

LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN ARGENTINA

ESTUDIO DE CASO: YPF S.A. (*)

Andrés Asiain y Agustín Crivelli

IIHES-CONICET

Resumen

El presente trabajo de los investigadores del Instituto de Investigaciones de Historia Económica y Social del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (IIHES-CONICET) aborda el marco legal que rige la explotación de hidrocarburos en la Argentina y su incumplimiento en los principales yacimientos operados por YPF S.A. En ellos se observa una declinante producción y una drástica caída de las reservas a lo largo de la administración Repsol (1998 a la fecha), lo que de acuerdo al marco legal vigente impone el fin de la caducidad de la concesión y su reversión al Estado sin cargo alguno (artículos 31, 37 y 85, Ley N°17.319 del 30-06-67).

A su vez, se muestra que la inadecuada explotación de los yacimientos no es consecuencia de una ineficiente gestión empresarial, sino el fruto de la estrategia global de la multinacional española. La misma ha explotado las reservas descubiertas bajo la gestión estatal de YPF como una fuente de liquidez para sostener inversiones en otras regiones y cubrir quebrantos financieros en su país de origen. La consecuencia de dicha estrategia ha sido la caída de las reservas de hidrocarburos en Argentina, y la consecuente merma en la producción.

Es anhelo de los investigadores que el presente trabajo sea extendido al resto de los yacimientos explotados por YPF S.A. y demás firmas del mercado de hidrocarburos de nuestro país, y que sirva de base para que las autoridades nacionales y provinciales impongan el cumplimiento de las leyes que regulan el sector.

Febrero de 2012

Introducción¹

Los hidrocarburos son un recurso natural no renovable vital para el sistema de producción que rige actualmente en la mayor parte de las sociedades. El transporte, la generación de energía y la producción de múltiples bienes (que van desde los envases, fertilizantes, fibras textiles y diversos productos plásticos, hasta ciertos componentes de la aspirina) utilizan como insumos a los hidrocarburos y sus derivados. No es de extrañar, entonces, que sean considerados como indispensable para la expansión del sistema económico mundial, y estratégico para el desarrollo de cualquier economía nacional.

Así fue considerado en Argentina a lo largo de la mayor parte de su historia económica mientras su explotación estuvo a manos del Estado Nacional (Bernal, Dicco y Fredda 2008). Desde la creación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado (Y.P.F. S.E.) bajo la dirección del general Enrique Mosconi en 1922, la empresa estatal de hidrocarburos se convirtió en una herramienta fundamental para el desarrollo productivo del país. El quiebre del oligopolio de Standard Oil y Royal Dutch-Shell que permitió una drástica rebaja de los combustibles en 1929; la creación de Gas del Estado y la construcción del gasoducto Comodoro Rivadavia-Buenos Aires bajo los primeros gobiernos peronistas; la política de gas y petróleo barato que sostuvo el esfuerzo industrializador durante las décadas de la Industrialización por Sustitución de Importaciones (ISI), el descubrimiento del yacimiento Loma La Lata en 1975 que permitiría años más tarde alcanzar el histórico objetivo de autoabastecimiento energético pese a las políticas de sobreendeudamiento y asfixia financiera hacia YPF de las gestiones posteriores; son algunos hitos de la historia de los hidrocarburos argentinos.²

La administración Menem generó un cambio en la concepción de los hidrocarburos que pasaron a regularse como una mercancía sin valor estratégico. La provincialización de los yacimientos y transformación de YPF en una sociedad anónima (Ley N° 24.145 de 1992) y la posterior venta de la mayoría accionaria a la española Repsol a finales de los noventa, dan cuenta de esta nueva concepción³. El nuevo marco institucional del ahora

¹ Los autores agradecen la valiosa orientación de Diego Mansilla para la realización del presente trabajo.

² Mansilla, D. (2007) *Hidrocarburos y política energética*. Buenos Aires: Ed. CCC.

³ “La petrolera estatal fue valuada en apenas 6.700 millones de dólares, menos de dos veces su facturación anual, haciendo evidente la grave subvaluación que sufrió la empresa. En el año 1998, la empresa española Repsol se hizo cargo del control de YPF S.A. comprando gran parte de las acciones del Estado y haciéndose de casi el 100% de la compañía al año siguiente. En esta operación fue

“mercado” de hidrocarburos permitió a la empresa española la exportación de combustibles hasta el punto de que los mismos se transformaron en uno de los principales rubros de exportación de Argentina, caso excepcional a nivel mundial tratándose de un país no petrolero.

Las consecuencias de la lógica mercantil de gestión de los hidrocarburos se harían sentir años después, cuando la Argentina abandone las políticas neoliberales y desarrolle un intenso crecimiento económico. El sector se demostraría incapaz de generar niveles de producción acordes a los requerimientos del desarrollo nacional, obligando a importar combustibles del exterior a precios internacionales, afectando negativamente las cuentas externas y fiscales, los ingresos de la población y la competitividad de la producción local. Las importaciones de Combustibles y Lubricantes por u\$9.397 millones, junto a la remisión de utilidades y dividendos de las petroleras por u\$1.144 millones registrados en 2011, son una muestra de los costos que impone la inadecuada gestión del sector al desarrollo económico nacional.

En la presente investigación abordaremos la evolución del sector de hidrocarburos en los últimos años a la luz del caso de YPF S.A. Observaremos como la política global de su controlante Repsol generó la baja de las reservas de hidrocarburos en los principales yacimientos que opera, con su consiguiente impacto en la producción de gas y petróleo. Examinaremos también, las herramientas legales con que cuenta el Estado Nacional y Provinciales para modificar la situación del sector y encarar una política de hidrocarburos compatibles con el desarrollo económico y social del país.

Marco legal

La transformación de YPF Sociedad del Estado en una Sociedad Anónima (Dec. 2778/90 del 31-12-90), implicó la transformación de las áreas de exploración y explotación de la empresa de la antigua empresa del Estado en permisos de exploración y concesiones de explotación a favor de YPF S.A. (artículos 3 y 4 de la ley Ley N° 24.145 del 24-09-92). De esta manera, las áreas de exploración y concesiones de explotación de la firma pasan a estar regulados de acuerdo a las disposiciones que para

imprescindible el apoyo de La Caixa y el BBVA, importantes accionistas de Repsol. Según Kozulj (2002), la privatización de Y.P.F. recaudó algo más de 20.000 millones de dólares, de los cuales el Estado Nacional solo percibió 8.000 millones y 1.000 las provincias, es decir apenas 40% del total” (Mansilla y Perrone 2010, p.29-30).

ello dispone la ley de Hidrocarburos (Nº 17.319 del 30-06-67). Obviamente, la posterior venta de la mayoría accionaria de la firma a Repsol, no modifica el marco regulatorio que rige sobre YPF S.A.

Respecto a las concesiones de explotación, el artículo 31 de la ley de Hidrocarburos sostiene que:

“Todo concesionario de explotación está obligado a efectuar, dentro de plazos razonables, las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas.”⁴

El incumplimiento de esta norma, puede llevar al cese de la concesión:

“Artículo 85 — Las concesiones o permisos caducan: (... ...)

c) Por incumplimiento sustancial e injustificado de las obligaciones estipuladas en materia- de productividad, conservación, inversiones, trabajos o ventajas especiales.”

Al caducar la concesión, la misma revierte plenamente al Estado:

“Artículo 85 — Anulado, caducado o extinguido un permiso o concesión revertirán al Estado las áreas respectivas con todas las mejoras, instalaciones, pozos y demás elementos que el titular de dicho permiso o concesión haya afectado al ejercicio de su respectiva actividad, en las condiciones establecidas en los artículos 37 y 41.”

⁴ A su vez, el artículo 34 sostiene que “Ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de 5 concesiones de explotación, ya sea directa o indirectamente y cualquiera sea su origen”. YPF S.A. tiene 60 concesiones, por lo que se habría excedido en unas 55. Esta ilegalidad es salvada por el artículo 4 de la ley 24.145, donde se establece la provincialización de los hidrocarburos y se regula la privatización de YPF, que reza: “Transfórmense en concesiones de explotación regidas por los Artículos 27 y siguientes de la Ley Nº 17.319 y sus normas complementarias y reglamentarias, las áreas que YPF Sociedad Anónima tiene actualmente en explotación, consignadas en el Anexo I B de la presente, sin que resulte aplicable a dichas concesiones lo dispuesto en el Artículo 34 de dicha ley.” Sin embargo, varias de las demás empresas del sector que no están amparadas por la ley nº24.145, se encuentran en infracción al tener más de 5 concesiones. Esta situación irregular intentó ser salvada mediante el artículo 18 del decreto 1.212 de 1989, pero ello constituye una violación a la pirámide jurídica puesto que un decreto no puede contraponerse a una ley nacional.

Los términos de la reversión al Estado de una concesión de explotación están especificados en el artículo 37 que sostiene que:

“La reversión total o parcial al Estado de uno o más lotes de una concesión de explotación comportará la transferencia a su favor, sin cargo alguno, de pleno derecho y libre de todo gravamen de los pozos respectivos con los equipos e instalaciones normales para su operación y mantenimiento y de las construcciones y obras fijas o móviles incorporadas en forma permanente al proceso de explotación en la zona de la concesión. Se excluyen de la reversión al Estado los equipos móviles no vinculados exclusivamente a la producción del yacimiento y todas las demás instalaciones relacionadas al ejercicio por el concesionario de los derechos de industrialización y comercialización que le atribuye el artículo 6° o de otros derechos subsistentes.”

Del breve repaso legal realizado, se desprende que en caso de que se encuentre evidencia sustancial de que en un yacimiento petrolero y/o gasífero operado por Repsol-YPF, no se hayan realizado las inversiones necesarias para asegurar *“la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas”*, la concesión debe darse por extinguida y ser transferida sin coste alguno al Estado, con todos la infraestructura y maquinaria que utilizaba la firma para su explotación.

Veamos pues la evolución de la producción y reservas en algunos de los principales yacimientos operados por YPF S.A., para luego analizar si han incumplido con la ley de Hidrocarburos, por lo que pueden declararse caducas las concesiones y volver al Estado, sin coste alguno.

Análisis de la producción y reservas de algunos de algunas de las concesiones bajo operación de YPF S.A.⁵

En el año 2010, los yacimientos operados por YPF S.A., daban cuenta del 23% de las reservas de petróleo del país, y del 19% de las de gas. A su vez, la firma produjo el 34% del petróleo, y el 23% del gas, producidos en 2011 en Argentina. En esta sección

⁵ Vale aclarar que la información disponible se basa en declaraciones juradas de las empresas (Resolución N° 319/93 y 482/98 de la secretaría de energía).

analizaremos la evolución de la producción y las reservas de algunos de los principales yacimientos operados por la ex empresa estatal de hidrocarburos.

La selección de yacimientos analizada da cuenta del 38% de las reservas de petróleo y del 80% de las de gas, en 2010. A su vez explica el 39% de la producción de petróleo y el 73% de la de gas, de la empresa controlada por Repsol en el año 2011. Es decir que estamos abordando una muestra significativa del comportamiento general de YPF S.A., y relevante en términos de producción y reservas de hidrocarburos del país.

Cuadro 1: Datos seleccionados de la industria de hidrocarburos en Argentina

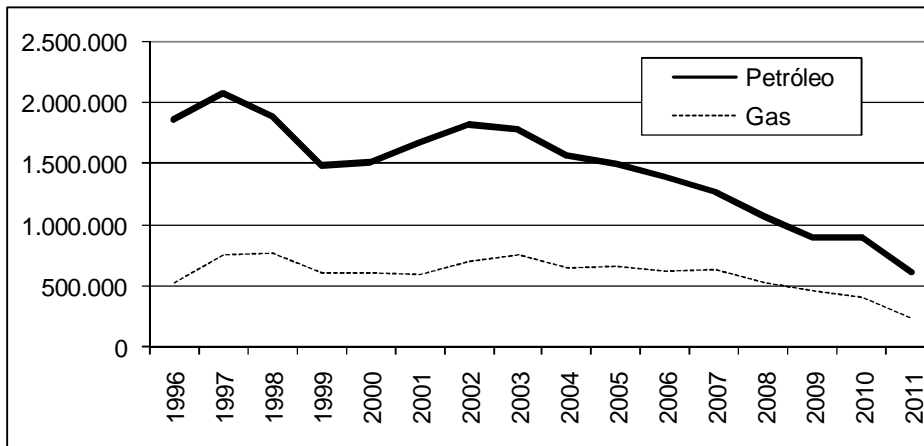
	Total país	Total YPF	Selección
Producción de gas 2011 Mm3	42.098.149	9.727.350	7.087.088
Reservas comprobadas gas Mm3	358.725.857	66.726.000	53.695.000
Horizonte=(Reservas/producción) años	8,5	6,9	7,6
Producción de petróleo 2011	30.330.595	10.245.072	4.025.610
Reservas comprobadas petróleo m3	401.308.056	90.513.000	34.539.000
Horizonte=(Reservas/producción) años	13,2	8,8	8,6

Fuente: elaboración propia en base a Secretaria de energía.

Los Perales-Las Mesetas

Estos yacimientos ubicados en la provincia de Santa Cruz, forman parte de la cuenca Golfo de San Jorge. El mismo es rico en contenido de petróleo y gas. Como se observa en el gráfico 1, su producción, tanto de petróleo como de gas, ha disminuido significativamente en los últimos años. En 2011, la producción de petróleo fue de apenas 613.121m3, frente a los 1.886.987 m3 producidos en 1998. En el caso del gas, para 2001 se extrajo de los yacimientos 230.854.000 m3, frente a los 760.995.000m3 de 1998.

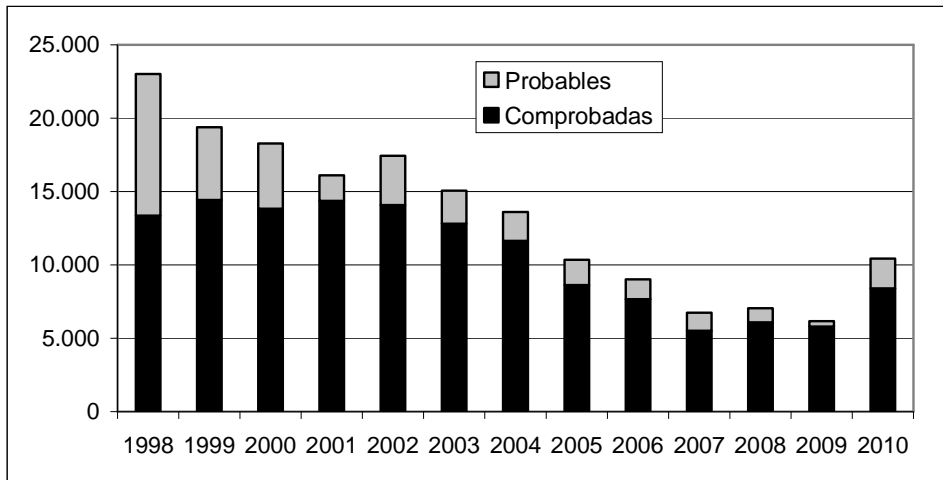
Gráfico 1: Producción de petróleo (m3) y gas (miles de m3). 1996-2011



Fuente: elaboración propia en base a Secretaria de energía.

La causa del descenso de la producción se explica por la disminución de las reservas. Como se observa en el gráfico 2, las reservas de petróleo (comprobadas⁶ y probables⁷) disminuyeron en 12.579.000 m³ entre 2010 y 1998, lo que equivale al 55% de las reservas existentes al hacerse cargo Repsol de la firma y el 75% de la producción de petróleo entre esos años. Lo que indica que la producción de petróleo a partir de la administración de YPF por Repsol, se basó mayoritariamente en la extracción de crudo descubierto antes de 1998, es decir, descubierto bajo la administración estatal.

Gráfico 2: Reservas de petróleo (miles de m3), 1998-2010



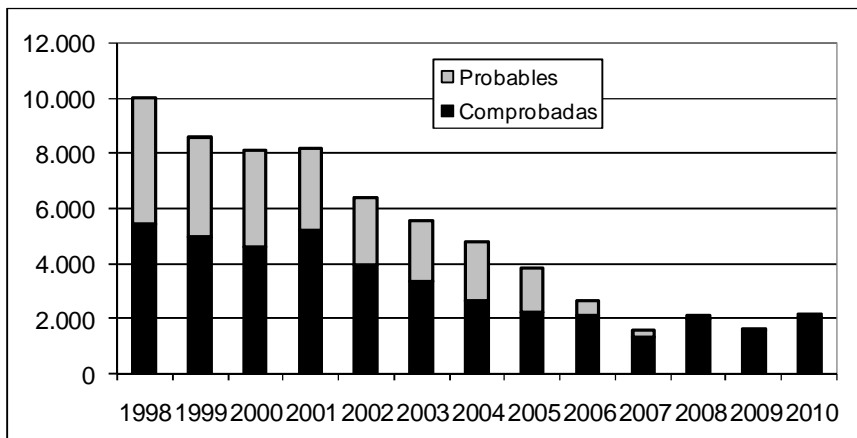
Fuente: elaboración propia en base a Secretaria de energía.

En el caso del gas, la caída de las reservas entre 1998 y 2010 es de 7.828.900.000 de m³, que equivale al 78% de las reservas existentes en 1998, y el 109% de la producción en ese período - parte del gas puede haber sido ventilado o utilizado en el mismo yacimiento, o bien "recalculadas" las reservas por razones que se explican en Mansilla (2006) -.

Gráfico 3: Reservas de gas (millones de m3), 1998-2010

⁶ Las reservas probadas son las cantidades de petróleo que, por análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas con "razonable certeza" (una probabilidad estadística de al menos el 90%) que serán recuperables comercialmente, a partir de una fecha dada, de reservorios conocidos y bajo las actuales condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones.

⁷ Las reservas probables son las reservas no probadas que el análisis de datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas que las probadas. En este contexto, cuando se usen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 50 % de que la cantidad a ser recuperada será igual o excederá a la suma del estimado de reservas probadas más las probables.



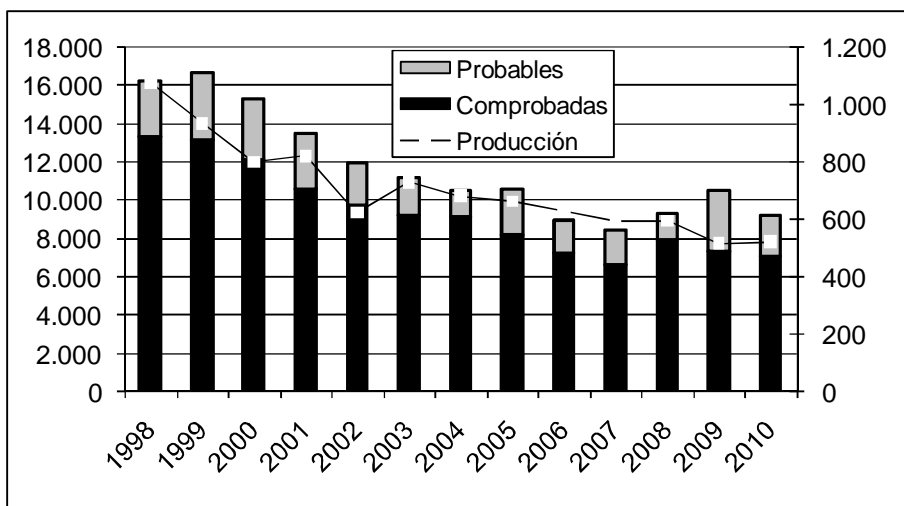
Fuente: elaboración propia en base a Secretaria de energía.

La profunda caída de las reservas y en la producción anual, no dejan dudas de que ha existido una inadecuada explotación de los yacimientos sin la “*observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas*” (art.31 N° 17.319 del 30-06-67).

Barrancas

Esta concesión ubicada en Mendoza se encuentra conformada por los cuatro yacimientos de la cuenca cuyana ricos en petróleo: Barrancas, Estructura Cruz de Piedra – Lunluta, Lunluta – Carrizal y Ugarteche. Cómo se observa en el gráfico 4, en los últimos años disminuyen tanto la producción anual como las reservas (comprobadas y probables).

Gráfico 4: Reservas Comprobadas y probables (eje izquierdo) y producción (eje derecho). Miles de m3. 1998-2011



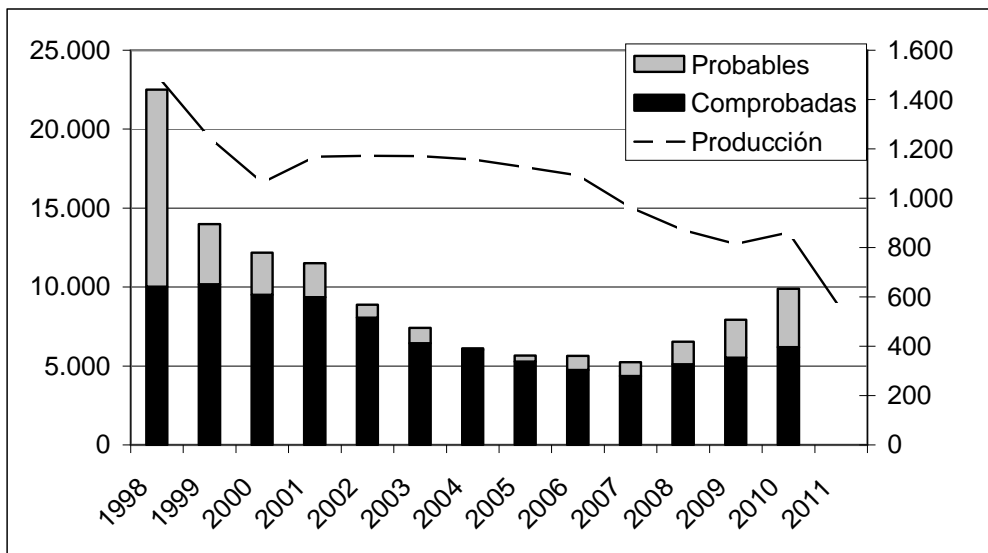
Fuente: elaboración propia en base a Secretaria de energía.

La producción de petróleo fue de apenas 498.919m³ en 2011, frente a los 1.077.203 m³ producidos en 1998. Mientras, las reservas de petróleo (comprobadas y probables) disminuyeron en 7.050.000 m³ entre 2010 y 1998, lo que equivale al 44% de las reservas existentes al hacerse cargo Repsol de la firma y el 87% de la producción de petróleo entre esos años. La evidencia indica que bajo la gestión de Repsol, YPF S.A. se ha dedicado a vaciar los yacimientos de la concesión de Barrancas, extrayendo crudo a costa de las reservas, lo que derivó en una fuerte contracción de las mismas y la consiguiente disminución en los niveles de producción anual. Queda por lo tanto demostrada una inadecuada explotación de los yacimientos sin la “*observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas*” (art.31 N° 17.319 del 30-06-67).

Cañadón de la Escondida-Las Heras

La concesión se encuentra en la provincia de Santa Cruz, forma parte de la cuenca Golfo de San Jorge y está conformada por dos yacimientos ricos en petróleo: Barranca Baya y Las Heras. Cómo se observa en el gráfico 5, en los últimos años disminuyen tanto la producción anual como las reservas (comprobadas y probables), aunque estas últimas evidencian un leve repunte desde 2008 que no alcanza a compensar la abrupta caída anterior⁸.

Gráfico 5: Reservas Comprobadas y probables (eje izquierdo) y producción (eje derecho). Miles de m³. 1998-2011



Fuente: elaboración propia en base a Secretaria de energía.

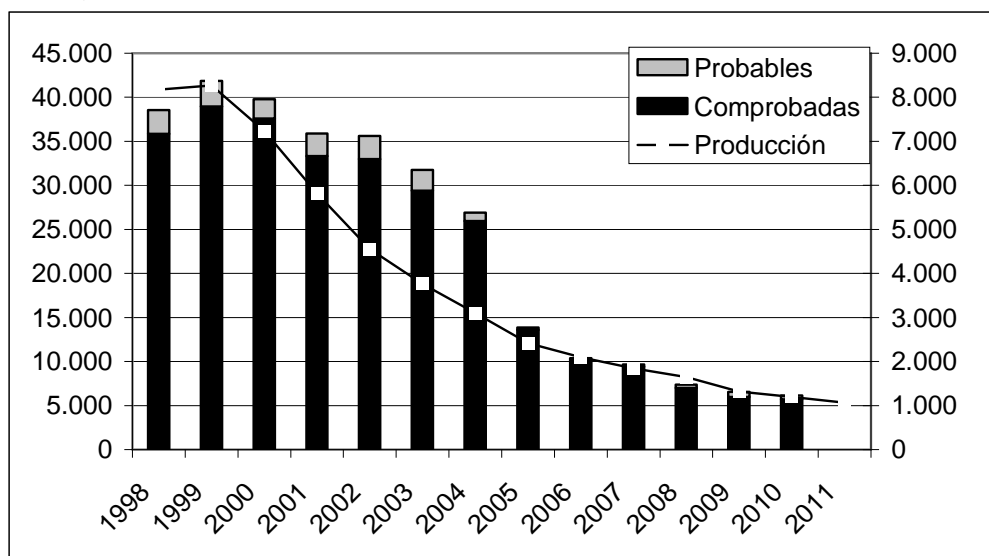
⁸ La caída de la producción en 2011 tiene entre sus causas los conflictos con los trabajadores de la empresa que paralizaron durante un tiempo la producción.

La producción de petróleo fue de 550.354m³ en 2011, frente a los 1.497.340 m³ producidos en 1998. Mientras, las reservas de petróleo (comprobadas y probables) disminuyeron en 12.615.000 m³ entre 2010 y 1998, lo que equivale al 56% de las reservas existentes al hacerse cargo Repsol de la firma y el 99% de la producción de petróleo entre esos años. La evidencia indica, nuevamente, que el yacimiento fue vaciado extrayendo crudo a costa de las reservas, lo que derivó en una fuerte contracción de las mismas y la consiguiente disminución en los niveles de producción anual. Queda por lo tanto demostrada la inadecuada explotación de los yacimientos que conforman la concesión, sin la “*observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas*” (art.31 N° 17.319 del 30-06-67).

Chihuido de la Sierra Negra (Neuquén)

La concesión de la provincia de Neuquén está compuesta por tres yacimientos (Chihuido de la Sierra Negra, Desfiladero Bayo y Puesto Molina) de la cuenca neuquina. Cómo se observa en el gráfico 6, en los últimos años disminuyen tanto la producción anual como las reservas (comprobadas y probables) de forma extrema.

Gráfico 6: Reservas de petróleo comprobadas y probables (eje izquierdo) y producción (eje derecho). Miles de m³. 1998-2011



Fuente: elaboración propia en base a Secretaria de energía.

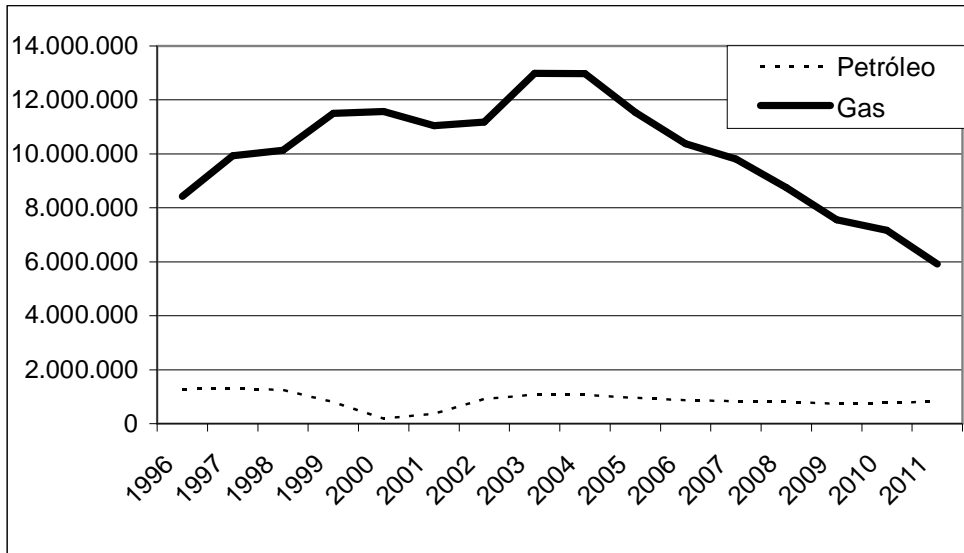
La producción de petróleo fue de 1.066.927m³ en 2011, frente a los 8.172.489m³ producidos en 1998. Mientras, las reservas de petróleo (comprobadas y probables)

disminuyeron en 29.409.000m³ entre 2010 y 1998, lo que equivale al 76% de las reservas existentes al hacerse cargo Repsol de la firma y el 68% de la producción de petróleo entre esos años. La evidencia indica, nuevamente, que el yacimiento fue vaciado extrayendo crudo a costa de las reservas, lo que derivó en una fuerte contracción de las mismas y la consiguiente disminución en los niveles de producción anual. Queda por lo tanto demostrada la inadecuada explotación de los yacimientos que conforman la concesión, sin la “*observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas*” (art.31 N° 17.319 del 30-06-67).

Loma La Lata-Sierra Barrosa

La concesión conformada por dos yacimientos de la provincia de Neuquén (Aguada Toledo - Sierra Barrosa y Loma La Lata), es el mayor yacimiento gasífero de la cuenca neuquina y del país, siendo también rico en petróleo. En 2011, la producción de petróleo fue de apenas 821.731m³, frente a los 1.252.624m³ producidos en 1998. En el caso del gas, para 2011 se extrajo de los yacimientos 5.920.015.820 m, frente a los 10.137.432.134m³ de 1998 o los 12.971.817.530m³ del pico de producción de 2004.

Gráfico 7: Producción de petróleo (m3) y gas (miles de m3). 1996-2011

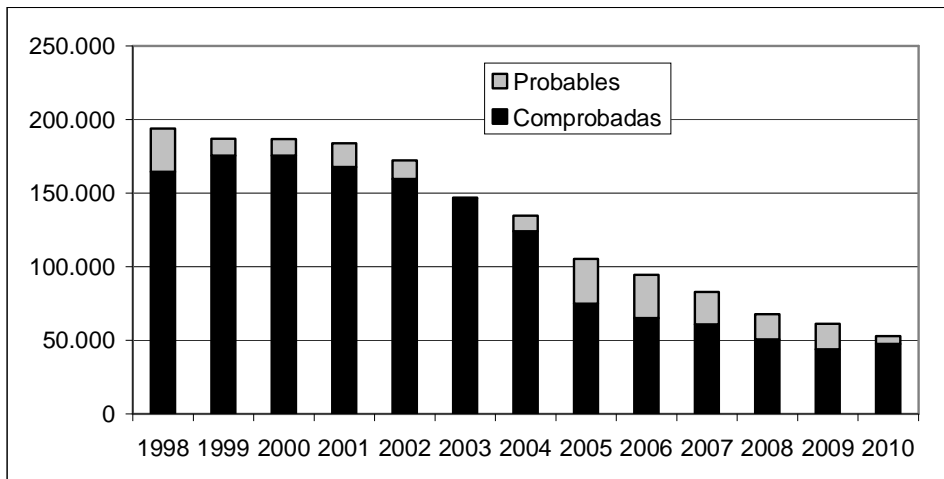


Fuente: elaboración propia en base a Secretaria de energía.

La causa del descenso de la producción se explica por la disminución de las reservas. Como se observa en el gráfico 8, las reservas de gas (comprobadas y probables) disminuyeron en 140.946.200.000m³ entre 2010 y 1998, lo que equivale al 73% de las reservas existentes al hacerse cargo Repsol de la firma y el 111% de la producción de

gas entre esos años⁹. Lo que indica que la producción de gas a partir de la administración de YPF por Repsol, se basó en la extracción de las reservas descubiertas bajo la administración estatal.

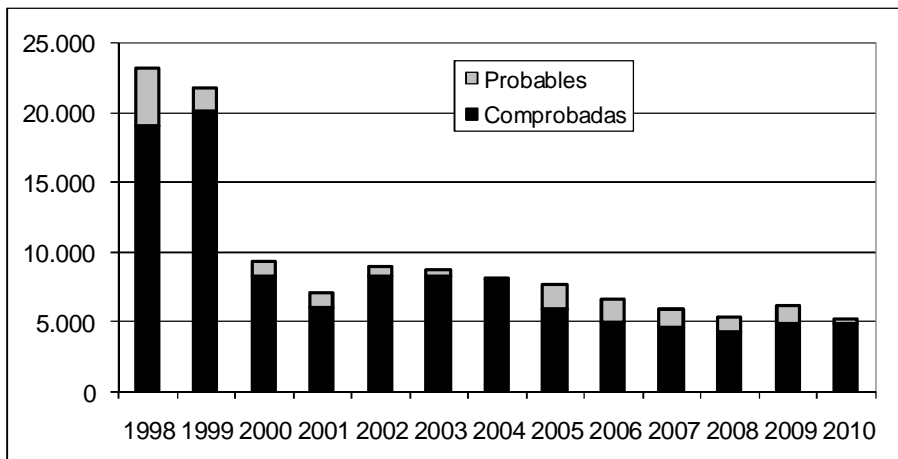
Gráfico 8: Reservas de gas (millones de m3), 1998-2010



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de energía.

En el caso del petróleo, la caída de las reservas entre 1998 y 2010 es de 17.946.000m3, que equivale al 78% de las reservas existentes en 1998, y el 190% de la producción en ese período. Esa baja se explica el recálculo de las reservas a la baja de las reservas en 2000 y la política de extracción sin renovación.

Gráfico 9: Reservas de petróleo (miles de m3), 1998-2010



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de energía.

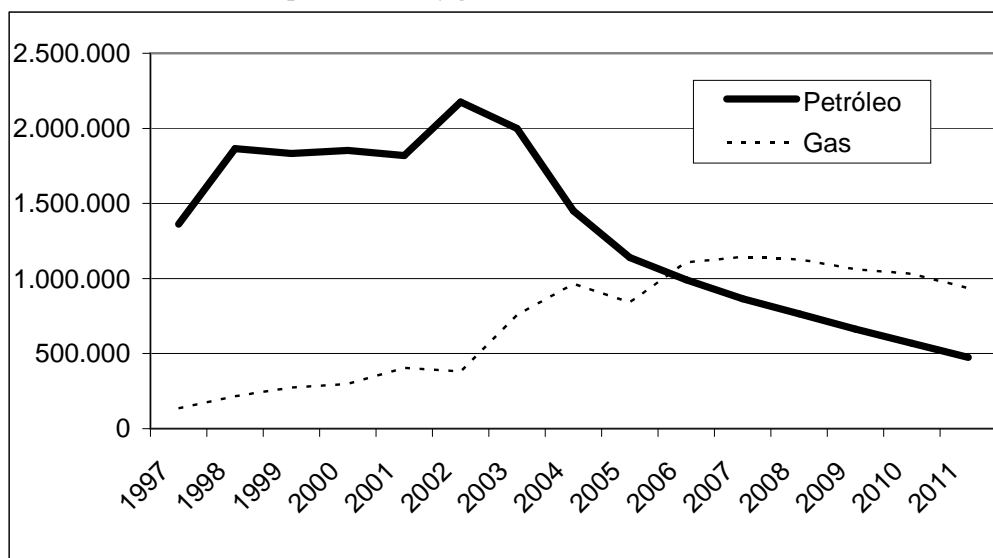
⁹ En 2005, la fuerte caída de reservas se explica por el recálculo hecho por la empresa tras la denuncia del entonces ministro de hidrocarburos de Bolivia, Andrés Soliz Rada, antes la comisión que regula las acciones de Repsol en EEUU, de que la empresa estaba dibujando sus reservas (computando como propias las pertenecientes al Estado boliviano). Ello produce que la baja de las reservas sea superior incluso a los niveles de producción. Al respecto ver Mansilla (2006 y 2007).

Nuevamente, la profunda caída de las reservas y en la producción anual, no dejan dudas de que ha existido una inadecuada explotación de los yacimientos sin la “*observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas*” (art.31 N° 17.319 del 30-06-67).

Chihuido de la Salina

El yacimiento que forma parte de la cuenca neuquina que pertenece a la provincia de Mendoza es rico en gas y petróleo. En 2011, la producción de petróleo fue de apenas 474.558m³, frente a los 1.864.889m³ producidos en 1998 o los 2.175.496m³ del pico de extracción de 2002. En el caso del gas, para 2011 se extrajo de los yacimientos 936.219.990m³, más de los 274.800.000m³ de 1998, pero marcando una tendencia levemente decreciente a partir del pico de 1.143.759.334m³ de 2007.

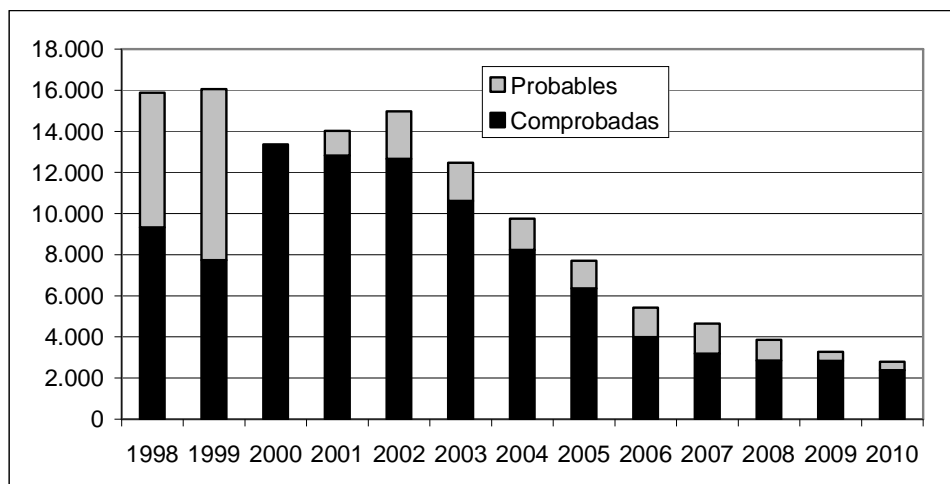
Gráfico 10: Producción de petróleo (m³) y gas (miles de m³). 1997-2011



Fuente: elaboración propia en base a Secretaria de energía.

Como se observa en los gráficos 11 y 12, la dinámica de la producción antes descrita fue acompañada de una brusca reducción de las reservas de petróleo y gas. En el caso del petróleo, la caída de las reservas (comprobadas y probables) entre 1998 y 2010 es de 13.083.300m³, que equivale al 82% de las reservas existentes en 1998, y el 81% de la producción en ese período.

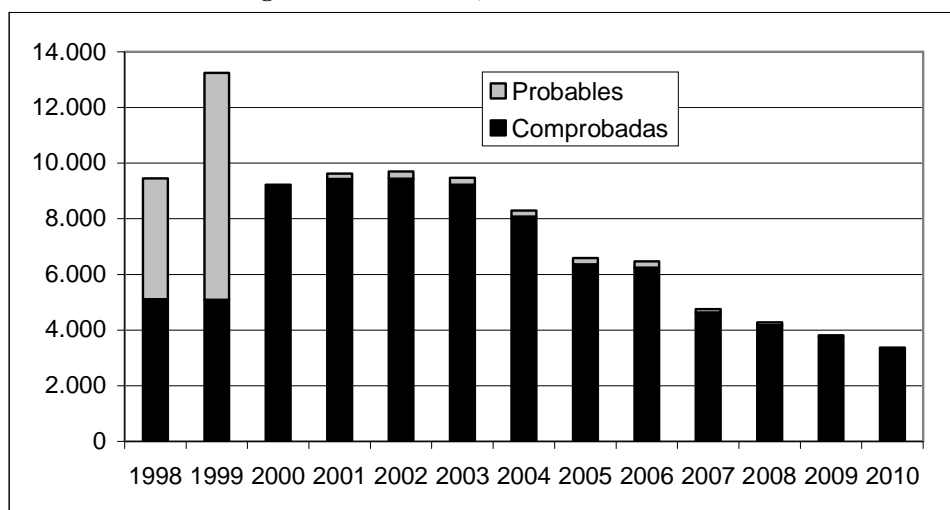
Gráfico 11: Reservas de petróleo (miles de m3), 1998-2010



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de energía.

Mientras, las reservas de gas (comprobadas y probables) disminuyeron en - 6.087.200.000m3 entre 2010 y 1998, lo que equivale al 64% de las reservas existentes al hacerse cargo Repsol de la firma y el 65% de la producción de gas entre esos años.

Gráfico 12: Reservas de gas (millones de m3), 1998-2010



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de energía.

La evidencia muestra que la dinámica descendente de la producción de crudo y de estancamiento en la de gas, fue acompañada de una brutal disminución de las reservas del yacimiento. Nuevamente, no quedan dudas de que ha existido una inadecuada explotación de los yacimientos sin la “*observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas*” (art.31 N° 17.319 del 30-06-67).

Síntesis de la evidencia empírica

El estudio de las condiciones de extracción de gas y petróleo en algunas de las principales concesiones de explotación de YPF S.A. bajo la administración Repsol muestra las siguientes características generales:

- Declinante producción
- Brutal reducción de las reservas comprobadas y probables.

Esa evidencia permite inferir que:

- La producción se realizó a costa de las reservas descubiertas antes de que Repsol adquiriera la mayoría accionaria (es decir, bajo administración estatal).
- La brutal reducción de las reservas que esa práctica condujo es la causa de la declinante producción.
- Ello demuestra que no se han realizado las inversiones *“para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas”* (art.31 N° 17.319 del 30-06-67).

De esta manera queda comprobado que en las concesiones antes estudiadas se ha dado un “incumplimiento sustancial e injustificado de las obligaciones estipuladas en materia- de productividad, conservación, inversiones, trabajos o ventajas especiales”. Lo que de acuerdo al artículo 85 de la ley de hidrocarburos debe conducir a la finalización de la concesión. De esta manera, el cumplimiento de la actual legislación obliga a que esas concesiones reviertan al Estado “sin cargo alguno, de pleno derecho y libre de todo gravamen de los pozos respectivos con los equipos e instalaciones normales para su operación y mantenimiento y de las construcciones y obras fijas o móviles incorporadas en forma permanente al proceso de explotación en la zona de la concesión” (art.37 N° 17.319 del 30-06-67).

En la próxima sección veremos que la “inadecuada” explotación de las concesiones estudiadas (análisis que debería extenderse al resto de las concesiones de explotación de YPF S.A. y de las demás empresas que explotan yacimientos en nuestro país bajo la ley

17.319) no es el efecto de una defectuosa gestión empresarial. Por el contrario, es la consecuencia del cumplimiento de la estrategia global de Repsol.

Análisis de la estrategia global de Repsol-YPF

Antes de analizar la estrategia de Repsol resulta conveniente dejar en claro cuál es la lógica empresarial de una compañía petrolera.

Para una compañía petrolera las reservas son su principal activo, por lo que la lógica indicaría que toda compañía de este rubro debería mostrar una tendencia a incrementar, (o al menos mantener) sus niveles de reservas. Pero este no parece ser el caso del comportamiento de Repsol en la Argentina. Sucede que en el caso de YPF se observa una lógica predatoria que se encuentra muy lejos de un comportamiento racional para una empresa petrolera.

Como hemos observado, desde que YPF es operada por Repsol las reservas de sus principales yacimientos no solo no se incrementan, sino que cayeron en forma vertiginosa. Es decir, el ritmo de extracción de petróleo y gas ha sido superior al ritmo de generación de nuevas reservas. En otras palabras, la tasa de reemplazo de reservas fue negativa¹⁰.

La causa no puede ser otra que la falta de inversiones en exploración de nuevas reservas, hecho que se refleja en los escasos pozos exploratorios realizados en los últimos años.

Cuadro 2: Pozos de exploración realizados en el total de yacimientos operados por YPF S.A. en Argentina.

	Pozos de exploración		
	Petróleo	Gas	Improductivos
2005	12	2	2
2006	5	0	6
2007	5	0	6
2008	4	1	3
2009	1	0	5
2010	5	0	0

Fuente: elaboración propia en base a Instituto Argentino de Petróleo y Gas.

¹⁰ Una Tasa de Reemplazo de Reservas menor al 100% se considera negativa.

Ahora, si las reservas son el principal activo de una compañía petrolera, la evidencia analizada señala que YPF S.A. se está descapitalizando. ¿Quiere decir que Repsol se está suicidando? No, justamente ahí reside la gravedad del problema. No se trata de una mala administración de los yacimientos argentinos por parte de la empresa española. Este comportamiento se inscribe en la estrategia global que el grupo Repsol se ha venido trazando en los últimos años.

La realidad es que la empresa española no está dispuesta a asumir riesgos. Por ese motivo desde que se hizo cargo de la administración de YPF ha hecho poco y nada en lo que refiere a exploración para incrementar los niveles de reservas. La estrategia de negocio en la Argentina se basó, y se basa, en extraer las reservas existentes para, a partir del persistente incremento de los precios internacionales del crudo, generar crecientes niveles de utilidad que luego utiliza para expandirse globalmente.

En este sentido en el año 2010, Repsol-YPF presentó el plan estratégico “Horizonte 2014”, donde la compañía establece sus prioridades para el periodo 2010-2014. En ese documento se refiere a la fase de *Upstream* (exploración y producción) como el “motor de crecimiento de la compañía”. En este documento la compañía señala:

“La presencia de Repsol en áreas geográficas de elevado potencial exploratorio y su reconocida capacidad en la exploración en aguas profundas han transformado la compañía en una de las energéticas con mejores perspectivas de crecimiento.

La estrategia inversora se fundamentará en una cartera sólida de proyectos estratégicos: la explotación de aquellos ya en operación, y el avance de los que se encuentran en fase de delineación o desarrollo. Adicionalmente, la compañía continuará con su apuesta por el crecimiento orgánico y la actividad de exploración en nuevas áreas de interés para el Grupo.

El desarrollo de estos proyectos permitirá un crecimiento anual de la producción de hidrocarburos en el área de Upstream de entre un 3 y un 4% hasta 2014, y mayor hasta 2019, con una tasa de reemplazo de reservas estimada superior al 110% en los próximos cinco años.”

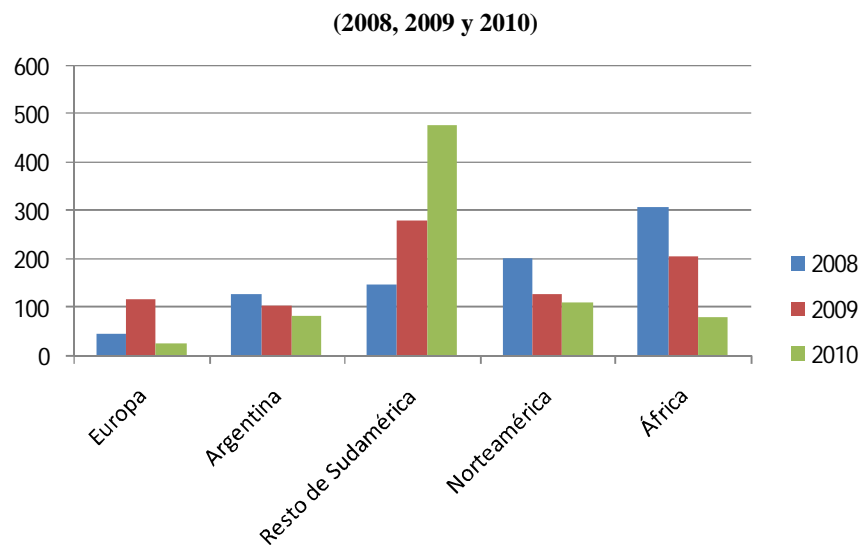
De este documento se desprende que Repsol tiene pensado realizar inversiones en exploración al afirmar que *“la compañía continuará con su apuesta por el crecimiento orgánico y la actividad de exploración en nuevas áreas de interés para el Grupo”*

Siendo Argentina el país dónde Repsol presenta tanto las mayores reservas como la mayor producción, sería de esperar que nuestro país se encuentre dentro de los planes más importantes en inversiones del Grupo. Pero esto no es así, en los últimos años las inversiones de la compañía han priorizado otras partes del mundo, en donde sus niveles de producción son sensiblemente menores.

La estrategia de expansión global de Repsol se encuentra enfocada en Norteamérica (principalmente Alaska), Brasil, el Golfo de México, el Caribe y el norte de África (Argelia y Libia en particular), donde la empresa española ha venido anunciando numerosos descubrimientos en los últimos años.

Es posible tener una muestra clara de esta estrategia al analizar la distribución de las principales inversiones de la compañía en lo que refiere a exploración en los últimos años:

Gráfico 13: REPSOL. Inversiones en exploración según zonas geográficas (millones de euros)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Repsol.

Cuadro 3: REPSOL. Inversiones en exploración en relación a reservas probadas e ingresos (2008, 2009 y 2010)

País/Zona	Concepto	2008	2009	2010
Europa	(1) Inversión en exploración	47	119	28
	(2) Reservas probadas	1518	6288	6573
	(3) Ingresos	47	34	50
	(4) = (1) / (2)	3,10%	1,89%	0,43%
	(5) = (1) / (3)	100,00%	350,00%	56,00%
Argentina	(1) Inversión en exploración	128	104	85
	(2) Reservas probadas	580826	538452	531140
	(3) Ingresos	3616	3494	4370
	(4) = (1) / (2)	0,02%	0,02%	0,02%
	(5) = (1) / (3)	3,54%	2,98%	1,95%
Trinidad & Tobago	(1) Inversión en exploración	7	4	9
	(2) Reservas probadas	45597	39965	35150
	(3) Ingresos	1291	724	921
	(4) = (1) / (2)	0,02%	0,01%	0,03%
	(5) = (1) / (3)	0,54%	0,55%	0,98%
Resto de Sudamérica	(1) Inversión en exploración	148	283	478
	(2) Reservas probadas	97537	108546	156598
	(3) Ingresos	1340	910	1247
	(4) = (1) / (2)	0,15%	0,26%	0,31%
	(5) = (1) / (3)	11,04%	31,10%	38,33%
Norteamérica	(1) Inversión en exploración	205	130	113
	(2) Reservas probadas	48071	66447	57573
	(3) Ingresos	79	447	665
	(4) = (1) / (2)	0,43%	0,20%	0,20%
	(5) = (1) / (3)	259,49%	29,08%	16,99%
África	(1) Inversión en exploración	307	208	80
	(2) Reservas probadas	128787	123575	121004
	(3) Ingresos	1878	686	997
	(4) = (1) / (2)	0,24%	0,17%	0,07%
	(5) = (1) / (3)	16,35%	30,32%	8,02%

(1) Millones de euros

(2) Miles de barriles

(3) Millones de euros

Fuente: elaboración propia en base a datos de Repsol.

Repsol ha venido realizando fuertes inversiones en exploración en otros países, dónde procura incrementar sus reservas probadas.¹¹ En el caso de Argentina la estrategia parece ser la de valorizar el precio de la acción de YPF S.A. (a través de anuncios como el del “descubrimiento” de Loma de la Lata), para incrementar sus ingresos al desprenderse de parte de sus acciones.

Sucede que en el mismo Plan Estratégico Horizonte 2014 la compañía informa que estas ventas forman parte de los objetivos de “reequilibrar el peso de su cartera global de activos”, procurando reducir su participación accionaria en YPF hasta el 51%, mediante la incorporación de accionistas minoritarios argentinos e internacionales.

Las inversiones en exploración, para incrementar los niveles de reservas, deben ser de sumas muy importantes y son de maduración muy lenta. Si dentro de sus planes de corto plazo Repsol busca reducir su participación en YPF, queda claro que este tipo de inversiones no figuran dentro de los planes de la compañía.

Por otro lado, el Grupo Petersen compró el 25% de las acciones de YPF a US\$3.800 millones, de los cuales el 97% fue financiado con deuda. Según el acuerdo de accionistas de YPF (entre Repsol y el Grupo Petersen), los dividendos de YPF se establecen al 90% de los ingresos netos del año anterior. Al respecto la calificadora Moody's señala:

“Mientras que históricamente YPF ha mantenido un nivel alto de pago real de dividendos, Moody's considera que la flexibilidad de dividendos de la compañía es decreciente debido a las altas obligaciones de deuda de su accionista minoritario, el Grupo Petersen”¹²

En el mismo informe la calificadora agrega:

“Notamos que YPF ha realizado descubrimientos recientes de gas y petróleo no convencionales pero el desarrollo de estos recursos enfrenta riesgos de ejecución y requiere de una utilización altamente intensiva de capital. [...] El desafío de YPF, dado su histórico bajo reemplazo de reservas, niveles de producción a la baja, índices de vida de reservas más cortos que el promedio y condiciones de inversión generales en Argentina, será aumentar y utilizar productivamente su gasto de capital en exploración y producción, mientras se compromete a un elevado pago de dividendos.”

¹¹ En el caso de Trinidad & Tobago también se verifican niveles muy bajos de inversión en relación a las reservas probadas y a los ingresos generados por Repsol en ese país.

¹² Moody's (2011) “Informe de Calificación: YPF S.A.”, 31 de octubre de 2011.

La realidad es que con reservas probadas de 962 millones BOE (barril de petróleo equivalente), que en 2010 cayeron un 2% (aproximadamente un 1% en líquidos y 3% gas natural), en la actualidad YPF muestra solo 4.1 años de reservas probadas y desarrolladas. Y dados los planes estratégicos de Repsol, y la situación financiera que presenta hoy YPF, no parece factible que vayan a llevarse a cabo las inversiones en exploración necesarias para incrementar el nivel de reservas.

Repsol dejó en claro que sus prioridades apuntan a migrar hacia los activos con crecimiento y alta rentabilidad. Dentro de esa lógica Argentina no figura en los planes. Argentina requiere de inversiones de largo plazo y con riesgo, un tipo de inversión que no responde a la alta rentabilidad y crecimiento que busca Repsol. Dentro de los planes del grupo español la empresa argentina aparece como uno de los activos poco rentables de los que de a poco deberá desprenderse, no sin antes extraer toda la ganancia posible.

Conclusiones

Al analizar las condiciones de extracción de gas y petróleo las principales concesiones de explotación de YPF S.A. bajo la administración Repsol se observa una tendencia declinante en los niveles de producción, junto con una fuerte reducción de las reservas tanto comprobadas como probables.

La producción de YPF S.A. bajo la administración de Repsol ha sido realizada a costa de las reservas descubiertas bajo la administración estatal, puesto que la empresa española no ha realizado las inversiones en exploración necesarias para incrementar los niveles de reservas. El resultado de esta práctica ha sido un marcado descenso de los niveles de reservas, resultando en menores niveles de producción.

Del análisis de la estrategia global de Repsol se desprende que la “inadecuada” explotación de las concesiones de explotación de YPF S.A. no es el efecto de una defectuosa gestión empresarial, sino consecuencia directa de la estrategia global de Repsol, tal como lo expone en su Plan Estratégico Horizonte 2014.

Como consecuencia de su estrategia global, Repsol no ha realizado las inversiones *“para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación*

adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas”¹³

De tal modo que, tal como lo expresa la legislación vigente¹⁴, Repsol ha incurrido en un *“incumplimiento sustancial e injustificado de las obligaciones estipuladas en materia de productividad, conservación, inversiones, trabajos o ventajas especiales”*, lo que de acuerdo a ley debe conducir inexorablemente a la finalización de dichas concesiones.

Tal como se mencionó, el artículo 37 de la ley 17.319 prevé que esas concesiones deben revertirse al Estado *“sin cargo alguno, de pleno derecho y libre de todo gravamen de los pozos respectivos con los equipos e instalaciones normales para su operación y mantenimiento y de las construcciones y obras fijas o móviles incorporadas en forma permanente al proceso de explotación en la zona de la concesión”*.

No se trata únicamente de un flagrante incumplimiento de los términos del contrato de concesión de YPF S.A., y que debe ser revertido, lo que está en juego es la política energética de la Argentina. Resulta indispensable incrementar los niveles de reserva de petróleo y gas. Para esto son necesarias fuertes inversiones en exploración y está claro que éstas no están dentro de las prioridades de los actuales administradores de YPF.

Nuestro país necesita una política energética donde la energía sea considerada un derecho, y no una mera mercancía. Esa política energética únicamente puede estar en manos de la Nación, y según los intereses de la Nación.

El Estado argentino (Nacional y Provinciales) tiene a su disposición todas las herramientas necesarias para hacerse cargo nuevamente de la administración de YPF sin necesidad de expropiarla o comprarla, para eso únicamente deberá hacer que se cumplan las leyes que están vigentes.

¹³ Ley N° 17.319 - Art.31 (Ley de Hidrocarburos - 30-06-67)

¹⁴ Ley N° 17.319 - Art. 85 (Ley de Hidrocarburos - 30-06-67)

Bibliografía

Bernal, F.; Dicco, R. y F. Fredda (2008) *Cien años de petróleo argentino: descubrimiento, saqueo y perspectivas*. Buenos Aires: Capital Intelectual.

Kozulj, R.(2000) “Resultados de la reestructuración de la industria del gas en Argentina. Serie Recursos Naturales e Infraestructura”, Documento N° 14. Santiago de Chile. CEPAL.

Mansilla, D. (2006) “Drástica caída de las reservas de hidrocarburos en la Argentina”, en Boletín InfoMoreno, n°169, 20 de septiembre.

Mansilla, D. (2007) *Hidrocarburos y política energética*. Buenos Aires: Ed. CCC.

Mansilla, D. (2010) “Luces y sombras del descubrimiento de gas en Neuquén”, Ed. CCC.

Mansilla, M. y G. Perrone (2010) “Energía en Argentina: evolución reciente, actualidad y perspectivas”, *documento técnico CEMOP*, n°1.

Moody's (2011) “Informe de Calificación: YPF S.A.”, 31 de octubre de 2011

ANEXOS

Ley N° 24.145 (selección de partes)

Federalización de Hidrocarburos. Transformación Empresaria y Privatización del Capital de YPF Sociedad Anónima. Privatización de Activos y Acciones de YPF S.A. Disposiciones Complementarias.

Sancionada: Septiembre 24 de 1992

Promulgada parcialmente: Octubre 13 de 1992

El Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina reunidos en Congreso, etc; sancionan con fuerza de Ley:

TITULO I - FEDERALIZACION DE HIDROCARBUROS

(...) **ARTICULO 3º.-** Otórgase a YPF Sociedad Anónima permiso de exploración sobre la totalidad de las áreas que tienen asignadas para tal fin y que se detallan en el Anexo I-A y III de la presente, las que se registrarán por los Artículos 16 y siguientes de la Ley N° 17.319 y sus normas complementarias y reglamentarias, sin que resulte aplicable lo dispuesto en el Artículo 25 de dicha ley.

ARTICULO 4º.- Transfórmense en concesiones de explotación regidas por los Artículos 27 y siguientes de la Ley N° 17.319 y sus normas complementarias y reglamentarias, las áreas que YPF Sociedad Anónima tiene actualmente en explotación, consignadas en el Anexo I B de la presente, sin que resulte aplicable a dichas concesiones lo dispuesto en el Artículo 34 de dicha ley.

Otórganse a YPF Sociedad Anónima concesiones de transporte sobre los oleoductos, poliductos y demás instalaciones conexas fijas y permanentes que actualmente tiene en explotación, las que se registrarán por los Artículos 39 y siguientes de la Ley N° 17.319 y sus normas complementarias y reglamentarias.

Ley de hidrocarburos N° 17.319 (selección de partes)

(B.O. 30/VI/67).

TITULO I — Disposiciones generales

Artículo 1° - 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.

Artículo 2° — Las actividades relativas a la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos estarán a cargo de empresas estatales,

empresas privadas o mixtas, conforme a las disposiciones de esta ley y las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo.

Artículo 3° — El Poder Ejecutivo Nacional fijará la política nacional con respecto a las actividades mencionadas en el artículo 2°, teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad.

Artículo 4° - El Poder Ejecutivo podrá otorgar permisos de exploración y concesiones temporales de explotación y transporte de hidrocarburos, con los requisitos y en las condiciones que determina esta Ley.

Artículo 5° — Los titulares de los permisos y de las concesiones, sin perjuicio de cumplir con las demás disposiciones vigentes, constituirán domicilio en la República y deberán poseer la solvencia financiera y la capacidad técnica adecuadas para ejecutar las tareas inherentes al derecho otorgado. Asimismo, serán de su exclusiva cuenta los riesgos propios de la actividad minera.

Artículo 6°— Los permisionarios y concesionarios tendrán el dominio sobre los hidrocarburos que extraigan y, consecuentemente, podrán transportarlos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados cumpliendo las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo sobre bases técnico-económicas razonables que contemplen la conveniencia del mercado interno y procuren estimular la exploración y explotación de hidrocarburos.

Durante el período en que la producción nacional de hidrocarburos líquidos no alcance a cubrir las necesidades internas será obligatoria la utilización en el país de todas las disponibilidades de origen Nacional de dichos hidrocarburos, salvo en los casos en que justificadas razones técnicas no lo hicieran aconsejable. Consecuentemente, las nuevas refinerías o ampliaciones se adecuarán al uso racional de los petróleos nacionales.

(... ..)

TITULO II — **Derechos y obligaciones principales**

(... ..) SECCION 2° — **Permisos de exploración**

(... ..) **Artículo 20** — La adjudicación de un permiso de exploración obliga a su titular a deslindar el área en el terreno, a realizar los trabajos necesarios para localizar hidrocarburos con la debida diligencia y de acuerdo con las técnicas más eficientes y a efectuar las inversiones mínimas a que se haya comprometido para cada uno de los períodos que el permiso comprenda.

Si la inversión realizada en cualquiera de dichos períodos fuera inferior a la comprometida, el permisionario deberá abonar al Estado la diferencia resultante salvo caso fortuito o de fuerza mayor. Si mediaren acreditadas y aceptadas dificultades técnicas a juicio de la autoridad de aplicación, podrá autorizarse la sustitución de dicho pago por el incremento de los compromisos establecidos para el período siguiente en una suma igual a la no invertida.

La renuncia del permisionario al derecho de exploración le obliga a abonar al Estado el monto de las inversiones comprometidas y no realizadas que correspondan al período en que dicha renuncia se produzca.

Si en cualquiera de los períodos las inversiones correspondientes a trabajos técnicamente aceptables superaran las sumas comprometidas, el permisionario podrá reducir en un importe igual al excedente las inversiones que correspondan al período siguiente, siempre que ello no afecte la realización de los trabajos indispensables para la eficaz exploración del área.

Cuando el permiso de exploración fuera a parcialmente convertido en concesión de explotación, la autoridad de aplicación podrá admitir que hasta el 50 % del remanente de la inversión que corresponda a la superficie abarcada por esa transformación sea destinado a la explotación de la misma, siempre que el resto del monto comprometido incremente la inversión pendiente en el área de exploración.

Artículo 21 —El permisionario que descubriere hidrocarburos deberá efectuar dentro de los 30 días, bajo apercibimiento de incurrir en las sanciones establecidas en el título VII, la correspondiente denuncia ante la autoridad de aplicación, podrá disponer de los productos que extraiga en el curso de los trabajos exploratorios, pero mientras no dé cumplimiento a lo exigido en el artículo 22 no estará facultado para proceder a la explotación del yacimiento.

Los hidrocarburos que se extraigan durante la exploración estarán sometidos al pago de una regalía del 15 %, con la excepción prevista en el artículo 63.

Artículo 22 — Dentro de los 30 días de la fecha en que el permisionario, de conformidad con criterios técnico-económicos, aceptables, determine que el yacimiento descubierto es comercialmente explotable, deberá declarar ante la autoridad de aplicación su voluntad de obtener la correspondiente concesión de explotación, observando los recaudos consignados en el artículo 33, párrafo 2°, La concesión deberá otorgársele dentro de los 60 días siguientes y el plazo de su vigencia se computará en la forma que establece el artículo 35.

El omitir la precitada declaración u ocultar la condición de comercialmente explotable de un yacimiento, dará lugar a la aplicación de la sanción prevista y reglada en el artículo 80, inciso e) y correlativos.

El otorgamiento de la concesión no comporta la caducidad de los derechos de exploración sobre las áreas que al afecto se retengan, durante los plazos pendientes.

(... ..) SECCION 3° — **Concesiones de explotación**

(... ..)**Artículo 30** — La concesión de explotación autoriza a realizar dentro de los límites especificados en el respectivo título, los trabajos de búsqueda y extracción de hidrocarburos conforme a las más racionales y eficientes técnicas; y dentro y fuera de tales límites, aunque sin perturbar las actividades de otros permisionarios o concesionarios, autoriza asimismo a construir y operar plantas de tratamiento y refinación, sistemas de comunicaciones y de transportes generales o especiales para hidrocarburos, edificios, depósitos, campamentos,

muelles, embarcaderos y, en general, cuales quiera otras obras y operaciones necesarias para el desarrollo de sus actividades. Todo lo anteriormente autorizado lo será con arreglo a lo dispuesto por ésta y otras leyes, decretos o reglamentaciones nacionales o locales de aplicación al caso.

Artículo 31 — Todo concesionario de explotación está obligado a efectuar, dentro de plazos razonables, las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas.

(... ..) **Artículo 34** — El área máxima de concesión de explotación que no provenga de un permiso de exploración, será de 250 km².

Ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de 5 concesiones de explotación, ya sea directa o indirectamente y cualquiera sea su origen

Artículo 35 — Las concesiones de explotación tendrán una vigencia de 25 años a contar desde la fecha de la resolución que las otorgue, con más los adicionales que resulten de la aplicación del artículo 23. El Poder Ejecutivo podrá prorrogarlas hasta por 10 años, en las condiciones que se establezcan al otorgarse la prórroga y siempre que el concesionario haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes de la concesión. La respectiva solicitud deberá presentarse con una antelación no menor de 6 meses al vencimiento de la concesión.

(... ..)**Artículo 37** — La reversión total o parcial al Estado de uno o más lotes de una concesión de explotación comportará la transferencia a su favor, sin cargo alguno, de pleno derecho y libre de todo gravamen de los pozos respectivos con los equipos e instalaciones normales para su operación y mantenimiento y de las construcciones y obras fijas o móviles incorporadas en forma permanente al proceso de explotación en la zona de la concesión. Se excluyen de la reversión al Estado los equipos móviles no vinculados exclusivamente a la producción del yacimiento y todas las demás instalaciones relacionadas al ejercicio por el concesionario de los derechos de industrialización y comercialización que le atribuye el artículo 6° o de otros derechos subsistentes

(... ..) TITULO III — **Otros derechos y obligaciones**

(... ..) **Artículo 69** — Constituyen obligaciones de permisionarios y concesionarios, sin perjuicio de las establecidas en el título II:

a) Realizar todos aquellos trabajos que por aplicación de esta Ley les corresponda, observando las técnicas más modernas, racionales y eficientes.

b) Adoptar todas las medidas necesarias para evitar daños a los yacimientos, con motivo de la perforación, operación conservación o abandono de pozos, dando cuenta inmediata a la autoridad de aplicación de cualquier novedad al respecto.

c) Evitar cualquier desperdicio de hidrocarburos; si la pérdida obedeciera a culpa o negligencia, el permisionario o concesionario responderá por los daños causados al Estado o a terceros.

d) Adoptar las medidas de seguridad aconsejadas por las prácticas aceptadas en la materia, a fin de evitar siniestros de todo tipo, dando cuenta a la autoridad de aplicación de los que ocurrieren.

e) Adoptar las medidas necesarias para evitar o reducir los perjuicios a las actividades agropecuarias, a la pesca y a las comunicaciones, como así también a los mantos de agua que se hallaren durante la perforación.

f) Cumplir las normas legales y reglamentarias nacionales, provinciales y municipales que les sean aplicables.

Artículo 70 — Los permisionarios y concesionarios suministrarán a la autoridad de aplicación en la forma y oportunidad que ésta determine, la información primaria referente a sus trabajos y, asimismo las demás necesarias para que cumplan las funciones que les asigna la presente Ley.

Artículo 71 — Quienes efectúen trabajos regulados por esta Ley contemplarán preferentemente el empleo de ciudadanos argentinos en todos los niveles de la actividad, incluso el directivo y en especial de los residentes en la región donde se desarrollen dichos trabajos.

La proporción de ciudadanos nacionales referida al total de personal empleado por cada permisionario o concesionario, no podrá en ningún caso ser inferior al 75 %, la que deberá alcanzarse en los plazos que fije la reglamentación o los pliegos.

Igualmente capacitarán al personal bajo su dependencia en las técnicas específicas de cada una de sus actividades

(.. ...) TITULO VI — **Nulidad, caducidad y extinción de los permisos y concesiones**

(... ...) **Artículo 80** — Las concesiones o permisos caducan:

a) Por falta de pago de una anualidad del canon respectivo, 3 meses después de vencido el plazo para abonarlo.

b) Por falta de pago de las regalías, 3 meses después de vencido el plazo para abonarlas.

c) Por incumplimiento sustancial e injustificado de las obligaciones estipuladas en materia- de productividad, conservación, inversiones, trabajos o ventajas especiales.

d) Por transgresión reiterada del deber de proporcionar la información exigible, de facilitar las inspecciones de la autoridad de aplicación o de observar las técnicas adecuadas en la realización de los trabajos.

- e) Por no haberse dado cumplimiento a las obligaciones resultantes de los artículos, 22 y 32.
- f) Por haber caído su titular en estado legal de falencia conforme con la resolución judicial ejecutoria que así lo declare.
- g) Por fallecimiento de la persona física o fin de la existencia de la persona jurídica titular del derecho, salvo acto expreso del Poder Ejecutivo manteniéndolo en cabeza de los sucesores, si éstos reunieran los requisitos exigidos para ser titulares.
- h) Por incumplimiento de la obligación de transportar hidrocarburos de terceros en las condiciones establecidas en el artículo 43 o la reiterada infracción al régimen de tarifas aprobado para estos transportes.

Previamente a la declaración de caducidad por las causales previstas en los incisos a), b), c), d), e) y h) del presente artículo, la autoridad de aplicación intimará a los permisionarios y concesionarios para que subsanen dichas transgresiones en el plazo que fije.

(... ...) **Artículo 83** — Comprobada la causal de nulidad o caducidad con el debido proceso legal, el Poder Ejecutivo dictará la pertinente resolución fundada.

(... ...) **Artículo 85** — Anulado, caducado o extinguido un permiso o concesión revertirán al Estado las áreas respectivas con todas las mejoras, instalaciones, pozos y demás elementos que el titular de dicho permiso o concesión haya afectado al ejercicio de su respectiva actividad, en las condiciones establecidas en los artículos 37 y 41.

Artículo 86 — En las cláusulas particulares de los permisos y concesiones se podrá establecer, cuando el Poder Ejecutivo lo considere pertinente, la intervención de un tribunal arbitral para entender en cuanto se relacione con la- declaración administrativa de caducidad o nulidad, efectuada por el Poder Ejecutivo según lo previsto en el artículo 83, en sus consecuencias patrimoniales. Igual tratamiento podrá acordarse respecto de las divergencias que se planteen entre los interesados y la autoridad de aplicación sobre determinadas cuestiones técnicas, especificadas al efecto en cada permiso o concesión.

El tribunal arbitral estará constituido por un árbitro designado por cada una de las partes y el tercero por acuerdo de ambos o, en su defecto, por el Presidente de la Corte Suprema de Justicia de la- Nación.

TITULO VII — Sanciones y recursos

(... ...) **Artículo 89** — Con la declaración de nulidad o caducidad a que se refiere el artículo 83, se tendrá por satisfecho el requisito de la Ley 3952 (1889-1919, 490), (modificada por la Ley 11.634 (1920-1940, 2681) sobre denegación del derecho controvertido por parte del Poder Ejecutivo, y el interesado podrá optar entre la pertinente demanda judicial contra la Nación o la intervención, en su caso, del tribunal arbitral que menciona el artículo 86. La acción del interesado en uno u otro sentido prescribirá a los 6 meses, contados desde la fecha en que se le haya notificado la- resolución del Poder Ejecutivo.

Artículo 90 — La autoridad de aplicación contará con representación directa en sede judicial en toda acción derivada de esta Ley en que el Estado Nacional sea parte.

actuales actividades.

(... ..) TITULO IX — **Autoridad de aplicación**

Artículo 97 — La aplicación de la presente Ley compete a la Secretaría de Estado de Energía y Minería o a los organismos que dentro de su ámbito se determinen, con las excepciones que determina el artículo 98.

Artículo 98 — Compete al Poder Ejecutivo Nacional, en forma privativa, la decisión sobre las siguientes materias:

- a) Determinar las zonas del país en las cuales interese promover las actividades regidas por esta Ley.
- b) Otorgar permisos y concesiones, prorrogar sus plazos y autorizar sus cesiones.
- c) Estipular soluciones arbitrales y designar árbitros.
- d) Anular concursos.
- e) Asignar y modificar las áreas reservadas a las empresas estatales.
- f) Determinar las zonas vedadas al reconocimiento superficial.
- g) Aprobar la- constitución de sociedades y otros contratos celebrados por las empresas estatales con terceros a los fines de la explotación de las zonas que esta Ley reserva a su favor.
- h) Fijar las compensaciones reconocidas a los propietarios superficiarios.
- i) Declarar la caducidad o nulidad de permisos y concesiones,