el gobierno, que modificaron el marco regulatorio.

### **Las reformas estructurales en la economía argentina y el mercado de hidrocarburos**

A pesar de los hitos señalados, la correlación de fuerzas en la sociedad con respecto a la necesidad de que el sector público regulara recursos no renovables y estratégicos como los hidrocarburos continuó vigente hasta el advenimiento del gobierno de Menem. Fue allí cuando se generó un cambio de matriz conceptual que le permitió al Poder Ejecutivo avanzar definitivamente sobre el mercado hidrocarburífero en general, y la petrolera estatal en particular.

La crisis político-económica que culminó con el gobierno de Alfonsín, producto de la escalada de precios en 1989, proporcionó a la administración entrante de Menem un factor de disciplinamiento de considerable magnitud en pos de la aplicación de las políticas pergeñadas por el Consenso de Washington (Basualdo, 2006; Williamson, 2000). En este sentido, el avance del capital concentrado en la disputa por la apropiación de los recursos del Estado devino en un cuestionamiento de los alcances que este poseía en la esfera de la producción y de los servicios públicos y generó su ingreso en la agenda de problemas de la sociedad como resultado de las demandas de estos actores. En esta línea, las leyes de Reforma del Estado y Emergencia Económica dieron el sustento legal necesario para implementar estas transformaciones y articular las relaciones en el interior del bloque en el poder: la privatización de las empresas públicas y la «desregulación» de los mercados posibilitó la transferencia de sectores económicos altamente rentables al capital concentrado.

Esta dinámica que se desplegó en el conjunto de la sociedad condicionó las transformaciones estructurales del mercado hidrocarburífero. Hasta 1989 el mercado estaba regulado por una serie de instituciones y principalmente por YPF, que concentraba de forma directa e indirecta (a través de empresas contratistas que le debían vender a un precio pactado

los hidrocarburos extraídos) el 98 por ciento del crudo y gas natural y el 70 por ciento del mercado de refinación. Desde el primer año de gobierno se sancionó una serie de decretos que habilitaron la fragmentación de YPF —aspecto previo, aunque constitutivo, de la posterior privatización— y la reestructuración del mercado de hidrocarburos. El mencionado proceso de fragmentación, entendiéndolo por esto el desmembramiento de ciertos activos de la empresa (buques tanque, embarcaciones menores, talleres navales, refinerías, ductos, áreas centrales y secundarias), tuvo entre sus principales objetivos el de desintegrar parcialmente tanto vertical como horizontalmente la compañía, de modo tal que los grupos económicos locales pudieran ingresar al «negocio» mediante la compra de activos que estuvieran en relación con su capacidad financiera, de *lobby* y su posición estructural. Asimismo, le confirió al gobierno una herramienta de invaluable importancia para obtener la legitimidad del sector privado en su conjunto ante el posterior proceso de privatización, visto que parte de las fracciones del capital que adquirieron los activos de la empresa eran quienes, durante la administración estatal de YPF, externalizaban costos e internalizaban renta económica por medio de los contratos de locación firmados, fundamentalmente, desde 1977 (Barrera, 2012a, 2012b; Bonelli, 1984; Castellani y Serrani, 2010; Kozulj y Bravo, 1993). Este flujo de recursos se obstruiría definitivamente con la enajenación de la propiedad de la empresa y la liberalización de los precios con la «desregulación» del mercado de hidrocarburos.

El avance del neoliberalismo posibilitó que la concepción acerca del valor estratégico que asumen los hidrocarburos cediera terreno a la lógica privatista asociada a caracterizarlos como simples mercancías transables. Bajo este nuevo esquema, los volúmenes de importación, exportación o extracción de los hidrocarburos ya no estarían determinados por las necesidades de la economía doméstica sino por el precio internacional.<sup>2</sup> Según sostenían, dado que los hidrocarburos eran un *commodity* que se transaba en un «mercado competitivo», «abierto al escenario internacional» y cuyos precios se basaban en los de paridad de exportación, la existencia de una empresa estatal testigo que operara en todos los segmentos del mercado carecía de mayor sentido (Rey, 1992; Sabbatella, 2011).

Como se señaló, las leyes mencionadas prepararon el terreno para la posterior sanción de normativas vinculadas estrictamente al sector. Dentro de estas se encuentran, por su relevancia, los decretos N°s 1.055, 1.212 y 1.589, de 1989 y el N° 2.778/90, que escalonadamente fueron consolidando y ampliando las políticas desregulatorias. Según entendía el gobierno, este proceso de eliminación de la intervención del Estado devendría

<sup>2</sup> En esta línea se expresaba uno de los secretarios de Energía del gobierno de Menem, Carlos Bastos: «El país ha abandonado la idea de 'autoabastecimiento a cualquier costo'. Obviamente el autoabastecimiento es un concepto que no tiene sentido económico. La cuestión de si el país es exportador o importador depende del precio del petróleo, de los riesgos y de los costos de desarrollo de nuestros propios recursos» (Bastos, 1993:34-35).

en un «crecimiento de la producción de hidrocarburos, incremento de las reservas del país». Así, entre las principales disposiciones se encuentran la autorización para, por un lado, concesionar al capital privado las áreas secundarias y las que estaban siendo explotadas con contratos de locación y servicios («áreas reconvertidas») y, por el otro, habilitar el proceso de asociación entre la entonces petrolera estatal y el capital privado para las áreas centrales, otorgando, en todos los casos, a las firmas que pasaran a operar las áreas la libre disponibilidad del recurso extraído y el 70 por ciento de las divisas obtenidas por las ventas realizadas y la libertad tanto de precios como de comercialización local e internacional de los recursos. Asimismo, el Decreto N° 1.212/89 licuaba los límites que fijaba la Ley N° 17.319 para evitar que una firma privada pudiera obtener más de cinco permisos de exploración o igual cantidad de concesiones de explotación, lo que posibilitó la posterior concentración del mercado. Finalmente, el Decreto N° 2.778/90 posibilitó el ingreso en la etapa final del proceso de fragmentación, dado que establecía el «Plan de Transformación Global» de YPF, al delimitar fechas para vender o concesionar los principales activos de la empresa.

A primera vista, los dos procesos que se inician en 1989, y específicamente mediante el Decreto N° 1.055, fueron contradictorios ya que, por un lado ponían en marcha el desmembramiento de YPF, y por el otro impulsaban una concentración de la producción dentro del sector privado. Se trata de una aparente contradicción que se origina en las características del proceso en marcha visto que, en primer lugar, ninguna firma ni una determinada fracción del capital dominante podía quedarse por sí sola con la empresa de mayores dimensiones de la economía argentina y por eso debía ser fragmentada. En segundo, dicho desmembramiento de la petrolera estatal no debía dar lugar a una participación de cualquier empresa, sino de las que pertenecían a las fracciones del capital dominante, que eran relativamente pocas pero sumamente poderosas. De allí que una vez transferidas las actividades de YPF al sector privado, estas debían concentrarse en pocas manos.

De esta manera, como producto de las diversas normativas señaladas, entre 1990 y 1993 se habilitó el mencionado proceso de fragmentación de la compañía a través de las transferencias al capital privado de una serie de activos estratégicos de la empresa. Por las 147 áreas concesionadas al sector privado (que significaron una cesión del 50 por ciento de las reservas de hidrocarburos del país) y los demás activos privatizados, el Estado percibió un ingreso de 2.073 millones de dólares. A diferencia de lo que discursivamente sostenía el gobierno, el traspaso de áreas no permitió consolidar un mercado de «competencia perfecta», dado que existió una fuerte concentración en su «distribución». En efecto, los primeros cinco grupos económicos (Pérez Companc, Tecpetrol, Astra, Pluspetrol y Bidas), los mismos que fueron beneficiados durante el gobierno de la dictadura, pasaron a tener injerencia en 81 de las 147 áreas concesionadas (55 por ciento), valor que ascendió a 92 si se consideran los primeros siete (62,6 por ciento) (Barrera, 2012b).

Asimismo, si se analiza la transferencia de los demás activos estratégicos (refinerías, oleoductos, poliductos, estaciones de bombeo, busques tanque, entre otros) se observa que los mismos grupos económicos locales y empresas transnacionales (Pérez Companc, Pluspetrol, Astra, Techint, Bidas, Soldati y Total Austral) pasaron a controlarlos. Esto no es azaroso, sino que responde a una estrategia de integración vertical y horizontal de las actividades que les permitió conformar un oligopolio petrolero al posicionarse en toda la cadena productiva (exploración, explotación, refinación y comercialización), lo que les otorgaba un fuerte poder de mercado (Azpiazu y Schorr, 2003).

Un elemento a tener en cuenta para el posterior análisis de las consecuencias de este curso de acción es el grado de riesgo asumido por el capital privado. Uno de los argumentos del gobierno era que la apertura generaría un proceso de fuerte inversión de riesgo. Sin embargo, la dinámica de la fragmentación hizo que las compañías privadas centraran sus inversiones en las áreas de bajo y moderado riesgo, en detrimento de las de alto y muy alto. En efecto, en lo relativo a los permisos de exploración, del total licitado (173) el 67,6 por ciento quedó desierto y el 84,6 por ciento de los no adjudicados pertenecía a áreas con alto o muy alto riesgo minero. No obstante, si se presta atención a las áreas de interés secundario ofertadas, apenas el 2,2 por ciento del total quedó desierto. A su vez, de las que lograron ser concesionadas, el 98,8 por ciento eran áreas de bajo o moderado riesgo minero, contra el 1,2 por ciento perteneciente a una zona de alto o muy alto riesgo (Barrera, 2012b). De modo que el capital privado tendió a realizar inversiones en las áreas de mayor seguridad. Más aún, cuando decidió invertir en exploración, lo hizo en las zonas con más probabilidades de poseer hidrocarburos.

Contrariamente al discurso oficial, que durante los primeros años de los noventa hacía hincapié en que la apertura de la economía en el mercado de bienes y de capitales traería como consecuencia un ingreso masivo de inversiones extranjeras, la fragmentación de YPF no dio lugar inicialmente a la ingente incorporación de capitales foráneos, ya que los principales beneficiarios del proceso fueron los grupos económicos que habían sustentado el proceso dictatorial (Pérez Companc, Techint, Astra, Pluspetrol y Bidas), poniendo de manifiesto, una vez más, su incidencia en las políticas públicas (ibíd.).

A la vez, recién cuando se produjo la venta del capital accionario de YPF S.A., las distintas expresiones del capital extranjero (fondos de inversión, empresas e incluso organismos internacionales) tuvieron un papel trascendente. En 1992 se sancionó la Ley N° 24.145 de Privatización de YPF S.A. que, entre otras disposiciones, puso como requisito que el Estado debía conservar como mínimo el 20 por ciento de las acciones, que podían ser vendidas sólo con la autorización del Congreso; esta ley se votaría recién en 1994.

El gobierno estableció en 19 dólares el precio de la acción, con lo que fijó un valor de la compañía en 6.707 millones de dólares, cuando el año anterior José Estenssoro, entonces

presidente de YPF, había señalado que su precio era como mínimo 8.000 millones de dólares (Estenssoro, 1992). Esta subvaluación permitió que en el primer día que cotizó en la bolsa los inversionistas extranjeros tuvieran ganancias del 14 por ciento, visto que cerró a 21,65 dólares. Considerando hasta diciembre, la compañía había crecido un 36 por ciento en su valor respecto del fijado por el ministro. En esta línea, la enajenación del paquete accionario de la compañía posibilitó que los inversores financieros, aliados internacionales del gobierno y fracción del capital que en el proceso encarado en el mercado de hidrocarburos aún no había sido beneficiada, pudieran concretar un significativo negocio en el corto plazo.

Recién en 1999 el gobierno dispuso la venta en dos tandas del 20 por ciento de las acciones que le quedaba en su poder a la petrolera española Repsol, la cual adquirió el 97,46 por ciento del capital social de la empresa, con un desembolso de 15.047 millones de dólares. En esta operación el Estado recaudó 2.853 millones de dólares que fueron destinados a cubrir el persistente déficit fiscal. De esta manera, por la totalidad de la venta del capital social de la empresa, en los sucesivos años el Estado cobró 7.163 millones de dólares (6.770 considerando el valor real de los títulos canjeados) por una empresa que, hacia 1999, cotizaba a 15.800 millones de dólares, lo que pone en evidencia la subvaluación de la compañía y la fenomenal valorización financiera que implicó en el proceso de transferencia.

Por su parte, no es casual que Repsol, una compañía que no poseía reservas hidrocarburíferas en su país de origen, asumiera el control de la ex petrolera estatal, considerando que YPF S.A. le otorgaba una formidable plataforma para expandir sus negocios por Sudamérica a partir de las reservas que esta poseía en los diversos países de la región y, consecuentemente, le permitía posicionarse como una de las principales empresas del segmento en el plano internacional.

### **La subexploración hidrocarburífera como respuesta a la reestructuración del mercado y la privatización de YPF**

Como se señaló, los supuestos *explícitos* sobre los que se basó la transformación del mercado y la enajenación de la petrolera estatal giraban en torno de que la eliminación del Estado como agente regulador y el traspaso de esta capacidad al «mercado», con el consecuente incremento de la competencia en el sector, redundarían en una mejora en los principales indicadores (fundamentalmente en los flujos de extracción y los *stocks* de reservas de hidrocarburos). 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.

En los primeros años del gobierno de Menem hubo un importante ajuste de los precios internos del crudo comercializado, el cual subió entre 1989 y 1991 un 62,7 por ciento (de 11,0 a 17,9 dólares) frente a un alza del 9,7 por ciento (de 19,6 a 21,5 dólares) del crudo internacional (WTI). A pesar de los mejores precios, la respuesta del sector y, principalmente de YPF, no fue la pregonada.

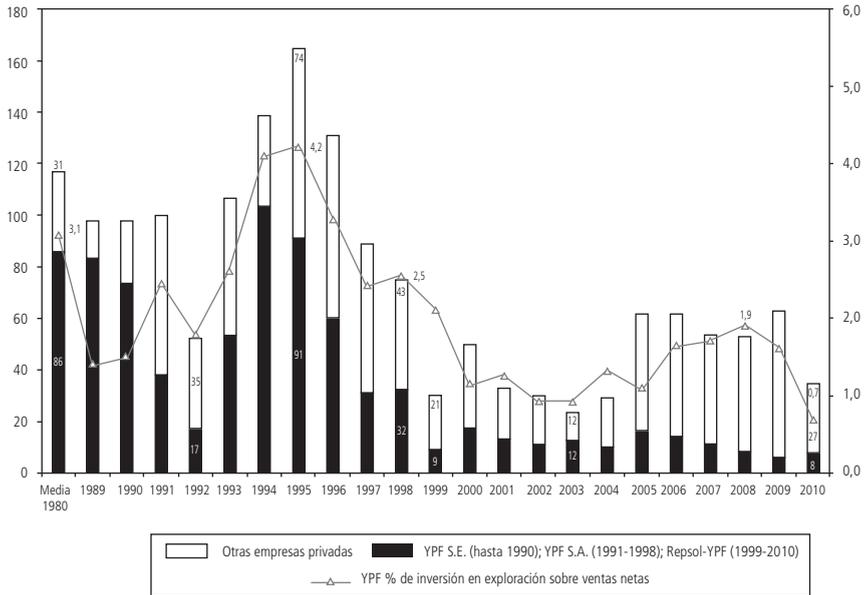
Acorde al clima de época, que se sustentaba en que la suma de acciones egoístas maximizadoras de beneficios particulares contribuirían al «bien común», la dinámica del sector se centró en la reducción de las principales inversiones de riesgo, en procura de satisfacer los requisitos de rentabilidad de los inversionistas. En esta línea, luego de transferida la mayoría del paquete accionario de YPF al sector privado en 1993, los directores comenzaron a centrar los esfuerzos en incrementar los beneficios de la firma para posteriormente distribuirlos a los accionistas, visto que el *leitmotiv* de la compañía había dejado de ser la búsqueda de nuevas reservas: «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).

La estrategia desplegada por YPF S.A. se centró en la reducción de las inversiones de riesgo.<sup>3</sup> No obstante, no fue el único actor que operó de esa forma. Como se puede percibir en el gráfico 1, luego del inicio de las reformas en 1989, durante los primeros dos años la cantidad de pozos de exploración terminados permaneció estable (aunque en menor proporción los realizados por la hasta entonces empresa estatal), alcanzando el nivel más bajo en 1992, con 52 pozos en total. Este año fue crítico pues se discutió la sanción de la Ley N° 24.145 de «Federalización de los Hidrocarburos y Privatización de YPF S.A.», que generó fuerte incertidumbre en el sector. Nótese que si bien entre los años señalados la cantidad de pozos de exploración terminados se mantuvo relativamente constante (en torno de los cien), el número es inferior al promedio de la década de 1980 (117 pozos, realizados en casi un 90 por ciento por la petrolera estatal). Finalizado el proceso parlamentario a favor de la enajenación del capital social de YPF S.A. y alentado, por un lado, por la consolidación del proceso de concesión de las áreas de la ex empresa estatal y la «desregulación» del mercado, y, por el otro, por la entrada en vigencia del Plan Argentina de exploración entre 1991 y 1993, en el trienio posterior se observa un repunte de las inversiones en exploración hasta alcanzar el nivel máximo en 1995 (165). Tal como se puede observar en el gráfico 1, si bien YPF S.A. retomó los valores previos, se alcanzó los 165 pozos exploratorios por un fuerte aumento de las otras empresas que operaban en el país, las cuales realizaron 74 perforaciones.

<sup>3</sup> 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» (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 1989-2010 (en cantidad y porcentaje)**



Fuente: elaboración propia con base en la Secretaría de Energía, el IAPG y balances de YPF.

De este modo, luego del «fervor» inicial, desde 1997 se inició un proceso de reversión de esta tendencia motivado en gran medida por la marcada caída de los niveles de exploración de la ex petrolera estatal, aunque también fue acompañado por la práctica del resto de las empresas. Así, 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, con apenas 9 pozos exploratorios. Por su parte, las demás empresas aplicaron la misma lógica, que terminó afectando negativamente las inversiones del sector. En consecuencia, en 1999 este subgrupo de compañías ejecutó apenas 21 pozos exploratorios, lo que significó que, sumado a los de la «nueva» Repsol-YPF, el mercado en su conjunto perforara únicamente 30 pozos, un cuarto de los que en promedio se realizaban en la década de los ochenta.

Esta dinámica defectuosa en lo relativo a las inversiones en exploración se potenció durante la posconvertibilidad (2002 en adelante). Luego de un leve crecimiento entre 2003 y 2006 en lo concerniente a la cantidad total de pozos perforados, desde este último año se observa una tendencia descendente, fundamentalmente por la baja *performance* de

Repsol-YPF. De esta manera, en conjunto el sector ejecutó un promedio anual de 48 pozos, mientras que la ex petrolera estatal apenas realizó 10 perforaciones por año, con un mínimo de 6 en 2009.

En definitiva, lo que se observa es que en un mercado como el argentino, en el que la petrolera estatal era la «dinamizadora» del sector, 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 los ochenta el promedio de pozos destinados a la búsqueda de nuevas reservas era de 117 por año, entre 1989 y 2001 ese guarismo descendió a 99, y en el último interregno (2002-2010) fue de 46.

La dinámica de las perforaciones realizadas por la ex petrolera estatal resulta consistente con las inversiones destinadas a la exploración. En efecto, la información que presenta el cruce de las erogaciones en exploración de YPF como porcentaje de las ventas netas de la firma corrobora contablemente lo que se expresa en sus memorias: que existió una política sistemática encaminada a reducir las inversiones de mayor riesgo. Así, luego de la implementación de las políticas de reforma en 1989 (con excepción de los años 1994 a 1996), el *ratio* inversión en exploración sobre ventas netas estuvo siempre por debajo del promedio de los años ochenta (3,1 por ciento, en una etapa de bajas inversiones por la crisis en la que se encontraban la firma y el país). En este sentido, mientras que entre 1989 y 2001, en promedio, se invirtió el 2,7 por ciento de lo facturado, durante la posconvertibilidad y bajo la conducción de la española Repsol, el guarismo se redujo notablemente, hasta alcanzar el mínimo histórico de 0,7 por ciento de las ventas, con un promedio en torno del 1,4 por ciento (gráfico 1).

De esta manera, se puede sostener que las escasas perforaciones realizadas en la última década 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, visto que es el segmento con mayor riesgo en la cadena productiva. Pero, a la vez, debido a la eliminación de la intervención estatal y a que la Secretaría de Energía tampoco controló que se cumplieran los planes de inversión, las empresas redujeron la cantidad de pozos así como también el riesgo asumido, lo que llevó a que el éxito exploratorio pasara del 28 por ciento en las décadas de los setenta y ochenta, al 48 por ciento y 74 por ciento en las posteriores. Así, la información disponible (Guadagni, 2012; Kozulj, 2002) permite sostener que las firmas se centraron en áreas maduras y de bajo o mediano riesgo minero ubicadas en zonas aledañas a los yacimientos en explotación. 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 (2002-2003): «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).

En recientes publicaciones realizadas por ex secretarios de Energía de la nación (Apud y otros, 2009; 2011a y 2011b), 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.<sup>4</sup> Para validar sus afirmaciones presentan estimaciones sobre los promedios por década de los pozos de exploración terminados. Así, afirman que entre 1980 y 1989 (con una actividad regulada por YPF y respaldada por un marco normativo afin) en Argentina el número de pozos anual era, en promedio, de 102,6, mientras que entre 1990-1999 el guarismo alcanzaba los 98,9, para finalizar en el último decenio (2000-2009) con apenas 48,4.

Si bien en términos generales la información es correcta, el modo de presentarla les posibilita validar algo que, en rigor, no es exactamente así. El análisis realizado con antelación permite afirmar, por un lado, que si bien es cierto que durante los años transcurridos en el último decenio la cantidad de pozos de exploración terminados fue inferior a la de los períodos previos, los descensos en los niveles de inversión comenzaron en 1997 y se intensificaron desde 1998, por lo que no parece que se debieran únicamente a las modificaciones en las «reglas del juego» del período en que gobernaron Néstor Kirchner y Cristina Fernández (2003-2015), sino a un problema de índole estructural del sector. Como se analizó para el caso de YPF, esta caída responde a menores erogaciones en lo relativo a montos de inversión en exploración con la finalidad de aumentar la rentabilidad.

Por el otro, esta situación pone de manifiesto que la denominada «desregulación» y el proclamado incremento de la «competencia» no redundaron, como se sostenía, en un considerable aumento de la inversión de riesgo, sino en su reducción. En realidad, esto ya estaba latente en la fragmentación de YPF, puesto que el sector privado tendió a concentrarse en las áreas que ya estaban en producción y relegó las de mediano y alto riesgo minero. Este dato es de sustancial relevancia visto que las cinco cuencas tradicionalmente productivas –descubiertas por la petrolera estatal– poseen menor riesgo minero y tienen un potencial más limitado, lo que atenta contra descubrimientos de grandes yacimientos hidrocarbúricos con alta productividad (Gulisano, 2004).

### **La estrategia de sobreexplotación de los yacimientos como resultado de las reformas**

La política sectorial implementada con las reformas de los noventa, centrada en la eliminación de las regulaciones estatales y que habilitó la libre exportación de los recursos sin gravámenes ni restricciones, permitió un fuerte incremento en los volúmenes de explotación

<sup>4</sup> Al respecto, los autores sostienen que: «La disminución de la producción en un contexto regional donde la mayoría de los países latinoamericanos la aumenta tiene como causal directa la caída de las reservas que se ha dado en nuestro país en los últimos años y que el gobierno nacional [de 2003 a la actualidad] ha agravado. La disminución de las reservas está asociada a la falta de inversión de riesgo; y la insuficiente inversión de riesgo, a la falta de una política pública adecuada» (Apud y otros, 2011b:3).

tanto de petróleo como de gas natural. Tal como se observa en el gráfico 2, entre 1989 y 1998 se evidencia un marcado incremento de la explotación de petróleo, al pasar de 26,7 millones de m<sup>3</sup> en 1989 a 49,1 millones de m<sup>3</sup> en 1998 (84,0 por ciento).

En lo sustancial, esta marcada expansión de la explotación se debió a una serie de factores que coadyuvaron a tal fin. Por una parte, la apertura de la economía en general y del mercado en particular permitió que se corriera la frontera tecnológica, lo que contribuyó a que localmente y en ciertos yacimientos se realizara una explotación más intensiva, aspecto que posibilitó mayores volúmenes de extracción en algunas de las áreas maduras que se encontraban en operación. No obstante, los mayores esfuerzos en la extracción respondieron a los realizados por la ex petrolera estatal, que fue la que mayores incrementos de extracción secundaria realizó.

Por otra parte, los fuertes aumentos de la extracción tienen relación directa e indirecta con el Plan Huelgo implementado por el gobierno de Alfonsín en 1987. Dada la necesidad por parte del radicalismo de alcanzar fuertes y acelerados incrementos en la explotación para mantener el autoabastecimiento, la petrolera estatal había centrado sus inversiones en las zonas centrales y marginales más productivas, en detrimento de las secundarias con menores rendimientos, lo que significó que gran cantidad de áreas pasaran a la inactividad.

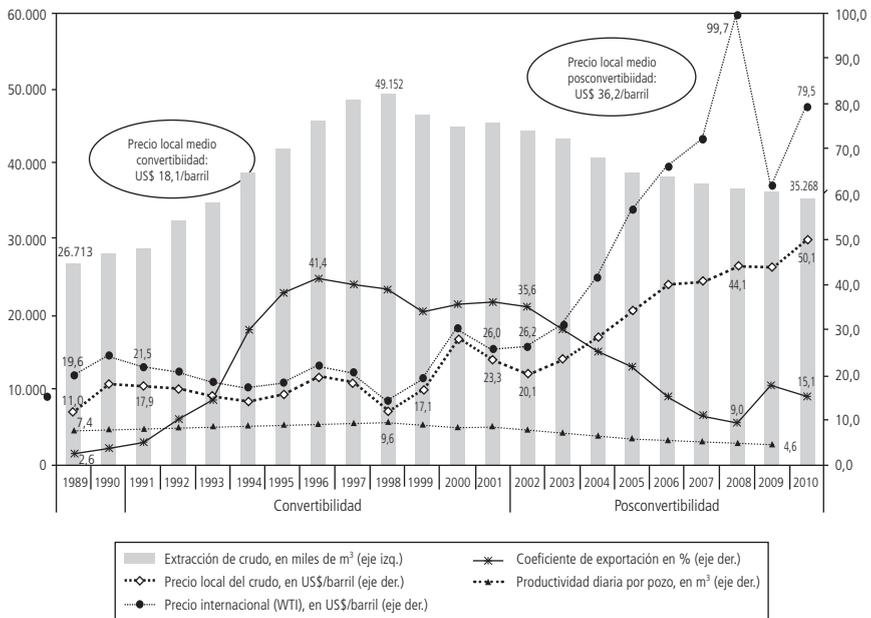
Por dos razones esto sirvió como plataforma para la posterior expansión de los volúmenes. En primer lugar, porque un gran número de áreas habían dejado de ser explotadas, no porque fueran improductivas. Luego del proceso de concesión al capital privado, estos yacimientos con reservas comprobadas retomaron la producción y aportaron considerables volúmenes sin grandes inversiones por parte del sector privado.<sup>5</sup> En segundo lugar, el hecho de focalizar las inversiones en las principales áreas permitió su desarrollo y un considerable incremento de la extracción. En este sentido, en el marco del plan señalado entre 1987 y principios de 1990 la petrolera estatal perforó 72 nuevos pozos en Puesto Hernández, con lo que pudo duplicar los niveles de explotación al pasar de una extracción diaria de 3.045 m<sup>3</sup> a 6.392 m<sup>3</sup> (Kozulj y Bravo, 1993). Indudablemente, las altas inversiones destinadas a estos yacimientos hicieron posible su desarrollo, el cual fue usufructuado en el período posterior.

El cambio en la concepción de los hidrocarburos, tendiente a relegar su carácter estratégico y enarbolar su supuesta «cualidad» de *commodity*, posibilitó que el comercio externo motorizara los incrementos de la explotación. En efecto, mientras que el consumo interno de

<sup>5</sup> Al respecto, Roberto Kozulj señala que el aumento de la producción entre 1990 y 2000 respondió tan solo en un 22,9 por ciento a las áreas concesionadas: «El aporte de las áreas centrales y marginales y los contratos reconvertidos explica muy poco el aumento o aun registra disminuciones», mientras que «el grueso del incremento se explica por las áreas centrales de YPF, entre ellas las más nuevas como Chihuidos y las cedidas a Total en la renegociación como San Roque y Aguada Pichana, áreas que se desarrollan antes de la privatización de YPF» (Kozulj, 2002: 42).

petróleo entre 1989 y 1998 se amplió en algo más del 20 por ciento, la extracción, como se señaló, creció en un 84 por ciento en el mismo período. Conforme a esto, las exportaciones explican en un 82 por ciento el marcado incremento de la producción doméstica de dicho hidrocarburo. Con base en la información del gráfico 2, en el período considerado las ventas externas pasaron de representar del 2,6 por ciento de la producción de crudo al 39,0 por ciento en 1998, alcanzando el máximo nivel histórico en 1996 con el 41,4 por ciento. Esta estrategia de sobreexportación desplegada por las empresas no se correspondió, como se analizó, con una equivalente inversión en exploración.

Gráfico 2  
**Evolución de la extracción de crudo y la participación de las exportaciones, precio local y productividad por pozo, 1989-2010**



Fuente: elaboración propia con base en la Secretaría de Energía, el IAPG y la EIA.

Los datos presentados permiten sostener que luego de la «desregulación» del mercado la dinámica del sector pasó a estar regida por los ciclos internacionales y no por las necesidades domésticas vinculadas a incrementos de extracción con la finalidad de alcanzar el autoabastecimiento, lo que significó un proceso de sobreexplotación de los yacimientos.

En este sentido, el elemento que definió el fuerte aumento de la producción de crudo fue la posibilidad de exportarlo sin restricción alguna –con el beneficio de dejar en el exterior hasta el 70 por ciento de las divisas provenientes del comercio local y foráneo–.

Al observar los flujos de petróleo que se vendieron al mercado internacional y compararlos con el consumo doméstico de 2011, se aprecia que entre 1989 y 2001, con un precio del crudo que en promedio osciló en torno de los 20 dólares el barril, se exportó el equivalente a cinco años de consumo de dicho hidrocarburo. Asimismo, de 2002 a 2011 se vendió al exterior el equivalente a 2,5 años de consumo. Es importante considerar el precio de exportación considerando que con el cambio de ciclo hidrocarburífero (consecuencia de la caída de los volúmenes de extracción desde 1998 y la recuperación económica en 2003) se inició un período de fuerte importación de combustibles, en un contexto en el que el barril de petróleo oscila en torno de los cien dólares, precio considerablemente superior al de la década de los noventa, cuando giró en derredor de los veinte dólares.

Luego de alcanzar el cenit en 1998, la extracción de crudo comenzó un ciclo de persistente e ininterrumpido descenso hasta la actualidad en torno del 28,2 por ciento. Al desagregar la información se aprecia un elemento de considerable importancia para analizar la coyuntura: cinco de las primeras seis empresas que concentraban entre el 80 (en 1998) y el 70 por ciento (en 2010) de la extracción redujeron los volúmenes entre un 36 por ciento y un 58 por ciento (cuadro 1). De este modo, mientras que las compañías que más mermaron los flujos de explotación fueron Petrobras (-58,4 por ciento) y Total Austral (-57,2 por ciento), las que le siguieron fueron Repsol-YPF (-38,8 por ciento) y Chevron San Jorge (-36,4 por ciento). La excepción dentro de las principales compañías del sector fue Pan American Energy, que amplió los flujos de extracción un 47,3 por ciento. No obstante, en los últimos dos años se aprecia un leve declive de la producción (-2,0 por ciento). El resto de las compañías, que explican alrededor del 30 por ciento del sector, ampliaron la producción en un 26,5 por ciento, y por la escasa incidencia que poseen, no lograron revertir la tendencia marcada por las firmas líderes. Indudablemente esta información pone de manifiesto el problema estructural que enfrenta el mercado de hidrocarburos luego de las reformas implementadas en la década de los noventa. Pero a la vez permite observar el alto grado de concentración del mercado, dado que seis firmas concentran entre el 70 por ciento y 80 por ciento de la extracción, valores que llegan al 90 por ciento si se consideran las primeras ocho del mercado, situación que posibilita corroborar que la mentada desconcentración no existió, sino que hubo más bien una reasignación o transferencia de los recursos extraídos por YPF S.A. a los principales actores del sector.

Cuadro 1

**Evolución de la extracción de petróleo de las principales empresas del sector, 1998-2010  
(en millones de m<sup>3</sup> y porcentajes)**

	1998	%	2010	%	Evolución 1998-2010
YPF S.A.*	19,8	40,4	12,1	34,4	-38,8
Pecom/Petrobras	5,5	11,3	2,3	6,5	-58,4
Pan American Energy	4,5	9,1	6,6	18,7	47,3
Astra Capsa	4,1	8,4	-	-	-
Chevron San Jorge S.A.	3,8	7,8	2,4	6,9	-36,4
Total Austral S.A.	2,8	5,6	1,2	3,3	-57,2
Resto	8,6	17,5	10,6	30,2	23,5
<b>Total país</b>	<b>49,2</b>	<b>100,0</b>	<b>35,3</b>	<b>100,0</b>	<b>-28,2</b>

\*En 2001 Repsol-YPF S.A. absorbió a Astra. Si se sumara la producción de Astra y Repsol YPF S.A. para 1998, la caída sería del 49,3 por ciento, no ya del 38,8 por ciento.

Fuente: elaboración propia con base en la Secretaría de Energía.

Las interpretaciones sobre esta marcada merma de la extracción fueron diversas. Algunos interlocutores de los sectores hidrocarburífero y académico sostenían que con la crisis de 2001, la devaluación de la moneda local en 2002 como producto del final de la convertibilidad, las posteriores políticas de distribución aplicadas y la implementación de derechos de exportación —que desacoplaron en parte los precios domésticos de los internacionales— tendieron a desincentivar las inversiones necesarias y esto coadyuvó en un descenso del nivel de extracción de petróleo (Apud y otros, 2009, 2011a, 2011b; Fanelli, 2011; Vaca Coca, 2002). Por su parte, Oscar Vicente, expresidente de la petrolera Pérez Companc, argumentó que el descenso mencionado respondía a una caída de los precios internacionales que desincentivaba la extracción: «La producción, que creció desde unos 28 MMm<sup>3</sup> en 1990 y alcanzó un pico máximo en 1998 con más de 49 MMm<sup>3</sup>, comenzó a caer por efecto del derrumbe de los precios internacionales y se mantiene, aún hoy, en valores declinantes, apenas superiores a los 44 MMm<sup>3</sup> en 2002» (Vicente, 2003:9).

Sin embargo, el análisis de la evidencia empírica permite cuestionar estas afirmaciones por diversas razones. En primer lugar, la explicación que presenta los orígenes del descenso de la extracción en el cambio de reglas de juego como resultado de la devaluación de la moneda local y las demás políticas implementadas desconoce que el declive de la producción se inició hacia finales de la década de los noventa, unos años antes de la crisis

político-económica de 2001 y el cambio de esquema económico. Por otra parte, a pesar del cambio señalado, el precio interno promedio de la posconvertibilidad es superior al de la convertibilidad (gráfico 2), con costos de producción del barril que crecieron en menor medida que el precio de venta, lo que amplió el margen de ganancia por barril (Barrera, en prensa). En función de esto, si bien el precio puede llegar a tener cierta incidencia en el contexto actual, no contribuye a explicar el origen del problema.

En segundo lugar, si bien es real que en 1998, tal como señala Vicente, el precio del crudo fue el menor en la serie histórica presentada en el gráfico 2, al año siguiente los valores externos e internos se habían recuperado (17,1 dólares el barril, el mismo que en 1992) y eran muy cercanos al promedio del período que se desarrolló entre 1989 y 2001 (18,1 dólares por barril, para el local), por lo que no parece que el motivo de la caída de los niveles de explotación tuviera relación directa con los precios. Asimismo, conforme lo que se desprende de ese gráfico, el precio medio interno en dólares durante la posconvertibilidad, si bien es inferior al internacional (derechos de exportación mediante<sup>6</sup>), duplica el promedio del período 1989-2001 (con un precio en 2010 que es 2,8 veces superior a la media de dicho interregno). Es más, a pesar del fuerte crecimiento en el precio del barril en los últimos años, que permitió reducir la brecha entre el mercado local y el internacional, los volúmenes de extracción no respondieron satisfactoriamente y persistieron en la tendencia descendente.

En rigor, los motivos que explican la caída de la extracción desde 1998 deben buscarse principalmente en los descensos de la productividad de los yacimientos. En efecto, luego de la apertura y la «desregulación» del mercado, con la mejora tecnológica se incrementó la productividad hasta alcanzar los 9,6 m<sup>3</sup> diarios en 1998 (gráfico 2), alcanzando niveles similares a los de principios de la década de los ochenta (10 m<sup>3</sup> diarios). Sin embargo, como respuesta a la falta de inversión de riesgo (gráfico 1) y, consecuentemente, la escasa incorporación de «nuevas» áreas con grandes recursos, los pozos vigentes comenzaron a «madurar» y, por ende, alcanzaron un rendimiento menor. Si, como sostiene Vicente, la extracción comenzó a descender por la caída de los precios internacionales, deberían haber salido de la producción los yacimientos más costosos y con menores rendimientos, con lo que la productividad debería haberse incrementado, situación que no se corresponde con

<sup>6</sup> Con la Ley de Emergencia Económica y Reforma del Régimen Cambiario (ley N° 25.561) sancionada en 2002, se habilitó el cobro de derechos de exportación a los hidrocarburos por el plazo de cinco años (prorrogados hasta la actualidad). Con el Decreto N° 310/02 se fijó, en cuanto al petróleo, un arancel a la exportación del 20 por ciento. A los dos años, por medio de la Resolución N° 337/04 se estableció un nuevo valor del 25 por ciento en la alícuota, el cual fue modificado por la Resolución N° 532/04 que marcó diferentes valores conforme el precio del barril fuera subiendo (en caso de que el barril sea igual o superior a los 45 dólares, el derecho de exportación se establecería en el 45 por ciento, como valor máximo). Finalmente en 2007, a través de la Resolución N° 394, se estableció una alícuota móvil en función de un valor de referencia (que en petróleo es de 60,9 dólares el barril), un valor de corte (42 dólares el barril) y el precio internacional del crudo.

la evidencia empírica. Luego del rendimiento máximo de 1998, la productividad por pozo inició un ininterrumpido camino descendente hasta alcanzar los 4,6 m<sup>3</sup> diarios de petróleo en 2009; más de un 50 por ciento inferior respecto del año 1998, cuando alcanzó los 9,6 m<sup>3</sup> diarios.

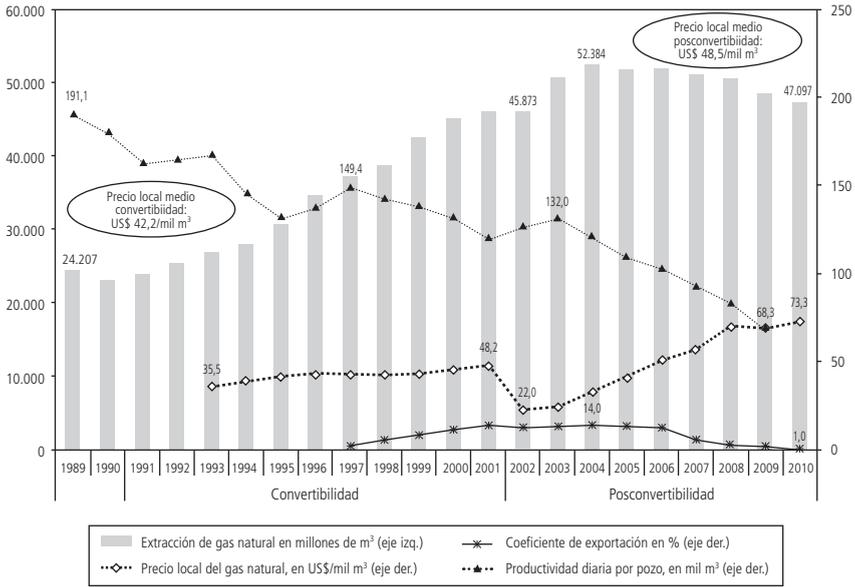
Al poner el foco en el segmento de gas natural, se aprecia que la productividad de los pozos se encuentra en descenso desde el inicio de las reformas. Con cierta oscilación, entre 1989 y 2003 la caída de la productividad fue del 2,6 por ciento anual acumulativo. No obstante, a pesar de esta declinación, en el período señalado la explotación se incrementó en un 116 por ciento, al pasar de 24.207 millones de m<sup>3</sup> a 52.384 millones de m<sup>3</sup> (gráfico 3). Este fuerte aumento se correspondió, por una parte, con la persistente «gasificación» de la matriz energética local, y por otra, con la construcción de gasoductos de exportación, que permitieron que desde 1998 la Argentina comenzara a vender gas natural a los países limítrofes. De este modo, si bien las exportaciones no alcanzaron a tener la magnitud de las de petróleo, hacia 2004 llegaron a representar el 14,0 por ciento de la producción local de gas natural. A pesar de ello, si se analiza la contribución al crecimiento de la extracción entre 1998 y 2004, se observa que este corresponde en un 44 por ciento a las exportaciones.

Luego de 2004 la extracción de gas natural comenzó a descender marcadamente. En este sentido, hasta 2010 registraba una caída en torno del 10,1 por ciento. Un elemento de considerable importancia es que el descenso en la productividad de los yacimientos se intensificó notablemente, pues de una tasa anual del 2,6 por ciento del período 1989-2003 se pasó a una caída de la productividad del 10,4 por ciento anual entre 2004 y 2009, lo que pone de manifiesto la fuerte maduración de los yacimientos. El argumento de los actores líderes del sector gira en torno a que con los precios «posdevaluación» no podían realizar las inversiones necesarias para incrementar los volúmenes de explotación, razón por la cual desde 2004 se encuentran en franco descenso. Si bien es cierto que con la eliminación de la caja de conversión el precio interno del gas natural (en dólares) descendió fuertemente,<sup>7</sup> luego de 2004 por medio del Decreto N° 181/04, se habilitó el incremento del valor del gas natural, lo cual posibilitó que hacia 2006 se superaran los niveles previos a 2001. Al considerar los precios entre la posconvertibilidad y la década de los noventa, se observa que, en promedio, actualmente son 15 por ciento superiores, alcanzando en 2010 los 73,3 dólares el m<sup>3</sup> (gráfico 3).

<sup>7</sup> Con la sanción de la Ley de Emergencia Económica (Ley N° 25.561) y la devaluación de la moneda local en 2002, se «pesificaron» las tarifas quedando «establecidas en pesos a la relación de cambio un peso igual a un dólar». En este sentido, el precio entre 2001 y 2002 cayó de 48,2 dólares los mil m<sup>3</sup> (1,5 dólares el millón de BTU) a 22,0 dólares los mil m<sup>3</sup> (0,7 dólares el MBTU).

Gráfico 3

**Evolución de la extracción, coeficiente de exportación, precio local y productividad por pozo de gas natural, 1989-2010**



Fuente: elaboración propia con base en la Secretaría de Energía y el IAPG.

En realidad, cuando se desagrega la información de los volúmenes de extracción por empresa, se observa una tendencia similar respecto de lo acontecido con el petróleo, pero con ciertas particularidades que resulta necesario remarcar. De las primeras seis firmas del sector, que en los años 2004 y 2010 concentraban alrededor del 85 por ciento de la producción, cuatro de ellas redujeron los volúmenes explotados. Entre estas compañías están Tecpetrol (-47,0 por ciento), Repsol-YPF (-31,2 por ciento), Pluspetrol (-25,4 por ciento) y Pan American (-6,4 por ciento). Por su parte, en este período, de las líderes apenas dos pudieron ampliar la producción, Total Austral (17,9 por ciento) y Petrobras (18,6 por ciento). El resto logró expandir los flujos en un 3,2 por ciento, pero no alcanzó a compensar el descenso anterior, lo que significó una caída del 10,1 por ciento, tomando la información agregada (cuadro 2).

En términos generales, al igual que en el caso del crudo se observa también un funcionamiento deficiente del sector, pero con ciertos elementos diferenciales. Si se compara la caída de la producción de Repsol-YPF (5.309 millones de m³) con la del país (5.288 millones de m³) entre 2004 y 2010 se aprecia que son equivalentes. Es decir, dada la magnitud en valores absolutos del descenso de la firma señalada, es dable sostener que el declive está

Cuadro 2

**Evolución de la extracción de gas natural de las principales empresas del sector,  
2004-2010 (en millones de m<sup>3</sup> y porcentajes)**

	2004	%	2010	%	Evolución 2004-2010
Repsol-YPF S.A.	17.036	32,5	11.727	24,9	-31,2
Total Austral S.A.	11.244	21,5	13.251	28,1	17,9
Pan American	6.362	12,1	5.952	12,6	-6,4
Pluspetrol S.A.	4.549	8,7	3.392	7,2	-25,4
Petrobras S.A.	3.602	6,9	4.273	9,1	18,6
Tecpetrol S.A.	2.777	5,3	1.472	3,1	-47,0
Resto	6.816	13,0	7.031	14,9	3,2
<b>Total país</b>	<b>52.384</b>	<b>100,0</b>	<b>47.097</b>	<b>100,0</b>	<b>-10,1</b>

Fuente: elaboración propia con base en la Secretaría de Energía.

concentrado fundamentalmente en una empresa, sin desconocer que varias de las principales también poseen una *performance* deficitaria. Al desagregar la información de la producción de esta compañía, se advierte que en el megayacimiento Loma la Lata existió una merma de extracción de 5.766 millones de m<sup>3</sup> (-44,4 por ciento) entre 2004 y 2010, es decir, un 9,0 por ciento más que la caída del conjunto del país. Con base en las estadísticas publicadas por la Secretaría de Energía, el principal motivo que explica esto refiere al descenso de la presión del yacimiento: mientras que en 2003 el 26,5 por ciento de la extracción respondía a gas de «alta presión», el 72,0 por ciento al de «mediana» y apenas el 1,5 por ciento al de «baja», en 2010 la relación se había invertido, ya que el 0,5 por ciento era de alta presión, el 28,6 por ciento de media y el 70,9 por ciento restante de baja.

En línea con lo señalado previamente, Roberto Kozulj (2005) sostiene que el motivo ulterior de esta fuerte caída de la producción fue la escasa inversión desarrollada. Sin embargo, presenta como hipótesis la posibilidad de que el operador utilizara la reducción en la extracción como mecanismo de presión para obtener mayores precios, dado que en 2000, durante la renegociación de la extensión de la concesión del yacimiento, proyectaba un incremento de la producción del 33 por ciento.<sup>8</sup> No obstante, señala: «Tras la pesificación del

<sup>8</sup> Efectivamente, para obtener en 2000 la prórroga de la concesión hasta 2027, la compañía se comprometió a abonar al Estado nacional 300 millones de dólares por dicha prórroga, a la provincia el 5 por ciento del flujo de fondos netos proveniente de la concesión y acordó definir un programa de inversiones por 8.000 millones de dólares para ser aplicado entre 2000 y 2017 (YPF, 2002).

precio entre 2002 y 2003, [el operador] alegó la declinación del yacimiento y problemas de orden técnico» (ibíd., 36). Si bien, según afirma este autor, no es dable descartar problemas técnicos, dado que con base en el análisis de costos realizado la rentabilidad le permitía continuar con la extracción del recurso,<sup>9</sup> Kozulj señala que la razón que permite explicar esta abrupta caída remite a la presión ejercida por la empresa para incrementar el precio del gas natural: «Por lo tanto el contexto explicativo de la crisis más convincente es el que relaciona la restricción de oferta con la presión por obtener mayores precios y justificar las importaciones desde Bolivia, dado que de este modo los mismos operadores obtendrán los beneficios requeridos llevando a la dolarización el precio del gas en el mercado interno, tal como era reclamado desde el año 2002» (ibíd., 37), algo que se valida analizando los balances de la empresa: «En diciembre de 2005 se revisaron a la baja (...) reservas probadas de petróleo y gas en Argentina [que] corresponde[n] a reservas del área Loma la Lata, debido a que una baja presión observada en este yacimiento ha evidenciado que, bajo las condiciones técnicas, económicas y operativas actuales, una parte de las reservas *in situ* podría no ser extraíble con una certeza razonable» (YPF, 2006:53; cursivas propias).

Estas presiones del sector cobraban fuerza ante la tensión existente entre la caída de la producción y la creciente demanda interna de gas natural desde 2003 (producto de la reactivación económica local), lo que empezaba a dejar insatisfecha parte de esa demanda, generando un incipiente proceso de restricción externa sectorial que se materializó en 2011 (Barrera, 2012c).

En síntesis, conforme a lo señalado, la actual situación crítica del sector no parece responder a factores coyunturales sino que sería consecuencia de un problema de índole estructural. La arquitectura legal construida en la década de los noventa, que permitió a las firmas operar sin restricción ni obligaciones de ningún tipo, con agencias de control que no aplicaron sanciones previstas en la ley sectorial ante incumplimiento de los contratos de concesión, y la ausencia de una empresa testigo estatal, generaron un proceso de sobreexplotación de los yacimientos (en función de ampliar los saldos exportables) y subexploración de la superficie sedimentada, con el objetivo de maximizar las utilidades en el corto plazo. Durante la posconvertibilidad, como mecanismo de presión para obtener mayores beneficios (vía aumento de precios), las compañías potenciaron la estrategia de subexploración para reducir los costos y acrecentar las ganancias, facilitada por la ausencia de normativas que regulen el mercado. 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 continuó vigente una serie de normativas

<sup>9</sup> Según la información publicada por Kozulj (2005), el costo de desarrollo y explotación del yacimiento rondaba los 0,26 dólares el millón de BTU, mientras que el precio abonado en la Cuenca Neuquina oscilaba en torno de los 0,55 dólares el millón de BTU (18,1 dólares los mil m<sup>3</sup>).

que limitaban fuertemente —y en algunos casos anulan— el rol del Estado en el sector, y que permitieron que se profundizaran las estrategias y comportamientos empresarios que coadyuvaron a que se alcanzara la actual crisis energética<sup>10</sup>.

En definitiva, lo que permiten observar los distintos datos presentados en este apartado es que, contrariamente a lo que se sostenía desde el discurso político que habilitó las reformas de los noventa, la supuesta «desregulación» del mercado no generó un proceso virtuoso de mayor inversión de riesgo, con el consecuente incremento sostenido y persistente de la producción. En la práctica, la transferencia de la capacidad regulatoria estatal al «mercado» le permitió a un acotado número de firmas implementar una estrategia que consistió en invertir fuertemente en la explotación de los yacimientos, logrando su sobreexplotación —dado que tenían como horizonte el mercado externo—, a la par que reducían el riesgo minero subexplorando la superficie del país, 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 marcada caída de los niveles de explotación luego de la maduración de los yacimientos y en un fuerte aumento de las importaciones de combustibles desde 2003 para suplir dicha falencia, que terminaría provocando en 2011 un déficit significativo en la balanza comercial energética (Barrera, 2012c).

### **Análisis de la variación de los stocks de reservas hidrocarburíferas**

Los análisis realizados con antelación permiten comprender con mayor facilidad el porqué de la evolución declinante de las reservas hidrocarburíferas de Argentina. *Prima facie*, se puede observar en el gráfico 4 que la tendencia de los recursos certificados de petróleo y de gas natural es muy similar. Es posible marcar dos períodos con semejante ciclo. En 1990, como resultado de la revaluación de reservas realizada por la consultora Gaffney, Cline & Associates,<sup>11</sup> se produjo una marcada reducción del 28,7 por ciento en petróleo y 27,9 por ciento en gas natural, que en los años inmediatos se revertió. Así, en términos generales las reservas hidrocarburíferas crecieron hasta 1999 (crudo) y 2000 (gas natural). Luego de alcanzar el nivel máximo se inició una etapa de marcada caída; en el caso del petróleo, este logró estabilizarse recién en 2006, algo que todavía no sucedió con el gas natural, que continúa un persistente descenso (gráfico 4). De este modo, al tomar 1999 como base de comparación,

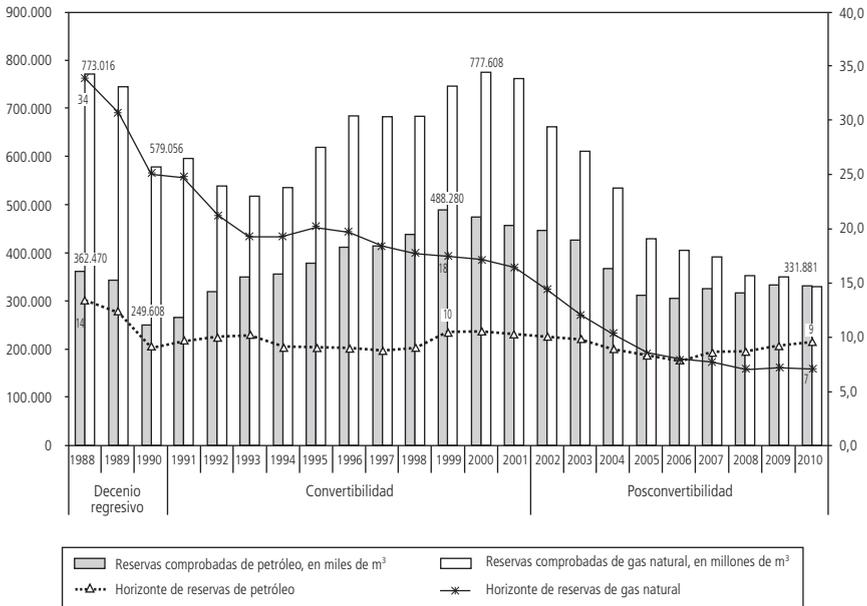
<sup>10</sup> Este proceso de subexploración y sobreexplotación desplegado con el objetivo de maximizar el valor presente de las reservas —que coadyuvó en una creciente dependencia externa de los combustibles— fue el factor que desencadenó la expropiación del 51 por ciento de las acciones del grupo español el 4 de marzo de 2012.

<sup>11</sup> El Poder Ejecutivo, 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), contrató los servicios de la consultora estadounidense Gaffney, Cline & Associates. En función del sistema diseñado para la concesión de las áreas, de la valuación realizada se estimaba el importe que debía abonar el capital privado sobre estas. Los descensos de las reservas comprobadas son de considerable magnitud en cualquiera de las cuencas que se analice.

emerge como elemento que los recursos certificados descendieron hasta 2010 en torno del 31,6 por ciento y el 55,6 por ciento en petróleo y gas natural, respectivamente.

Gráfico 4

**Evolución de las reservas comprobadas de petróleo y gas natural y horizonte de reservas de ambos hidrocarburos, 1988-2010 (en miles de m<sup>3</sup>, millones m<sup>3</sup> y años)**



Fuente: elaboración propia con base en la Secretaría de Energía y el IAPG.

Nuevamente, si se desagrega la información por empresa, considerando las principales seis que significan alrededor del 75 por ciento de los recursos certificados de petróleo y el 85 por ciento en gas natural (lo que agrega información respecto de la formidable concentración de las reservas en pocos actores), se puede apreciar que la marcada caída se explica por un problema estructural que afecta al conjunto de las compañías del sector. Si se consideran las reservas de crudo, con excepción de Pan American Energy que casi triplicó sus recursos certificados, las restantes compañías redujeron muy marcadamente sus stocks. Así, las primeras dos con una mayor caída fueron Petrobras, con una extinción del 84,6 por ciento de sus reservas y Tecpetrol, con un declive del 71,2 por ciento, seguidas por Chevron (-67,8 por ciento) y Repsol-YPF (-48,2 por ciento). Por otra parte, al analizar el sector gasífero, la dinámica es aún peor, dado que las caídas son considerablemente

superiores. En efecto, las primeras seis firmas del sector redujeron sus reservas operadas en distinta magnitud, pero con valores que oscilaron entre el 17,8 por ciento (Pan American) y el 87,0 por ciento (Tecpetrol).

Al igual que lo señalado respecto del descenso de la extracción, existen diversas hipótesis que pretenden explicar el origen de la contracción originada hacia finales de la convertibilidad, que cobró mayor impulso en la posconvertibilidad. Según sostiene J.M. Fanelli (2011:56):

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.

Desde la perspectiva de este autor, el cambio en las reglas de juego con la devaluación de la moneda local en 2002 y la distorsión del mercado a través de la implementación de subsidios cruzados fueron los elementos centrales que generaron el «desbalance» y la consecuente caída de la extracción y las reservas hidrocarburíferas. A su vez, dentro del sector, existieron diversos cuestionamientos a la «pesificación» de los precios de gas natural y la implementación de los derechos de exportación desde 2002, visto que, según afirmaban, generarían mayores perjuicios a la actividad (García, 2003; Vicente, 2002). Una de las declaraciones que sintetiza dicha postura fue la del presidente de Pionner Argentina, Güimar Vaca Coca, quien expresó: «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» (2002:58).

En concordancia con lo señalado respecto de la caída de los niveles de extracción, en el caso de las reservas el inicio de la declinación es previo a la devaluación y las políticas posteriormente aplicadas. En este sentido, el origen del problema no parece ser el indicado por los interlocutores mencionados. En realidad, la declinación no responde a cuestiones coyunturales, sino a factores estructurales de la dinámica adoptada por el sector luego de la «desregulación» del mercado y la enajenación de la petrolera estatal.

El marcado aumento de las reservas de petróleo (95,6 por ciento), entre 1990 y 1999 y de gas natural (34,3 por ciento) entre la fecha inicial y el 2000, además de deberse al «sinceramiento» de reservas que habían sido bajadas *ad hoc* por Gaffney, Cline & Associates, en parte se corresponde con el inicial incremento de los pozos de exploración que aumentaron hasta 1995 (gráfico 1). No obstante, el crecimiento está asociado fundamentalmente al mejoramiento en el gerenciamiento de los reservorios y el acrecentamiento del «factor de

recuperación» de las reservas debido a la emergencia de mejores tecnologías. De esta manera, el mejoramiento de las técnicas y la tecnología permite acceder, dentro de yacimientos que se encontraban en producción, a recursos que hasta entonces no podían extraerse, lo que posibilitó acrecentar la magnitud de las reservas.<sup>12</sup> Dado que Argentina tenía un factor de recuperación del 19 por ciento, cuando la media internacional se encontraba en el 30 por ciento (Galacho, 1992), es dable sostener que gran parte de estos aumentos se debió a este aspecto. Si bien estos elementos permitieron un inicial incremento de los *stocks* de reservas, el posterior descenso desde 1997 en los niveles de inversión de riesgo, y que las compañías se centraran en las cuencas desarrolladas por YPF S.E. sin realizar inversiones en las restantes diecinueve cuencas del país, redundó en una consecuente caída de los recursos certificados que implicó, entre 1999 y 2010, una merma del 31,6 por ciento y el 55,6 por ciento en petróleo y gas natural, respectivamente.

Así, a pesar de existir 24 cuencas prospectables, todavía se sigue produciendo en las 5 descubiertas por YPF cuando era de propiedad estatal. Esto se debe, fundamentalmente, a que como se señaló el sector privado redujo marcadamente las inversiones de riesgo dado que pasó a explorarse en áreas de bajo o mediano riesgo, medido con base en la alta información geológica y la madurez de los yacimientos. De este modo, a pesar de que existen distintas posturas respecto del potencial geológico del país, puesto que hay quienes sostienen que las cuencas nacionales (productivas e improductivas) no son «particularmente atractivas» (Nastri, 2004; Petrotecnia, 2003) mientras otros señalan que el «potencial exploratorio es interesante» o que «sobran áreas en donde explorar» (Cruz, 2005; Lesta, 2006; Schmale, 2005), indudablemente el territorio todavía se encuentra, en gran medida, inexplorado.

La reducción del riesgo por parte de las empresas se puede apreciar de diversas formas. Por una parte, ateniéndose a la decisión desarrollada por la principal firma del mercado, la ex petrolera estatal, que desde 1994 asienta en sus balances la necesidad de reducir el riesgo para aumentar su rentabilidad (YPF, 1995:15; 1996:5, 9, 18; 1997:13). Asimismo, desde un plano más agregado, considerando al conjunto del sector también se aprecia 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 Carlos Cruz (2005), jefe del grupo de evaluación de riesgo y reservas de Pluspetrol, el crecimiento de reservas en Argentina en el período señalado, para el caso del petróleo, responde en un 76 por ciento a recursos certificados en campos descubiertos antes de 1990, esto es, las áreas de bajo

<sup>12</sup> Como sostiene Mirta Galacho (1992:22): «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 por ciento en el factor de recuperación incorporará aproximadamente 55 millones de m<sup>3</sup> de petróleo».

riesgo desarrolladas por YPF S.E.; mientras que las áreas descubiertas luego de esa fecha aportaron el 24 por ciento restante. En gas natural la situación es similar, dado que el 63 por ciento responde a áreas de bajo riesgo. En este sentido, el geólogo es contundente:

Considero que el incremento notable de reservas que se dio en los noventa, 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 destaco, atemperó, la caída de reservas. (Cruz, 2005:14).

Con base en la información estadística analizada es dable sostener que esta tendencia se profundizó luego de 2004, año en el que finaliza el estudio de Cruz. De este modo, la articulación de la información de los pozos de exploración con esta última declaración permite reafirmar que el inicial incremento de reservas hasta finales de los noventa se debió, principalmente, a aportes de nueva tecnología y reordenamiento del «gerenciamiento» de los campos. La posibilidad de alcanzar la «frontera tecnológica» viabilizó maximizar la producción de los yacimientos que, combinada con escasa inversión de riesgo (por la persistente reducción de costos), habilitó la obtención de ganancias extraordinarias (Barrera, 2012c). En esta línea, desde otro marco teórico, Sebastián Scheimberg, expresó: «En términos de los resultados alcanzados en los noventa el cambio en la organización ha probado ser eficiente en relación con la maximización de la renta petrolera de corto plazo pero ha dado muestras de una insuficiente actividad exploratoria asociada a la sustentabilidad de largo plazo» (2005:7).

### **Reflexiones finales**

Las reformas implementadas por el gobierno de Menem en el sector hidrocarburífero tenían como objetivos declarados, a través de la desregulación de la actividad y de la privatización de la petrolera estatal, configurar una nueva estructura de funcionamiento que otorgara otro dinamismo al sector a través de un «aluvión» de inversiones de riesgo que redundarían en un aumento de la competencia y, consecuentemente, de los volúmenes de extracción y de los stocks de reservas. Desde la perspectiva del gobierno, la liberalización del mercado permitiría el ingreso a una nueva etapa de explotación próspera para las generaciones futuras.

Sin embargo, los objetivos declarados no se correspondieron con los hechos, en gran medida como producto de la normativa implementada, que se contrapuso a los supuestos principios manifestados. En esta línea se encontró la anulación de las disposiciones que

impedían la concentración de áreas en pocos actores (a través del Decreto N° 1.212/89), lo que redundó en que el proceso de transferencia de los principales activos de la petrolera estatal hacia el sector privado significara la consolidación del poder de mercado de un acotado número de grupos económicos que habían sido los principales beneficiarios durante la dictadura y corresponsables del desequilibrio financiero de la petrolera estatal hasta finales de la década de los ochenta.

En la medida en que la fragmentación y posterior privatización de YPF S.A. respondió, por un lado, a las demandas del capital concentrado –generando una morfología de mercado escasamente competitiva y altamente rentable– y, por el otro, a la necesidad del gobierno de cubrir el déficit fiscal y los pagos de la deuda, con un Estado que transfirió la capacidad regulatoria a un reducido número de actores privados, es evidente que el *leitmotiv* de las reformas no fue, como anunciaban, el incremento en la eficiencia de la empresa y la búsqueda de un mercado de «competencia perfecta».

Así, a pesar de la insistencia de la administración gubernamental de Carlos Menem en que la «desregulación» del mercado y la concesión y venta de los activos de YPF convertiría al mercado doméstico en uno de competencia perfecta, la reestructuración de la empresa estuvo subordinada a la pugna de las fracciones de capital internas con los acreedores externos por la apropiación del excedente generado por la economía argentina. Es decir, que ese proceso inicial de fragmentación estuvo subordinado a factores exógenos a la firma.

De este modo, lejos de significar una real desregulación, la nueva arquitectura legal constituida transfirió el poder regulatorio del Estado a un puñado de empresas las cuales, una vez consolidadas, desde mediados de la década de los noventa empezaron un proceso de desprendimiento de sus activos, asociándose o vendiéndolos al capital foráneo, lo que culminó en una fuerte extranjerización del sector. De esta manera, la mentada búsqueda de competencia en el mercado de hidrocarburos, situación que desde el discurso oficial habilitaba la reestructuración sectorial, en rigor culminó con una reconcentración del mercado (en esta ocasión por parte del capital privado).

Esta fuerte concentración genera considerables problemas tanto asociados a la ineficiencia productiva como al poder en materia de fijación de políticas que poseen estas firmas. En este sentido, los operadores privados se centraron en los segmentos más rentables del sector, reduciendo las inversiones de riesgo y maximizando aquellas asociadas a la explotación. De este modo, las compañías aplicaron una estrategia de sobreexplotación de los yacimientos, motorizada primordialmente por la exportación de esos recursos al extranjero (principalmente, durante la década de los noventa, y en menor medida la posterior), combinada con una marcada reducción de los pozos de exploración (con mayor ahínco en los 2000, aunque se inició desde mediados de los noventa), al centrarse en las reservas descubiertas. Esta estrategia les permitió establecer márgenes de ganancia con base en sus

expectativas de rentabilidad y presionar por mayores beneficios ajustando las cantidades producidas, situación que colisiona con los principios que –en teoría– llevaron adelante las reformas (Barrera, 2012c). Si bien permite que las compañías maximicen utilidades en el corto plazo, este desempeño genera problemas en términos de la reposición de las reservas necesarias para que la actividad sea perdurable en el tiempo –mientras que el horizonte en 1988 era de 34 años en gas natural y 14 en petróleo, en la actualidad los guarismos son de 7 y 9, respectivamente–.

La falta de regulaciones y la ausencia de obligaciones para reinvertir en el sector redundaron en la actual caída de reserva y producción con el consecuente compromiso hacia el futuro, puesto que es un fenómeno generalizado que afecta, con alguna excepción, a las principales firmas del país. A su vez, la deficiente explotación redundó en un fuerte proceso de importación de combustibles que llevó al déficit comercial sectorial en 2011 por casi 3.000 millones de dólares. Esto propició la necesidad de generar fuertes cambios dentro del sector que permitan estructurar una nueva política energética que revierta los legados regresivos de la implementada en la década de los noventa, visto que se requieren importantes inversiones de riesgo tendientes a revertir la alicaída *performance*. En este contexto se inserta la reciente expropiación del 51 por ciento del capital social de YPF S.A. (Ley N° 26.741) y la derogación, por medio del decreto reglamentario, de las principales normativas desregulatorias propiciadas en los decretos N°s 1.055/89, 1.212/89 y 1.589/89. Entre las principales disposiciones, se estableció:

- La derogación de la libre disponibilidad de los hidrocarburos, de la desregulación sectorial y la libertad tanto de precios como para importación y exportación de los recursos. A la vez, anuló tanto las restricciones fijadas para cobrar aranceles, como la libre disponibilidad de hasta el 70 por ciento de las divisas generadas por las ventas.
- La creación de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que tendrá a cargo elaborar y presentar el Plan Nacional de Inversiones del sector, en donde se fijarán metas y objetivos mínimos que deberán cumplir las compañías que operen en cada uno de los segmentos para garantizar el autoabastecimiento y la sustentabilidad de la actividad en el mediano y largo plazo. Simultáneamente protege los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos y monitorea las ganancias empresarias.
- La conformación del Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, en el que tendrán que inscribirse las personas físicas y jurídicas que operen en el sector, que se verán obligadas a suministrar información relativa a planes de inversión, estructura y dinámica de costos, metas, entre otras.

Así, para revertir el «modelo privatista» implementado en la década de los noventa, que presenta considerables evidencias de agotamiento como producto de que ya las reservas baratas heredadas de YPF S.E. se están acabando, la reciente modificación del esquema normativo y el ingreso del Estado en YPF, con el consecuente control de su capital social, debería coadyuvar —y evidencia de esto es la creación de un registro de inversiones— principalmente a que las utilidades del sector sean reinvertidas en la exploración de nuevos yacimientos, ámbito en el que el capital privado no demostró interés.

### Referencias bibliográficas

- Apud, Emilio** y otros (2009). «Propuesta de una política de Estado para el sector energético argentino», documento elaborado por los ex secretarios de Energía, 11 de marzo, Buenos Aires.
- Apud, Emilio** y otros (2011a). «Sector energético argentino: balance de la gestión de gobierno 2003-2010», documento elaborado por los ex secretarios de Energía, 16 de marzo, Buenos Aires.
- Apud, Emilio** y otros (2012b). «La verdadera situación energética que encontrará el nuevo gobierno», documento elaborado por los ex secretarios de Energía, 4 de julio, Buenos Aires.
- Azpiazu, Daniel** y **Martin Schorr** (2003). *Crónica de una sumisión anunciada*, Buenos Aires, Siglo XXI Editores/Flacso.
- Barrera, Mariano A.** (2012a). «El legado de la última dictadura en el mercado hidrocarburífero: la antesala de las reformas de los noventa», *Revista Realidad Económica*, n° 267, pp. 19-43, Buenos Aires.
- Barrera, Mariano A.** (2012b). «El proceso de fragmentación de YPF: rupturas y continuidades entre el gobierno de facto y el de Carlos Menem», *Revista Realidad Económica*, n° 267, pp. 44-67, Buenos Aires.
- Barrera, Mariano A.** (2012c). «Subexploración y sobreexplotación: la lógica de acumulación del sector hidrocarburífero en Argentina», *Revista Apuntes para el Cambio*, n° 2, pp. 19-35, Buenos Aires.
- Barrera, Mariano A.** (2012d). «Y.P.F.: estudio de las causas del quebranto y privatización», *Revista Ensayos de Economía*, n° 40, pp. 13-37, Medellín.
- Barrera, Mariano A.** (en prensa). «La 'desregulación' del mercado de hidrocarburos y la privatización de YPF: orígenes y desenvolvimiento de la crisis energética en Argentina», en Martín Schorr, comp., *Recursos naturales en la Argentina reciente: los casos de la minería, el petróleo y el agro pampeano*, Buenos Aires, Editorial Cara o Ceca.
- Bastos, Carlos** (1993). «Autoabastecimiento condicionado», *Actualidad Energética*, n° 47, pp. 34-35, Buenos Aires.
- Basualdo, Eduardo** (2006). *Estudios de historia económica argentina: desde mediados del siglo veinte a la actualidad*, Buenos Aires, Siglo XXI.
- Bonelli, Marcelo** (1984). *Un volcán en llamas: los contratos petroleros*, Buenos Aires, Corregidor.
- Castellani, Ana** y **Esteban Serrani** (2010). «La persistencia de los ámbitos privilegiados de acumulación en la economía argentina. El caso del mercado de hidrocarburos entre 1977 y 1999», *H-industri@*, n° 6, pp. 1-31, Buenos Aires.
- Cruz, Carlos** (2010). «El gran desafío de ampliar las fronteras de la exploración», *Revista Petrotecnia*, año 46, pp. 8-26, Buenos Aires.
- Stensosoro, José** (1992). «Transformación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales», *Gabinete Paralelo*, n° 2, pp. 81-93, Buenos Aires.

**Fanelli, José María** (2011). «Recursos naturales: ¿bendición o maldición? Sobre la experiencia argentina en los 2000», *Boletín Informativo*, n° 336, Techint, Buenos Aires.

**Galacho, Mirta** (1992). «El gerenciamiento de reservorios y el incremento de las reservas de petróleo», *Actualidad Energética*, n° 41, pp. 22-25, Buenos Aires.

**García, Raúl** (2003). «La importancia de las reglas previsibles», *Revista Petrotecnia*, año 44, pp. 24-25, Buenos Aires.

**Guadagni, Alieto** (2012). «Presente y futuro del gas en la Argentina», *Economic Research and Forecasts*, pp. 1-17, Buenos Aires, Econométrica S.A.

**Gulisano, Carlos** (2004). «La exploración *onshore* en la Argentina: historia reciente, presente y futuro», *Revista Petrotecnia*, año 45, pp. 20-30, Buenos Aires.

**Kozulj, Roberto** (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*, Cepal, Serie Recursos Naturales e Infraestructura n° 46, Santiago de Chile.

**Kozulj, Roberto** (2005). *Crisis de la industria del gas natural en Argentina*, Cepal, Serie Recursos Naturales e Infraestructura n° 88, Santiago de Chile.

**Kozulj, Roberto y Víctor Bravo** (1993). *La política de desregulación argentina: antecedentes e impactos*, Buenos Aires, Centro Editor de América Latina.

**Lesta, Pedro** (2006). «La exploración del margen continental argentino: presente y futuro», *Revista Petrotecnia*, año 47, pp. 10-14, Buenos Aires.

**Nastri, Enrique Juan** (2004). «Los hidrocarburos en la Argentina: ¿qué hacer?», *Revista Petrotecnia*, año 45, pp. 72-76, Buenos Aires.

**Petrotecnia** (2003). «Carta de la Comisión Directiva: los desafíos», *Revista Petrotecnia*, año 44, pp. 3-3, Buenos Aires.

**Rey, Luis** (1992). «La privatización de YPF», *Actualidad Energética*, n° 41, pp. 30-31, Buenos Aires.

**Sabbatella, Ignacio** (2011). «La ecología política de la privatización de YPF: mercantilización de los hidrocarburos y valoraciones alternativas (1989-2001)», tesis de maestría, Universidad de Buenos Aires.

**Scheimberg, Sebastián** (2007). «Experiencia reciente y desafíos para la generación de renta petrolera 'aguas arriba' en la Argentina», documento de proyecto, Cepal, Santiago de Chile.

**Schmale, Walter** (2005). «La Argentina tiene potencial exploratorio», *Revista Petrotecnia*, año 46, pp. 3-3, Buenos Aires.

**Vaca Coca, Güimar** (2002). «Las empresas frente a la crisis», *Revista Petrotecnia*, año 43, pp. 54-69, Buenos Aires.

**Vicente, Oscar** (1990). «Es necesario intensificar el Plan Houston y tener claro el sentido de la recuperación asistida», *Revista Petroquímica, Petróleo & Química*, año 8, n° 69, pp. 4.406-4.418, Buenos Aires.

**Vicente, Oscar** (2002). «El gas, la electricidad y las empresas», *Revista Petrotecnia*, año 43, pp. 8-20, Buenos Aires.

**Vicente, Oscar** (2003). «El futuro de los hidrocarburos en la República Argentina», *Revista Petrotecnia*, año 44, pp. 8-18, Buenos Aires.

**Williamson, John** (2000). «What Should the World Bank Think about the Washington Consensus?», *The World Bank Research Observer*, vol. 15, n° 2, pp. 251-264, UK, Oxford University Press.

**Yacimientos Pretolíferos Fiscales -YPF** (diversos años). *Memoria y estados*, Buenos Aires.