

# **AMÉRICA LATINA Y SU POLÍTICA PETROLERA FRENTE A LAS ÚLTIMAS TENDENCIAS INTERNACIONALES. PERSPECTIVAS REGIONALES A PARTIR DEL ANÁLISIS DE BRASIL Y ARGENTINA<sup>1</sup>**

ESTEBAN SERRANI

## INTRODUCCIÓN

LAS ÚLTIMAS TENDENCIAS INTERNACIONALES presentan renovados dilemas y nuevos desafíos respecto a la sostenibilidad del actual esquema energético global, enmarcado por la confluencia de varios procesos, a saber: la dinámica económica que combina crisis en los países del centro y perspectivas muy dinámicas en las economías emergentes asiáticas y latinoamericanas, la especulación financiera sobre los mercados de futuros petroleros que proyectan altos precios del barril de crudo para la próxima década y la concentración de las mayores reservas mundiales de petróleo en las compañías estatales de los países miembros de la OPEC.

En este sentido, algunas interrogantes se plantean en América Latina de cara a la evolución de la economía global y a las proyecciones futuras del mercado petrolero. En primer lugar, ¿son los entornos institucionales y las modalidades organizacionales que se vinieron desarrollando en la región instrumentos de gestión pública capaces de afrontar las perspectivas de la evolución del sistema global petrolero? En segundo lugar, ¿son suficientes las inversiones e innovaciones tecnológicas que se han venido desarrollando

<sup>1</sup> Este trabajo es el resultado de mi estancia de investigación en el Centro de Estudios Internacionales de El Colegio de México, que realicé durante los meses de enero y junio de 2011, en el marco del proyecto “La industria petrolera mexicana: hacia un mejor gobierno de Petróleos Mexicanos (PEMEX)” dirigido por la Dra. Isabelle Rousseau. Asimismo se agradecen los valiosos comentarios a versiones anteriores a este trabajo de la Dra. Isabelle Rousseau, del Mg. Ignacio Sabbatella y del Mg. Mariano Barrera, a quienes se exime de cualquier error que el trabajo pudiera contener.

en la región para reducir la demanda de los combustibles fósiles y al mismo tiempo satisfacer el crecimiento sostenido del consumo interno experimentado en la última década? Por último, ¿está en condiciones de convertirse decididamente en un actor global, respondiendo a las expectativas de las proyecciones internacionales que asumen un crecimiento de la demanda de crudo en el futuro?

La sustentabilidad del mercado regional petrolero para los próximos años depende en gran medida de la toma de decisiones que hoy efectúen los gobiernos nacionales, y de cómo promuevan el avance tecnológico y la racionalización de las conductas respecto al consumo energético.

Para ello se revisan los casos de Brasil y Argentina, ya que resultan prototípicos respecto de cómo la gestión de las reformas estructurales de los años noventa impactaron de formas disímiles en la planificación de la política petrolera, en el rol estatal en el desarrollo de los principales indicadores y en el desempeño de las grandes empresas privadas en la “sustentabilidad” del sector. Así, se propone el estudio comparado de ambas experiencias nacionales, prestando particular atención en cómo afrontaron las principales tendencias petroleras y cuáles fueron las medidas que se tomaron para el sector en la última década.

De esta manera en un primer apartado se revisa el estado actual de la industria petrolera global y las principales perspectivas económicas que influyen en su desarrollo. Posteriormente, se analiza el sector petrolero en América Latina, para luego examinar en detalle la experiencia de Brasil y la de Argentina. Finalmente, se extraen algunas conclusiones respecto de cuáles son las principales perspectivas que tiene la región a futuro.

## 1. ESTADO ACTUAL DE LA INDUSTRIA PETROLERA Y LAS PERSPECTIVAS ECONÓMICAS GLOBALES

Es posible advertir que desde comienzos del siglo XIX, pero con especial acento desde la primera revolución industrial hasta nuestros días, las energías fósiles como el carbón, el gas y el petróleo fueron insumos fundamentales para desarrollar la actual economía capitalista mundial. Hoy en día, más de 90% del consumo de energía depende de fuentes no renovables,<sup>2</sup> y merced a la creciente demanda del transporte terrestre, aéreo y fluvial, la

<sup>2</sup> Isabelle Rousseau, “La organización institucional de la industria petrolera mexicana a principios del siglo XXI”, en Isabelle Rousseau (coord.), *América Latina y petróleo. Los desafíos políticos y económicos de cara al siglo XXI*, México, El Colegio de México, 2010.

energía fósil más consumida es el petróleo, que representa casi 40% de la ecuación energética global.<sup>3</sup>

Actualmente, producto tanto de la discusión internacional sobre el calentamiento global como de las perspectivas de agotamiento de reservas de petróleo convencional en razón de la cada vez más elevada tasa de consumo, la problemática emergencia de un nuevo orden energético mundial se dispone en el centro de muchos de los conflictos recientes más trascendentes. Esto sucede por una radicalización de las posturas políticas y de las decisiones económicas del actual modelo energético y de los principales actores estratégicos involucrados. Desde los conflictos bélicos en Medio Oriente o los proyectos geopolíticos de integración energética para América del Sur, como las disputas y los conflictos de la Federación Rusa con el resto de la Europa continental al respecto del suministro de gas o la pujante diplomacia de las grandes potencias asiáticas (China y la India) ante la necesidad de aumentar su consumo de energía.<sup>4</sup>

En efecto, la búsqueda de un nuevo orden energético mundial se explica por la profundización de la utilización de energía, y con especial acento, del petróleo. Mientras la producción global de energía en 1980 fue de 287.483 *quadrillion BTU* y el consumo se mantenía por debajo de lo que se producía (283.194 *quadrillion BTU\**), la evolución energética mostró en los sucesivos años una carrera de crecientes pasos descomedidos. Hacia 1990, tanto la producción como el consumo energético habían crecido cerca de 20%; ya en el año 2000, su producción estaba por debajo del consumo (crecimiento de 37% contra 40% respectivamente), y llegó a 2008 con una tendencia a la ampliación de la brecha entre una y otra: mientras la producción creció 71% respecto a 1980, el consumo lo hizo aún más, en 74% (tabla 1). En cuanto a la dinámica del mercado petrolero específicamente, la relación producción-consumo tuvo una evolución simétrica a lo largo del periodo, ya que para 1990 habían crecido 4 y 5%, para 2000 ambos 22% y para 2010, 36 y 35% respectivamente (tabla 2).

Este panorama de crecimiento sostenido de la demanda y producción tanto del conjunto de las fuentes energéticas como del petróleo, se ve agravado

<sup>3</sup> Según varios actuales informes de la Agencia Internacional de la Energía (AIE). <http://www.iea.org/>

<sup>4</sup> Joan Prat, "Geopolítica de la energía", *Gobernanza. Revista Internacional para el Derecho Humano*, 50, septiembre de 2006.

\* Con el fin de mantener la máxima claridad posible y el cotejo sencillo, hemos optado por conservar las cifras y denominaciones según los datos de la Energy Information Administration, citados por el autor. Si bien un cuatrillón expresa en español una cantidad de  $10^{24}$ , un millón de trillones, la palabra inglesa *quadrillion* expresa comúnmente  $10^{15}$ . Asimismo, el lector debe prever las diferencias entre billón: un millón de millones, o  $10^{12}$ , y *billion*, que en inglés refiere comúnmente  $10^9$ , mil millones. [N. del E.]

por la problemática relación entre la actual crisis financiera mundial, las expectativas de crecimiento a largo plazo y la demanda de petróleo necesario para reactivar el conjunto de la economía global. La crisis global iniciada en 2007 logró desestabilizar e introducir un elevado nivel de incertidumbre y especulación sin precedentes en el mercado global de futuros, especialmente en el petrolero, al desconocerse el ritmo al que se recuperarán en los próximos años las grandes potencias económicas industrializadas pero, sobre todo, los países emergentes asiáticos y latinoamericanos.

En este marco de incertidumbre global, las últimas proyecciones<sup>5</sup> realizadas por la Agencia Internacional de la Energía (AIE)<sup>6</sup> permiten inferir que tanto la ecuación energética actual como la presencia del petróleo en la misma, no sólo se sostendrán sino que se profundizarán. Para 2035, se espera que la demanda de energía se incremente en 60%, y que ocupe la mitad de ese incremento la demanda global de combustibles fósiles. Así, los hidrocarburos seguirían siendo la fuente más utilizada, pues totalizarían más de 80% del incremento de la demanda de energía primaria prevista, y el consumo de petróleo seguiría incrementándose desde los 85 millones de barriles día de 2009 hasta los 99 millones en 2035.

Resulta un hecho llamativo y novedoso que 93% del aumento proyectado de la demanda mundial de energía primaria provenga de los países no miembros de la OCDE, especialmente de los países emergentes de la periferia, al proyectar en la mayoría de las estimaciones internacionales elevadas tasas de crecimiento económico, producción industrial, población y urbanización, además de una tendencia al mejoramiento de los indicadores sociales y un crecimiento de la renta per cápita.<sup>7</sup> Dos son los ejemplos más sobresalientes. El primero es el de China. El gigante asiático es el país que mayor demanda ha realizado en los últimos diez años; se pronostica que para 2035 explicaría 36% del crecimiento global del uso energético, pues aumentará su demanda en 75% entre 2008-2035, con que llegará a representar 22% de la demanda mundial (cuando hoy es 17%). Incluso, en 2009, China ya había superado a Estados Unidos como el mayor consumidor de energía del mundo, cuando en el año 2000 su demanda era tan sólo la mitad de la que hoy utiliza. El segundo ejemplo paradigmático

<sup>5</sup> De no afirmarse lo contrario, las proyecciones a las cuales haremos referencia de aquí en adelante fueron tomadas del *World Energy Outlook 2010* de la AIE.

<sup>6</sup> La AIE fue creada en el marco de la OCDE en noviembre de 1974 como reacción a la crisis petrolera de 1973, con la intención de diseñar, implementar y asesorar a los países miembros respecto a sus políticas energéticas y petroleras.

<sup>7</sup> Antonio Merino, "América Latina: los retos de la industria de hidrocarburos en un contexto de crecimiento económico", en Isabelle Rousseau (coord.), *América Latina y petróleo. Los desafíos políticos y económicos de cara al siglo XXI*, México, El Colegio de México, 2010.

es el de la India, que podrá representar el segundo mayor responsable del incremento en la demanda global hasta 2035, explicando 18% del aumento total, duplicando su consumo energético en el periodo de proyección.

Y en este sentido, la incertidumbre también se refleja en las proyecciones de la evolución del precio del crudo, que podrá alcanzar en 2035 los 135 dólares por barril, muy por encima de la cotización media de 2009, cercana a los 70, y de la actual en los primeros meses de 2011, alrededor de 100 dólares. En ese escenario, la producción total de la OPEC aumentará hasta 2035 incesantemente, con que pasará a representar más de la mitad de la producción global de petróleo, en virtud, sobre todo, de la preponderancia de las compañías petroleras estatales que, en su conjunto, concentrarían casi todo el aumento en la producción global entre 2009 y 2035.

## 2. AMÉRICA LATINA Y LA ECONOMÍA POLÍTICA DE LA INDUSTRIA PETROLERA: ESTADO ACTUAL Y PERSPECTIVAS A MEDIANO PLAZO

El mega-ciclo de altos precios de los *commodities*, impulsado por el precio del petróleo que se mantiene elevado y (sin embargo) muy demandado por las principales economías industriales, encuentra a los países productores de América Latina en una posición expectante.

La región en su conjunto representó en 2010 el 12.3% de la producción global de petróleo, a pesar de que una década atrás suponía 13.7% (tabla 3). Además, en su conjunto explicaba en 2009 11.5% de las reservas mundiales de petróleo, mientras que Venezuela disponía de 65% de las reservas regionales (tabla 4).

En este sentido podemos afirmar que América Latina constituye, parafraseando a Pierre Bourdieu,<sup>8</sup> una fuerza global petrolera “en el papel”. Sin embargo, ese *stock* está desigualmente distribuido, ya que del total de barriles de producción diaria, 76% de la producción pertenece a tres países: México (28%), Brasil (26%) y Venezuela (22%). Incluso mayor es la asimetría sobre la soberanía nacional de las reservas regionales, ya que de los 135 000 millones de barriles de reservas probadas de crudo, Venezuela cuenta con 74%, mientras que Brasil representa 9% y México 8% (tabla 4).

En su conjunto, América Latina se ha mantenido estable en la producción de crudo en los últimos diez años 2000-2010, en que tan sólo ha caído 1.5%. Sin embargo, a excepción de Brasil, Colombia y Ecuador, los mayores países productores han caído en su producción: 14% México y un llamativo

<sup>8</sup> Pierre Bourdieu, “Espacio social y espacio simbólico”, en *Razones prácticas. Sobre la teoría de la acción*, Barcelona, Anagrama, 1997.

31% Venezuela; igual es el caso de Argentina, con un retroceso de 8%. Por el lado de los países que han incrementado su producción, si bien es muy importante el acrecentamiento de Colombia y de Ecuador con 14 y 23% respectivamente, el caso sobresaliente de la región es el fuerte incremento de la producción de crudo brasileño, que fue de 78% (tabla 3). Por último, en el plano de las reservas, las situaciones nacionales también son dispares en sus esfuerzos exploratorios. Mientras que Venezuela ha incrementado sus reservorios en 37%, los casos de Brasil y Ecuador son excepcionales, pues aumentaron el primero en 73% y el segundo en más de 210% sus *stocks*. Al mismo tiempo, las reservas han caído moderadamente en Argentina (11%), a comparación de la drástica caída sufrida por Colombia (46%) y por México (63%) (tabla 4).

En síntesis, esta doble situación de altos precios y fuerte demanda internacional sumada a un estancamiento de la producción y de las reservas de crudo en los últimos diez años en América Latina, podría significar un reto para aumentar la inversión en exploración, remontando la tendencia a la baja de la producción y la refinación de combustibles líquidos que viene experimentando desde hace ya varios años.<sup>9</sup>

### 3. BRASIL

#### *La industria petrolera en perspectiva histórica*

La industrialización petrolera en Brasil, con presencia estatal, comenzó en 1938 cuando se creó el Consejo Nacional Petrolero y se sancionó la Ley del Régimen Petrolero, que ratificó la nacionalización del subsuelo y limitó el acceso a los yacimientos sólo a empresas nacionales.<sup>10</sup> Sin embargo, terminó de forjarse alrededor de la empresa estatal Petrobras, fundada en 1953 bajo el gobierno constitucional de Getulio Vargas, cuyo modelo de organización de la industria se extendió, a grandes rasgos, hasta mediados de los años noventa. Sólo hasta 1995 se llevó adelante la desmonopolización del sector, cuando el Parlamento aprobó la enmienda constitucional N° 9, con que permitía el ingreso de inversiones privadas a las actividades de los hidrocarburos<sup>11</sup> y por la que derogaba los artículos para la industria de la

<sup>9</sup> Merino, art. cit.

<sup>10</sup> André Furtado, "Capacidades tecnológicas y transformación estructural de una compañía petrolera nacional ante la apertura económica en un país en vías de desarrollo", en Isabelle Rousseau (coord.), *América Latina y petróleo. Los desafíos políticos y económicos de cara al siglo XXI*, México, El Colegio de México, 2010.

<sup>11</sup> *Loc. cit.*

Constitución Federal de 1988, que resguardaba la posición dominante de la empresa estatal.<sup>12</sup> Con la clara intención de dinamizar el mercado local y de escoltar el desempeño de Petrobras, el gobierno asumía que con el ingreso de capitales privados en las actividades del *upstream* se podría lograr el tan ansiado autoabastecimiento energético. En efecto, la enmienda constitucional N° 9 ocasionó un largo debate parlamentario respecto a la nueva orientación de la política petrolera impulsada por el gobierno del presidente Fernando Enrique Cardozo. A mediados de 1997 se terminó sancionando la Ley 9.478, conocida como la “Ley del Petróleo”, que inició la desregulación y la apertura comercial al capital privado tanto nacional como transnacional. Al mismo tiempo, al implementar un sistema de rondas de licitaciones públicas de los yacimientos estatales, se dio por finalizado el monopolio de Petrobras sobre las reservas petrolíferas del país. Estas licitaciones fueron llevadas a cabo por la naciente Asociación Nacional del Petróleo (ANP), que a partir de ese año funcionó como el ente regulador de la industria.

Producto de la conjunción entre las políticas de crecimiento industrial impulsadas en la última década por el gobierno del presidente Luiz Inácio Lula da Silva y el notable éxito de la estrategia de exploración petrolera, Brasil se ha convertido en el noveno mayor consumidor de energía en el mundo y el tercero más grande del hemisferio occidental, sólo detrás de Estados Unidos y Canadá. Este constante crecimiento del consumo energético, impulsado por la fuerte demanda petrolera interna, es el resultado de estrategias de larga data respecto a la planificación estatal sobre el aumento de la producción doméstica de petróleo. De esta manera, los recientes descubrimientos de petróleo en aguas profundas, yacimientos conocidos como *pre-sal*, han transformado a Brasil en un actor regional de sumo peso, y con fundadas perspectivas de inserción global.

En 2010, Brasil produjo 2.7 millones de barriles de crudo por día,<sup>13</sup> transformándose en el segundo productor de petróleo de América Latina detrás de México, cuando diez años atrás era tan sólo el tercero regional, produciendo menos de la mitad de barriles diarios que México o que Venezuela (tabla 3). Asimismo, tenía en 2010 12.8 billones de barriles de reservas

<sup>12</sup> Humberto Campodónico, “Reformas e inversión en hidrocarburos en América Latina”, Santiago de Chile, Cepal, División de Recursos Naturales e Infraestructura, 2004.

<sup>13</sup> La producción petrolera brasileña se lleva adelante sobre todo en el estado de Río de Janeiro, en la región sudeste del país, siendo más de 90% de la producción de yacimientos *offshore* en aguas profundas. Cinco campos en la cuenca de Marina Campos (Marlim, Marlim Sul, Marlim Leste, Roncador y Barracuda) representan más de la mitad de la producción de petróleo crudo de Brasil.

probadas de petróleo,<sup>14</sup> lo cual también lo convierte en el segundo país de la región con más reservas, después de Venezuela, que tiene 99.4 billones (tabla 4). En cuanto al comercio exterior, Brasil despliega un escenario característico de los países que aceleradamente desarrollan este tipo de industria pesada y que necesitan fuertes *inversiones hundidas*. En relación al petróleo crudo, mientras en 1999 Brasil exportaba mil barriles diarios e importaba 483 000, en 2009 se convirtió en exportador neto, al revertir drásticamente la relación: ahora importa 375 000 barriles mientras que exporta 505 000 (tablas 7 y 9). Sin embargo, la situación se invierte cuando se trata de productos refinados de petróleo, al seguir siendo importador neto durante toda la década, salvo en 2003 y 2004 (tablas 8 y 10). En efecto, teniendo en cuenta la relación entre la exportación de productos básicos, la importación de derivados y refinados del petróleo y la dinámica del mercado interno en los últimos años, queda expuesta la política de comercio exterior petrolero, ya que el consumo interno de petróleo ha crecido más rápido que la capacidad instalada de refinación, impulsado por el fuerte crecimiento económico experimentado en la década (tablas 5 y 6). En este sentido, se vuelve evidente la estrategia estatal del gobierno brasileño para lograr el autoabastecimiento petrolero y sostener el crecimiento económico: aumento sostenido de la producción de crudo, del consumo, de las reservas y de la importación de derivados, pero con un estancamiento en la capacidad de refinación para responder a la creciente demanda interna.

### *Organización institucional y la revolución del pre-sal*

El conjunto de las actividades y la evolución de los principales indicadores del sector son administrados y supervisados por la ANP, que es responsable de la emisión de licencias de exploración y producción, y que garantiza el cumplimiento de los contratos como de las normas propias del sector. El funcionamiento del mercado petrolero está ordenado por Petrobras, que tiene una posición dominante en toda la cadena de producción. Actualmente, un conjunto de empresas transnacionales son productores de petróleo en Brasil: Shell (quien fuera la primera en lograrlo), Chevron, Repsol, Anadarko, Devon, Statoil y BG Group, como la nacional OGX.

A comienzos de la década, más precisamente durante 2002, fuertes discusiones sobre la forma de apropiación de la renta petrolera se dieron entre los dos grandes partidos que aspiraban a gobernar Brasil a partir de

<sup>14</sup> La cuenca Marina Campos y las cuencas de Santos, situada fuera de la costa sudeste del país, son donde se encuentran la mayoría de las reservas probadas en Brasil.



2003.<sup>15</sup> El primero buscaba encuadrar el proceso de apropiación de renta dentro del ideario neoliberal, que implica una compleja reestructuración de la producción sectorial con base en una amplia liberalización del conjunto de las actividades petroleras y en una mayor participación de capitales y fondos de inversión privados en Petrobras. Por el otro lado, desde el Partido de los Trabajadores (PT) existía una propuesta nacionalista que pregonaba la fuerte presencia estatal en la administración de la explotación de los recursos naturales. En definitiva, la propuesta que logró imponerse fue una versión mixta de ambas posturas, ya que actualmente se utilizan mecanismos de mercado para la asignación de concesiones y contratos de exploración y explotación de yacimientos, muchos de ellos en asociación con Petrobras; pero también un estricto control estatal para apropiarse de la renta petrolera.<sup>16</sup>

Esta discusión se daba durante la campaña para las elecciones de 2003 y en medio de las “Rodadas de Licitações de Blocos promovidas pela ANP” (tabla 11), abiertas en 1999, apenas año y medio después de la desregulación del sector; y donde participó un conjunto de empresas privadas (nacionales y trasnacionales) junto a Petrobras, en un régimen de libre competencia.<sup>17</sup> En esas rondas, la ANP autorizó a Petrobras a quedarse con una gran parte de las áreas descubiertas por la inversión estatal (y que incluían las mayores reservas probadas), pero la obligó a comprometerse en cumplir exigentes plazos para aumentar su rendimiento, con que ponía a prueba su capacidad técnica y financiera.<sup>18</sup>

Hasta 2011 ha habido diez rondas de licitaciones internacionales para la adjudicación de yacimientos para exploración y explotación de hidrocarburos. A comienzos de la década, se mostró un notable desinterés por

<sup>15</sup> Ildo Sauer, Sonia Seger y Juliera Puerto Rico, “Reforma del sector petrolero y disputa por la renta en Brasil Latinoamérica”, *Revista de Estudios Latinoamericanos* (México, UNAM), núm. 51, 2010, pp. 9-35.

<sup>16</sup> *Loc. cit.*

<sup>17</sup> Furtado, art. cit.

<sup>18</sup> Véase Humberto Campodónico, “La gestión de la industria de hidrocarburos con predominio de empresas estatales”, Santiago de Chile, Cepal, División de Recursos Naturales e Infraestructura, 2007. Sin embargo, fue en la llamada “Ronda Cero” cuando el Estado brasileño definió y reaseguró el rol protagónico de la petrolera estatal. Una vez que estuvo consolidada la Ley del Petróleo de 1997, la *ronda cero* de agosto de 1998 ratificó los derechos de Petrobras sobre una gran porción de los yacimientos petroleros públicos en la forma de contratos de concesión. Fue un total de 115 bloques de exploración y áreas de desarrollo en los que la empresa ya había invertido, referentes a 282 campos de producción en desarrollo de la empresa y que cubrían un área superior a los 450 000 km<sup>2</sup> de superficie. Información suministrada por la ANP, en <http://www.anp.gov.br/?pg=49511&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&ca=chebust=1312222976734>

parte de las compañías privadas para participar de las licitaciones públicas. Sin embargo, a partir de la apatía inicial, a lo largo de la sexta, séptima y novena rondas se pudo ver un repunte del interés en el mercado, donde no sólo fueron aumentando las áreas *onshore* concedidas (con la notable *performance* de la séptima rodada del año 2005), sino también el número de empresas nacionales y extranjeras participantes y adjudicatarias de las licitaciones (a pesar de que esta tendencia cayó en la última ronda, con tan sólo cinco ofertas de empresas privadas transnacionales).<sup>19</sup> Sin embargo, a pesar de que aumentó la participación de empresas extranjeras en el mercado, el componente de agentes locales seguía siendo mayor a 75% de las licitaciones públicas en exploración y de más de 80% en explotación desde la quinta hasta la décima rodada, teniendo Petrobras un papel fundamental en esa composición (tabla 11). Además, según la EIA, “la mayor parte de inversionistas extranjeros, como la Shell, BP y EnCana, evitaron adquirir la operación directa de las nuevas licitaciones y optaron por asociarse en campos que serían operados por Petrobras”.<sup>20</sup> Evidentemente, la apertura puede no haber logrado parte de su cometido: mayor competitividad que abundaría en un incremento del rendimiento del sector petrolero, ya que la mayoría del riesgo empresario lo siguió (y sigue) asumiendo el Estado por medio de Petrobras.

Tal es el caso de los descubrimientos de petróleo hechos en el pre-sal, uno de los más grandes hallazgos tecnológicos realizados en el sector petrolero global de los últimos años. Un consorcio conformado por Petrobras (65% del consorcio), BP Group de Inglaterra (25%) y Petrogal de Portugal (10%) descubrió en 2007 en el campo Tupi, el primer gran hallazgo de pre-sal a 18000 pies por debajo de la superficie del océano, bajo una gruesa capa de sal. Luego del primer descubrimiento en Tupi llegaron buenas nuevas en los campos de Iracema, Santos, Campos y Espíritu Santo. Las estimaciones al respecto son muy variadas, pero según la EIA, el total de reservas de hidrocarburos ronda los 50 billones de barriles de petróleo.

En efecto, los descubrimientos del pre-sal<sup>21</sup> son la sedimentación de un largo proceso de inversión pública en investigación y desarrollo de nuevas

<sup>19</sup> Además de notar una tendencia a la baja en las áreas *offshore*: mientras el número de estas áreas concedidas fue en claro descenso en las primeras 4 rondas, se acentuó en las siguientes hasta llegar a 2008, cuando no se dispuso de áreas de exploración *offshore* en licitación, producto en gran medida de las discusiones nacionales que se abrían sobre “qué hacer” con los impactantes descubrimientos del pre-sal.

<sup>20</sup> Citado en Campodónico, “La gestión de la industria de hidrocarburos con predominio de empresas estatales”, p. 26.

<sup>21</sup> “En 1968 se iniciaron las primeras actividades de prospección *offshore* (costa afuera), en el recién descubierto campo de Guaricema, Sergipe. Más tarde, en 1974 se descubrió la

tecnologías de riesgo en exploración petrolera, como los realizados por la Cenal, creada en 1955;<sup>22</sup> o también a los tres Programas de Desarrollo Tecnológico de Sistema de Producción en Aguas Profundas (Procap 1000, 2000 y 3000), realizados cada uno a mediados de los ochenta, noventa y a comienzos de los dos mil;<sup>23</sup> o como el Programa de Tecnología para el Desarrollo de la Producción de los yacimientos de Pre-sal (Prosal) implementado en los últimos años, que implicaron un largo proceso de acumulación de aprendizajes para Petrobras en exploración *offshore* de petróleo. En esta dirección, la magnitud de los hallazgos pre-sal en la costa brasileña implicaron para el gobierno de Lula un desafío y la necesidad de transformación del complejo marco regulatorio de la industria creado en 1997. Por aquellos años, Brasil y Petrobras se insertaban globalmente a partir de un contexto de profunda inestabilidad político-económica local y con un precio deprimido del petróleo (19 dólares por barril, aproximadamente). Además, los bloques de exploración con que contaba Brasil por aquellos años implicaban un muy elevado riesgo y una baja perspectiva de rentabilidad. Al cambiar el contexto internacional y acertarse en un megaciclo de precios altos de los *commodities* como el petróleo, los hallazgos del pre-sal encuentran a Brasil en mejores circunstancias que las de 1997, al poseer estabilidad económica y autosuficiencia petrolera, además de contar con un precio internacional del petróleo 400% más elevado que en 1997. Con el nuevo marco regulatorio que el gobierno envió al Parlamento, buscó obtener un mayor control de la explotación del pre-sal y encauzar parte de los recursos obtenidos a inversiones sociales necesarias en el país.

Así, las nuevas reglas para la exploración y producción de petróleo y gas en el área estratégica del pre-sal, fueron enviadas por el gobierno el 31 de agosto de 2008, en forma de cuatro proyectos de ley. El primero de ellos, aprobado definitivamente en 2010, creó la Empresa Brasileña de Administración de Petróleo y Gas Natural s. A. (Petrosal).<sup>24</sup> Petrosal tendrá por objeto representar al país en los consorcios formados para la gestión de los contratos de producción otorgados por el Ministerio de Minas y Energía y en la gestión de los contratos para la venta de petróleo, gas y otros líquidos

---

cuenca Campos que es, hasta el momento, la mayor productora de hidrocarburos en Brasil. El área inicial fue Garoupa, seguida por los campos gigantes de Marlin, Alacora, Barracuda y Roncador. Precisamente fue en esta fase que se desarrolló la tecnología de exploración en aguas profundas y ultra profundas. Progresivamente, la exploración en láminas de agua de pocas decenas de metros pasó a medirse en centenas y, posteriormente, en 1 000, 2 000 y hasta 3 000 m de profundidad" (Sauer, *et al.*, art. cit., p. 16).

<sup>22</sup> Que luego de varios cambios se terminó convirtiendo en el actual Cempes.

<sup>23</sup> Furtado, art. cit.

<sup>24</sup> Proyecto de Ley N° 12.304 de 2010.

de hidrocarburos. Al mismo tiempo, la empresa no será responsable, directa o indirectamente, de las actividades de exploración, desarrollo, producción y comercialización de petróleo y derivados, lo cual impide una superposición de competencias técnicas, políticas y comerciales con Petrobras.<sup>25</sup> El segundo proyecto supone crear un Fondo Social<sup>26</sup> generado con las regalías, la comercialización y las bonificaciones de la actividad del pre-sal, y será utilizado como un instrumento financiero para invertir en actividades prioritarias nacionales, como educación, cultura, deporte, salud pública, ciencia y tecnología, medio ambiente y mitigación del cambio climático global. El tercero establece que los nuevos criterios para la distribución de las regalías petroleras estarán distribuidos entre todos los estados y municipios y, a su vez, establece que el gobierno nacional debería compensar a los estados provinciales por la pérdida de recursos fiscales. Además, este proyecto podrá provocar una transformación de las formas de asociación entre el Estado y el capital privado (local e internacional), permitiendo tres regímenes:<sup>27</sup> producción propia estatal a través de Petrobras, producción compartida con Petrobras a partir de la formación de consorcios y asociaciones productivas y cesión a terceros para la explotación de determinados yacimientos.<sup>28</sup> Cuarto y último, de acuerdo con la propuesta del Gobierno Federal,

<sup>25</sup> Entre sus principales actividades plasmadas en la ley 12.304 figuran: En la gestión de los contratos de producción: *a*) representar a la Nación en los consorcios formados para implementar contratos de producción; *b*) defender los intereses nacionales en los comités de operaciones; *c*) evaluar técnica y económicamente los planes operativos, el desarrollo y la producción de petróleo, así como aplicar los requisitos contractuales relativos al contenido local; *d*) supervisar y auditar la ejecución de proyectos de exploración, evaluación, desarrollo y producción de petróleo; *e*) revisar los gastos de auditoría y las inversiones relacionadas con la producción de los contratos de asociación; y *f*) proporcionar a la ANP la información necesaria para realizar sus funciones reglamentarias. En la gestión de los contratos para la venta de petróleo y derivados: *a*) representar a la Nación celebrando contratos de venta con agentes privados; *b*) hacer cumplir por los contratistas la política de comercialización de petróleo en lo que refiere a los contratos de producción; y *c*) supervisar y auditar las operaciones, el costo y los precios de venta de petróleo. Finalmente, analizar datos sísmicos proporcionados por la ANP y por contratistas bajo contratos de producción.

<sup>26</sup> Proyecto de Ley N° 12.351 de 2010.

<sup>27</sup> El Proyecto sigue un modelo de uso compartido (o mixto) pero con control del Estado sobre las actividades de exploración y producción de explotación del petróleo, esquema utilizado por gran parte de los países petroleros alrededor del mundo, que en su conjunto controlan alrededor de 80% de las reservas mundiales (<http://www.petrobras.com.br/minisite/pre-sal/pt/perguntas-respostas/>) .

<sup>28</sup> Finalmente, el conjunto de definiciones de las formas de asociación pública-privada como el rol de los diferentes organismos estatales en materia petrolera fueron incluidos en la Ley 13.351, originalmente pensada para reglamentar la utilización del Fondo Social. Por ejemplo, en el artículo 12 se legisla las formas de contratación directa, del 13 al 18 las licitaciones públicas y del 19 al 44 las asociaciones o consorcios con Petrobras.

transfiere a Petrobras la potestad para operar todos los bloques en el nuevo sistema, porque el gobierno entiende que al poseer cincuenta y seis años de experiencia acumulada, al ser responsable por el descubrimiento de petróleo en la capa de pre-sal en Brasil y representar el mayor operador de aguas profundas en el mundo, tiene experiencia suficiente para desarrollar este novedoso y riesgoso segmento de la industria.

En definitiva, la nueva organización institucional de la industria petrolera ha buscado re-direccionar los lineamientos centrales de la política gubernamental para el sector planteados a partir del nuevo escenario local como internacional. Los mayores esfuerzos exploratorios y las inversiones en innovaciones tecnológicas hechos por el Estado Nacional a través de Petrobras durante muchos años, derivaron en una paulatina pero cada vez más fuerte intervención estatal en el mercado petrolero. En efecto, la búsqueda por cumplimentar la autosuficiencia energética y la re-conceptualización de la actividad petrolera como un área estratégica para sostener el crecimiento económico, se convirtieron en ejes centrales de las políticas públicas implementadas por el gobierno federal, que resultó en la nueva organización del sector, impulsadas desde 2008.

Las perspectivas de cara al futuro para Brasil y su industria petrolera aparecen auspiciosas no sólo a nivel regional, sino también global. Sin embargo, aparecen tres grandes desafíos que deberá afrontar y resolver en el mediano plazo. El primero se refiere al rendimiento del sector y las oportunidades del contexto global. Los elevados precios internacionales del barril de crudo (y las proyecciones de crecimiento) implican una tentación para incrementar los saldos exportables de crudo; sin embargo, esta situación se enfrenta con un consumo interno que crece y una capacidad instalada de refinación que está estancada. ¿Será capaz Brasil de aumentar la inversión interna ante la tentación de los precios internacionales? A fin de cuentas, ¿podrá Brasil incorporarse a la división internacional del trabajo “petrolero”, no como un exportador de materias primas sin “procesar” (petróleo crudo) sino como una nación que exporta productos con alto valor agregado (combustibles líquidos o derivados de la petroquímica)? En segundo lugar, si como se espera comenzará a producir petróleo de alta calidad en el pre-sal, e inicia una estrategia exportadora, ¿podrá contener los precios locales de la energía sin trasladar al mercado interno las oscilaciones de los precios internacionales, a fin de sostener y dinamizar los procesos de crecimiento económico del resto de la industria? En tercer y último lugar, la reconfiguración del sistema institucional producto de la iniciativa parlamentaria de 2008 planteó un reordenamiento de las relaciones entre Estado y capital en el mercado petrolero, específicamente entre Petrobras y las grandes empresas privadas (locales y extranjeras): ¿podrá Brasil sostener

el sistema mixto (participación estatal y de empresas privadas) de exploración-explotación-producción de petróleo cuando se plantea la exclusividad de la petrolera estatal para el conjunto de los grandes yacimientos del pre-sal recientemente descubiertos? ¿Seguirá siendo un mercado “interesante” para invertir en exploración e innovación tecnológica para las grandes multinacionales petroleras, aun cuando los mayores esfuerzos exploratorios siguen siendo del Estado Nacional a través de Petrobras? ¿Hasta qué punto la inversión de las grandes empresas multinacionales puede complementar los esfuerzos estatales y dinamizar los diversos segmentos del *downstream*, a fin de que la capacidad de refinación, hoy estancada respecto a la producción y la exportación de crudo, no terminen estrangulando la competencia y la oferta de combustibles líquidos en el mercado local?

#### 4. ARGENTINA

##### *Petróleo argentino: de una pionera forma de organización industrial a su ulterior declive*

La temprana búsqueda de petróleo en Argentina constituye un caso paradigmático en América Latina. Los primeros esfuerzos datan de mediados del siglo XIX (1855), cuando a pedido del gobierno nacional se le solicitó al geólogo francés Antoine Martin de Moussy que realizara un estudio sobre las características minerales y el potencial hidrocarburífero del país.<sup>29</sup> Sin embargo, no fue hasta 1907 que se encontró el primer yacimiento de hidrocarburos en Comodoro Rivadavia, en virtud de la inversión estatal por desarrollar una industria vital para sostener el crecimiento de las actividades agropecuarias, como el transporte y la urbanización creciente.

Así fue como en 1922, bajo una mirada estratégica de los recursos naturales, el Estado Nacional fundó la primera petrolera estatal del continente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), que desde sus orígenes estuvo integrada verticalmente a lo largo de toda la cadena productiva petrolera. YPF fue desarrollándose como un oligopolio público sobre el sector, que incrementaba su producción a medida que descendía lentamente la participación

<sup>29</sup> Véase Horacio Salas, *Centenario del petróleo argentino 1907-2007*, Buenos Aires, Editorial Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2007. Mariano Barrera, “Análisis del proceso de fragmentación y privatización de YPF: un estudio de su transformación en el marco de la desregulación del mercado primario de hidrocarburos (1989-1999)”, tesis de maestría en Economía Política con mención en Economía Argentina, Buenos Aires, Flacso, 2011.

de las empresas privadas, que habían desembarcado en el país desde finales del siglo XIX.<sup>30</sup> Con la llegada del peronismo al poder (1946-1955) se dinamizó la industrialización por sustitución de importaciones, con que se incrementó la demanda petrolera interna, situación que favoreció el desarrollo de YPF. Luego del golpe militar a Juan Perón en 1955, en 1958 llegó al gobierno por el voto popular Arturo Frondizi y su experiencia conocida como “desarrollista”. Con la finalidad de ampliar la explotación petrolera, agendó un conjunto de contratos de locación de obra y servicios para YPF con varias de las empresas transnacionales más importantes radicadas en el país, como las norteamericanas Standard Oil y Esso, o la anglo-holandesa Shell. Luego del golpe militar a Frondizi en 1962 y al presidente Illia en 1966, se impuso un gobierno *de facto*, liderado por el general Onganía, quien sancionó la ley de Hidrocarburos N° 17.319, que permanecía vigente en 2011. Tal norma ratifica que los yacimientos pertenecen al patrimonio estatal, e incluye un impuesto (regalías o *royalties*) de 12% del valor del crudo en boca de pozo que las provincias les cobran a las empresas privadas que lo extraigan en su territorio federal.<sup>31</sup>

La liberalización del sector comenzó en 1976 con el sexto golpe cívico-militar de la historia argentina al iniciarse la *privatización periférica* de ciertas actividades de YPF, brindando mayor participación a empresas locales en la explotación de los yacimientos mayoritariamente descubiertos por la inversión estatal.<sup>32</sup> Con el regreso de la democracia en 1983, los planes petroleros (Houston I y II; Olivos I y II) tendieron a profundizar la apertura del sector a la participación privada, proceso que culminó cuando Carlos Menem llegó al gobierno en 1989. Durante la década en que fue presidente, se privatizó íntegramente la petrolera estatal, se desregularon los mecanismos de fijación de precios del petróleo y sus derivados (ahora controlados por el “nuevo” oligopolio privado), completándose las *reformas estructurales* neoliberales en el sector al habilitar la total apertura comercial y liberalizar las exportaciones.<sup>33</sup>

<sup>30</sup> Barrera, *op. cit.*, p. 29.

<sup>31</sup> Esta ley también habilita al capital privado a participar del resto de las actividades petroleras.

<sup>32</sup> Ana Castellani y Esteban Serrani, “La persistencia de los ámbitos privilegiados de acumulación en la economía argentina. El caso del mercado de hidrocarburos entre 1977 y 1999”, *Revista H-Industri@*, año 4, núm. 2, primer semestre de 2010, pp. 1-31.

<sup>33</sup> Véase Roberto Kozulj, “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”, Santiago de Chile, Cepal - División de recursos naturales e infraestructura, 2002. Esteban Serrani, “Reformas estructurales y conformación de ámbitos privilegiados de acumulación de capital. El caso del mercado petrolero argentino (1988-1998)”, tesis de maestría en Investigación en Ciencias Sociales, Buenos Aires, Universidad de Buenos Aires, 2010; Barrera,

En efecto, la matriz energética primaria consumida localmente está compuesta por hidrocarburos en más de 85%, con una fuerte dependencia del petróleo, siendo las últimas tendencias más que preocupantes. Considerando los recursos no renovables descubiertos luego de años de inversión estatal, además de la total liberalización del sector, para alcanzar el *peak oil* petróleo en 1998, el conjunto de los indicadores de rendimiento económico de la última década muestra un profundo deterioro y un persistente declive. En primer lugar, la producción de petróleo ha ido decayendo sostenidamente, marcando un retroceso de 8.8% entre 2000 y 2010 (tabla 3) y de 16% frente a 1998.<sup>34</sup> En la misma línea, las reservas probadas de petróleo muestran una pérdida de 0.3 billones de barriles entre 2000 y 2010 (tabla 4), que sella una caída similar a la experimentada por la producción (8.5% para la década). Esta pérdida de reservas (tendencia acompañada regionalmente por la reciente experiencia de Colombia, México y del conjunto de los países de América Latina)<sup>35</sup> es explicada mayoritariamente por un sostenido derrumbe de la inversión de riesgo por parte de las empresas privadas del sector desde 1995 (gráfico 1). Sin embargo, el panorama general de la industria se agrava cuando se visualiza la dinámica del mercado interno y del comercio exterior. En cuanto al primero, mientras la refinación se mantuvo relativamente estable en la década, el consumo de petróleo creció ininterrumpidamente desde 2003, marcando un crecimiento de 26% para la década y de 43% entre 2003 y 2010 (tabla 6). En un periodo de crecimiento económico sostenido (2002-2008), la ampliación de la brecha entre el aumento del consumo interno y el estancamiento de la capacidad de refinación permite entender la dinámica del comercio exterior: mientras que las importaciones de petróleo crudo han ido cayendo hasta importar cantidades poco significativas en 2009 (cuando a comienzos de la década eran sustanciales), la importación de productos refinados ha crecido 16% desde 2000 (tabla 7) y 25% desde 1998<sup>36</sup> (año de mayor producción histórica de petróleo). Al mismo tiempo, las exportaciones de petróleo crudo dejaron de ser una de las actividades primordiales de las empresas privadas (como lo había sido durante la década de 1990) al caer 76% en la década de 2000 (tabla 9); mientras que las exportaciones de productos refinados

---

*op. cit.*; e Ignacio Sabbatella, "Neoextractivismo: tendencias en el sector de hidrocarburos argentino en la posconvertibilidad", ponencia presentada en el Congreso Internacional de Ciencia Política, San Juan, Argentina, 2010.

<sup>34</sup> La producción de petróleo crudo en 1998 fue de 917 millones de barriles, según información de la Energy Information Administration (EIA).

<sup>35</sup> Descontando los casos de Brasil, Ecuador y Venezuela, que sí aumentaron sus reservas en la década de 2000.

<sup>36</sup> Según información de la EIA.



se mantuvo sumamente estable, con una leve tendencia al alza (tabla 10), impulsadas por la demanda interna.

Sin lugar a dudas, la caída de la producción y de las reservas acompañada por un fuerte crecimiento de la demanda interna en un contexto de crecimiento económico, el estancamiento de la capacidad de refinación, la pérdida de autoabastecimiento petrolero en virtud de la expansión de las importaciones y la caída de las inversión de riesgo en exploración, muestran una industria en declive y con perspectivas de volverse obsoleta. En este sentido, ¿cuál es la incidencia del entramado institucional de la industria petrolera que permite explicar parte de su alarmante situación?

### *Organización institucional, “ausencia” estatal y sustentabilidad petrolera*

Hasta 1989, la industria petrolera anterior a las reformas estructurales estaba administrada por las resoluciones de la “mesa de crudos”, que funcionaba en la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía. YPF, como empresa estatal, era el agente que se encargaba de distribuir la producción de crudo entre las refinerías y estaba obligada a comprar virtualmente todo el crudo producido bajo los contratos de servicio y riesgo que habían sido firmados desde 1958 en adelante. Generalmente, YPF pagaba el petróleo producido por las compañías privadas a un precio acordado en virtud de los contratos de exploración y explotación en cuencas de la empresa estatal.

Con la finalidad de dinamizar la producción local, fomentar las exportaciones y acoplar los (históricamente atrasados) precios locales con los internacionales, las empresas privadas del sector presionaron fuertemente para liberalizar la industria.<sup>37</sup> A partir de los Decretos 1055/90 y 1212/90 en el marco de las Leyes de Emergencia Económica (23.697/89) y de Reforma del Estado (23696/89) se desarticuló el funcionamiento de la “mesa de crudos” y, en consonancia con los principales reclamos esgrimidos por los empresarios que operaban en el sector, hubo tres cambios relevantes: la privatización de la petrolera estatal, la desregulación de los mecanismos de fijación de precios y la apertura comercial, que, junto con la libre disponibilidad del crudo para los operadores privados, produjo un incremento notable de las exportaciones en la década de 1990 a la par de una inusitada caída de las reservas.

<sup>37</sup> Véase Kozulj, *op. cit.*, y Serrani, *op. cit.*

Con el conjunto de reformas estructurales, la *federalización* de los hidrocarburos<sup>38</sup> y la Reforma Constitucional de 1994,<sup>39</sup> las provincias argentinas adquirieron la propiedad y el control sobre el desarrollo de la industria *onshore*.<sup>40</sup> En este esquema, las condiciones fiscales para la exploración del petróleo argentino sólo incluyen un impuesto sobre los beneficios de 35% y regalías de 12% sobre el valor de pozo de la producción de petróleo.<sup>41</sup> Los precios de los combustibles en el mercado local no son controlados por el Estado Nacional, sino que son “administrados” por las empresas privadas del *downstream*.<sup>42</sup>

Este esquema de liberalización funcionó sin fisuras hasta 2002, luego de la crisis más profunda experimentada por Argentina desde los años treinta. Intentando tener alguna participación en el ordenamiento de la industria, a comienzos de 2002 el Estado Nacional modificó el régimen institucional con una *nueva* ley de Emergencia Económica (25.561), la cual al mismo tiempo que finalizó con la convertibilidad cambiaria fija (un dólar equivale a un peso argentino), permitió “pesificar” los precios internos del petróleo y de los combustibles, desacoplándolos de la evolución de los precios internacionales en dólares. Al mismo tiempo, con el decreto 310/02 se volvieron a establecer derechos a la exportación (*retenciones*) de 20% al petróleo crudo y de 5% para los productos refinados que salieran del país. Este impuesto fue modificado primero en mayo de 2004, cuando se elevó el gravamen a 25% (Resolución 337/2004), y luego también en agosto del mismo año, al volverse “móviles”, pudiendo agregar al 25% fijo, alícuotas variables entre 3 y 20% dependiendo de si los precios internacionales estuvieron entre 32 y 45 dólares el barril (Resolución 532/2004) hasta un máximo de retención de 45% del precio de exportación.<sup>43</sup>

Con la intención de reiniciar la participación estatal en las actividades productivas de la industria petrolera, en diciembre de 2004 se creó Energía

<sup>38</sup> Ley 24.145 de Privatización de YPF y Federalización de los Hidrocarburos de 1992.

<sup>39</sup> Sabbatella, documento citado.

<sup>40</sup> Contradiendo el artículo 1 de la aún vigente Ley 17.319 de 1967, que dice “Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional”. Sin embargo, este proceso no se concreta hasta la sanción de la Ley 26.197 de 2006.

<sup>41</sup> Regalías que varían de acuerdo a los contratos que cada provincia haga con los diferentes operadores.

<sup>42</sup> Que a pesar de la desregulación de 1991, las mismas tres empresas (YPF, Shell y Esso) siguieron explicando hasta al menos 2010 más de 80% de la oferta de productos refinados, formando un oligopolio de empresas privadas.

<sup>43</sup> Humberto Campodónico, “Renta petrolero y minera en países seleccionados de América Latina”, Santiago de Chile, Cepal, División de Recursos Naturales e Infraestructura, 2008.

Argentina Sociedad Anónima (Enarsa) mediante la Ley 25.943. A Enarsa se le ha otorgado la titularidad de los permisos de exploración y concesiones de explotación de todos los bloques *offshore* del país (y que no estuvieran adjudicados a la fecha de su creación), con la finalidad de atraer inversiones de riesgo que se asocien estratégicamente con la nueva empresa estatal. Según información de la empresa, hasta fines de 2010 se habían constituido tres consorcios para exploración petrolera *offshore*,<sup>44</sup> que sin embargo aún no han logrado su principal cometido: ampliar la dotación de reservas probadas de hidrocarburos.

Luego de que en 2006 el Estado Nacional conviniera con las provincias propietarias de los yacimientos petroleros el “Acuerdo Federal de hidrocarburos” y de que se terminara plasmando en la Ley 26.197 (conocida como “ley corta”),<sup>45</sup> en noviembre de 2007 el Estado Nacional modificó el sistema de retenciones a las exportaciones,<sup>46</sup> estableciendo que las empresas recibirán como máximo 42 dólares por barril tanto para la exportación como para la venta en el mercado interno, quedando la diferencia por encima de ese precio para el Estado Nacional.

En el marco del sostenido agotamiento de las reservas, del declinamiento de la producción y del estancamiento de la refinación, con la llegada de Cristina Fernández de Kirchner a la presidencia en 2007, se lanzó un programa de incentivos fiscales para las empresas privadas operadoras del mercado local: el programa Petróleo Plus y Refino Plus.<sup>47</sup> Con estos programas se otorgan certificados de créditos fiscal transferibles y aplicables al pago de retenciones para aquellas empresas que lograran ampliar la dotación de reservas, la producción y la refinación producto de la exploración y explotación de nuevos yacimientos.

<sup>44</sup> El primer consorcio estuvo conformado por Enarsa –YPF S. A.– Petrobras Energía S. A. –Petrouruguay, siendo YPF el operador en el Área E-1 de la Cuenca Colorado. Durante el 2009 se completó el procesamiento de la información sísmica, que derivó en una propuesta para perforar un pozo exploratorio en 2010. El segundo consorcio la constituyeron Enarsa –YPF S. A.– EnapSipetrol Argentina S. A., siendo esta última la operadora en el Área E-2 de la Cuenca Salado. El consorcio logró definir tres potenciales aéreas exploratorias, las cuales fueron perforadas sin resultados favorables hasta la fecha. Por último, en el tercer consorcio participaron Enarsa –YPF S. A.– Petrobras Energía S. A., siendo esta última empresa la operadora Área E-3 de la Cuenca Colorado/Salado. Luego de un tiempo de prospección geológica, se espera para 2011-2012 que un total de 35 áreas sean licitadas para la exploración (Información brindada por la empresa en <http://www.enarsa.gov.ar>, accedido el 01-07-2011)

<sup>45</sup> Transfiriéndole todos los permisos, concesiones y contratos aprobados por el Estado Nacional.

<sup>46</sup> Mediante la resolución 394/2007.

<sup>47</sup> Decreto 2014/2008.

Sin embargo, el intento del Estado Nacional por organizar la industria a través de una nueva estructura fiscal (desacople de los precios internos con los internacionales buscando la autosuficiencia petrolera) y de participar productivamente a través de Enarsa, no sólo no ha dado resultados positivos, sino que vuelve aún más visible el problema estructural de este sector. La organización institucional de la industria petrolera, basada en un sistema de completa liberalización para determinar cuotas de mercado, *stocks* de producción, refinación, comercialización como la estructura de costos y precios a lo largo de toda la cadena productiva, ha llevado a un sistema en que no se promuevan verdaderos incentivos a la inversión y a tener una visión estratégica de largo plazo<sup>48</sup> para el oligopolio privado que administra la industria. Esta situación es evidente por la evolución de la inversión en exploración en el país con posterioridad a las reformas estructurales (1989) y especialmente a partir de la desregulación sectorial (1991). Sin lugar a dudas, esta situación queda rotundamente expresada en la caída de los pozos explorados con posterioridad a las reformas, y al aún más fuerte deterioro de la inversión en exploración con posterioridad al *peak oil* petrolero, en 1998 (tabla 12). Al comparar la relación entre la inversión en exploración y explotación realizada por las empresas privadas en el periodo de liberalización, no quedan dudas de que la misma fue empeorando con el tiempo, hasta caer a más de la mitad (gráfico 1) desde 1991 (año que comenzó la desregulación) hasta 2009. Este presente muestra una clara y evidente decadencia de la proyección a largo plazo del rendimiento económico y estratégico del sector para apuntalar el crecimiento industrial experimentado por el país en los últimos años. Y plantea una tensión estructural que deviene en un dilema, convirtiéndose en un perspicaz desafío que la industria deberá afrontar para salir de su preocupante situación presente.

Es visible la tensión existente entre el conjunto de agentes privados de la industria que quieren sostener el ordenamiento de las reglas de juego basadas en la plena liberalización, y por otro lado el Estado Nacional que, con medidas aisladas y poco efectivas, pretende retomar el control estratégico del sector. Esta tensión inherente a la conformación estructural del mercado deriva en un dilema, de difícil solución ahora. La organización institucional de la industria, producto de las transformaciones de dos décadas atrás, estuvo pensada para fomentar una estrategia de rápida captación de renta vía desregulación sectorial y apertura a la exportación de productos con bajo valor agregado, es decir, petróleo crudo. Sin embargo, las exportaciones en esta última década han venido decreciendo con base en dos

<sup>48</sup> Ariela Ruiz Caro, "La seguridad energética de América Latina y el Caribe en el contexto mundial", Santiago de Chile, Cepal - División de recursos naturales e infraestructura, 2007.

factores: las retenciones que el Estado Nacional aplica a las exportaciones (con el fin de desacoplar los precios internos en pesos de los internacionales en dólares, luego de la devaluación de 2002); y, fundamentalmente, la sobre-explotación que el oligopolio privado llevó adelante de los recursos petroleros desde la desregulación en adelante.<sup>49</sup> En este sentido, el marco institucional producido por las reformas de los noventa fomenta la rápida captación de renta de los agentes privados vía comercio exterior y escasos incentivos a la inversión en exploración de riesgo,<sup>50</sup> situación estructural que se contradice con la lógica de aumento del consumo interno producto de la estrategia de reindustrialización abierta en 2003 y que perduró por toda la década.

Sin dudas, esta situación vuelve necesario repensar las relaciones entre el Estado y las empresas privadas del sector, para generar un marco institucional propicio y una redimensión de las relaciones de fuerza entre los distintos actores involucrados, la cual permita revertir el ciclo declinante del mercado y encarar inversiones de riesgo que vuelva sustentable en el tiempo las actividades del sector.<sup>51</sup>

## 5. ÚLTIMAS CONSIDERACIONES

La reconstitución del mercado petrolero internacional en la intersección entre las proyecciones del precio del barril a más de cien dólares para los próximos años, la especulación sobre los mercados a futuro y la fuerte dependencia de los hidrocarburos para sostener el incremento de la demanda internacional impulsada mayoritariamente por las potencias de la periferia, nutren la hipótesis de que se está frente a la emergencia de un nuevo orden energético mundial, que se ubica en el centro de los recientes conflictos internacionales.

En este sentido, el desarrollo de la industria petrolera latinoamericana y su participación en el escenario internacional se encuentra en una situación avizorada, al sostener su participación porcentual en el mercado global durante las últimas tres décadas tanto en términos de producción (12.4% promedio entre 1980-2010) como de reservas probadas (11.5% promedio).

<sup>49</sup> Serrani, *op. cit.*

<sup>50</sup> Para desarrollar exploraciones *offshore* o nuevas energías ecológicamente viables.

<sup>51</sup> Sobre todo por las últimas inversiones, como las realizadas por las trasnacionales (estatales y privadas) chinas. Estas han invertido fuertemente en la región y especialmente en el país: es el caso de la China National Offshore Oil Corporation (CNOOC), que compró 50% de la empresa Bridas Corporation (que estaba en poder de British Petroleum, y el de Sinopec, que a finales de 2010 compró la empresa Occidental, incluidos 23 bloques de exploración y producción.

Sin embargo, variadas son las respuestas a las preguntas iniciales de este trabajo. No hay dudas de que la gestión de las reformas estructurales ha sido disímil para los diversos casos nacionales en la región; la experiencia brasileña y argentina permite comprender particularidades históricas, impactos en la industria y desafíos a futuro.

En primer lugar, el caso argentino posibilita entender los límites estructurales de una estrategia de libre mercado en la organización y desarrollo de una industria basada en un recurso escaso no renovable como el petróleo: a veinte años de la privatización de la petrolera estatal y de la completa liberalización comercial y desregulación sectorial, se evidencia una sostenida caída de la producción, de las reservas y de la inversión de riesgo, lo que hace perder actualmente la autosuficiencia energética nacional. Sin lugar a dudas, la ausencia de la participación estatal a través de una empresa petrolera propia en la organización del sector posibilitó la rápida captación de renta por parte de los principales actores privados a la vez que puso en riesgo la sustentabilidad económica del sector a futuro.

Por otro lado, el caso brasileño resulta llamativamente diferente. Aun con las reformas neoliberales implementadas en la segunda mitad de los años noventa (Ley del Petróleo y Enmienda N° 9), el Estado Nacional nunca dejó de tener control económico y estratégico sobre el sector, permitiéndole sostener en el tiempo las altas inversiones en investigación y desarrollo. Este control admite inferir que, entre otras causas, fue imprescindible para que su petrolera estatal sea hoy líder mundial en innovaciones tecnológicas respecto a las exploraciones *offshore* en aguas muy profundas, y para que se proyecte como una de las grandes compañías globales para el siglo XXI.

En segundo lugar, resulta difícil imaginar que la región esté en condiciones de convertirse en un actor petrolero global, con capacidad de responder a las expectativas internacionales a futuro de crecimiento de la demanda. Las situaciones nacionales son bien diferentes tanto en términos de producción de crudo (las caídas de casi un tercio en la última década de sus mayores productores, Venezuela y México, resultan singularmente llamativas), de ampliación de las reservas de crudo (concentradas mayoritariamente en Venezuela y con una expectativa de que el pre-sal brasileño se transforme en un recurso económicamente viable), como de inversiones de riesgo en innovaciones tecnológicas. Sin embargo, el tratamiento de los potenciales petroleros de América Latina sí debería estar disponible para asegurar la autosuficiencia energética regional, con la finalidad de sostener y expandir los procesos de re-industrialización dinamizados en la última década.

Lograr la autosuficiencia energética regional permitirá acrecentar el eslabonamiento productivo y tornar viables las grandes obras de infraestructura necesarias para incrementar la integración y el comercio intrarregional,

como un medio para lograr el desarrollo económico en un mundo caracterizado por la especulación financiera, la crisis económica, el ajuste estructural en los países del centro y la incertidumbre respecto de la moneda de cambio internacional, el dólar.

## BIBLIOGRAFÍA

- Barrera, Mariano, “Análisis del proceso de fragmentación y privatización de YPF.: un estudio de su transformación en el marco de la desregulación del mercado primario de hidrocarburos (1989-1999)”, tesis de maestría en Economía Política con mención en Economía Argentina, Buenos Aires, Flacso, 2011.
- Bourdieu, Pierre, “Espacio social y espacio simbólico”, en *Razones prácticas. Sobre la teoría de la acción*, Barcelona, Anagrama, 1997.
- Campodónico, Humberto, “Reformas e inversión en hidrocarburos en América Latina”, Santiago de Chile, Cepal - División de Recursos Naturales e Infraestructura, 2004.
- , “La gestión de la industria de hidrocarburos con predominio de empresas estatales”, Santiago de Chile, Cepal - División de Recursos Naturales e Infraestructura, 2007.
- , “Renta petrolero y minera en países seleccionados de América Latina”, Santiago de Chile, Cepal, División de Recursos Naturales e Infraestructura, 2008.
- Castellani, Ana y Esteban Serrani, “La persistencia de los ámbitos privilegiados de acumulación en la economía argentina. El caso del mercado de hidrocarburos entre 1977 y 1999”, *Revista H-Industri@*, año 4, núm. 2, primer semestre de 2010, pp. 1-31.
- Furtado, André “Capacidades tecnológicas y transformación estructural de una compañía petrolera nacional ante la apertura económica en un país en vías de desarrollo”, en Isabelle Rousseau (coord.), *América Latina y petróleo. Los desafíos políticos y económicos de cara al siglo XXI*, México, El Colegio de México, 2010.
- Kozulj, Roberto, “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”, Santiago de Chile, Cepal - División de Recursos Naturales e Infraestructura, 2002.
- Merino, Antonio, “América Latina: los retos de la industria de hidrocarburos en un contexto de crecimiento económico”, en Isabelle Rousseau (coord.), *América Latina y petróleo. Los desafíos políticos y económicos de cara al siglo XXI*, México, El Colegio de México, 2010.
- Prat, Joan, “Geopolítica de la energía”, *Gobernanza. Revista Internacional para el Derecho Humano*, 50, septiembre de 2006.
- Rousseau, Isabelle, “La organización institucional de la industria petrolera mexicana a principios del siglo XXI”, en Isabelle Rousseau (coord.), *América Latina y petróleo. Los desafíos políticos y económicos de cara al siglo XXI*, México, El Colegio de México, 2010.

- Ruiz Caro, Ariela, “La seguridad energética de América Latina y el Caribe en el contexto mundial”, Santiago de Chile, Cepal - División de Recursos Naturales e Infraestructura, 2007.
- Sabbatella, Ignacio, “Neoextractivismo: tendencias en el sector de hidrocarburos argentino en la posconvertibilidad”, ponencia presentada en el Congreso Internacional de Ciencia Política, San Juan, Argentina, 2010.
- Salas, Horacio, *Centenario del petróleo argentino 1907-2007*, Buenos Aires, Editorial Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2007.
- Sauer, Ildo, Sonia Seger y Juliera Puerto Rico, “Reforma del sector petrolero y disputa por la renta en Brasil Latinoamérica”, *Revista de Estudios Latinoamericanos* (México, UNAM), núm. 51, 2010, pp. 9-35.
- Serrani, Esteban, “Reformas estructurales y conformación de ámbitos privilegiados de acumulación de capital. El caso del mercado petrolero argentino (1988-1998)”, tesis de maestría en Investigación en Ciencias Sociales, Buenos Aires, Universidad de Buenos Aires, 2010.

## ANEXO ESTADÍSTICO

TABLA 1  
Stock total de producción y consumo de energía primaria mundial,  
1980-2008

	<i>Stock total de producción de energía primaria (Quadrillion BTU)</i>	<i>Evolución stock total de energía primaria (1980 = 100)</i>	<i>Consumo de energía primaria (Quadrillion BTU)</i>	<i>Evolución del consumo de energía primaria (1980 = 100)</i>
1985	307.079	107	308.968	109
1990	349.860	122	347.686	123
1995	363.486	126	365.393	129
2000	394.257	137	397.536	140
2001	400.426	139	400.450	141
2002	405.856	141	410.710	145
2003	421.052	146	425.714	150
2004	444.476	155	448.903	159
2005	457.708	159	461.601	163
2006	467.221	163	470.897	166
2007	475.155	165	482.290	170
2008	491.430	171	493.014	174

Fuente: Elaboración propia en base a información de la EIA. <http://www.eia.gov/>



TABLA 2  
Producción, consumo y reservas de petróleo crudo a nivel mundial, 1980-2010

	<i>Total producción de petróleo (miles de barriles diarios)</i>	<i>Evolución producción de petróleo (1980 = 100)</i>	<i>Total producción de petróleo (miles de barriles diarios)</i>	<i>Evolución consumo de petróleo (1980 = 100)</i>	<i>Reservas probadas de petróleo (biliones de barriles)</i>	<i>Evolución reservas de petróleo (1980 = 100)</i>
1980	63963	100	63120	100	641.93	100
1985	59128	92	60090	95	697.78	109
1990	66340	104	66541	105	1000.27	156
1995	70274	110	70068	111	999.15	156
2000	77770	122	76773	122	1017.05	158
2001	77685	121	77512	123	1028.53	160
2002	76994	120	78160	124	1032.19	161
2003	79599	124	79721	126	1212.33	189
2004	83105	130	82510	131	1264.51	197
2005	84595	132	84091	133	1277.61	199
2006	84662	132	85165	135	1292.15	201
2007	84543	132	85807	136	1317.01	205
2008	85509	134	85234	135	1329.85	207
2009	84357	132	84150	133	1341.57	209
2010	86717	136	85286	135	S/I	S/I

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EIA. <http://www.eia.gov/>

TABLA 3  
 Producción de petróleo mundial, América Latina y el Caribe y países seleccionados  
 (miles de barriles diarios, 2000-2010)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
América Latina y el Caribe	10780.7	10786.9	10517.6	10487.2	10868.7	11020.3	11031.2	10740.5	10597.8	10472.6	10623.7
Argentina	831.8	876.1	865.6	865.8	825.1	798.1	794.0	789.3	782.0	794.5	763.6
Brasil	1542.8	1573.5	1757.9	1847	1839.5	2038.4	2165	2282.6	2439.1	2577.2	2745.8
Colombia	704.1	636.8	588.3	554.7	542	540.3	548.1	546.0	602.7	685.8	800.6
Ecuador	396.3	412.5	392.7	411.3	529.0	532.8	536.4	511.1	504.6	485.3	485.6
México	3460.1	3570.1	3593.4	3807.8	3848	3784.1	3709.6	3500.1	3186.7	3001.5	2983
Venezuela	3460.8	3334	2924.2	2581.4	2855.2	2866.9	2803.2	2666	2638.7	2471.5	2375
Otros Países	384.9	384	395.6	419.2	430	459.8	474.9	445.4	444	456.9	470.3
TOTAL Mundial	77769.9	77685.3	76994.5	79598.8	83105	84594.7	84662.5	84542.6	85509.2	84356.6	86717.3
Participación de América Latina en Total Mundial	13.7%	13.9%	13.7%	13.2%	13.1%	13%	13%	12.7%	12.4%	12.4%	12.3%

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EIA. <http://www.eia.gov/w>

TABLA 4  
 Total de reservas probadas de petróleo a nivel mundial, América Latina y el Caribe y países  
 seleccionados (billones de barriles, 2000-2010)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
América Latina y el Caribe	139.9	145.3	145.6	133.1	135.9	136.9	137.2	136.5	140.6	153.9	135.0
Argentina	2.8	3.1	3	2.9	2.8	2.7	2.3	2.5	2.6	2.6	2.5
Brasil	7.4	8.1	8.5	8.3	8.5	10.6	11.2	11.8	12.2	12.6	12.8
Colombia	2.6	2	1.6	1.8	1.8	1.5	1.5	1.5	1.5	1.4	1.4
Ecuador	2.1	2.1	2.1	4.6	4.6	4.6	4.6	4.5	4.5	4.7	6.5
México	28.4	28.7	26.9	12.6	15.7	14.6	12.9	12.4	11.7	10.5	10.4
Venezuela	72.6	76.9	77.7	77.8	77.8	77.2	79.7	80	87	99.4	99.4
Otros países	24.2	24.9	25.7	25	24.6	25.7	24.9	23.9	21.2	22.7	20.9
TOTAL Mundial	1017.1	1028.5	1032.2	1212.3	1264.5	1277.6	1292.2	1317.0	1329.9	1341.6	NA
Participación de América Latina en											
Total Mundial	13.8%	14.1%	14.1%	11%	10.8%	10.7%	10.6%	10.4%	10.6%	11.5%	S/I

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EIA. <http://www.eia.gov/>

TABLA 5  
 Total refinamiento de petróleo crudo a nivel mundial, América Latina y el Caribe y países seleccionados  
 (miles de barriles diarios, 2000-2009)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
México	1293	1332	1358	1410	1446	1419	1424	1411	1385	1458
Argentina	613	663	598	627	630	659	566	584	S/I	S/I
Brasil	1862	2080	2044	2095	2137	2180	2167	2185	S/I	S/I
Venezuela	1193	1156	1191	941	1137	1189	1159	1097	S/I	S/I
Total América Latina	7260	7567	7406	7354	7695	7809	7755	7534	S/I	S/I
TOTAL Mundial	75052	76754	76747	78079	81230	82575	82642	81623	S/I	S/I

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EIA. <http://www.eia.gov/>

TABLA 6  
 Total de consumo petrolero a nivel mundial, América Latina y el Caribe y países seleccionados  
 (miles de barriles diarios, 2000-2010)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
México	2065	2044	1984	1987	2038	2117	2114	2179	2148	2084	2141
Argentina	511	474	438	450	472	483	535	587	594	580	645
Brasil	2166	2206	2132	2056	2123	2206	2287	2355	2485	2522	2599
Venezuela	500	544	571	541	553	583	631	691	705	723	918
Total América Latina	7278	7369	7222	7183	7387	7599	7847	8097	8239	8217	8560
TOTAL Mundial	76773	77512	78160	79721	82510	84091	85165	85807	85234	84150	85286

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EIA. <http://www.eia.gov/>

TABLA 7  
 Total de importaciones de petróleo crudo a nivel mundial, América Latina y el Caribe y países seleccionados  
 (miles de barriles diarios, 1999-2009)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
México	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Argentina	19	26	28	17	33	10	4	22	4	2	0
Brasil	483	399	420	382	351	450	379	360	437	409	375
Venezuela	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total América Latina	1743	1939	1977	1903	1922	2040	1968	2057	2062	1957	1876
TOTAL Mundial	37190	39327	40270	39599	41403	43543	44292	44317	44485	44317	42233

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EIA. <http://www.eia.gov/>

TABLA 8  
 Total de importaciones de petróleo crudo a nivel mundial, América Latina y el Caribe y países seleccionados  
 (miles de barriles diarios, 1999-2009)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
México	349	434	362	330	275	302	377	402	468	521	496
Argentina	33	25	9	9	7	11	19	30	19	S/I	S/I
Brasil	311	370	314	340	215	225	231	273	345	S/I	S/I
Venezuela	18	0	0	0	0	0	0	0	0	S/I	S/I
Total América Latina	1608	1738	1669	1728	1577	1584	1697	1779	1977	S/I	S/I
TOTAL Mundial	15068	15538	15704	15953	16638	17756	19018	19772	19796	S/I	S/I

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EIA. <http://www.eia.gov/>

TABLA 9  
 Total de exportaciones de petróleo a nivel mundial, América Latina y el Caribe y países seleccionados  
 (miles de barriles diarios, 1999-2009)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
México	1672	1843	1883	1913	2114	2118	2022	2002	1808	1505	1312
Argentina	271	277	227	267	230	185	155	108	75	70	92
Brasil	1	20	21	235	242	230	270	362	415	425	505
Venezuela	1923	2094	1947	1622	1535	1587	1571	1485	1436	1364	1270
Total América Latina	4749	4949	4716	4666	4758	4855	4752	4690	4422	4121	3983
TOTAL Mundial	37811	39380	38060	38041	39964	43274	44415	43562	42679	42698	41299

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EIA. <http://www.eia.gov/>

TABLA 10  
 Total de exportaciones de productos refinados a nivel mundial, América Latina y el Caribe y países seleccionados  
 (miles de barriles diarios, 1999-2009)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
México	101	89	96	111	100	90	87	130	122	138
Argentina	128	150	216	164	184	182	185	207	146	NA
Brasil	134	149	208	205	233	239	212	208	194	NA
Venezuela	667	793	719	731	503	705	714	736	601	NA
Total América Latina	1869	2378	2473	2404	2253	2452	2435	2582	2298	NA
TOTAL Mundial	15138	16818	17691	17489	18605	19727	21036	21711	21690	9683

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EIA. <http://www.eia.gov/>

TABLA 11  
 Resultado de las Rondas de licitación de bloques para exploración y producción  
 de Petróleo y Gas Natural promovida por la ANP, 1999-2008

Rondas de Licitación	Primera Ronda		Segunda Ronda		Tercera Ronda		Cuarta Ronda		Quinta Ronda		Sexta Ronda		Séptima Ronda		Novena Ronda		Décima Ronda	
	1999	2000	2000	2001	2001	2002	2002	2003	2003	2004	2004	2005	2005	2007	2007	2008	2008	
Bloques ofertados	27	23	53	53	54	908	913	1.134	271	130								
Bloques concedidos	12	21	34	34	21	101	154	251	117	54								
Bloques <i>onshore</i> concedidos	0	9	7	7	10	20	89	210	65	54								
Bloques <i>offshore</i> concedidos	12	12	27	27	11	81	65	41	52	0								
Área concedida (km <sup>2</sup> )	54.660	48.074	48.629	48.629	25.289	21.951	39.657	194.651	45.614	48.030								
Área <i>offshore</i> concedida	54.660	37.847	46.266	46.266	14.669	21.254	36.811	7.735	13.419	0								
Empresas vencedoras	11	16	22	22	14	6	19	30	36	17								
Nuevos operadores	6	6	8	8	5	1	1	6	11	2								
Contenido Medio Local.	25%	42%	28%	28%	39%	79%	86%	74%	69%	79%								
Etapa de exploración	27%	48%	40%	40%	54%	86%	89%	81%	77%	84%								
Contenido Medio Local.																		
Etapa de explotación																		
Bono de asignación (millones de US\$)	181	262	241	241	34	9	222	485	1.141	38								
Empresas que pagaron la tasa de participación	42	48	44	44	33	14	27	45	66	43								
Empresas nacionales que presentaron oferta	1	4	4	4	4	2	7	14	25	18								
Empresas extranjeras que presentaron ofertas	13	23	22	22	13	4	14	18	17	5								
Empresas nacionales vencedoras	1	4	4	4	4	2	7	14	20	12								
Empresas extranjeras vencedoras	10	12	18	18	10	4	12	16	16	5								

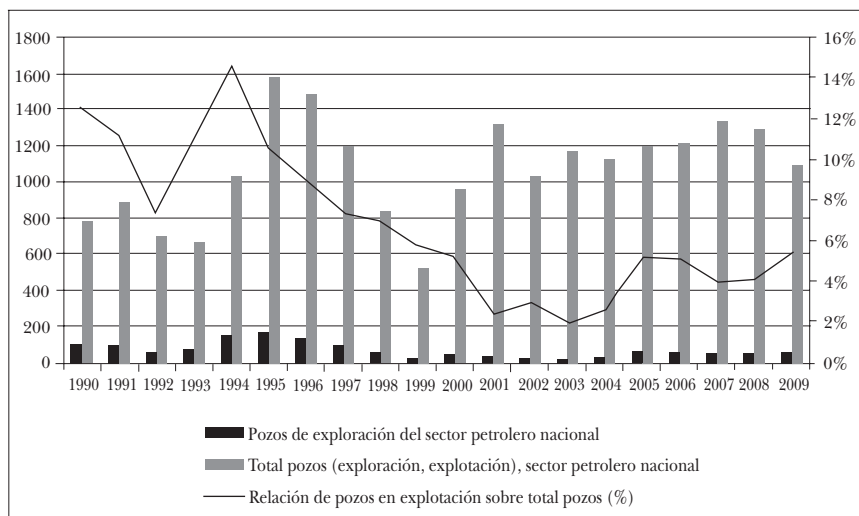
Fuente: ANP / SPL, conforme a Ley N° 9.478/1997.

TABLA 12  
Total de pozos en exploración por periodos.  
Argentina, 1981-2009

<i>Periodo</i>	<i>Total pozos</i>	<i>Promedio anual</i>
La década anterior a la desregulación	1981-1990	1260
Desde la desregulación sectorial hasta el <i>peak oil</i> petrolero	1991-1998	103
La década posterior al <i>peak oil</i> petrolero	1999-2008	43

Fuente: Elaboración propia con base en la información suministrada por la Secretaría de Energía de Argentina.

GRÁFICO 1  
Pozos en exploración, pozos totales (exploración y explotación) y  
participación porcentual de los pozos en exploración sobre los pozos  
totales. Argentina, 1990-2009



Fuente: Elaboración propia con base en la información suministrada por la Secretaría de Energía de Argentina.