



IDICSO

Instituto de Investigación en Ciencias Sociales

Universidad del Salvador

SERIE DOCUMENTOS DE TRABAJO

© IDICSO.

Documento de Trabajo N° 032

Marzo 2005

**Principales características del programa
de privatización de Yacimientos
Petrolíferos Fiscales y su impacto sobre
la oferta primaria de hidrocarburos**

RICARDO A. DE DICCO

<http://www.salvador.edu.ar/csoc/idicso>

Hipólito Yrigoyen 2441 – C1089AAU Ciudad de Buenos Aires – República Argentina

TABLA DE CONTENIDOS

1. Introducción	1
2. Dinámica e implementación del programa de privatización de YPF	2
3. Impacto del programa de privatización sobre la oferta primaria de hidrocarburos	14
4. Notas sobre la estructura del mercado petrolero en el upstream a partir de la privatización	27
5. Notas sobre la estructura del mercado petrolero en el downstream a partir de la privatización	30
Referencias bibliográficas	34

Notas sobre el autor

Ricardo Andrés De Dicco

- ❑ Tesista de Lic. en Sociología de la Universidad del Salvador (USAL).
- ❑ Docente Auxiliar de la cátedra "Sociología del Trabajo" de la Escuela de Sociología, Facultad de Ciencias Sociales de la USAL, entre 2002 y 2004.
- ❑ Coordinador del Departamento de Comunicación y Tecnología del IDICSO-USAL desde 2002.
- ❑ Investigador del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) de la USAL desde 2002.
- ❑ Analista energético del Movimiento por la Recuperación de la Energía Nacional Orientadora (MORENO) desde 2003.
- ❑ Investigador del Instituto de Energía e Infraestructura de la Fundación Arturo Íllia (FAI) desde 2000.

Departamento de Comunicación y Tecnología del IDICSO: idicso@yahoo.com.ar

Nota del Editor: el presente informe corresponde a la actualización de datos de otro correspondiente a Mayo de 2004.

1. Introducción

El programa de privatización y regulación del sector hidrocarburífero se desarrolló en el marco de las reformas estructurales amparadas por las Leyes nacionales 23.696 y 23.697 (de Reforma del Estado y de Emergencia Económica, respectivamente, ambas del año 1989) y una serie de decretos, que aquí tomaremos a título ilustrativo los siguientes: 1.212/89, 2.778/90 y 2.408/91. En su conjunto, esta serie de decretos determinaron las características que tomaría el mencionado programa, en consonancia con las medidas de ajuste estructural del modelo neoliberal de crecimiento económico devenido del Consenso de Washington, hasta su definición con las Leyes de privatización de Gas del Estado (Ley N° 24.076) y de YPF (Ley N° 24.145), ambas sancionadas en el año 1992. Cabe señalar que las bases y cimientos dejados, con sangre y subversión política y económica, por la Dictadura Militar (de 1976-1983) propiciaron de manera favorable las reformas estructurales, beneficiosas únicamente para el poder económico y financiero concentrado, implementadas desde la primer Administración Menem y vigentes en la actualidad.

Por consiguiente, las políticas económicas devenidas del Consenso de Washington en América Latina y especialmente en Argentina impusieron la sustitución de la soberanía nacional (que el pueblo delega en el Estado nacional) por la “soberanía global emergente”, la cual se correspondió con las condiciones materiales de la circulación de capital, bienes, servicios, tecnologías, conocimientos e información orientada de acuerdo a los intereses vitales y/o corporativos de los países del G-7 (o lo que algunos denominan “globalización”), en cuyo contexto los Estados nacionales son sólo administradores de los flujos comerciales y financieros que determina la estructura transnacional con sede en los sistemas nacionales centrales.

En este sentido, la soberanía energética, componente fundamental de la soberanía nacional, por resultar el sector energético la clave principal de la economía de un país, ya que el crecimiento económico depende de quién sea el actor o agente económico formador de precios de combustibles y de tarifas de los servicios públicos de la energía, ha sido flagelada a lo largo de los últimos quince años en Argentina, por quienes incumplieron su deber en la función pública, permitiendo a los *trusts* petroleros extranjeros decidir en lugar del Pueblo argentino sobre el destino de sus reservas hidrocarburíferas, la configuración de la matriz energética y el derecho o no de acceso a la energía.

Por ello mismo, este informe se limitará al análisis de la dinámica e implementación del programa de privatización de YPF y su impacto en la oferta primaria de hidrocarburos del país, con el fin de lograr una mejor comprensión e interpretación de los condicionantes que se encuentran detrás de la denominada “crisis energética” que afectó la estructura socioeconómica del país entre Marzo y Mayo de 2004 y la responsabilidad oculta –y ocultada– del oligopolio energético.

2. Dinámica e implementación del programa de privatización de YPF

En el contexto de los programas de privatización, las empresas del sector energético en un principio fueron segmentadas en varias unidades de negocio antes de su “entrega” al sector privado mediante tales programas; por ejemplo, los casos de YPF SE, Gas del Estado SE y SEGBA SE. En este sentido, el Decreto N° 1.212/89 (del 8/Nov/1989), firmado por C. Menem, J. Dromi y N. Rapanelli, presuponía mantener aquellos activos productivos que empresarialmente Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado (en adelante YPF SE) consideraba estratégicos y económicamente viables, permitiendo la venta, únicamente, de los demás activos o asociándose en su explotación cuando su operación implicase grandes inversiones y riesgos importantes de capital. La esencia de este decreto era la de reemplazar al Estado nacional por los mecanismos de mercado en: la fijación de precios, la libre disponibilidad de crudo y sus derivados, la capacidad de refinación, la instalación y titularidad de bocas de expendio y la liberalización del comercio exterior. A continuación se analizará cómo se logró cumplimentar los objetivos del mencionado decreto.

Los contratos fueron convertidos en concesiones y/o asociaciones de explotación. La mayoría de estos contratos tuvieron origen durante la Dictadura Militar de 1976-1983, aunque unos pocos correspondían a los firmados por Frondizi, y los actores privados tenían la obligación de entregar el petróleo a YPF SE. El vencimiento de casi todos los contratos, generalmente de 9 años más prórrogas, llegaría hacia 1999. No obstante, como se mencionó anteriormente, el decreto permitió convertir a los contratos en concesiones y/o asociaciones, que se extenderían por 25 años (es decir, hacia los años 2015-2017), otorgando a los actores privados la libre disponibilidad de los hidrocarburos, de acuerdo a la participación que le correspondía en la asociación con YPF SE (de un 35-50% fijado en un principio se trasladó a un 90%), para su transporte, industrialización y comercialización, prácticamente sin especificar cómo hacerlo. Cabe señalar que la operación de una determinada área, en donde existía una asociación entre YPF SE y la petrolera privada, se encargaba tal rol a esta última. Los beneficiarios de esta conversión fueron: Pérez Companc (principalmente), Oxy, Total Austral, Tecpetrol (Techint), Astra, Santa Fe Energy, Repsol, Bidas, Compañía General de Combustibles (CGC) y Quintana.

Este decreto también fijó la libre importación y exportación de crudo y sus derivados, donde, en el caso de la importación la Secretaría de Energía de la Nación no requeriría autorización previa y la misma estaría exenta de aranceles, mientras que para el caso de la exportación dicho ente gubernamental autorizaría la misma en un plazo máximo de siete días hábiles después de presentada la solicitud.¹ Fueron liberados los precios del petróleo

¹ El decreto es complementado por otros dos: 1) Decreto N° 1.225/89, establece la igualdad en el trato a inversores locales y extranjeros, permitiendo además la libre disponibilidad de las divisas percibidas por las exportaciones. 2) Decreto N° 1.589/89, establece la libre disponibilidad del 70% de las divisas por exportaciones, y en caso de no lograrse exportar y proceder a la comercialización en el mercado interno, se interpretarán dichas ventas como exportaciones, de manera tal que siempre regirá la libre disponibilidad de dicho porcentaje de divisas.

y de sus derivados, en todas sus etapas, así como también se otorgó la libre capacidad de refinación, de instalación y titularidad de bocas de expendio. El argumento era que las autoridades promoverían la existencia de una franca y leal competencia en igualdad de condiciones para todas las empresas que actúan en el sector, estatales y privadas, en beneficio del interés general y de los usuarios. Pero aquí los únicos beneficiarios fueron los conglomerados anglo-holandés y estadounidense SHELL y ESSO, respectivamente, y el grupo económico argentino Pérez Companc.

Entre las disposiciones complementarias, la más importante es la referida a la eliminación de las limitaciones previstas por los artículos 25 y 34 (segundo párrafos en ambos) de la Ley N° 17.319 (de Hidrocarburos, del 30/Jun/1967, firmada por Onganía y Krieger Vasena, todavía vigente en 2005), a fin de posibilitar la conversión de los contratos preexistentes al régimen previsto por este decreto, con el argumento de promover la participación del mayor número de empresas en concursos futuros. Esta es una clara violación a dicha ley, pues, el segundo párrafo de ambos artículos estipulaba que: ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de cinco concesiones de explotación, ya sea directa o indirectamente y cualquiera sea su origen (Art. 34), y, de igual modo, ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de cinco permisos de exploración ya sea en forma directa o indirecta (Art. 25).

Con la entrada en vigencia del Decreto N° 2.778/90 (del 31/Dic/1990), YPF SE es transformada en YPF Sociedad Anónima (en adelante YPF SA), regida por el derecho privado, estableciéndose dicha conversión más precisamente a partir del 1/Ene/1991 (Decreto N° 2.778/90; YPF, 1994: 38). Dicha conversión en Sociedad Anónima de capital abierto posibilitó la participación del capital estatal junto con el privado, incluyendo a su personal (esto último, cabe destacar, se replicó en casi todos los programas de privatización de empresas públicas de la cadena energética, bajo el título de "Programa de Propiedad Participada"), estableciendo la condición de cotizar sus acciones en las bolsas de valores a fin de lograr la mayor apertura e integración privada en el capital de la nueva YPF. Con este decreto se iniciaba la desmonopolización de YPF y se completaba la regulación del sector hidrocarburiífero argentino.

Aprobado el "Plan de Transformación Global" de la empresa con este decreto, quedaron sentadas las bases y cimientos para la enajenación de las reservas de hidrocarburos (petróleo y gas natural) y de otros activos de YPF SA. Los ideólogos neoliberales de este "Plan de Transformación Global" habían pronosticado, por entonces, que el dar participación al sector privado fomentaría la competencia en todos los eslabones de los circuitos productivos del petróleo y del gas y, por consiguiente, se registrarían sustanciales aumentos de rentabilidad en las diversas actividades de ambos circuitos productivos (petrolero y gasífero).

A continuación se presentan algunos extractos del Decreto N° 2.778/90:

"(...) dicho Plan posee carácter global en cuanto abarca la totalidad de las actividades que actualmente cumple YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES SOCIEDAD DEL ESTADO y persigue como objetivo transformar a dicha empresa en un competidor eficiente en el mercado, eliminando toda clase de normas que impidan su accionar, así como cumplir con la desregulación y desmonopolización de las actividades del sector petrolero.

(...) para ello resulta necesario, a fin que la futura YPF SOCIEDAD ANONIMA pueda actuar en un mercado desregulado y competitivo, asegurarle la máxima autonomía empresarial en su gestión, liberándola de las restricciones y limitaciones existentes y dotándola de una estructura jurídica propia del derecho privado que le permita actuar con eficiencia en dicho mercado en condiciones de auténtica competencia

(...) YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES SOCIEDAD DEL ESTADO se transformará en una Sociedad anónima de capital abierto en la que podrá participar el capital estatal junto con el privado, incluyendo a su personal, estableciendo la condición de que cotice sus acciones en las bolsas de valores con el objeto de obtener la mayor apertura e integración privada en el capital de la nueva Sociedad

(...) la apertura de la Sociedad hacia inversores privados debe sustentarse en la generación de utilidades que permitan el financiamiento genuino de las inversiones y el beneficio apropiado del capital.

(...) la denominación de la Sociedad anónima consignada precedentemente, responde a la voluntad de preservar una sigla vinculada al desarrollo nacional y a su naturaleza de Sociedad regida por el derecho privado, cuyo capital inicial del Estado se integrará progresivamente con aportes del sector privado y la participación del sector laboral”.

En efecto, la esencia cínica de este decreto firmado por C. S. Menem y A. E. González quedó demostrada a partir de 1992, cuando YPF SA llevó a cabo una serie de líneas concretas de acción encaminadas a cumplimentar lo dispuesto por dicho decreto, es decir, privatizar las reservas hidrocarburíferas y demás activos de la nueva YPF. En consecuencia, se agruparon las actividades de exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural en la unidad de negocio *upstream*, y los de transporte, refinación de petróleo, tratamiento del gas natural, distribución y comercialización en la unidad de negocio *downstream* (Decreto N° 2.778/90; YPF, 1994: 24). Se disponían así las bases para la enajenación de los activos estratégicos que YPF poseía en estas áreas de negocio:

1° *Upstream*. En exploración, se otorgaron derechos sobre las áreas reservadas para YPF SA, en calidad de asociación, a empresas privadas en las cuencas productivas Noroeste y Austral. En explotación, se otorgó hasta un 50% (más tarde 90%) sobre las áreas reservadas para YPF, en calidad de asociación, a empresas privadas en las mismas cuencas productivas.

2° *Downstream*. Privatización de las refinerías de Campo Durán, Dock Sud y San Lorenzo, preservando –por poco tiempo– las de La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huinul. Respecto a oleoductos y poliductos, se estableció asociación de hasta el 50% con empresas privadas y bajo un sistema de acceso libre (“common carrier”) para el transporte de crudo en el caso de Allen-Rosales-La Plata; privatización de Campo Durán-Monte Cristo; reservando los restantes para la operación exclusiva de las destilerías no privatizadas hasta el momento. Venta de flota naval, talleres navales, boyas, puertos, plantas de despacho y distribución, activos tecnológicos, laboratorios, aeronaves, etc.

En ese contexto, cabe resaltar el impacto producido por la privatización de YPF SE en su fuerza de trabajo. Aquí se hace referencia a la “optimización de costos” que el nuevo

directorio de YPF SA llevó a cabo con una drástica reducción de la nómina del personal de la empresa. Según el documento *Memoria 1993* de YPF SA (1994: 22), de un total algo superior a los 51.000 empleados (incluidos cerca de 15.000 empleados bajo contrato) al 31/Dic/1990 fueron cesanteados aproximadamente 43.500, quedando una dotación de 7.500 empleados al 31/Dic/1993. Meses más tarde la fuerza de trabajo era reducida a 7.000 empleados (YPF, 1994: 22).

El "Plan de Transformación Global", en un contexto de descentralización y tercerización de actividades que antes realizaba la petrolera estatal, alentó el retiro "voluntario" de trabajadores asalariados y la implementación de nuevas unidades productivas conformadas por ex agentes altamente calificados de YPF, que más tarde debieron reorientar sus estrategias para lograr subsistir, por ejemplo, optimizando costos a fin de compensar las dificultades inmediatas de su nula capacidad para incorporar innovaciones, tanto en el proceso de inversión como en el productivo, innovaciones exigidas por los patrones técnicos de la empresa contratante (YPF SA), sumado a ello la competencia desleal generada por la empresa al dar participación a conglomerados poderosos (locales y extranjeros).

Con el afán de lograr subsistir en un mercado cada vez más imperfecto, la optimización de costos mencionada antes se orientó tanto en la extensión de la jornada laboral como en la reducción significativa de los salarios o retiros de las empresas. Sin embargo, con el paso del tiempo, estas pequeñas empresas propiedad de ex agentes de YPF fueron desapareciendo sin dejar rastro, como si nunca hubieran existido, y sin que el Estado nacional diera cuenta de ello, ya que ni la empresa, todavía estatal, así como tampoco la Secretaría de Energía de la Nación y el Poder Ejecutivo Nacional tenían elaboradas las opciones de contingencias pertinentes.

La restante masa de trabajadores que no se sumó a las nuevas unidades productivas que lentamente fueron desapareciendo, emergentes en el contexto señalado anteriormente, o bien desarrollaron disímiles microemprendimientos o actividades por cuenta propia, o bien intentaron engrosar el empleo asalariado en diversas ramas de actividad, o bien fueron integrados a la esfera pública (Rofman, 1999: 122-128), así como también muchos otros se sumaron a las filas del desempleo estructural. Gustavo Calleja (2001b: 135) es muy ilustrativo al respecto:

"Existen zonas desarrolladas sobre la base de la acción colonizadora de Y.P.F. que a raíz de los despidos, se encuentran en gravísimas condiciones socioeconómicas, con miles de desocupados, cuyas protestas -generalmente corte de rutas viales- provocan graves episodios de represión. Tal es el caso de Plaza Huincul, Cutral-Có y General Mosconi".

La entrada en vigencia del Decreto N° 2.408/91 (del 12/Nov/1991), cronograma básico de aplicación a los programas de privatización de las empresas y servicios públicos (YPF, YCF, GdE, AyEE, etc.) contemplados por la Ley N° 23.696, con la supuesta intención de "facilitar" la participación del sector privado en las licitaciones correspondientes, resultó en la transformación estructural de YPF SA señalada anteriormente.

"(...) cumplido el programa propuesto y reestructurado el sector público, ello redundará en beneficios apreciables para la comunidad, por la mejora de los servicios que deberá recibir y la

concentración de los esfuerzos de la administración pública en aquellas áreas prioritarias, como son la seguridad, la salud, la educación y la justicia” (Decreto N° 2.408/91).

Este decreto de Carlos S. Menem y Domingo F. Cavallo también es de naturaleza cínica, pues, el mismo permitió la privatización de los activos estratégicos y económicamente viables de YPF SA, es decir, sus destilerías (en Campo Durán, San Lorenzo y Dock Sud), oleoductos, terminales marítimas, poliductos, buques petroleros, Interpetrol SA,² equipos de perforación, etc., así como también la licitación de las áreas centrales y marginales que YPF poseía en las principales cuencas petroleras del país: Austral y Noroeste (YPF, 1994: 38). Destilerías, oleoductos, flota naval, áreas centrales y marginales de las cuencas petroleras con mayores reservas comprobadas de petróleo, entre otros activos estratégicos, adjudicados a los agentes económicos de interesante y particular protagonismo desempeñado durante la última Dictadura Militar. A propósito de ello, Daniel Azpiazu (2002: 182) arguye:

“Las áreas centrales y marginales propiedad de YPF, así como el restos de los activos en que fue segmentada la empresa, fueron en su mayoría adjudicadas a importantes firmas del sector (Astra, Bidas, Pérez Companc, Soldati y Techint), lo cual contribuyó a reforzar el poder de mercado de estos actores”.

La enajenación de los yacimientos de la petrolera estatal, ubicados en las cuencas productivas del país, fueron divididos en 5 cinco áreas centrales y en numerosas áreas marginales, para lo cual se entregaron innumerables concesiones de explotación y permisos de exploración a las empresas beneficiadas del programa (mencionadas en referencia a los decretos 1.212/89 y 2.778/90). Esto resultó en la violación de los artículos 25 y 34 de la Ley N° 17.319 de Hidrocarburos (vale recordar que el Art. 25 establecía que una empresa podía ser titular de hasta cinco permisos de exploración simultáneamente, y que el Art. 34 establecía que una empresa podía ser titular de hasta cinco concesiones de explotación simultáneamente).

Cabe señalar que las empresas beneficiarias de tales adjudicaciones de áreas centrales y marginales, para la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural, tuvieron importante participación en los restantes eslabones del circuito productivo: refinó y comercialización de petróleo, así como también fueron beneficiadas con la adjudicación de las concesiones para el transporte y distribución del gas natural, mientras de manera simultánea eran consumidores no domésticos de ambos hidrocarburos. Es decir, muchas de ellas obtuvieron participación en todos los eslabones de ambos circuitos productivos, y esto explica el poder como agentes económicos formadores de precios de combustibles y de tarifas de servicios públicos, con un Estado nacional que se comportaba funcional a tal propósito, tomando así una característica anarquista el mercado hidrocarburiífero del país.

En lo concerniente a la venta de las reservas hidrocarburiíferas de YPF que antes se hacía referencia, Roberto Kozulj y Víctor Bravo (1993, 222-223) observan que:

² *“Fue creada en 1985 durante la presidencia de Alfonsín. Su objeto es la comercialización externa de hidrocarburos y derivados de YPF” (Kozulj y Bravo, 1993: 226).*

“Los precios pagados por la venta de reservas de estas cuencas representan una ínfima parte del precio de los productos. Esto es alrededor del 4% del precio del gas en boca de pozo, y el 1% del precio de un barril de petróleo. Adicionalmente equivalen a la quinta o décima parte de los costos unitarios de exploración por barril de reserva incorporada (para un país como la Argentina) pero con la diferencia de que las reservas adquiridas ya están descubiertas y no implican ningún riesgo minero”.

Por otra parte, el Decreto N° 2.778/90 incluye un Estatuto para la nueva YPF SA, con un capital social fijado en U\$S 1.170 millones (Kozulj y Bravo, 1993: 109), cuando la realidad indicaba que el valor total de los activos de YPF SE superaba en cifras astronómicas el monto mencionado. Más tarde, el valor definitivo se fijó en aproximadamente U\$S 1.800 millones. A continuación se destacan los principales datos revelados por la investigación de Kozulj y Bravo (1993: 109):

“El análisis de las disposiciones de este Decreto lleva a la conclusión de que el objetivo real del mismo fue achicar la empresa, desarticulándola y malvendiéndola, para dificultar su papel de empresa testigo y reguladora de una actividad de tipo oligopólico.

Los activos de YPF se estiman en no menos de 20.000 millones de dólares. A pesar de una valorización de la consultora Mc Kinsey que le atribuye entre tres y cuatro mil millones, el Decreto estima en sólo 1.170 millones de dólares el capital social”.

Alejandro B. Rofman (1999: 98) arguye al respecto:

“Una evaluación contemporánea del conjunto de activos pertenecientes a estos muy productivos yacimientos indica que no debía bajar de 4.300 millones de dólares. (...) La venta finalmente se pactó en alrededor de 1.800 millones de dólares: 460 millones se recibieron por los yacimientos de baja producción y 1.320 millones por las áreas de mayor productividad. Este precio, notoriamente inferior al originalmente previsto, fue consignado como uno de los datos más representativos del desvío de las condiciones inicialmente determinadas para regular el proceso de venta de las citadas áreas centrales”.

Norberto Galasso (2002: 316) agrega:

“Su interventor –José Estenssoro– estima valores diversos: en 1991, habla de 4.000 millones de dólares; más tarde, afirma que por actualización de la renta petrolera podría valer 8.000 millones y luego, llega a admitir que podría alcanzar a 12.000 millones. El ex síndico general de Empresas Públicas Mario Truffat formula una estimación: entre 11 y 17 mil millones de dólares (Página/12, 29/6/93). A su vez, El diputado Moisés Fontenla calcula un valor superior a 35 mil millones de dólares, teniendo en cuenta reservas y valor llave (Moisés Fontenla, Cámara de Diputados, sesión del 23/9/92). La ingeniería financiera de la privatización queda en manos del First Boston (Krieger Vasena y David Mulford) y de Merrill Lynch, que percibían una comisión de 121 millones de dólares por su tarea (Página/12, 29/6/93)”.

La Ley N° 24.145 (de Federalización de Hidrocarburos y Privatización de YPF, del 24/Sep/1992),³ reafirmó y otorgó el marco legal al “Plan de Transformación Global” -

³ Ley N° 24.145 (24/Sep/1992) de Federalización de Hidrocarburos. Transformación Empresaria y Privatización del Capital de YPF Sociedad Anónima. Privatización de Activos y Acciones de YPF S.A.

mencionado en el análisis del Decreto N° 2.778/90-, es decir la privatización del capital social de YPF SA; además, transfirió el dominio de los hidrocarburos a las provincias productoras. Asimismo, transformó las áreas hidrocarburíferas anteriormente asignadas a YPF SE en concesiones de explotación y permisos de exploración, regidos por la Ley N° 17.319 (Ley N° 24.145; YPF, 1994: 38), aunque en clara violación de sus artículos.

En el análisis precedente de los decretos 2.778/90 y 2.408/91 emerge que parte del capital social de YPF SA había sido enajenado, correspondiendo a la Ley N° 24.145 reservar para el Estado nacional un 51% de las acciones clase "A", un 39% de las acciones clase "B" para los Estados provinciales productores de hidrocarburos (o en su defecto a las Provincias no productoras) y un 10% de las acciones clase "C" al personal de la empresa, mientras que las acciones clase "D" corresponderían a las que el Estado Nacional y las Provincias vendan al sector privado (Ley N° 24.145: Art.8).

Antes de pasar al análisis de la operación de ventas de acciones de YPF SA, vale presentar los comentarios pertinentes a la Ley N° 24.145 de Daniel Azpiazu (2002: 183-184):

"En principio, el Estado reservó para sí el 51% de las acciones, aunque la ley lo autorizó a vender su participación hasta llegar a un mínimo del 20%. Sin embargo, en Abril de 1995 se sancionó la Ley N° 24474 que modificó las disposiciones de la N° 24145 fundamentalmente en este último aspecto (se autoriza al Estado a reducir su tenencia accionaria a una sola acción -golden share- de la empresa YPF)".

Respecto a la operación de venta llevada a cabo el 28/Jun/1993 (nueve meses más tarde de sancionada la Ley de Privatización de YPF) del 43.5% del capital accionario de YPF SA, Norberto Galasso (2002: 316) señala que la valorización de su patrimonio se fijó *"en 6.707 millones de dólares, divididos en 353 millones de acciones, es decir, a un valor de \$ 19 cada acción"*. En la definición por fijar en U\$S 19 cada acción tuvo una destacada participación para convencer al entonces Presidente de la Nación, Carlos S. Menem, el señor Michel Camdessus del Fondo Monetario Internacional (Galasso, 2002: 317). El mismo señor que en trece años de gestión en el FMI provocó una decena de crisis financieras como resultado de sus programas de ajuste estructural (Bulard, 2005: 11).

En conversación con algunos especialistas, entre ellos el ex-Subsecretario de Combustibles de la Nación CPN Gustavo Calleja y el ex-Director de Combustibles de la Secretaría de Energía de la Nación Ing. José Francisco Freda, señalan que el valor real de cada acción del capital social de YPF SA, considerando los yacimientos hidrocarburíferos e infraestructura de producción que aún poseía la empresa en 1993, equivalía a U\$S 40, es decir, que el valor de YPF SA era de U\$S 14.120 millones; esto significa que la empresa fue entregada a menos del 50% de su valor. Si nos remitimos a la cita de Galasso que mencionamos antes concerniente a las estimaciones realizadas por el diputado Fontenla (U\$S 35.000 millones), *"cada acción tendría un valor de \$ 100, de lo cual resultaría que se habría regalado la empresa a menos de la quinta parte de su valor"* (Galasso, 2002: 317).

En suma, para el 28/Jun/1993 se cumplimentaba la operación de venta del 43.5% del capital accionario de YPF SA a U\$S 19 cada acción (Galasso, 2002: 317). *"Al día siguiente, las acciones cotizan en Bolsa a \$ 21,65. En la Bolsa de New York alcanzan a \$ 21,87"* (Galasso, 2002: 317, tomando como fuente: Clarín, 30/6/93); diferencias que oscilan entre los U\$S 424

millones y U\$S 460 millones. Gustavo Calleja (2001a: 19), sostiene que además tal operación:

“(…) se concretó sin cumplir la exigencia de la tasación oficial previa establecida en la Ley de Reforma del Estado. Tasaron primero First Boston y Merrill Lynch, limitándose posteriormente el Banco Nación a convalidar lo actuado. Transgrediendo la ley citada, los citados consultores participaron en el proceso posterior a la tasación, administrando, en los días inmediatos a la venta, un ‘stock de intervención’ destinado a evitar oscilaciones bruscas en la cotización. En ese breve lapso, las acciones pasaron de 19 a 23 dólares”.

De acuerdo con el Cuadro 2, la composición accionaria de YPF SA hacia 1993, siguiendo los registros de Kozulj (2002: 18), ahora quedaba conformada de la siguiente manera: 20% + acción de “oro” del Estado nacional, 12% de los Estados provinciales, 10% del Personal de YPF SA, 12% del Sistema Previsional y 46% del Sector Privado.

Cuadro 2. Estructura del capital accionario de YPF SA, años 1993 y 1998, en porcentajes de acciones		
Año	Accionistas	Participación accionaria %
1993	Estado nacional	20.00 + acción de oro
	Estados provinciales	12.00
	Personal de la empresa	10.00
	Sistema Previsional	12.00
	Sector privado	46.00
	TOTAL	100.00
1998	Estado nacional	14.99 + acción de oro
	Estados provinciales	4.70
	Personal de la empresa	0.40
	Sistema Previsional	0.00
	Repsol	5.01
	Resto del sector privado	74.90
	TOTAL	100.00

Fuente: elaboración propia en base a datos de Calcagno (2001: 6), De Dicco y Lahoud (2002b: 15-18) y Kozulj (2002: 18-19).

Hacia el año 1998, se puede observar en el Cuadro 2 que el Estado nacional vendió a la española Repsol un 5.01% de sus acciones (Calcagno, 2001: 6), a \$ 30 la unidad (De Dicco y Lahoud, 2002b: 14). Respecto a los Estados provinciales, su cantidad de acciones disminuyó drásticamente: 4.7%, también se registró una disminución muy importante en la perteneciente al Personal de YPF SA: 0.4%, mientras que el Sector Privado aumentó significativamente: 74.9% (De Dicco y Lahoud, 2002b: 17; Kozulj, 2002: 19). Cabe señalar que el programa de privatización convirtió a YPF en la compañía petrolera más rentable del mundo. Dicen Azpiazu y Basualdo (2002: 40):

“En efecto, entre 1993 y 1998, mientras los márgenes de utilidad sobre ventas de las veinte mayores petroleras del mundo fluctuaron entre el 3% y el 6%, los de YPF lo hicieron entre el 10% y casi el 18%. En este sentido, y como simple ejercicio ilustrativo, de considerar como tasa de beneficio extraordinaria la diferencia existente entre los márgenes de utilidad obtenidos por YPF respecto a los correspondientes, en promedio, a las veinte petroleras de mayor facturación mundial, puede concluirse que las rentas de privilegio apropiadas por YPF ascendieron, para el período mencionado, a más de 2.500 millones de dólares”.

El Cuadro 3 indica que en Ene/1999 se inició la venta del 14.99% restante de las acciones, a un valor unitario de U\$S 38 (De Dicco y Lahoud, 2002b: 17). La operación fue cerrada por Repsol, quien adquirió dicho paquete accionario por un monto de U\$S 2.011 millones (De Dicco y Lahoud, 2002b: 18; Kozulj, 2002: 20). Quedando de esta manera la siguiente composición accionaria: 5% + acción de "oro" del Estado nacional, 4.7% de los Estados provinciales, 0.4% del Personal de YPF SA, 74.9% del Sector Privado y 14.99 de Repsol (De Dicco y Lahoud, 2002b: 18; Kozulj, 2002: 20). Daniel Azpiazu (2002: 184) arguye al respecto:

"(...) en Enero de 1999 se procedió a la venta de una parte (14,99%) de las acciones de YPF que hasta entonces permanecían en manos del Estado (20%). Esas acciones fueron compradas por la firma española Repsol, la cual en 1996 había adquirido el control accionario de Astra (uno de los principales grupos petroleros del país) y, con ello, el de las participaciones accionarias en yacimientos de hidrocarburos, en refinerías y otros activos de YPF transferidos al sector privado antes de la privatización de la petrolera estatal. En Enero de 1999, Repsol desembolsó más de 2.000 millones de dólares por la compra del 14,99% que estaba en manos del Estado, con el fin de constituirse en el principal accionista de YPF. Posteriormente, en Junio y previo desembolso de 13.000 millones de dólares, Repsol pasó a controlar la casi totalidad del paquete accionario de YPF (en manos del Estado Nacional, de las provincias petroleras y de numerosos accionistas en las Bolsas de Nueva York y Buenos Aires)".

Cuadro 3. Estructura del capital accionario de YPF SA, inicio y fines de 1999, en porcentajes de acciones

Año	Accionistas	Participación accionaria %
Inicio de 1999	Estado nacional	5.00 + acción de oro
	Estados provinciales	4.70
	Personal de la empresa	0.40
	Repsol	14.99
	Resto del sector privado	74.90
	TOTAL	100.00
Fines de 1999	Estado nacional	acción de oro
	Estados provinciales	0.00
	Personal de la empresa	0.40
	Sistema Previsional	0.00
	Repsol	98.23
	Resto del sector privado	1.37
	TOTAL	100.00

Fuente: elaboración propia en base a datos de De Dicco y Lahoud (2002: 18-20) y Kozulj (2002: 20).

Entre mediados y fines de 1999, continuando la lectura del Cuadro 3, Repsol concretó la adquisición del 83.24% de las acciones de YPF SA, violando lo establecido en la Ley N° 24.145 (no se permite la concentración de acciones en una sola empresa privada), desembolsando para ello U\$S 13.158 millones (Kozulj, 2002: 20), a un precio unitario de casi U\$S 45 (De Dicco y Lahoud, 2002b: 19). Resultando una composición del patrimonio de YPF SA estructurado de la siguiente manera: acción de "oro" del Estado nacional, 0.4% del Personal de YPF SA, 1.37% del resto del Sector Privado y 98.23% de Repsol (De Dicco y Lahoud, 2002b: 19; Kozulj, 2002: 20). Con esta adquisición, en menos de un año Repsol

logró más que duplicar su capitalización bursátil, de € 13.649 millones en 1998 a € 27.348 millones en 1999 (Repsol YPF, 2004e: 1).

Para Dic/2000 Repsol YPF obtiene el control de la petrolera argentina Astra, la cual concentraba en aquel entonces el 6.7% de las reservas probadas de petróleo y el 3.9% de las de gas, y en Feb/2001 obtiene el control de otra petrolera argentina: Pluspetrol, que para ese momento concentraba el 3.2% de las reservas probadas de petróleo y el 7.5% de las de gas natural; es decir, que a principios del 2001 Repsol YPF concentraba el 46% de las reservas probadas de petróleo y el 48% de las correspondientes a gas natural del país (véanse Anuarios de Combustibles de la Secretaría de Energía de la Nación correspondientes a los años 2000 y 2001).

En este contexto de enajenación de activos pertenecientes al pueblo argentino, cabe resaltar que los ingresos acumulados por el Estado nacional con los programas de privatización de las empresas públicas, hacia el año 1999, ascendían a U\$S 37.000 millones (Galasso, 2002: 318). Se suponía que la “estrategia” de privatización correspondía al pago de la deuda externa. Sin embargo, la deuda externa se incrementó en U\$S 83.000 millones entre 1991 y 2001, pasando de U\$S 58.588 millones a U\$S 142.300 millones, respectivamente (Calcagno, 2003: 32; De Dicco y Lahoud, 2003a: 44).

En este sentido, como lo evidencia el Cuadro 4, el Estado nacional percibió con el programa de privatización de YPF SE entre 1990 y 1999 un total acumulado de U\$S 20.268 millones, correspondiendo U\$S 2.059 millones al “Plan de Transformación Global” entre 1990 y 1993, U\$S 3.041 millones a la primera venta del capital accionario en 1993, y U\$S 15.169 millones a la transacción comercial realizada con Repsol en 1999 (Kozulj, 2002: 22).

Detalle	Período	Ingresos
“Plan de Transformación Global”	1990-1993	2.059
Primera venta de capital accionario	1993	3.041
Venta del restante capital accionario a Repsol	1999	15.169
TOTAL		20.268

Fuente: Kozulj (2002: 22).

Estos datos advierten la errónea estrategia cometida durante las administraciones de Menem en haber llevado a cabo la privatización (“entrega”) del sector clave de la economía nacional. Cabe señalar que el destino final de los fondos obtenidos de la venta de YPF SA a Repsol, es decir, U\$S 15.169 MM, se distribuyó de la siguiente manera (Kozulj, 2002: 21): 73.1% girado al exterior, 18.8% Nación, 2.6% Provincias y 5.5% inversores argentinos...

Al 31/Dic/2003, el conglomerado hispano-estadounidense Repsol YPF era propietario del 99.04% del patrimonio neto de YPF SA (Repsol YPF 2004d: 116-117), representado por 393.312.793 acciones (Repsol YPF, 2004d: 73).⁴ El valor unitario de las acciones de YPF SA

⁴ El capital social de Repsol YPF SA al 31/Dic/2003 está representado por 1.220.863.463 acciones (Repsol YPF, 2004d: 71). A esa cantidad de acciones, el valor del patrimonio neto de Repsol YPF, tomando la cotización del mercado continuo de las bolsas de valores españolas al 31/Dic/2003 en €

al 31/Dic/2003 cotizaba a U\$S 32,87 en la Bolsa de New York y \$ 95,85 en la Bolsa de Buenos Aires (Repsol YPF, 2004d: 73), es decir, un patrimonio algo superior a los U\$S 12.928 millones.⁵ Al cierre del ejercicio 2003, YPF SA había obtenido resultados operativos equivalentes a € 2.198 millones, representando alrededor del 60% de los resultados operativos totales del Grupo Repsol YPF (Repsol YPF, 2004d: 86).⁶ Para Abr/2003 (véase Cuadro 5), el patrimonio de Repsol YPF estaba conformado en un 35% por fondos institucionales estadounidenses, 23% de inversiones españolas, 24% de accionistas minoritarios españoles y el 18% restante entre accionistas minoritarios de Europa, EE.UU. y Latinoamérica. En relación al año anterior, se destaca el incremento de accionistas estadounidenses en la participación del capital social de la empresa, pasando de un 22% a un 35%; aunque tanto más significativo resulta ser el aumento de la participación de inversores estadounidenses cuando se compara el ejercicio 2003 con el de 2001 (de 7.7% a 35%). Con respecto a los inversionistas minoritarios españoles, la "Caixa" continúa en igual nivel de participación que el año anterior, y lo mismo sucede con Repinves. Sin embargo, según el *Informe Anual 2003* (Repsol YPF, 2004d: 72), el grupo BBVA ha reducido su participación al 5.32%. Entre los accionistas del "Resto del Mundo", se encuentra la petrolera estatal mexicana: PEMEX, con una participación en el capital social de Repsol YPF equivalente al 4.81% (Repsol YPF, 2004d: 71).

Cuadro 5. Distribución del capital accionario del grupo Repsol YPF, para Abr/2003 (en porcentajes)

Accionistas	Participación accionaria %
Accionistas de EE.UU.	35.27
Accionistas de España	23.00
Accionistas del Resto del Mundo	12.95
Caja de Ahorro y Pensiones de Barcelona (la "Caixa")	10.17
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Grupo BBVA)	8.17 (*)
Repinves	5.63
PEMEX	4.81
TOTAL	100.00

Nota: (*) según con la comunicación remitida por BBVA a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (de España), su participación al 2/Feb/2004 era del 5.32% (Noticia de Prensa de Repsol YPF, 3/Feb/2004).
Fuente: elaboración propia en base a datos de Bao y De Dicco (2003) y Repsol YPF (2004d: 8, 71-72).

Para ir finalizando, cabe señalar que el Estado nacional, al día de la fecha, todavía continúa siendo propietario de la acción de oro de YPF SA, y ello le permite tener en esta petrolera a

15,46 la acción (Repsol YPF, 2004d: 1), equivale a poco más de € 18.875 MM (Repsol YPF, 2004d: 73). En las bolsas de Buenos Aires y New York, a misma fecha, el valor unitario de las acciones de Repsol YPF SA cotizó en \$ 51,25 y U\$S 17,72 respectivamente (Repsol YPF, 2004d: 73).

⁵ Para los ejercicios finalizados al 31 de Diciembre de 2001, 2000 y 1999, el patrimonio neto de YPF SA era de U\$S 13.183 MM, U\$S 13.242 MM y U\$S 12.918 MM, respectivamente (YPF SA, 2002b: 2).

⁶ A modo de referencia, cabe señalar que al 31/Dic/2003 los resultados operativos de Repsol YPF equivalentes a € 3.860 MM correspondieron a magnitudes financieras distribuidas en las siguientes áreas geográficas: € 820 MM de España, € 2.198 MM de Argentina, € 531 MM del Resto de Latinoamérica y € 311 MM del Resto del Mundo (Repsol YPF, 2004d: 86).

un Director Ejecutivo. Sin embargo, las facultades especiales que le otorga al Estado nacional esa acción de oro no han sido aprovechadas por los directores nombrados en cada gobierno de turno desde 1999, faltando, de esta forma, a su función pública y profesional. Tales facultades le permiten al Estado nacional, según los expertos energéticos Calleja y Freda:

- 1° interpelar a YPF SA sobre los motivos por los cuales se indexan los precios de los combustibles cuando se viola la Ley de Emergencia Nacional (Ley N° 25.561);
- 2° analizar los balances y pedir rendición de cuenta de los impuestos y regalías;
- 3° controlar en dónde y cuánto se invierte por cada una de las cuencas productivas del país, dado que se está evadiendo un porcentaje significativo de las regalías provinciales porque tanto el Estado nacional como las Provincias desconocen cuánto es lo que se extrae, se desperdicia y se contamina;
- 4° en relación a las exportaciones, exigir a las empresas que respeten el imperio de la legislación vigente (17.319 y 24.076), ya que primero deben satisfacerse las necesidades energéticas del mercado interno y únicamente exportar el excedente de producción;
- 5° revisar todos los contratos firmados en calidad de concesiones de explotación y permisos de exploración de yacimientos hidrocarburíferos (petróleo y gas natural), ya que la gran mayoría son violatorios de la Ley N° 17.319.

Los elementos presentados hasta aquí, caracterizan las modalidades empleadas para el programa de privatización de YPF: de la primera enajenación de activos económicamente estratégicos y productivos (1990-1993) hasta la venta total de la empresa (1999), configurándose un mercado de competencia cada vez más imperfecto, tanto en la concentración de la propiedad de las reservas en tan pocas empresas como por la concentración de la producción hidrocarburífera en el área de upstream y por la de refino y comercialización en la de downstream.

Esto indica un sólido liderazgo del oligopolio petrolero tanto en la disponibilidad de estos recursos energéticos-estratégicos como en la formación de precios de combustibles y tarifas de servicios públicos, como se verá más adelante. A continuación se analizarán aquellos elementos que señalan el impacto que la privatización de la petrolera estatal tuvo en el coeficiente reservas-producción de hidrocarburos en el país.

3. Impacto del programa de privatización sobre la oferta primaria de hidrocarburos

Las reservas hidrocarburíferas son acumulaciones de hidrocarburos fluidos que contienen yacimientos naturales. Pueden clasificarse en: comprobadas y no comprobadas. Las reservas comprobadas (también denominadas “probadas”) de hidrocarburos son las que representan cantidades estimadas de petróleo crudo (incluyendo condensado, líquidos de gas), de gas natural y carbón mineral, encontrándose las mismas en regiones donde las perforaciones llevadas a cabo permiten determinar con cierta exactitud la superficie de la extensión de las acumulaciones y sus espesores productivos, para lo cual la información geológica y de ingeniería disponible demuestra si podrán ser extraídas en el futuro, o no, de los yacimientos identificados, con el equipo existente y los métodos operativos actuales.

Considerado esto, puede afirmarse que las reservas comprobadas de hidrocarburos en Argentina sumaban al 31/Dic/2003 poco más de 425,213 MM de m³ de petróleo y 612.496 MM de m³ de gas natural; es decir que, al actual nivel de producción hidrocarburífera, los horizontes de vida correspondientes a las reservas comprobadas de petróleo y gas natural equivalen para 9,9 años y 12,1 años, respectivamente (véase Cuadro 6). No obstante, en caso de registrarse aumentos en los niveles de producción hidrocarburífera y de no incrementarse la cubicación de los yacimientos, los horizontes de vida de las reservas comprobadas de petróleo y gas natural del país notarían una disminución proporcional.

Cabe señalar que las reservas gasíferas argentinas representan el 0.3% de las totales mundiales, el 4.2% de las correspondientes al Hemisferio Occidental, el 8% de las existentes en América Latina y el Caribe y el 8.5% de las totales de la Unión Sudamericana; mientras que las reservas comprobadas de petróleo concentran el 0.3% de las reservas probadas mundiales, el 1.9% de las correspondientes al Hemisferio Occidental, el 2.7% de las existentes en América Latina y el Caribe y el 3.2% del total de reservas probadas de la Unión Sudamericana. No obstante, cuando se analiza los niveles de producción, cobran relevancia la desproporción de las participaciones respecto a las reservas, en particular en el caso del gas natural (véase Cuadro 7).

Cuadro 6. Argentina. Coeficiente de reservas comprobadas / producción de hidrocarburos para 2003 (en millones de metros cúbicos y años)

Petróleo			Gas Natural		
Producción (en MM de m ³)	Reservas (en MM de m ³)	Relación R/P (años)	Producción (en MM de m ³)	Reservas (en MM de m ³)	Relación R/P (años)
42,980	425,213	9,9	50.676	612.496	12,1

Fuente: elaboración propia en base al *Boletín Anual de Reservas de Hidrocarburos 2003* de la Secretaría de Energía de la Nación (2005).

Cuadro 7. Participación porcentual de las reservas comprobadas y niveles de producción hidrocarburífera para 2003 de Argentina en el mundo				
RESERVAS Y PRODUCCIÓN HIDROCARBURÍFERA	TOTAL UNIÓN SUDAMERICANA	TOTAL AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE	TOTAL HEMISFERIO OCCIDENTAL	TOTAL MUNDIAL
Reservas de petróleo	3.2	2.7	1.9	0.3
Reservas de gas natural	8.5	8.0	4.2	0.3
Producción de petróleo	11.8	7.5	3.8	1.1
Producción de gas natural	42.7	32.7	5.7	1.9

Fuente: elaboración propia en base a datos de BP (2004), de la IEA (2003) y de la Secretaría de Energía de la Nación (2005).

Cuadro 8. Comparación de los niveles de reservas probadas y producción gasíferas entre Argentina y otros importantes productores mundiales para 2003 (en millones de metros cúbicos)								
NIVELES	ARG	MX	VZ	T&T	NIGERIA	QATAR	EAU	AS
Reservas (% mundial)	612.496 (0.3%)	420.000 (0.2%)	4.150.000 (2.4%)	740.000 (0.4%)	5.000.000 (2.8%)	25.770.000 (14.7%)	6.060.000 (3.4%)	6.680.000 (3.8%)
Producción (% mundial)	50.676 (1.9%)	36.400 (1.4%)	29.400 (1.1%)	24.800 (0.9%)	19.200 (0.7%)	30.800 (1.2%)	44.400 (1.7%)	61.000 (2.3%)

Nota: ARG es Argentina; MX es México; VZ es Venezuela; T&T es Trinidad y Tobago; EAU es Emiratos Árabes Unidos; y; AS es Arabia Saudita.
 Fuente: elaboración propia en base a datos de BP (2004), de la IEA (2003) y de la Secretaría de Energía de la Nación (2005).

La producción local de gas natural registrada en 2003, 50.676 MM de m³, representa el 1.9% de la producción mundial, volumen promedio de los países miembros de la OPEP, como se observas en el Cuadro 8: Venezuela 1.1%, concentrando el 2.4% de las reservas probadas mundiales; Qatar 1.2%, concentrando el 14.7% de las reservas mundiales; Nigeria 0.7%, participando con el 2.8% de las reservas mundiales; entre otros. En este sentido, al día de la fecha Argentina es el principal productor gasífero de la Unión Sudamericana y de América Latina y el Caribe, el tercer productor del Hemisferio Occidental (después de EE.UU. y Canadá) y el duodécimo productor mundial (de un universo de 46 países productores), concentrando apenas el 0.3% de las reservas probadas mundiales.

Ahora bien, la Secretaría de Energía de la Nación presenta en sus publicaciones anuales de combustibles los niveles de reservas comprobadas y probables de hidrocarburos. Como puede observarse en el Cuadro 9, la sumatoria entre reservas comprobadas y reservas probables de petróleo y gas natural del país, equivalen a 563,402 MM de m³ y 901.504 MM de m³, respectivamente. Es decir, un horizonte de vida que se extiende a los 13,1 años de reservas totales de petróleo y 17,8 años de reservas totales de gas natural (véase Cuadro 10).

Cuadro 9. Argentina. Reservas comprobadas y probables de petróleo y gas natural, al 31/Dic/2003 (en millones de metros cúbicos)

PETRÓLEO (en MM de m ³)		GAS NATURAL (en MM de m ³)	
Reservas Comprobadas	Reservas Probables	Reservas Comprobadas	Reservas Probables
425,213	138,189	612.496	289.008
Cubicación Total Reservas		Cubicación Total Reservas	
563,402		901.504	

Fuente: elaboración propia en base al *Boletín Anual de Reservas de Hidrocarburos 2003* de la Secretaría de Energía de la Nación (2005).

Cuadro 10. Argentina. Comparación de los horizontes de petróleo y gas natural según clasificación de reservas, al 31/Dic/2003 (en millones de metros cúbicos)

HIDROCARBURO	RESERVAS (en MM de m ³)	PRODUCCIÓN (en MM de m ³)	HORIZONTE DE VIDA (en años)
PETRÓLEO	Comprobadas = 425,213	42,980	9,9
	Comprobadas + Probables = 563,402	42,980	13,1
GAS NATURAL	Comprobadas = 612.496	50.676	12,1
	Comprobadas + Probables = 901.504	50.676	17,8

Fuente: elaboración propia en base al *Boletín Anual de Reservas de Hidrocarburos 2003* de la Secretaría de Energía de la Nación (2005).

El coeficiente reservas/producción se obtiene fácilmente (tomando a título ilustrativo el correspondiente al gas natural):

$\frac{\text{VRCG}}{\text{P}} = \text{Horizonte de Vida}$	$\frac{\text{VRPbG}}{\text{P}} = \text{Horizonte de Vida}$
$\frac{612.496}{50.676} = 12,1$	$\frac{901.504}{50.676} = 17,8$

Nota: considerando datos al 31/Dic/2003, donde "VRCG" corresponde al Volumen de Reservas Comprobadas de Gas Natural, "VRPbG" al Volumen de Reservas Probables del mismo energético y "P" a su nivel de Producción acumulado en 2003.

Según la Secretaría de Energía de la Nación (2004a), sobre la base de los descubrimientos exploratorios efectuados en los últimos años en las cinco cuencas sedimentarias que hasta la fecha han resultado económicamente productivas, el total de reservas a considerar en el cálculo prospectivo, tomando nuevamente como caso ilustrativo al gas natural, es el siguiente: Volumen de Reservas Comprobadas de Gas Natural al 31/Dic/2003 + 50% del Volumen de Reservas Probables actuales + 100% de las Reservas estimadas de Incorporar desde 2004 hasta el año 2012.

Es decir:

$\text{VT} = \text{VRCG} + 50\% \text{VRPbG} + 100\% \text{I}$
$\text{VT} = (612,5 + 144,5 + 400) * 10^9 \text{ m}^3 = 1.157 * 10^9 \text{ m}^3$

Nota: sujeto al desarrollo del mercado y a la evolución del precio del gas en boca de pozo.

No obstante, la Secretaría de Energía de la Nación (2004a) advierte las siguientes consideraciones:

“Al 31/12/2003, considerando únicamente las reservas comprobadas de petróleo y gas, se tienen 9,9 y 12,1 años respectivamente, mientras que si se toman en cuenta las reservas comprobadas más el 50% de las probables estos valores se transforman en 11,5 y 14,94, que resultan mucho más cercanos a la realidad.

El horizonte en años que se obtiene al dividir las reservas por la producción a una fecha dada debe ser considerado únicamente como orientativo, ya que existen otros aspectos de suma importancia y trascendencia que deberán considerarse, en el análisis que se quiera realizar, para evitar caer en conclusiones erróneas.

En efecto, la comparación de las reservas y la producción en el tiempo resulta correcta, pero es insuficiente tomada en forma aislada, puesto que en un análisis más completo deberán considerarse, entre otros, aspectos tales como:

- a) El estado exploratorio y de explotación de las cuencas que se traten y el potencial que las mismas presenten al momento de la evaluación. La posibilidad de descubrir una nueva cuenca productiva.*
- b) Las incorporaciones por nuevos descubrimientos e investigaciones que deben necesariamente efectuarse en forma periódica en las cuencas actualmente conocidas.*
- c) Las incorporaciones por revisiones y nuevos estudios de los reservorios en explotación.*
- d) La implementación de nuevas tecnologías que redundan en una mayor y mejor recuperación final de los fluidos no drenados de los reservorios.*
- e) La posible variación del precio internacional del crudo, ya que resulta un factor decisivo en las inversiones que las empresas proyectan y realizan, y consecuentemente, la posibilidad de contar con nuevos descubrimientos y reservas.*
- f) La evolución más probable del consumo interno en base a un crecimiento proyectado mínimo que permita asegurar el abastecimiento (Ley N° 24.076) por un período razonable (15 años aproximadamente).*
- g) Los compromisos de exportación asumidos, tanto para petróleo como para gas, en volumen y tiempo, en relación con las reservas y con el punto anterior.*
- h) El aumento en la utilización de nuevas fuentes energéticas alternativas, como consecuencia de la constante preocupación por cuidar el medio ambiente (aspecto en el que cada vez se tiene más conciencia) y por la necesidad de disminuir los costos dado los problemas de mercado y competencia”.*

En ese sentido, los cálculos sugeridos por la Secretaría de Energía de la Nación para las reservas totales de hidrocarburos más próximos a la “realidad”, dan como resultado los siguientes horizontes de vida:

Cuadro 11. Argentina. Comparación de los horizontes de petróleo y gas natural según clasificación de reservas, al 31/Dic/2003 (en millones de metros cúbicos)			
HIDROCARBURO	RESERVAS (en MM de m ³)	PRODUCCIÓN (en MM de m ³)	HORIZONTE DE VIDA (en años)
PETRÓLEO	Comprobadas = 425,213	42,980	9,9
	Comprobadas + 50% de Probables = 494,308	42,980	11,5
GAS NATURAL	Comprobadas = 612.496	50.676	12,1
	Comprobadas + 50% de Probables = 757.000	50.676	14,9

Fuente: elaboración propia en base al *Boletín Anual de Reservas de Hidrocarburos 2003* de la Secretaría de Energía de la Nación (2005).

Sin embargo, cabe señalar que ninguna documentación técnica publicada por organismos públicos e internacionales analizada en este trabajo de investigación pertinente a niveles de reservas de hidrocarburos hace referencia a reservas probables o posibles (a excepción de Bolivia - Ministerio de Hidrocarburos y Minería, 2004). Únicamente señalan los niveles correspondientes a las reservas comprobadas (BP, 2004; Chevron-Texaco, 2004; IEA, 2003; OLADE, 2003; US DOE, 2004). Lo cual sugiere que la Secretaría de Energía de la Nación comete un grave error en hacer hincapié en la sumatoria de reservas comprobadas y reservas probables al momento de señalar los horizontes de vida “reales” correspondientes a los volúmenes existentes de hidrocarburos en el subsuelo del territorio nacional.

¿Por qué cometería un error la Secretaría de Energía de la Nación?

Primero porque, como fuera mencionado antes, cuando la configuración de los diversos estratos sedimentarios del subsuelo se encuentra determinada, es decir, una vez proporcionada la información correspondiente a la presencia de depósitos de hidrocarburos, se llevan a cabo las perforaciones pertinentes a fin de estudiar las muestras de tales perforaciones: interpretar los datos sobre formaciones subterráneas transmitidos a sensores situados en la superficie desde dispositivos de sondeo eléctricos, acústicos y nucleares introducidos en el pozo de prospección mediante un cable. Interpretadas las complejas señales acústicas que llegan a la superficie después de propagarse a través de la corteza terrestre, se estudia la transformación de la materia orgánica y los métodos para detectar y predecir la existencia o no de dicha materia en los estratos subterráneos. El resultado de la interpretación de los datos suministrados por el análisis de los testigos o muestras geológicas y por los diferentes dispositivos de sondeo, deja plasmada una descripción de la roca del yacimiento y de su permeabilidad, porosidad y continuidad, estimación de la productividad y las reservas totales del depósito, los costes de explotación y el valor del hidrocarburo a extraer. Y los resultados obtenidos manifiestan la comprobación de reservas de hidrocarburos en las cuencas *on-shore* y *off-shore* del país algo superior a los 425 millones de m³ de petróleo y poco más de 612 mil millones de m³ de gas natural al 31/Dic/2003.

Las categorías de reservas “probables” y “posibles” prestan más a la especulación del capital privado que a la rigurosidad científica. Un ejemplo de ello es cuando se realiza un análisis comparativo de los datos empíricos publicados en anuarios de reservas

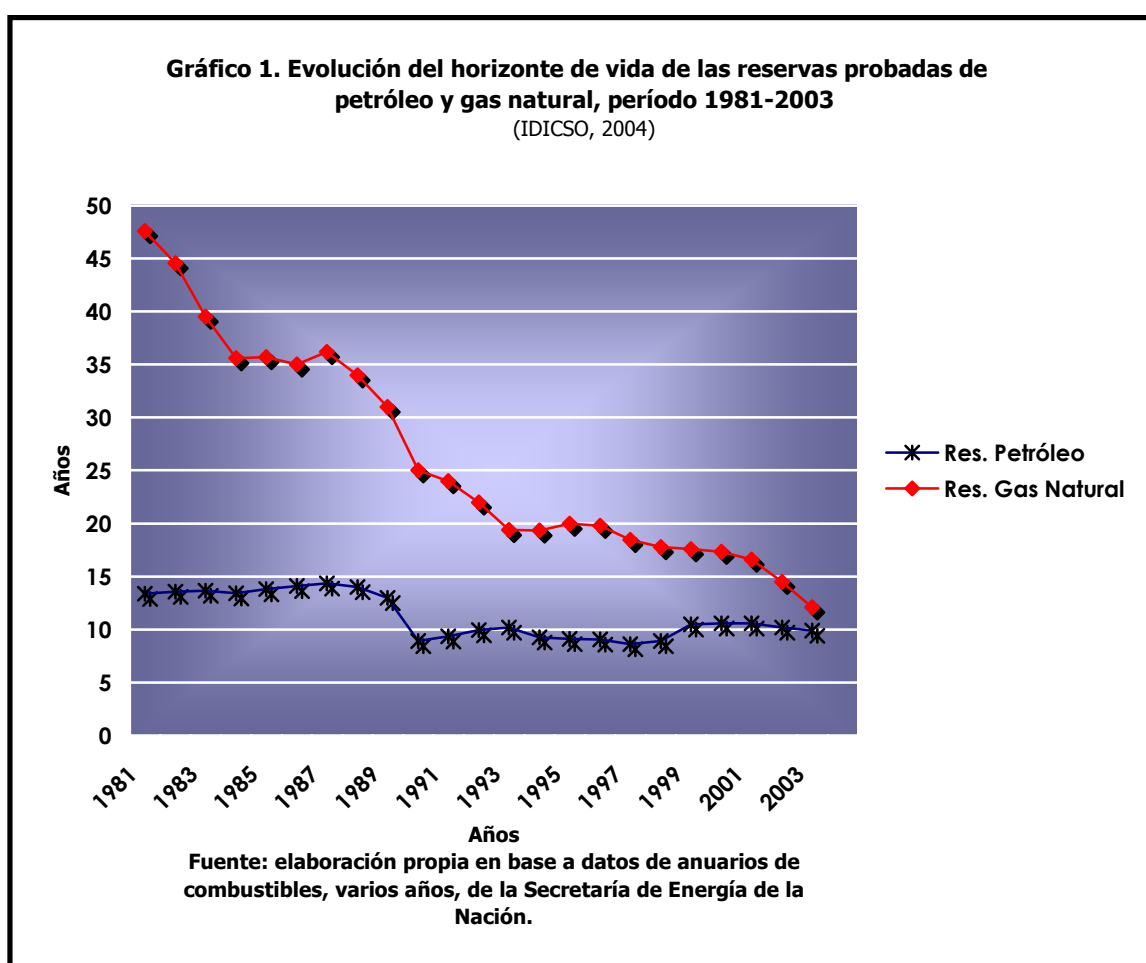
correspondientes a los últimos cuatro años (boletines de la Secretaría de Energía de la Nación): el anuario correspondiente a 2000 señala un volumen de reservas probables de gas natural (VRPbG) equivalentes a 305.400 MM de m³; el de 2001 denuncia un VRPbG por 305.386 MM de m³; mientras que 2002 señala un VRPbG de 271.522 MM de m³; y 2003 muestra un VRPbG de 289.008 MM de m³. Entonces, si antes se había mencionado que la Secretaría de Energía de la Nación definía a las reservas probables como «aquellas que han sido descubiertas, pero no han sido medidas ni evaluadas», ¿cómo es posible que se denuncien estimaciones tan disímiles para cuatro años consecutivos si ni siquiera se han realizado las tareas pertinentes de prospección de los yacimientos? Suponiendo que tales tareas se hayan realizado, ¿cómo es posible la marcada disminución de las reservas probables entre lo denunciado en 2001 respecto a 2002?, ¿cómo desaparecieron esos 33.864 MM de m³?, ¿acaso Argentina finalizó el ejercicio 2002 con una producción gasífera de 79.634 MM de m³, contribuyendo así las reservas probables a satisfacer esas hipotéticas necesidades energéticas? No, en 2002 se obtuvo una producción de gas natural del orden de los 45.770 MM de m³, casi la mitad.

Segundo, cabe señalar que desde las reformas estructurales, el Estado nacional ha dejado de realizar, entre otras cosas, tareas de prospección de yacimientos, delegando tal responsabilidad (que le es propia) al sector privado. Es sabido que las compañías petroleras privadas suelen “inflar” sus niveles de reservas hidrocarburíferas a fin de elevar el valor de las acciones que cotizan en los mercados bursátiles. Tal es el caso del conglomerado petrolero anglo-holandés SHELL, que a principios de 2004 fue denunciado por fraude en el seno de la Organización Mundial de Comercio (OMC), tras haber publicado datos erróneos respecto al nivel de sus reservas comprobadas, dado que su presentación del balance contable añadía a éstas las denominadas “reservas probables” como reservas comprobadas.

Otro error de consideración, recae en los datos no publicados por la Secretaría de Energía de la Nación: aquellos relacionados a las proyecciones en la producción hidrocarburífera por lo menos para los próximos cinco años. No pueden concebirse cálculos de horizontes de vida de hidrocarburos sin considerar proyecciones de la producción (consumo, exportación, pérdidas, etc.) a cinco o diez años. El presente trabajo de investigación ha logrado tener acceso a tales datos, luego de una compleja y tediosa triangulación de fuentes de datos secundarios, los cuales serán presentados en el último capítulo.

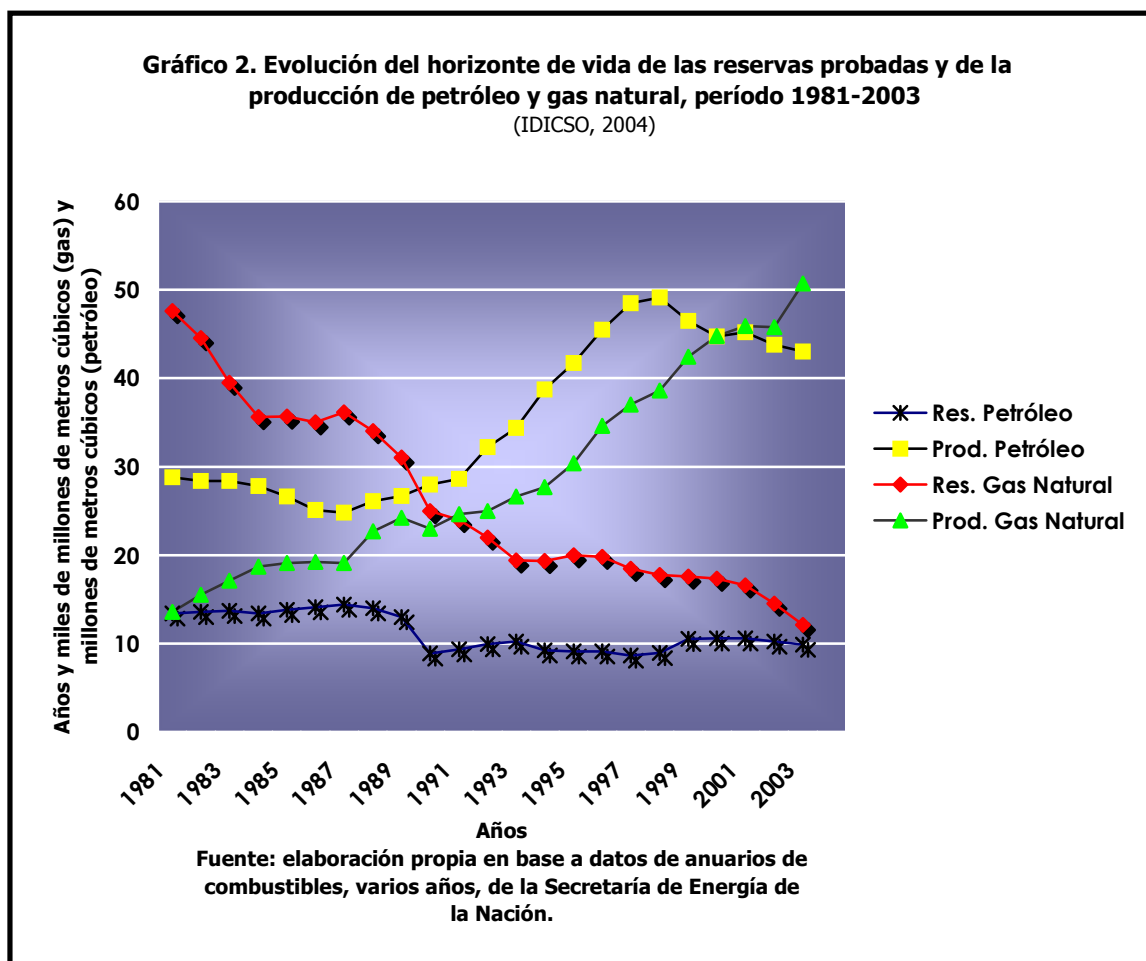
Los proyecciones de caídas de reservas, denostados muchas veces por profesionales relacionados con empresas privadas en el país, son el resultado de serios trabajos con aplicación a modelos matemáticos y métodos geológicos y de ingeniería que, sobre fines de la década del '50, elaboró un geofísico de la Universidad de Chicago: M. King Hubbert, quien trabajó en el Laboratorio de Investigación de la SHELL en Houston, Texas. En la actualidad son utilizados por los planificadores energéticos, geólogos e ingenieros en petróleo y gas más importantes del mundo. Las cifras señaladas en los cuadros precedentes respecto a las reservas comprobadas de hidrocarburos en Argentina, son concordantes con las que British Petroleum produjera en Jun/2004 (BP, 2004), o las producidas por la Agencia Internacional de Energía en Dic/2003 (IEA, 2003) y por el Departamento de Energía de EE.UU. en Oct/2004 (US DOE, 2004), mediante los modelos pertinentes.

Ahora bien, ¿por qué y cómo declinaron sustancialmente las reservas probadas de hidrocarburos del país? En los gráficos 1 y 2 se puede observar los resultados del programa de privatización de YPF: un significativo incremento en la extracción de los recursos hidrocarburíferos no renovables: petróleo y gas natural, acompañado de una drástica disminución en el nivel de reservas probadas, consecuencia de un uso irracional en la explotación de los yacimientos por parte de los operadores que participaron de la venta de activos de YPF SE a comienzos de la década del '90 (continuada hoy por el oligopolio petrolero liderado por Repsol YPF), así como también del considerable descenso registrado en el número de pozos exploratorios en todas las cuencas productivas del país a partir de las reformas estructurales.



Por consiguiente, la ecuación hidrocarburífera luego de las reformas resultó ser: extraer todo lo posible sin considerar el daño de los pozos y del medio ambiente, e invertir lo menos posible en la exploración de nuevos yacimientos e infraestructura tecnológica para una explotación racional de los yacimientos.

En ambos gráficos puede observarse que el horizonte de vida de las reservas probadas de gas natural registra una disminución de 34 años para 1988 a 12 años en 2003, debido a la curva ascendente trazada por la producción de este hidrocarburo (véase Gráfico 2), su venteo excesivo, la nula inversión en exploración y la ausencia del Estado en el control y regulación en el mercado del *upstream*.



Respecto a la explotación de petróleo, se observa en el Gráfico 2 un considerable aumento registrado entre 1988 y 1992, incrementándose significativamente entre 1993 y 2000, declinando paulatinamente en el período 2001-2003. También se observa que el horizonte de vida de las reservas probadas de petróleo ha disminuido de 14 años en 1988 a 8 años en 1992, para luego mantener su horizonte de vida entre 8 y 10 años en los ejercicios anuales subsiguientes. Cabe destacar aquí la relevancia de la participación de las exportaciones de petróleo crudo en el aumento de la producción registrado a partir de 1993 en forma significativa, coincidente con la primera etapa del programa de privatización de YPF.

Los incrementos registrados a partir de dicha fecha para el gas natural, son resultado del aumento paulatino del consumo del mercado interno, en particular para el abastecimiento de los generadores de energía eléctrica y consumo propio de los productores (requerido para la explotación hidrocarburífera), y del venteo de dicho hidrocarburo (esto último se desarrollará en un próximo trabajo de investigación); en cuanto a las exportaciones de este energético, las primeras comenzaron en 1997 y fueron incrementándose hasta la actualidad, aunque no logran representar un cuarto de la producción, a diferencia del petróleo, cuyas exportaciones representan la mitad de la producción (véase Gráfico 2).

Al comparar las diferencias del coeficiente reservas/producción de hidrocarburos de 2003 respecto a datos del año anterior, se observa que el horizonte de vida de las reservas probadas hidrocarburíferas disminuyeron en un -16.63% para las de gas natural y en un -3.42% para las de petróleo. Es decir, que las reservas probadas de gas natural y petróleo cayeron -7.69% y -5.18%, respectivamente; mientras que la producción de petróleo declinó apenas un -1.82% y la de gas natural se incrementó un 10.72%.

Por su parte, el número de pozos de exploración registró un marcado descenso, si comparamos las décadas del '80 con la del '90, lo que diferencia en parte la caracterización de la política energética antes y después de la privatización (véase Cuadro 12).

Cuadro 12. Argentina. Cantidad de pozos de exploración registrados durante el período 1980-2003

Año	Cantidad de pozos de exploración
1980	103
1985	148
1990	98
1995	60
2000	31
2003	17

Fuente: De Dicco, en base a datos de los anuarios de combustibles, varios años, de la Secretaría de Energía de la Nación. Para mayor información consultar los trabajos del investigador Marcelo García, algunos de ellos publicados por el Info-MORENO (<http://www.info-moreno.com.ar>)

Cuando existía YPF SE, la extracción de hidrocarburos de los pozos se realizaba mediante un uso racional que permitiera el aprovechamiento casi total de los pozos. Por su parte, a las empresas privadas que hace más de una década se apropiaron del sector sólo les interesa extraer, extraer y extraer con el menor costo posible de inversión, contaminando el medio ambiente y abandonando los pozos que quedan desechados para toda la vida cuando el producto emana en las proporciones que a ellos les produzca abundante.

Cabe destacar que a la depredación, explotación irracional y nula exploración de los yacimientos hidrocarburíferos del país desde la privatización de YPF SE, debe adicionarse otro componente de gran relevancia: los "leoninos" contratos pertinentes a los permisos de exploración y, en especial, a las concesiones de explotación. Un ejemplo ilustrativo de explotación irracional y contrato ilegal es el correspondiente al único yacimiento gasífero de categoría gigante existente, el cual se ubica en el norte de la Provincia del Neuquén: Loma de la Lata.

En Dic/2000, el Poder Ejecutivo Nacional (De la Rúa), el gobierno de la Provincia del Neuquén (Sobisch) y Repsol YPF (Cortina) –en representación de YPF SA–, firmaron un acuerdo en donde el conglomerado petrolero hispano-estadounidense se comprometería a invertir en el período 2000-2017 alrededor de U\$S 8.000 millones en la Provincia del Neuquén, más un abono de otros U\$S 300 millones en concepto de prórroga y el 5% del flujo de fondos neto proveniente de la concesión durante cada año del plazo de dicha prórroga, a cambio de obtener 10 años más a los 25 otorgados en su momento para explotar los pozos ubicados en el yacimiento gasífero Loma de la Lata (YPF, 2002: 39). Pero he aquí que al analizar el mencionado “acuerdo”, firmado por YPF SA, el PEN y el gobierno neuquino, se observan graves irregularidades. ¿Cuáles y por qué?

El yacimiento hidrocarburífero, más precisamente gasífero, Loma de la Lata (del que se extrae el 25% del gas natural del país) fue descubierto por YPF SE en el año 1975, y en 1976 fue asignado a la empresa estatal. De acuerdo al Art. N° 35 de la Ley N° 17.319 (de Hidrocarburos -Ley Nacional vigente en la actualidad-), el vencimiento de tal asignación llegaría en 2001, de acuerdo al plazo de 25 años que establece el Art. N° 35 de la Ley de Hidrocarburos:

“Las concesiones de explotación tendrán una vigencia de veinticinco (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 diez (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 seis (6) meses al vencimiento de la concesión”.

No obstante, la Ley N° 24.145 (de Privatización de YPF y Federalización de Hidrocarburos), en su Art. N° 4, convierte las áreas asignadas a YPF SA en concesiones de explotación y permisos de exploración; y pocos meses más tarde, el 31/May/1993, Menem y Cavallo firman el Decreto N° 1.108/93, que en su Art. N° 3 extiende el vencimiento de las concesiones y permisos (“contratos”), tomando como fecha de inicio de los contratos la correspondiente a la entrada en vigencia de la Ley N° 24.145, es decir, a partir del año 1992 y no desde la fecha original de otorgamiento de la concesión y permiso, como establece la Ley de Hidrocarburos; resultando violatorio del Art. N° 35 de la Ley N° 17.319. Por consiguiente, la concesión de explotación del yacimiento Loma de la Lata no vencería en el año 2001, sino en 2017.

No obstante, con la entrada en vigencia el 28/Dic/2000 del Decreto N° 1.252/00, firmado por F. De la Rúa, C. Colombo y J. L. Machinea (el acuerdo al que se hace referencia más arriba), YPF SA obtiene una prórroga por 10 años de la concesión de explotación del yacimiento, es decir, que el vencimiento se traslada al año 2027 (véanse: Decreto N° 1.252/00; YPF, 2002: 39); aquí también se observa otra violación a la Ley N° 17.319, ya que las solicitudes de prórroga deben realizarse con una antelación de 6 meses antes del vencimiento de la concesión y su aprobación o negación arribaría junto con la fecha de caducación original de la concesión (Art. N° 35 de la Ley N° 17.319). Es decir, que los directivos de YPF SA se adelantaron 10 años en el tiempo a modo de asegurarse para sí la explotación total del yacimiento hasta su agotamiento definitivo (especulando con la

probable y/o posible existencia de volúmenes hidrocarburiíferos no comprobados todavía en el yacimiento), con la complicidad del PEN y del gobierno neuquino, por cierto.

Al analizar el nivel de reservas probadas del yacimiento Loma de la Lata, según datos de la Secretaría de Energía de la Nación (<http://energia.mecon.gov.ar>), la extracción irracional de gas natural realizada por Repsol YPF, sin control alguno por parte del Gobierno Provincial del Neuquén y/o de la Secretaría de Energía de la Nación, provocó la siguiente declinación sin precedentes en la historia de la explotación del yacimiento en cuestión: de 160.000 millones de m³ de este hidrocarburo registrado al 31/Dic/2000 descendió a 154.605 millones de m³ al finalizar el ejercicio 2001, pasando a 146.464 millones de m³ al finalizar el 2002 y luego a 134.774 millones de m³ al finalizar el año 2003. Al 31/Dic/2004 su cubicación era equivalente a 122.000 MM de m³.⁷

En base a la información precedente, puede advertirse que el agotamiento total de las reservas comprobadas de petróleo y gas natural llegará, al ritmo actual de producción, en los años 2012 y 2015, respectivamente. Ello nos indica, como se ha visto antes, que una vez vencidos los plazos de las concesiones de explotación (entre los años 2015 y 2017) el Estado nacional recuperaría yacimientos hidrocarburiíferos definitivamente agotados; y este es un gravísimo problema, cuando se considera la alta dependencia de hidrocarburos en las matrices de consumo energético, en particular respecto al gas natural para la generación de electricidad y calefacción; por otra parte, en caso de incrementarse significativamente la producción de gas natural, como lo sugieren el ENARGAS y la Secretaría de Energía de la Nación (tema que será analizado más adelante), la drástica disminución del horizonte de vida de este hidrocarburo afectará gravemente el desarrollo económico, político y social del país.

Habida cuenta de la escasez de hidrocarburos líquidos y gaseosos que Argentina tendrá en el futuro próximo, no sólo significará una verdadera crisis estructural, sino que además debe señalarse su peligrosidad también en el sentido de que el país se quedará indefectiblemente sin estos recursos naturales no renovables antes que los países industrializados, cuyas estrategias abarcan todos los métodos de apropiación a efectos de que no colapsen sus economías.

El análisis desarrollado hasta aquí presenta las razones que explican en cierta forma la gravedad existente en la no modificación de la configuración actual de las matrices energéticas, en la falta de planificación energética que contemple el reemplazo de los hidrocarburos por recursos energéticos renovables, en la ausencia de control y regulación por parte del Estado nacional de la explotación -irracional- de los yacimientos

⁷ Al concretarse esta operación de U\$S 300 millones en Dic/2000, el yacimiento de Loma de la Lata cotizaba en U\$S 30.360 millones: $VRCGN * 6.2898 * PWTIBEPd2000 =$ Cotización del yacimiento; donde VRCGN es el Volumen de las Reservas Comprobadas de Gas Natural del yacimiento, 6.2898 es la conversión a barril equivalente de petróleo y PWTIBEPd2000 es el Precio WTI del barril equivalente de petróleo para Diciembre de 2000. Es decir: $(160 * 6.2898 * U\$S 37) * 10^9 = U\$S 37.235$ MM. En la actualidad, considerando el precio del barril equivalente de petróleo (BEP) en U\$S 45,50 tomando el precio internacional de referencia WTI, al 7/Ene/2005, y la cubicación aproximada en 122.000 MM de m³ a Dic/2004, el yacimiento Loma de la Lata cotizaría, aproximadamente, en U\$S 34.915 MM.

hidrocarburíferos que realiza el sector privado y en la adjudicación indiscriminada e irracional de concesiones, permisos y prórrogas que violan numerosos artículos (25, 34 y 35, por citar los analizados hasta aquí en el presente estudio) de la Ley N° 17.319 de Hidrocarburos.

En suma, puede concluirse que tanto los incrementos significativos de la producción como la disminución pronunciada en los niveles de reservas probadas, acompañado esto por la caída registrada en los esfuerzos exploratorios, señalan los resultados que el programa de privatización de YPF y la transferencia realizada por el Estado nacional de sus funciones básicas: control y regulación del mercado hidrocarburífero al sector privado, ejercieron sobre la capacidad de extracción de hidrocarburos por parte de los diversos agentes económicos (locales y extranjeros), que se apropiaron del sector con el inicio de las reformas estructurales, convirtiéndose, así, en los actores dominantes en tres ejes estratégicos: oferta primaria + formación de precios de combustibles + formación de tarifas eléctricas y de gas.

Para ir finalizando, en el Cuadro 13 puede apreciarse la concentración económica de las reservas probadas de petróleo del país: 8 empresas son propietarias del 87% de las reservas probadas de petróleo, siendo Repsol YPF el propietario más importante: 183,887 MM de m³ o 43.2% de concentración (incluidas las de Pluspetrol), siguiéndole el conglomerado anglo-estadounidense BP-Amoco que controla Pan American Energy con 77,541 MM de m³ o 18.2% de concentración y la estatal brasileña Petrobras con 35,675 MM de m³ u 8.4% de concentración (incluidas las de Petrolera Santa Fe), entre los principales propietarios.

Cuadro 13. Argentina. Concentración económica de las reservas comprobadas de petróleo por propietario, año 2003 (en millones de metros cúbicos y porcentajes)		
Propietario	Reservas de Petróleo (en MM de m ³)	Participación (en %)
Repsol YPF	173,510	40.8
Pan American Energy (BP-Amoco y Bidas)	77,541	18.2
Petrobras Energía	30,865	7.3
Chevron San Jorge (Chevron-Texaco)	24,995	5.9
SHELL CAPSA	19,653	4.6
Vintage Oil	17,662	4.2
Pluspetrol (Repsol YPF)	10,377	2.4
Sipetrol Argentina (ENAP)	6,243	1.5
Petrolera Santa Fe (Petrobras)	4,810	1.1
Total Austral (TotalFinaElf)	4,094	1.0
<i>Subtotal</i>	<i>369,750</i>	<i>87.0</i>
TOTAL PAÍS	425,213	100.0

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2005).

Respecto a la concentración económica de las reservas probadas de gas natural, en el Cuadro 14 puede apreciarse que 7 empresas son propietarias del 82.3% de las reservas probadas de este hidrocarburo en el país, siendo Repsol YPF el propietario más importante: 289.669 MM de m³ o 47.3% de concentración (incluidas las de Pluspetrol), siguiéndole el conglomerado anglo-estadounidense BP-Amoco que controla Pan American

Energy con 56.389 MM de m³ o 9.2% de concentración, la filial francesa Total Austral y el consorcio germano-estadounidense Wintershall Energía con 46.900 MM de m³ cada uno o 7.7% de concentración cada uno y la estatal brasileña Petrobras con 34.078 MM de m³ o 5.6% de concentración, entre los principales propietarios.

Cuadro 14. Argentina. Concentración económica de las reservas comprobadas de gas natural por propietario, año 2003 (en millones de metros cúbicos y porcentajes)		
Propietario	Reservas de Gas Natural (en MM de m ³)	Participación (en %)
Repsol YPF	243.761	39.8
Pan American Energy (BP-Amoco y Bidas)	56.389	9.2
Total Austral (TotalFinaElf)	46.900	7.7
Wintershall Energía	46.900	7.7
Pluspetrol (Repsol YPF)	45.908	7.5
Petrobras	34.078	5.6
Tecpetrol (Techint)	22.677	3.7
Sipetrol Argentina (ENAP)	7.238	1.2
<i>Subtotal</i>	<i>503.851</i>	<i>82.3</i>
TOTAL PAÍS	612.496	100.0

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2005).

Cabe destacar que de acuerdo a lo establecido por el Art. N° 34 de la Ley N° 17.319: "(...) Ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de cinco (5) concesiones de explotación, ya sea directa o indirectamente y cualquiera sea su origen". A modo de ejemplo,⁸ Repsol YPF es titular de 85 concesiones de explotación y la estatal brasileña Petrobras es titular de 32 concesiones de explotación en Argentina. La misma violación se replica para el caso del Art. N° 25, concerniente a los permisos de exploración.

⁸ Para Repsol YPF, Argentina representa el 73% de su producción total de petróleo y el 61% de su producción total de gas natural (en el mundo). Para Petrobras, Argentina representa el 60% de su producción total de petróleo y el 40% de su producción total de gas natural. Para mayor información, véase: <http://www.repsol-ypf.com.ar> y <http://www.petrobras.com.ar>.

4. Notas sobre la estructura del mercado petrolero en el upstream a partir de la privatización

Antes de la privatización, YPF SE era la única empresa del país que abarcaba la casi totalidad de los eslabones del circuito productivo del petróleo, lo que la convertía también en la única empresa integrada verticalmente. Dice Rosa Colantuonio (citada en Rofman, 1999: 129):

“En 1989, el 90% de las reservas habían sido descubiertas por YPF, la que extraía por Administración el 62% del crudo, procesaba el 69% del mismo y participaba con el 64% de las ventas totales de derivados”.

Al analizar la participación de YPF SE en la producción de petróleo crudo antes de las reformas estructurales, se advierten las siguientes participaciones:

Período	YPF Administración (%)	YPF Contratos (%)
1959-1962	78.2	21.8
1963-1965	69.0	31.0
1966-1972	72.8	27.2
1973-1975	72.3	27.7
1975-1982	69.1	30.9
1983-1989	68.5	31.5
1990	62.3	37.7

Fuente: Kozulj (2002: 32), en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

En el cuadro precedente se observa que desde la década del '60 YPF SE monopolizaba por administración directa alrededor del 70% de la producción de petróleo y cerca de un 30% mediante celebración de contratos con el sector privado, lo que sugiere que la empresa estatal participaba tanto directamente como en acuerdos contractuales con el 100% de la producción de crudo de Argentina. A partir de las reformas estructurales iniciadas en 1989, que dio por consiguiente una evolución favorable a los contratistas, hacia 1990 YPF SE participaba por administración directa con el 62.3%, mientras que el sector privado avanzaba, mediante contratos con YPF SE, hacia el 37.7%.

Por lo tanto y como consecuencia de la evolución de la producción de las petroleras privadas, completada la primera etapa de la privatización en 1993, YPF SA participaba con el 48.1% de la producción de petróleo, correspondiendo un 15.7% al grupo económico argentino Pérez Companc, un 7.7% al conglomerado estadounidense Amoco, un 6.5% a la francesa Total Austral (TotalFinaElf) y un 5.0% y 3.7% a los grupos económicos locales Bidas y Petrolera Argentina San Jorge, respectivamente (Kozulj, 2002: 33). Es decir, que poco más del 80% de la producción de crudo del país se concentraba en 6 empresas, predominando en el liderazgo del oligopolio petrolero YPF SA. La producción de petróleo en Argentina aumentó aproximadamente un 75% durante la década del '90, y alrededor de un 50% del petróleo crudo fue producido para la exportación, donde los destinos más relevantes fueron –y siguen siendo– Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay.

Luego de la primera etapa de privatización de YPF y hasta fines de la década del 90', los principales productores de crudo en Argentina eran: YPF, Pérez Companc, Amoco, Total Austral, Petrolera Argentina San Jorge, Astra, Bidas, Tecpetrol y Pluspetrol. YPF y Pérez Companc liderando la producción de petróleo crudo; y ambas empresas junto a Total Austral liderando la producción de gas natural. Cabe señalar que Pérez Companc, Bidas, Tecpetrol y Pluspetrol, habían participado del programa de privatización de la empresa estatal, en un marco de diversificación de inversiones, y sobre fines de la década pasada realizaron las transacciones comerciales pertinentes, al mismo tiempo que incrementaban sus activos en el exterior, permitiendo al grupo Repsol adquirir la totalidad del capital accionario de YPF.

Hacia 1998, YPF concentraba el 40.36% de la producción de crudo, siguiéndole la argentina Pérez Companc con 11.30%, la estadounidense Pan American 9.10% (incluye Amoco y Bidas), las argentinas Astra 8.37% y P. A. San Jorge 7.76%, la francesa Total Austral 5.61% y la argentina Tecpetrol 3.73% (de Techint). Es decir, que más del 86% de la extracción de crudo se concentraba en 7 empresas (Anuario de Combustibles 1998 de la Secretaría de Energía de la Nación).

Para el año 2001, el 83% de la producción se concentraba en 5 empresas: 50.5% en Repsol YPF (incluyendo 12.4% de Astra y 2.4% de Pluspetrol), 9.7% en Pérez Companc, 9.7% en Chevron San Jorge, 8.6% en Pan American Energy y 4.3% en Tecpetrol. Entre los cambios importantes cabe resaltar la compra de Petrolera Argentina San Jorge por la estadounidense Chevron Texaco, la adquisición de las empresas argentinas Astra y Pluspetrol por la hispano-estadounidense Repsol YPF y la alianza entre Total Austral, Wintershall y Pan American Energy (Secretaría de Energía de la Nación, 2001). En suma, la situación del sector tras la privatización final de YPF, como señala Kozulj (2002: 34), se caracteriza por una altísima concentración y por la presencia de prácticamente un solo actor dominante: Repsol YPF. El barco del oligopolio ya tenía capitán, y era tan estadounidense como español, como fuera señalado oportunamente.

Operador	Producción (MM de m³)	Participación (%)
Repsol YPF	19,80	46.1
Pan American Energy Argentina (BP-Amoco)	5,04	11.7
Petrobras Energía	4,44	10.3
Chevron San Jorge (Chevron-Texaco)	4,44	10.3
Tecpetrol (Organización Techint)	1,92	4.5
Vintage Oil Argentina	1,68	3.9
Total Austral (TotalFinaElf)	1,68	3.9
<i>Subtotal</i>	<i>39,00</i>	<i>90.7</i>
TOTAL PAÍS	42,98	100.0

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (véase: <http://energia.mecon.gov.ar>).

Al 31/Dic/2003 el panorama de esta actividad no había cambiado demasiado, pues, el 90% de la extracción de petróleo crudo se concentraba en 7 empresas. Entre los cambios importantes en comparación con los dos años inmediatamente anteriores cabe resaltar la

compra de la argentina Pérez Companc por la estatal brasileña Petrobras. Como se puede observar en el Cuadro 16, Repsol YPF es el mayor productor de petróleo crudo del país, con una participación del 46.1%; luego le siguen la anglo-estadounidense Pan American Energy con 11.7%, la estatal brasileña Petrobras y la estadounidense Chevron San Jorge con 10.3% de concentración cada una, entre los mayores productores de crudo.

En el caso de la producción del gas natural se observan características similares de concentración e incluso prácticamente los mismos actores que se encuentran en la producción de petróleo. Es decir, se destaca la presencia de un oligopolio del upstream liderado y controlado por Repsol YPF.

Hacia 1998, YPF concentraba el 33.67% extracción de gas natural del país, siguiéndole Total Austral con 16.11%, Pluspetrol 9.35%, Pan American Energy 8.23%, Pérez Companc 7.45% y Tecpetrol 7.17%. Es decir, casi el 82% de la producción de gas natural se concentraba en 6 empresas (Anuario de Combustibles 1998, Secretaría de Energía de la Nación).

Cuadro 17. Concentración económica de la producción de gas natural en Argentina por operador, año 2003 (en millones de metros cúbicos y porcentajes)		
Operador	Producción (MM de m³)	Participación (%)
Repsol YPF	19.920	39.3
Total Austral (TotalFinaElf)	10.920	21.5
Pan American Energy	5.520	10.9
Pluspetrol (Repsol YPF)	5.040	9.9
Petrobras Energía	3.600	7.1
Tecpetrol (Techint)	3.120	6.2
<i>Subtotal</i>	<i>48.120</i>	<i>94.9</i>
TOTAL PAÍS	50.676	100.0

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (véase: <http://energia.mecon.gov.ar>).

Para 2003, el panorama no ha cambiado demasiado, pues, casi el 95% de la extracción de gas natural se concentraba en 5 empresas. Entre los cambios importantes cabe resaltar la compra de Pérez Companc por Petrobras y la adquisición de Pluspetrol por Repsol YPF en 2001. Como se puede observar en el Cuadro 17, Repsol YPF nuevamente ocupa el primer puesto, ya que resulta ser el mayor productor gasífero de Argentina, con una participación directa del 39.3%, la que se eleva a un 49.2% con la de Pluspetrol (bajo su control); luego le siguen la francesa Total Austral con 21.5%, la anglo-estadounidense Pan American Energy con 10.9%, la estatal brasileña Petrobras 7.1% y la argentina Tecpetrol 6.2%, entre las de mayor producción.

5. Notas sobre la estructura del mercado petrolero en el downstream a partir de la privatización

También en la actividad de procesamiento del crudo se ha consolidado, y al mismo tiempo contribuido, una oligopolización de esa actividad, también liderada por Repsol YPF con el correr del tiempo, característica que se replica en todos los eslabones del circuito productivo del petróleo.

En el Cuadro 18 se puede observar que el 85.3% del petróleo crudo procesado en Argentina se concentra en 3 empresas extranjeras: la hispano-estadounidense Repsol YPF con 55.3% (incluye más casi $\frac{3}{4}$ partes de la capacidad de producción de REFINOR), la anglo-holandesa Royal SHELL con 16.4% y la estadounidense ESSO con 13.6%.

Cuadro 18. Concentración económica de petróleo crudo procesado en Argentina por operador, año 2003 (en millones de metros cúbicos y porcentajes)		
Operador	Capacidad (MM de m³)	Participación (%)
Repsol YPF	18,60	55.3
SHELL	5,52	16.4
ESSO	4,56	13.6
EG3 (Petrobras)	1,80	5.4
Pecom Energy (Petrobras)	1,80	5.4
Refinor (50% de Repsol YPF, 28.5% Petrobras Energía y 21.5% Pluspetrol)	1,20	3.6
<i>Subtotal</i>	<i>33,48</i>	<i>99.6</i>
TOTAL PAÍS	33,63	100.0

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (véase: <http://energia.mecon.gov.ar>).

No obstante, según otras tablas e informes estadísticos disponibles en el Sitio Web de la Secretaría de Energía de la Nación (<http://energia.mecon.gov.ar>), al 31/Dic/2003 Repsol YPF concentraba el 62% de la capacidad de refinación del país, con sus tres refinerías: La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huincul, más el porcentaje controlante mayoritario que posee en la refinería de Campo Durán: REFINOR (Repsol YPF, 2004a: 39-41); luego le siguen la refinería de SHELL (en Campana) con 18% de participación y las dos de ESSO (en Dock Sud y Puerto Galván) con el 17%, correspondiendo a las refinerías de Petrobras (en Bahía Blanca y San Lorenzo) y demás el restante 3%. Es decir, según estos otros datos, el 97% de la actividad de refinación lo realizan sólo tres empresas, con claro control y liderazgo de Repsol YPF en el principal eslabón del downstream, siendo el responsable principal en la formación de precios de combustibles y uno de los más importantes en la formación de tarifas eléctricas y de gas, consolidando un mercado de competencia extremadamente imperfecto y con un poder de acción por parte del Estado nacional prácticamente disminuido al no competir como oferente en este eslabón, menos aun actor formador de precios y tarifas.

Dice Daniel Azpiazu (2002: 185-186):

“En efecto, la privatización de las destilerías de YPF de Campo Durán, San Lorenzo y Dock Sud, su adquisición por parte de otras importantes petroleras que integraron verticalmente su producción y la emergencia de firmas como EG3 (producto de la fusión de Puma, Isaura y Astra, que,

posteriormente, fue absorbida por la española Repsol) conllevaron cambios radicales en la conformación estructural del mercado”.

Cabe señalar que Repsol YPF y Petrobras han realizado en el año 2001 una operación de intercambio de activos con motivo de cumplir con reglamentaciones legales asociadas a la compra de YPF en 1999, a fin de evitar en consecuencia una posible acción oficial en materia de defensa de la competencia (Azpiazu, 2002: 186). Por consiguiente, Repsol YPF obtuvo el 30% de la refinería Alberto Pascualini (REFAP), situada en el Sur de Brasil y Petrobras la refinería de Bahía Blanca (Repsol YPF, 2002a: 41). En esta operación de intercambio entre Repsol YPF y Petrobras de Dic/2001 cabe señalar que YPF SA vendió a Repsol YPF sus inversiones en EG3 SA, EG3 Asfaltos SA y EG3 Red SA por un monto aproximado a los U\$S 559 millones, registrando una pérdida neta de U\$S 27 millones (YPF, 2002a: 42), adquiridas luego por Petrobras.

En Ene/2005, quedó consolidada la fusión en Argentina entre la estatal brasileña Petrobras y las petroleras argentinas Petrolera Santa Fe y EG3 (ésta última controlada por Petrobras Energía).

En el presente inmediato, es posible que un nuevo actor ingrese no sólo al área de negocio *downstream* en caso de adquirir los activos que SHELL tiene a la venta (refinería y cadena de estaciones de servicio) –con motivo de trasladar todas sus inversiones realizadas en el mundo hacia el Medio Oriente y Asia Central–, sino también en el área de negocio *upstream*, ya sea en asociación con Energía Argentina SA (ENARSA) en tareas de prospección de hidrocarburos en el Mar Argentino como mediante la importación de petróleo crudo venezolano (y de la explotación de la pequeña concentración de reservas que SHELL posee en el país) para ser procesado en una refinería venezolana-argentina ubicada en Campana en caso de concretarse la operación con SHELL, la cual se encuentra muy avanzada, según ejecutivos de las empresas y funcionarios del gobierno de Kirchner.

Hasta aquí se ha visto que el liderazgo del oligopolio petrolero en Argentina se encuentra liderado por Repsol YPF, empresa que participa con importantes representaciones en todos los eslabones de los circuitos productivos del petróleo, del gas natural y eléctrico, es decir, en toda la cadena energética.⁹

Para ir finalizando, del análisis esbozado en este capítulo sobre el programa de privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, su impacto en la relación reservas producción de hidrocarburos y la conformación de un oligopolio petrolero liderado por Repsol YPF, se destacan:

- 1° en relación a la propiedad de las reservas hidrocarburíferas del país, actualmente 8 empresas concentran el 87% de las reservas probadas de petróleo y 7 empresas el 82% de las reservas probadas de gas natural. Repsol YPF es propietaria

⁹ Para mayor información sobre el oligopolio energético que opera en Argentina, consultar el material AREP009 “Análisis de los principales conglomerados empresarios en las diversas fases de la cadena gasífera y en otros segmentos del mercado energético de Argentina”, de Ricardo Andrés De Dicco, publicado en Agosto de 2004 por el Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) de la Universidad del Salvador, Buenos Aires. <http://www.salvador.edu.ar/csoc/idicso/energia/energia.htm>

del 43% de las reservas probadas de petróleo (incluidas las de Pluspetrol) y del 47% de las de gas natural (incluidas las de Pluspetrol) de Argentina. A modo ilustrativo, de acuerdo a datos consultados en el Sitio Web de la Secretaría de Energía de la Nación: <http://energia.mecon.gov.ar>, se pueden identificar serias violaciones a los artículos 25 y 34 de la Ley N° 17.319 de Hidrocarburos, como fuera mencionado antes: Repsol YPF (2004a: 24) es titular de 85 bloques de explotación y de 30 bloques de exploración; Petrobras Energía posee 32 concesiones de explotación.

2° respecto al aumento significativo en la producción de petróleo y gas natural, se trata de un incremento del 80% en la producción de petróleo y del 140% en la de gas natural, en relación a los niveles anteriores a las reformas estructurales. El destino principal de este incremento no fue el mercado interno, ya que el 50% de la producción de petróleo y más del 13% de la producción del gas natural se destinaron a la exportación. En lo concerniente a la concentración de la producción e industrialización, casi el 91% de la extracción de petróleo se concentra en 7 empresas, y casi el 95% de la extracción de gas natural se concentra en 5 empresas. Por cierto, Repsol YPF controla el 46% de la producción de petróleo y el 49% de la producción de gas natural (incluida la de Pluspetrol). En el caso de la refinación de crudo se puede observar un mayor grado de concentración, ya que el 99% del mercado lo controlan sólo 4 empresas, bajo el fuerte liderazgo y control de Repsol YPF: 55.3%, 57.1% o 62%, según las tablas publicadas por la Secretaría de Energía de la Nación.

3° la reducción de la cantidad de pozos explorados es otro punto a destacar, la cual ha disminuido considerablemente con el inicio del programa de privatización de YPF, cerca de un -30% en el último quinquenio y más del -82% respecto al año posterior al inicio de la Reforma del Estado.

4° la disminución del horizonte de vida de las reservas (gas: de 34 años en 1988 a 12 años en 2003; petróleo: de 14 años en 1988 a 9 años en 2003), como resultado de la drástica reducción en la inversión de riesgo y simultáneamente el incremento significativo de la producción, acompañado de una extracción irracional de los recursos.

5° si bien la morfología del mercado hidrocarburífero es más abierta que en el esquema previo a las reformas estructurales, ello no se ha reflejado para nada, sino más bien el desarrollo de un mercado de competencia cada vez más imperfecto, por la alta concentración registrada tanto en la propiedad de las reservas como en la extracción e industrialización.

6° En la búsqueda de obtener ventajas competitivas, Repsol YPF y demás actores del oligopolio petrolero aprovecharon los altos niveles en las reservas para incrementar su producción con relevantes disminuciones en los esfuerzos exploratorios. Es decir, a mayor producción y menores esfuerzos exploratorios = rentabilidad excelente.

Por último, en relación a la alta concentración que caracteriza al sector hidrocarburífero en su conjunto, cabe señalar el siguiente comentario de Kozulj (2002: 35):

“(…) la elevada concentración de la propiedad de las reservas y de la producción es lo propio de la industria petrolera en todo el mundo, pretender lo contrario es casi absurdo, de lo que se debe deducir que el objetivo de lograr un mercado más competitivo constituía una simple retórica del discurso dominante de los noventa”.

No obstante, a fin de complementar el citado comentario, para un país subdesarrollado como Argentina no es lo mismo un oligopolio petrolero conformado por empresas privadas, menos aun si son extranjeras, que un mercado integrado verticalmente en una empresa petrolera estatal (e incluso celebrando contratos con empresas privadas) que monopolice prácticamente cada uno de los eslabones de la cadena hidrocarburífera, ya que los agentes económicos privados, en especial si son extranjeros, tienen como único objetivo la maximización de ganancias año tras año, con la menor inversión de riesgo posible e incremento sucesivo de la producción para exportación, más la transferencia de ingresos y capital al exterior, mientras que la rentabilidad de una empresa estatal es de carácter netamente social, pues al Estado nacional no le interesa lucrar con altos precios en los combustibles y en las tarifas públicas del mercado interno, dado que su único objetivo es servir de herramienta, de instrumento de poder, para el desarrollo de la economía del país y del bienestar general de la población.

Referencias bibliográficas

- ARGENTINA - SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN** (2005). *Boletín Anual de Reservas de Hidrocarburos 2003*. Secretaría de Energía - Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación. Buenos Aires.
- ____ (2004a). *Plan Energético Nacional (2004-2008). Programa de Gestión*. Secretaría de Energía - Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación. Buenos Aires.
- ____ (2004b). *Balances Energéticos, 1990-2002*. Secretaría de Energía, Ministerio de Economía de la Nación. Buenos Aires.
- ____ (2003). *Prospectiva 2002*. Secretaría de Energía - Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación. Buenos Aires.
- AZPIAZU, Daniel** (2002). *Las privatizaciones en la Argentina. Diagnósticos y propuestas para una mayor competitividad y equidad social*. Fundación OSDE - CIEPP. Buenos Aires.
- AZPIAZU, Daniel / BASUALDO, Eduardo** (2002). *El proceso de privatización en la Argentina. La renegociación con las empresas privatizadas. Revisión contractual y supresión de privilegios y de rentas extraordinarias*. Documento del Área de Economía y Tecnología de la FLACSO Argentina. Buenos Aires.
- BAO, Rodrigo / DE DICCO, Ricardo** (2003). *Análisis del Capital Social y de los Estados Contables de Repsol YPF al 31 de Diciembre de los años correspondientes al período 1999-2002*. Documento de Trabajo del Instituto de Energía e Infraestructura de la Fundación Arturo Illia (FAI). Buenos Aires.
- ____ (2002). *Las prácticas irregulares entre el Estado nacional, la Provincia del Neuquén y Repsol YPF. El caso del yacimiento gigante Loma de la Lata-Sierra Barrosa*. Documento de Trabajo del Instituto de Energía e Infraestructura de la Fundación Arturo Illia (FAI). Buenos Aires.
- BRITISH PETROLEUM** (2004). *Statistical Review of World Energy, June 2004*. BP. London.
- ____ (2003). *Annual Report 2003*. BP. London.
- CALCAGNO, Alfredo E. / CALCAGNO, Eric** (2003). *Argentina. Derrumbe neoliberal y proyecto nacional*. Ediciones Le Monde diplomatique, "El Dipló" - Capital Intelectual. Buenos Aires.
- ____ (2001). "La privatización del petróleo. Azaroso destino de YPF", en *Le Monde diplomatique, Edición Cono Sur* (Jul/2001). Capital Intelectual. Buenos Aires.
- CALLEJA, Gustavo Adolfo** (2005). "Repsol y la Acción de Oro de YPF S.A. España y Argentina: dos Estados, dos conductas", en *Info-Moreno* N° 83 (19-Ene-2005). Movimiento por la Recuperación de la Energía Nacional Orientadora (MORENO). Buenos Aires.
- ____ (2001a). "Un 'regalo' del Estado. El negocio (privado) petrolífero", en *Le Monde diplomatique, Edición Cono Sur* (Oct/2001). Capital Intelectual. Buenos Aires.
- ____ (2001b). "La Revolución Privatizadora. La experiencia argentina en el sector energético", en *Ciudadanos. La Revolución* (2001). Ediciones Fundación Arturo Illia (FAI) - Ediciones Corregidor, Año 2, N° 4. Buenos Aires.

DE DICCO, Ricardo Andrés (2004). *¿Crisis energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la 'crisis'*. SDTI022, Documento de Trabajo del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) de la Universidad del Salvador. Buenos Aires.

____ (2001). *Argentina y la probabilidad de una crisis energética a finales de la primer década del siglo XXI. Sin planificación el colapso será inevitable*. Documento de Trabajo del Instituto de Energía e Infraestructura de la Fundación Arturo Illia (FAI). Buenos Aires.

____ (2000). *Agotamiento de las reservas de petróleo y gas natural en Argentina*. Monografía realizada en el marco de la Cátedra "Estructura Social de Argentina" de la Escuela de Sociología, Facultad de Ciencias Sociales, Universidad del Salvador. Buenos Aires.

DE DICCO, Ricardo / FREDA, José Francisco (2004). *Diagnósticos y perspectivas del abastecimiento mundial y nacional de hidrocarburos del IDICSO-FAI, Octubre de 2004*. AREP011, Material del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) de la Universidad del Salvador y del Instituto de Energía e Infraestructura de la Fundación Arturo Illia (FAI). Buenos Aires.

DE DICCO, Ricardo / LAHOUD, Gustavo (2002a). *Soberanía, Geopolítica Energética y Patria Grande: ¿participamos o no de su construcción?* Documento de Trabajo del Instituto de Energía e Infraestructura de la Fundación Arturo Illia (FAI). Buenos Aires.

____ (2002b). *Geopolítica Energética Nacional*. Documento de Trabajo del Instituto de Energía e Infraestructura de la Fundación Arturo Illia (FAI). Buenos Aires.

DE DICCO, Ricardo / ZUNINO, Victoria (2004). *La salida de Cortina y el desembarco de Brufau con la 'Caixa'*. Informe del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) de la Universidad del Salvador. Buenos Aires.

FREDA, José Francisco (2004a). *Agotamiento de las reservas de hidrocarburos en Argentina*. AREP003, Material del Área Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) de la Universidad del Salvador. Buenos Aires.

____ (2004b). *Energía: ¿hacia dónde nos llevan?*. Informe del Movimiento por la Recuperación de la Energía Nacional Orientadora (MORENO). Buenos Aires.

____ (2003a). *Reservas de Hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos a nivel nacional y mundial. Perspectivas en el sector de generación térmica. Necesidad de una planificación energética nacional y una legislación del uso racional de la energía*. Documento de Trabajo del Instituto de Energía e Infraestructura de la Fundación Arturo Illia (FAI). Buenos Aires.

FREDA, J. F. / CALLEJA, G. / RIZZUTO, H. (2000). *La cuestión energética: las políticas aplicadas, las modificaciones a la Ley de Hidrocarburos, la prórroga de la concesión de Loma de la Lata y la supresión de los subsidios a los combustibles en la Patagonia*. Documento de Trabajo del Instituto de Energía e Infraestructura de la Fundación Arturo Illia (FAI). Buenos Aires.

GADANO, Nicolás (2000). "Determinantes de la inversión en el sector petróleo y gas en la Argentina", en HEYMANN, Daniel / KOSACOFF, Bernardo (2000), *La Argentina de los*

Noventa. *Desempeño económico en un contexto de reformas (Tomo II)*. CEPAL-EUDEBA-UBA, primera edición. Buenos Aires.

____ (1998). *La Desregulación Petrolera en Argentina*. Mimeo-YPF. Buenos Aires.

GADANO, Nicolás / STURZENEGGER, Federico (1998). *La Privatización de Reservas en el Sector Hidrocarburos*. Documento del Seminario de la Escuela de Economía Empresarial de la Universidad Torcuato Di Tella (UTDT). Buenos Aires.

GALASSO, Norberto (2002). *De la Banca Baring al FMI. Historia de la deuda externa argentina*. Ediciones Colihue, primera edición. Buenos Aires.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2004). *Annual Report 2004*. IEA. París.

KOZULJ, Roberto (2002). *Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles*. División de Recursos Naturales e Infraestructura de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) de la Organización de las Naciones Unidas (ONU). Santiago de Chile.

KOZULJ, Roberto / BRAVO, Víctor (1993). *La política de desregulación petrolera argentina. Antecedentes e impactos*. IDEE - Centro Editor de América Latina. Buenos Aires.

KOZULJ, Roberto / PISTONESI, Héctor (2004). *Elementos para el análisis de la actual crisis energética argentina*. Documento del Instituto de Estudios y Formación de la Central de Trabajadores Argentinos (CTA).

ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA (2003). *Sistema de Información Económica Energética*. OLADE. Quito.

ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES (2003). *OPEC Annual Statistical Bulletin 2002*. OPEC. Viena.

REPSOL YPF S.A. (2004a). *Avance de Resultados del Tercer Trimestre de 2004*. Repsol YPF S.A. Madrid.

____ (2004b). *Áreas de Negocio 2003*. Repsol YPF S.A. Madrid.

____ (2004c). *Cuentas anuales correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de Diciembre de 2003 y 2002 e Informe de Gestión de 2003*. Repsol YPF S.A. Madrid.

____ (2004d). *Informe Anual 2003*. Repsol YPF S.A. Madrid.

____ (2003). *Áreas de Negocio 2002*. Repsol YPF S.A. Madrid.

ROFMAN, Alejandro (1999). *Las economías regionales a fines del siglo XX. Los circuitos del petróleo, del carbón y del azúcar*. Editorial Planeta Argentina. Buenos Aires.

____ (1997). *Sistema socioeconómico y estructura regional en la Argentina*. Amorrortu Editores, segunda edición (actualizada). Buenos Aires.

SCHORR, Marín / ORTIZ, Ricardo (2002). *La reconfiguración del poder económico en el sector de los hidrocarburos durante la década del noventa y sus consecuencias en la salida de la Convertibilidad*. Ponencia presentada en las Vº Jornadas de Sociología, organizadas por la Carrera de Sociología de la Universidad Nacional de Buenos Aires (UBA), del 11 al 15 de Noviembre de 2002. Buenos Aires.

YPF S.A. (2002a). *Estados Contables al 31 de Diciembre de 2001, 2000 y 1999, juntamente con el Informe del Auditor y el Informe de la Comisión Fiscalizadora*. YPF S.A. Buenos Aires.

_____ (2002b). *Memoria 2001*. YPF S.A. Buenos Aires.

_____ (1994). *Memoria 1993*. YPF S.A. Buenos Aires.

BREVE HISTORIA DEL IDICSO

Los orígenes del IDICSO se remontan a 1970, cuando se crea el "Proyecto de Estudio sobre la Ciencia Latinoamericana (ECLA)" que, por una Resolución Rectoral (21/MAY/1973), adquiere rango de Instituto en 1973. Desde ese entonces y hasta 1981, se desarrolla una ininterrumpida labor de investigación, capacitación y asistencia técnica en la que se destacan: estudios acerca de la relación entre el sistema científico-tecnológico y el sector productivo, estudios acerca de la productividad de las organizaciones científicas y evaluación de proyectos, estudios sobre política y planificación científico tecnológica y estudios sobre innovación y cambio tecnológico en empresas. Las actividades de investigación en esta etapa se reflejan en la nómina de publicaciones de la "Serie ECLA" (SECLA). Este instituto pasa a depender orgánica y funcionalmente de la Facultad de Ciencias Sociales a partir del 19 de Noviembre de 1981, cambiando su denominación por la de Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) el 28 de Junio de 1982.

Los fundamentos de la creación del IDICSO se encuentran en la necesidad de:

- ❑ Desarrollar la investigación pura y aplicada en Ciencias Sociales.
- ❑ Contribuir a través de la investigación científica al conocimiento y solución de los problemas de la sociedad contemporánea.
- ❑ Favorecer la labor interdisciplinaria en el campo de las Ciencias Sociales.
- ❑ Vincular efectivamente la actividad docente con la de investigación en el ámbito de la facultad, promoviendo la formación como investigadores, tanto de docentes como de alumnos.
- ❑ Realizar actividades de investigación aplicada y de asistencia técnica que permitan establecer lazos con la comunidad.

A partir de 1983 y hasta 1987 se desarrollan actividades de investigación y extensión en relación con la temática de la integración latinoamericana como consecuencia de la incorporación al IDICSO del Instituto de Hispanoamérica perteneciente a la Universidad del Salvador. Asimismo, en este período el IDICSO desarrolló una intensa labor en la docencia de post-grado, particularmente en los Doctorados en Ciencia Política y en Relaciones Internacionales que se dictan en la Facultad de Ciencias Sociales. Desde 1989 y hasta el año 2001, se suman investigaciones en otras áreas de la Sociología y la Ciencia Política que se reflejan en las series "Papeles" (SPI) e "Investigaciones" (SII) del IDICSO. Asimismo, se llevan a cabo actividades de asesoramiento y consultoría con organismos públicos y privados. Sumándose a partir del año 2003 la "Serie Documentos de Trabajo" (SDTI).

La investigación constituye un componente indispensable de la actividad universitaria. En la presente etapa, el IDICSO se propone no sólo continuar con las líneas de investigación existentes sino también incorporar otras con el propósito de dar cuenta de la diversidad disciplinaria, teórica y metodológica de la Facultad de Ciencias Sociales. En este sentido, las áreas de investigación del IDICSO constituyen ámbitos de articulación de la docencia y la investigación así como de realización de tesis de grado y post-grado. En su carácter de Instituto de Investigación de la Facultad de Ciencias Sociales de la Universidad del Salvador, el IDICSO atiende asimismo demandas institucionales de organismos públicos, privados y del tercer sector en proyectos de investigación y asistencia técnica.

ÁREAS DE INVESTIGACIÓN DEL IDICSO

- | | | |
|--|---|--|
| <input type="checkbox"/> Desarrollo Social Local y Regional | <input type="checkbox"/> Organizaciones No Gubernamentales y Políticas Públicas | <input type="checkbox"/> Empleo y Población |
| <input type="checkbox"/> Recursos Energéticos y Planificación | <input type="checkbox"/> Relaciones Internacionales de América Latina | <input type="checkbox"/> Estudios sobre Asia y el Pacífico |
| <input type="checkbox"/> Gobernabilidad y Reforma Política | <input type="checkbox"/> Historia Cultural y Social Contemporánea | <input type="checkbox"/> Historia de las Relaciones Internacionales en el Mundo Antiguo y Medieval |
| <input type="checkbox"/> Sociedad, Estado y Religión en América Latina | <input type="checkbox"/> Relaciones Iglesia-Estados | <input type="checkbox"/> Migraciones y Derechos Humanos |
| <input type="checkbox"/> Teoría de las Relaciones Internacionales | <input type="checkbox"/> Análisis Político | <input type="checkbox"/> Filosofía Política y Social |

Decano de la Facultad de Ciencias Sociales:

Lic. Eduardo Suárez

Director del IDICSO:

Dr. Pablo Forni

Comité Asesor del IDICSO:

Dr. Raúl Bisio

Dr. Alberto Castells

Dr. Ariel Colombo

Dr. Floreal Forni

SERIE DOCUMENTOS DE TRABAJO DEL IDICSO (SDTI)

Edición y corrección: *Ricardo De Dicco*, Departamento de Comunicación y Tecnología del IDICSO

Tel/Fax: (+5411) 4952-1403

Email: idicso@yahoo.com.ar

Sitio Web: <http://www.salvador.edu.ar/csoc/idicso>

Hipólito Yrigoyen 2441

C1089AAU Ciudad de Buenos Aires

República Argentina