



IDICSO

Instituto de Investigación en Ciencias Sociales

Universidad del Salvador

SERIE DOCUMENTOS DE TRABAJO

© IDICSO.

Documento de Trabajo N° 038

Marzo de 2006

**Estudio sobre el agotamiento
de las reservas hidrocarburíferas
de Argentina, período 1980-2005**

Ricardo A. De Dicco

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

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

TABLA DE CONTENIDOS

Introducción	1
Capítulo 1. La dependencia hidrocarburífera.....	5
Capítulo 2. Evolución de las reservas y extracción de petróleo y gas natural	11
Capítulo 3. Evolución de las inversiones de capital de riesgo y las particularidades de la renta petrolera	31
Reflexiones finales.....	35
Anexo I: Resolución N° 324/2006, de Secretaría de Energía de la Nación	37
Referencias bibliográficas	47

NOTAS SOBRE EL AUTOR

Ricardo Andrés De Dicco

- Tesista de Lic. en Sociología de la Universidad del Salvador (USAL).
- Integrante del equipo de investigación del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO-USAL.
- Investigador del Centro de Estudios del Pensamiento Económico Nacional (CEPEN) de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad Nacional de Buenos Aires (UBA).
- Asesor de la Comisión de Energía y Combustibles de la H. Cámara de Diputados de la Nación.

Dirigir comentarios a la siguiente casilla de correo electrónico: idicsoenergia@yahoo.com.ar

**Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO:
<http://www.salvador.edu.ar/csoc/idicso/energia/energia.htm>**

**Departamento de Comunicación y Tecnología del IDICSO: idicso@yahoo.com.ar
<http://www.salvador.edu.ar/csoc/idicso>**

Introducción

Argentina marcha hacia un colapso energético sin retorno en el corto plazo, y el mercado no va a evitarlo planificando la disponibilidad energética del país en el futuro, ya que la razón de ser de la empresa privada es maximizar beneficios en el menor tiempo posible, minimizando las inversiones, y en particular las de capital de riesgo. En ese sentido, no se puede criticar a una empresa privada por querer obtener una renta extraordinaria, reduciendo sus costos operativos y aumentando los precios de los combustibles y tarifas de servicios públicos cuando ostenta una posición monopólica otorgada por el Estado. Por el contrario, ésta es la actitud esperable de un agente económico privado, de acuerdo con la teoría del *laissez faire, laissez passer*.

Lo que sí debe criticarse es que las empresas cometan incumplimientos contractuales, fraudes contables y evasión impositiva, y, por sobre todo, que el Estado no se haga cargo de esa problemática y fomente el descontrol de los mercados energéticos, en detrimento del abastecimiento presente y futuro del aparato productivo nacional. Al Estado le corresponde la responsabilidad de encausar mediante una intervención y regulación apropiada, los requerimientos socioeconómicos y el planeamiento estratégico nacional, sin perder de vista el objetivo de la actividad privada de generar ganancias. Las inversiones de capital de riesgo son necesarias para evaluar las posibilidades energéticas de un país, que son la base sobre la que el Estado debe planificar su desarrollo sostenible. Si la actividad privada no está obligada a realizar tales inversiones, tiene la posibilidad de evitarlas.

No es posible esperar inversiones en ningún área de la productividad o de la industria si no se asegura al inversor la disponibilidad de energía, por tiempo razonable y a precios que le permitan competir en los mercados (interno e internacional). Pensar que llegarán inversiones por la "*imagen del gobierno*" o por las "*señales del mercado financiero*", es menospreciar la capacidad de planeamiento de los países centrales, o de las empresas que a ellos responden, y no ver la realidad, por así decirlo, "*más allá de las narices*".

Por consiguiente, considerando que Argentina posee una matriz energética hidrocarburo-dependiente, con reservas petroleras y gasíferas en plena declinación y al borde de la importación neta de estos recursos naturales no renovables, cabe preguntarse: ¿cómo hará nuestro país para disponer de energía a partir del próximo quinquenio si tendrá que importarla a precios internacionales? No lo hará si no cuenta con una política energética que priorice sus necesidades internas y al bien común de sus habitantes por sobre los intereses particulares de las empresas, y un planeamiento que obligue a una explotación racional de nuestros escasos recursos hidrocarburíferos.

Desde la privatización del mercado ampliado de la energía, en particular de los segmentos petróleo, gas natural y eléctrico, no se han realizado las inversiones pertinentes para acompañar el crecimiento de la demanda interna ni tampoco se ha financiado el desarrollo de fuentes de energía primaria alternativas a los

hidrocarburos. Por el contrario, se optó por implementar un modelo energético caracterizado por:

- incrementar irracionalmente los niveles de extracción de hidrocarburos;
- desarrollar los pozos sin cuidado del medio ambiente;
- fijar una política de escasa exploración y escasa inversión en infraestructura;
- no diversificar la configuración de la matriz de fuentes de energía; y;
- divorciar al Estado de sus funciones básicas: planificación, regulación y gestión del sector energético.

Esta retirada del Estado dejó por resultado la inexistencia de una planificación de largo plazo y una configuración de la matriz energética que detenta una alta dependencia respecto a los hidrocarburos petróleo y gas natural.

Cuando se estudia la participación de Argentina en la concentración de reservas hidrocarburíferas en el nivel mundial, se observa que en la actualidad dispone de apenas el 0,3% de las reservas de petróleo, del 0,3% de las reservas de gas natural y del 0,3% de las reservas de carbón mineral. A modo ilustrativo, el total de las reservas certificadas de petróleo de Argentina sólo alcanzarían para cubrir el consumo de EE.UU. por 5 meses, o del mundo por tan sólo 45 días (véase Freda y De Dicco, 2004).

Cuando se arguye que el Estado está obligado a cuantificar estos recursos estratégicos, y disponer su utilización de forma tal que la Nación sea lo menos vulnerable y dependiente, hasta que el desarrollo de otros recursos energéticos alternativos brinden la posibilidad de sostener el desarrollo económico sin disminuir la calidad de vida de sus ciudadanos, surgen inmediatamente interrogantes que el gobierno de turno debería plantearse y contestar:

- ¿Argentina es un país hidrocarburífero con reservas para exportar indiscriminadamente?;
- ¿cumple el país con el concepto de "desarrollo sustentable"?;¹
- ¿es la energía necesaria y fundamental para el desarrollo?;²
- ¿qué se entiende por desarrollo y cómo debería encaminarse el país para alcanzarlo y hacerlo sostenible en tiempo?
- ¿tiene el país una política energética nacional orientada a un desarrollo económico sostenible?³

¹ Según el documento "*Commission on Environmental and Development*" (Ginebra, 1987), desarrollo sustentable es aquel capaz de satisfacer las necesidades de la actual generación, sin amenazar las correspondientes a las generaciones futuras, dejándoles a las mismas la opción de elegir su propio estilo de vida.

² Calificada en la conferencia de Naciones Unidas de 1992 como "*factor decisivo del desarrollo sustentable*" (...) "*Sin energía los países subdesarrollados no saldrán del subdesarrollo*" (París, 1992).

³ Cabe destacar que la política energética debe ser en sí misma sustentable. De no ser así, se condiciona la gobernabilidad del país.

Estudios recientes del IDICSO-USAL respecto a la disponibilidad de reservas hidrocarburíferas en el mundo (De Dicco y Freda, 2005), indican que el petróleo comenzará a escasear en cuarenta años o antes, y que el gas natural en aproximadamente sesenta años, y que el pico de extracción mundial de petróleo sería alcanzado entre 2005 y 2006. Frente a esta realidad, los países centrales ya trazaron su estrategia: Asia Central y Medio Oriente (en particular: Afganistán, Irak e Irán) son parte de ella.

Los principales países Latinoamericanos con respecto a la extracción de hidrocarburos, tales como Venezuela, Brasil y México (Petróleo: Venezuela con el 6,8% de las reservas mundiales, México con el 1,4% y Brasil con el 0,9%; Gas Natural: Venezuela con el 2,4% de las reservas mundiales), han reafirmado el dominio imprescriptible e inalienable del Estado sobre la propiedad y explotación de los hidrocarburos, sosteniendo el criterio de "recurso estratégico". Actualmente, Bolivia, país que concentra el 0,4% de las reservas mundiales de gas natural, ha reafirmado lo mismo.

Pese a que el petróleo y el gas natural proveen a la Argentina del 90% del total de la energía que consume, el Estado entregó el dominio y el control de lo que se extrae a un puñado de conglomerados petrolero-financieros, mayoritariamente extranjeros.

No se requiere de mucha imaginación para comprender el problema que se avecina en un contexto de agotamiento de las reservas hidrocarburíferas del país y de precios internacionales en pleno ascenso.

Un dato para nada menor es que Argentina se quedará sin disponibilidad de hidrocarburos antes que los países desarrollados, y con una demanda mundial creciente, que le dificultará el acceso al mercado externo, sumado a ello tiempos de planificación energética –para evitar una importación neta de energía y un colapso energético– poco o nada bondadosos.

Sin energía sería inconcebible la industrialización y la inversión en ciencia y técnica, así como la propia urbanización de la sociedad, sin importar sistemas económicos y políticos. Como fuera mencionado antes, no es posible esperar inversiones en ninguna rama del aparato productivo, en particular del sector industrial, si no se le asegura al inversor la disponibilidad de energía, por tiempo razonable y a precios y tarifas que le permita competir en los mercados interno e internacional.

Esta sustentabilidad en el tiempo hace inexcusable la ausencia del Estado en la política y planificación energética de cualquier país soberano. Sin energía disponible no existirán inversiones en la producción, se profundizará el subdesarrollo, las desigualdades en la distribución del ingreso, el empleo informal, el desempleo estructural y la pobreza. Peor aun, los reclamos y conflictos sociales crecientes podrían comprometer la sustentabilidad política. Nuevamente, entonces, cabe preguntarse: ¿cómo hará Argentina para disponer de energía más allá del próximo quinquenio?

De las consideraciones precedentes, surge la necesidad en el presente estudio de indagar, mediante un diagnóstico basado en datos empíricos oficiales para el período 1980-2005 en Argentina, sobre:

- la actual relación de dependencia hidrocarburífera del aparato productivo nacional;
- la evolución de las reservas certificadas y de la extracción de hidrocarburos, con sus respectivas irregularidades pasadas y presentes, para el período 1980-2005; y;
- la evolución de las inversiones de capital de riesgo en exploración, para el período 1980-2005, y las particularidades de la renta petrolera.

Capítulo 1. La dependencia hidrocarburífera

Las fuentes de energía se clasifican en primarias y secundarias. Por fuentes de energía primaria deberán entenderse aquellas que se obtienen de la Naturaleza y que no han sufrido proceso alguno en centros de transformación, tales como: hidroenergía, combustibles nucleares, hidrocarburos (petróleo crudo, gas natural y carbón mineral), leña, bagazo, eólica, solar, etc. Mientras que las fuentes de energía secundaria son aquellos productos energéticos que no pueden ser obtenidos de la Naturaleza y que son el resultado de la manipulación del hombre sobre las energías primaria (en centros de transformación) con el fin de que las mismas puedan satisfacer las necesidades del aparato productivo nacional: electricidad, gas distribuido por redes, gas de refinería, gas licuado, motonaftas, kerosene y aerokerosene, diesel-oil + gas-oil, fuel-oil, carbón residual, gas de coquería, gas de alto horno, coque de carbón, carbón de leña, no energéticos,⁴ etc.

Entonces, cuando se estudia la oferta de energía, que es la disponible para el consumo de un país, deben distinguirse las siguientes variables: producción, importación, exportación + bunker,⁵ variación de stock o inventario y energía no aprovechada. La oferta total de energía es aquella cantidad de energía primaria y secundaria disponible para cubrir las necesidades energéticas del país, tanto del consumo final de los sectores socioeconómicos, como del consumo propio del sector energético y de los centros de transformación.

Con respecto a la transformación, se hace referencia a la cantidad de flujos energéticos primarios y secundarios que ingresan al conjunto de centros de transformación, del cual resulta en energía secundaria; es decir, el cambio de transformación física o química de una fuente energética en otra por medio de los centros de transformación, de los cuales se obtienen productos energéticos. Los centros de transformación están constituidos por centrales eléctricas (hidroeléctricas, termoeléctricas, nucleoeléctricas, eólicas y paneles solares) asociadas al Servicio Público y de Autoproducción, así como también por plantas de tratamiento de gas, refinерías de petróleo, centros de carboneras y centros de coquerías y altos hornos.

El consumo es aquella energía utilizada tanto por el sector energético como por los diferentes sectores socioeconómicos para satisfacer sus requerimientos. Pueden distinguirse dos tipos de consumo: propio y final. El consumo propio es aquella cantidad de energía que es utilizada por el sector energético con el fin de satisfacer requerimientos de los eslabones de producción, transformación, transporte, distribución y almacenamiento. Mientras que el consumo final es aquel que abarca todos los flujos energéticos agrupados, considerando los

⁴ Los "no energéticos" son aquellas fuentes de energía secundaria que tienen contenido energético pero que no se utilizan para fines energéticos.

⁵ "Bunker" representa aquellos combustibles derivados del petróleo que abastecen a navíos y aeronaves fuera de las fronteras del país. "Por tal motivo, si bien no es una exportación, se lo agrega junto a estas, ya que desde el punto de vista energético, es como si lo fuera, restando a la Oferta Interna" (Secretaría de Energía de la Nación, 2006a).

sectores socioeconómicos en que son consumidos. El consumo final se constituye en consumo final energético y consumo final no energético. El primero concierne a la cantidad total de productos primarios y secundarios empleados por todos los sectores de consumo en la satisfacción de sus necesidades energéticas; el segundo abarca los volúmenes de productos que son empleados con fines no energéticos en todos los sectores de consumo. En suma, el consumo final total se trata de la totalidad de la energía que se entrega a los sectores de consumo, tanto para usos energéticos, como no energéticos. Los sectores socioeconómicos de consumo que se analizan en el presente estudio son los siguientes: Residencial, Comercial/Público, Transporte, Agropecuario e Industrial.

A partir de estas definiciones conceptuales de la Secretaría de Energía de la Nación (2006a), se procederá a caracterizar la oferta y el consumo totales de energía de Argentina para el año 2004.

En 2004 la relación de dependencia petro-gasífera de Argentina superó el 90%, registrándose una gravitación récord en el gas natural, de casi 49% (véase Cuadro 1), mientras que la participación del petróleo disminuyó levemente hasta 41,5%. En efecto, durante el ejercicio anual 2004, según la tabla "Cuadros Balance Energético Nacional, Serie 1970-2004" de la Secretaría de Energía de la Nación, la oferta total de energía primaria alcanzó los 87,2 millones de toneladas equivalentes de petróleo (TEP),⁶ de los cuales el 91,1% correspondió a los hidrocarburos petróleo, gas natural y carbón mineral, recursos naturales no renovables, mientras que los energéticos alternativos explicaron el 8,9% restante. Véase el Cuadro 1:

Cuadro 1. Oferta Total por fuentes de energía primaria, en miles de TEP y porcentajes, año 2004		
Fuente de Energía Primaria	TEP	%
Hidroenergía	3.279	3,8
Nuclear	2.379	2,7
Gas natural	42.544	48,8
Petróleo	36.204	41,5
Carbón mineral	668	0,8
Leña	800	2,4
Bagazo	650	
Otros primarios	679	
TOTAL OFERTA PRIMARIA	87.202	100,0

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2006b).

⁶ Al compararse la oferta primaria de 2004 con las correspondientes a los años 2003, 2000, 1990 y 1980, se observa un incremento del 1,6%, 3,9%, 70% y 88,5%, respectivamente.

El 97,8% de los 87,2 millones de TEP de oferta de energía primaria provino de la producción nacional, 2,1% de la importación, correspondiendo 0,1% a variaciones de stock. Al mercado interno se destinaron 71,4 millones de TEP, se exportaron 15,1 millones de TEP, correspondiendo el resto a energía no aprovechada.

Con respecto a las fuentes de energía secundaria, la oferta total alcanzada en 2004 fue equivalente a 73,7 millones de TEP (véase Cuadro 2).⁷ La electricidad participó con 12,6%, gas distribuido por redes 42,7%, gas de refinería 1%, gas licuado de petróleo (GLP) 5,2%, motonaftas 9%, kerosene y aerokerosene 1,7%, diesel-oil + gas-oil 16,6%, fuel-oil 4%, carbón residual 1,7%, gas de alto horno 0,4%, coque de carbón 1,1%, no energético 3,5%, gas de coquería 0,2% y carbón de leña 0,3%. Véase el Cuadro 2:

Cuadro 2. Oferta Total por fuentes de energía secundaria, en miles de TEP y porcentajes, año 2004		
Fuente de Energía Primaria	TEP	%
Electricidad	9.278	12,6
Gas Distribuido por Redes	31.443	42,7
Gas de Refinería	750	1,0
Gas Licuado	3.838	5,2
Motonaftas	6.641	9,0
Kerosene y Aerokerosene	1.258	1,7
Diesel-Oil + Gas-Oil	12.207	16,6
Fuel-Oil	2.934	4,0
Carbón Residual	1.289	1,7
No Energético	2.571	3,5
Gas de Coquería	194	0,2
Gas de Alto Horno	293	0,4
Coque de Carbón	798	1,1
Carbón de Leña	218	0,3
TOTAL OFERTA SECUNDARIA	73.712	100,0

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2006b).

El 97,6% de los 73,7 millones de TEP de oferta de energía secundaria provino de la producción nacional y el 2,4% restante de la importación. Al mercado interno se destinaron 63,4 millones de TEP, para la exportación 8,4 millones de TEP, correspondiendo el resto a energía no aprovechada, pérdidas y ajustes.

⁷ Al compararse la oferta secundaria de 2004 con las correspondientes a los años 2003, 2000, 1990 y 1980, se observa un incremento del 8,5%, 7,8%, 55,1% y 75,4%, respectivamente.

El consumo final total resultante de las fuentes de energía primaria y secundaria en 2004, luego del proceso de transformación y del consumo propio de las empresas del sector energético, fue equivalente a 45,7 millones de TEP, de los cuales 8,1% correspondió a consumo no energético, y el restante 91,9% al consumo de sectores socioeconómicos.

Los sectores socioeconómicos consumieron en 2004 unos 42 millones de TEP, de los cuales el sector Transporte participó con el 30,3% del consumo, el Industrial con 27%, el Residencial con 23,5%, el Agropecuario con 11,1% y el Comercial/Público con 8,1%, como se puede observar en el Cuadro 3.

Los energéticos de mayor consumo fueron el gas distribuido por redes, el diesel-oil + gas-oil y la electricidad. Los sectores de mayor consumo del gas distribuido por redes fueron el Residencial y el Industrial, y en menor medida el Transporte y el Comercial/Público. La casi totalidad del consumo de diesel-oil + gas-oil correspondió a los sectores Transporte y Agropecuario, con escaso consumo de los sectores Comercial/Público e Industrial. Y en relación a la electricidad, los mayores consumidores fueron el sector Industrial, el Residencial y el Comercial/Público, con escaso consumo de los sectores Transporte y Agropecuario. El bagazo, el carbón residual, el gas de coquería, el gas de alto horno y el coque de carbón son de consumo exclusivo del sector Industrial; las motonaftas las consume sólo el sector Transporte.

Las únicas fuentes de energía primaria consumidas por los sectores socioeconómicos mencionados fueron la leña, el bagazo y "Otros Primarios",⁸ ya que el resto (petróleo, gas natural, carbón mineral, hidroenergía y energía nuclear) son destinadas a los centros de transformación.

⁸ "La **producción de leña** (energético potencialmente renovable), proviene fundamentalmente de los bosques implantados, y de los bosque nativos". [...] "La leña es utilizada en forma directa como consumo residencial (calefacción y cocción) y en menor medida, en el sector industrial. Además, en el centro de transformación (carbonera) se lo transforma en Carbón de Leña" (Secretaría de Energía de la Nación, 2006a).

"El **Bagazo de caña** (que surge como el residuo del prensado de la caña para la producción azucarera) se lo transforma en energía eléctrica (en centrales de Autoproducción), pero la mayor parte, se la consume como combustible en la propia industria del azúcar. No se considera, el bagazo que se utiliza como materia prima para la fabricación de papel, dado que esto no es un insumo energético" (Secretaría de Energía de la Nación, 2006a).

"Dentro de **Otros Primarios**, se encuentra la Energía Eólica, la Energía Solar, diversos residuos del agro que se utilizan como combustibles, como ser cáscaras de girasol y otros cereales, marlo de maíz, aserrín de quebracho, el licor negro (proveniente de la industria del papel), y el gas de cola (gas derivado del licor negro, con alto contenido de monóxido de carbono).

No obstante, se incluyen también a los biocombustibles, que deberían considerárselos como energéticos secundarios. También se incluyen a la generación eólica asociada al Servicio Público, algo de energía solar (aunque de participación muy marginal) y a las Centrales de Autoproducción, que generan "[...] energía eléctrica a partir de cáscaras, aserrín de quebracho, licor negro y gas de cola. El resto, se lo consume directamente en el sector industrial como combustibles" (Secretaría de Energía de la Nación, 2006a).

Cuadro 3. Consumo Final de las fuentes de energía primaria y secundaria por sectores socioeconómicos, en miles de TEP, año 2004

Fuentes de Energía		Sectores socioeconómicos					
		Residencial	Comercial y Público	Transp.	Agrop.	Indust.	TOTAL
PRIMARIA	Leña	103	69	0	0	116	288
	Bagazo	0	0	0	0	564	564
	Otros primarios	63	0	0	129	324	516
SECUNDARIA	Electricidad	1.935	1.780	50	65	3.500	7.330
	Gas Distribuido por Redes	6.118	1.235	2.527	0	4.881	14.761
	Gas de Refinería	0	0	0	0	0	0
	Gas Licuado	1.318	204	0	58	373	1.953
	Motonaftas	0	0	3.226	0	0	3.226
	Kerosene y Aerokerosene	135	0	369	0	0	504
	Diesel-Oil + Gas-Oil	0	68	6.517	4.257	73	10.915
	Fuel-Oil	0	35	39	154	569	797
	Carbón Residual	0	0	0	0	432	432
	No Energético	0	0	2	0	225	227
	Gas de Coquería	0	0	0	0	72	72
	Gas de Alto Horno	0	0	0	0	165	165
	Coque de Carbón	0	0	0	0	83	83
Carbón de Leña	218	0	0	0	0	218	
TOTAL CONSUMO FINAL		9.890	3.390	12.730	4.662	11.376	42.048

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2006b).

El sector Residencial consumió 9,9 millones de TEP, de los cuales el 61,9% correspondió al gas distribuido por redes, 19,6% a electricidad, 13,3% a gas licuado de petróleo envasado, 2,2% a carbón de leña, 1,4% a kerosene, 1% a leña y 0,6% a "Otros Primarios".

El sector Comercial/Público consumió 3,4 millones de TEP, de los cuales el 52,5% correspondió a la electricidad, 36,5% al gas distribuido por redes, 6% a gas licuado de petróleo envasado, 2% a leña, 2% a diesel-oil + gas-oil y 1% a fuel-oil.

El sector Transporte consumió 12,7 millones de TEP, de los cuales el 51,2% correspondió al diesel-oil + gas-oil, 25,3% a motonaftas, 19,9% al gas

distribuido por redes (GNC: gas natural comprimido para uso vehicular), 2,9% al aerokerosene, 0,4% a electricidad y 0,3% a fuel-oil.

El sector Agropecuario consumió 4,7 millones de TEP, de los cuales el 91,3% correspondió al diesel-oil + gas-oil, 3,3% a fuel-oil, 2,8% a "Otros Primarios", 1,4% a electricidad y 1,2% a gas licuado de petróleo envasado.

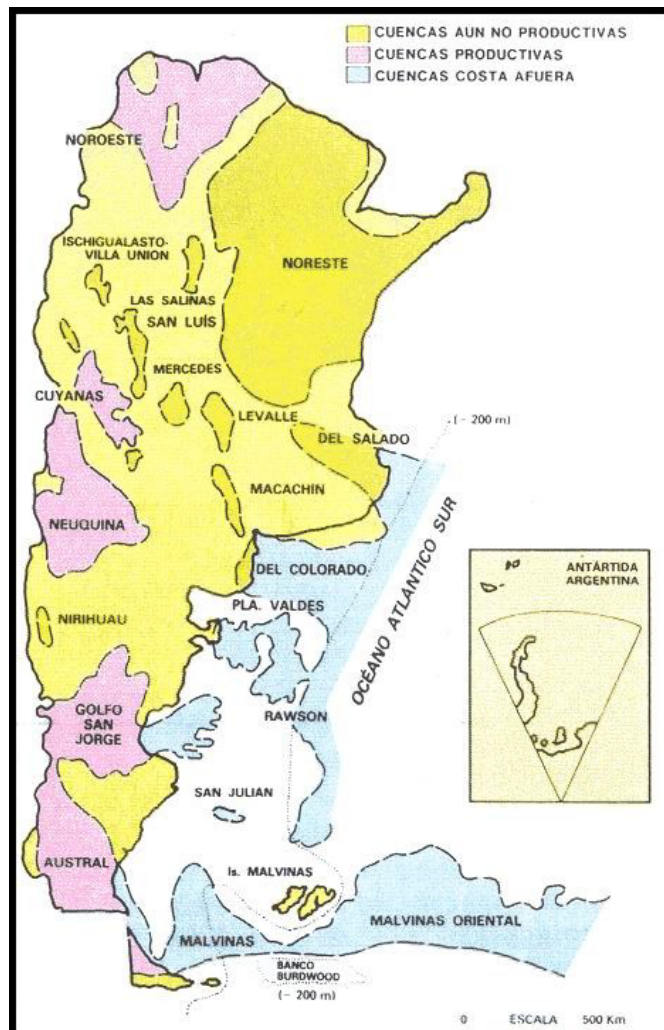
El sector Industrial consumió 11,4 millones de TEP, de los cuales el 42,9% correspondió al gas distribuido por redes, 30,8% a electricidad, 5% a fuel-oil, 5% a bagazo, 3,8% a carbón residual, 3,3% a gas licuado de petróleo, 2,8% a "Otros Primarios", 2% a "No Energético", 1,5% a gas de alto horno, 1% a leña, 0,7% a coque de carbón, 0,6% a diesel oil + gas-oil y 0,6% a gas de coquería.

En suma, los hidrocarburos petróleo y gas natural satisfacen el 90% de las necesidades energéticas del país, lo que denota una preocupación muy seria cuando se aborde en el próximo capítulo el agotamiento de las reservas de ambos recursos naturales no renovables, sumado a ello el costo que significará para el aparato productivo nacional la importación de estos recursos estratégicos una vez que la oferta propia sea escasa o inexistente.

Capítulo 2. Evolución de las reservas y extracción de petróleo y gas natural

Las cuencas sedimentarias son amplias hondonadas que se encuentran en los zócalos donde las capas sedimentarias se han acumulado en capas concéntricas (las más recientes en el centro y las más antiguas hacia el exterior). Según la Secretaría de Energía de la Nación,⁹ en Argentina han sido identificadas 19 cuencas sedimentarias, con una superficie total de aproximadamente 1.750.000 km². En el presente, las cuencas productivas de hidrocarburos son cinco: Noroeste (NOA), Cuyana, Neuquina, Golfo de San Jorge y Austral (o Magallanes). Considerando solamente la porción emergida, su superficie abarca un 40% de lo que en la actualidad se conoce como cuencas útiles a los fines del negocio petrolero. En el Mapa 1 se presenta la ubicación geográfica de las cinco cuencas sedimentarias del país:

Mapa 1. Ubicación geográfica de las cuencas sedimentarias de hidrocarburos



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación (<http://energia.mecon.gov.ar>).

⁹ <http://www.energia.gov.ar>

- Austral o de Magallanes: Provincias de Tierra del Fuego, Santa Cruz y aguas aledañas a las Islas Malvinas.
- Cuyana o de los Bolsones: Provincia de Mendoza.
- Golfo San Jorge: Provincias de Santa Cruz, Chubut y aguas del Golfo San Jorge.
- Neuquina: Provincias de Neuquén, Mendoza, Río Negro y La Pampa.
- Noroeste (NOA): Provincias de Salta, Jujuy y Formosa.

Las reservas hidrocarburíferas son acumulaciones de hidrocarburos fluidos que contienen yacimientos naturales. El volumen de las reservas es calculado mediante procedimientos matemáticos basados en sus propiedades físicas. Las reservas probadas de hidrocarburos son las que representan cantidades estimadas de petróleo crudo (incluyendo condensado, líquidos de gas) y de gas natural, encontrándose las mismas en regiones donde las perforaciones llevadas a cabo permiten establecer 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.

Las reservas se clasifican en comprobadas y no comprobadas:

Diagrama 1. Clasificación de reservas de hidrocarburos



Fuente: elaboración propia en base a datos del IDICSO-USAL.

Las reservas comprobadas (o probadas o certificadas) son aquellas cantidades de petróleo, gas natural o carbón mineral que, en base al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con un margen inferior al 10%. Sólo son comercialmente recuperables a partir de una fecha dada, de reservorios conocidos, bajo las actuales condiciones económicas, métodos operativos y reglamentaciones gubernamentales. Es decir, la reserva de un yacimiento hidrocarburífero es una fracción del hidrocarburo original *in situ*, dado que no es posible extraer el total del energético existente, y el valor de esa fracción fluctúa entre un 15% y 60% del total del hidrocarburo existente. En ese sentido, se dirá que las reservas comprobadas o certificadas son el resultado de la obtención de ese valor.

En lo concerniente a las reservas no comprobadas, se subdividen en probables y posibles. Las reservas probables son aquellas que han sido descubiertas, pero

no han sido medidas ni evaluadas; es decir, no certifican el valor de la variación mencionada existente en esa fracción. Por consiguiente, suele tomarse para el registro de reservas totales la sumatoria de las reservas comprobadas y del 50% de las reservas probables. Y las reservas posibles son aquellas que no se basan en información científica, sino que se especula que "posiblemente" se encuentren cantidades determinadas de hidrocarburos.

Las definiciones conceptuales y clasificación de reservas de la Secretaría de Energía de la Nación pueden encontrárselas también en la reciente Resolución N° 324/2006 (véase Anexo 1).

Según el último boletín de la Secretaría de Energía de la Nación (2005a), el remanente de las reservas comprobadas de petróleo al 31 de Diciembre de 2004 alcanzaba los 368,9 millones de m³, y el correspondiente a las de gas natural, para igual fecha, alrededor de 534 mil millones de m³. En relación a la extracción hidrocarburífera, al finalizar el ejercicio anual 2004 la correspondiente a los yacimientos petroleros alcanzó los 40,4 millones de m³, y la gasífera superó los 52 mil millones de m³ (véase Cuadro 4).

No obstante, considerando que el nivel de extracción petrolera correspondiente al ejercicio 2005 fue equivalente a 38,5 millones de m³, según datos provisorios consultados en la tabla dinámica "*Producción y Pozos*" de la Secretaría de Energía de la Nación (2006c), el remanente de reservas probadas de petróleo al 31 de Diciembre de 2005 debería registrar al menos 330,4 millones de m³; con un coeficiente de reservas/extracción (horizonte de vida) de 8,6 años al ritmo de extracción de 2005. Con respecto a las reservas probadas de gas natural, teniendo en cuenta el nivel de extracción gasífera registrado durante el ejercicio 2005 de 51.453 millones de m³, según datos de la mencionada tabla dinámica oficial, el remanente de las mismas al 31 de Diciembre de 2005 debería ser equivalente a 482.764 millones de m³, con un horizonte de vida (relación reservas/extracción) de 9,4 años (véase Cuadro 5).

Con respecto a la distribución geográfica de las reservas y extracción de hidrocarburos, en el Gráfico 1 puede observarse que la cuenca Neuquina concentra buena parte de las reservas del país: 36,4% de las reservas petroleras y 50,7% de las reservas gasíferas. También puede observarse que los principales reservorios de petróleo se ubican en la cuenca Golfo San Jorge: 49,6%. La mitad de las reservas gasíferas se concentran en la cuenca Neuquina, y yacimientos importantes en las cuencas del NOA y Austral: 18% y 24,5%, respectivamente.

En lo concerniente a la extracción, en el Gráfico 2 se observa nuevamente una mayor concentración en la cuenca Neuquina: 44,4% de petróleo y 60,8% de gas natural. También se destaca la participación de la extracción petrolera en la cuenca del Golfo San Jorge: 40,6%, y las participaciones de la extracción gasífera en las cuencas del NOA y Austral: 14,3% y 17,5%, respectivamente.

Cuadro 4. Comparación de los Horizontes de Vida de Petróleo y Gas Natural según clasificación de reservas, al 31/Dic/2004 (en millones de metros cúbicos y años)

Hidrocarburo	Reservas (en millones de m ³)	Extracción (en millones de m ³)	Relación R/E (años)
PETRÓLEO	Comprobadas = 368,9	40,4	9,1
	Comprobadas + 50% de Probables = 444,4		11,0
GAS NATURAL	Comprobadas = 534.217	52.317	10,2
	Comprobadas + 50% de Probables = 648.798		12,4

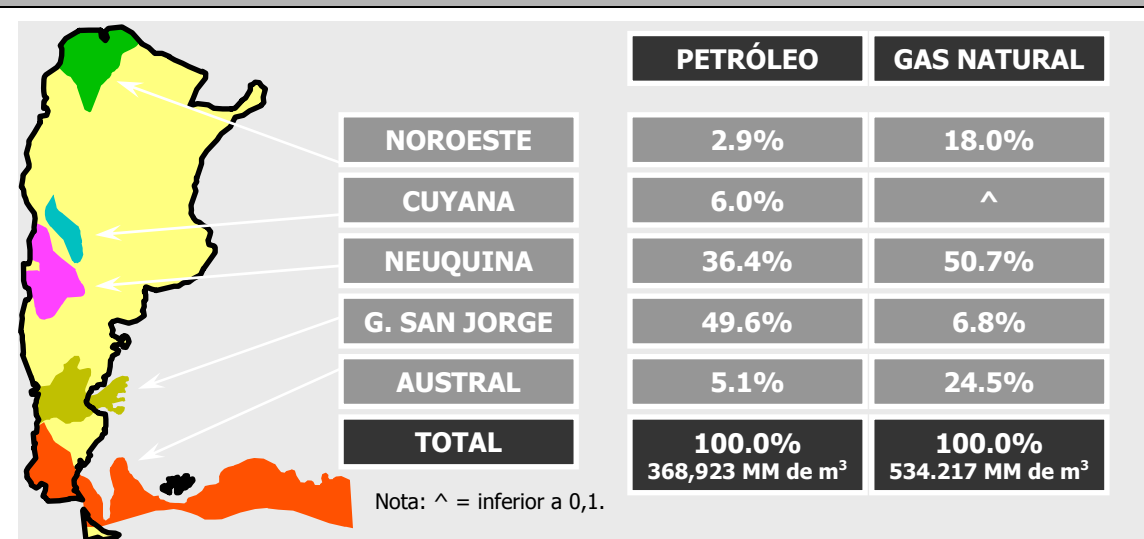
Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2005a).

Cuadro 5. Estimación del remanente de reservas comprobadas y del horizonte de vida de hidrocarburos al 31/Dic/2005 (en millones de metros cúbicos y años)

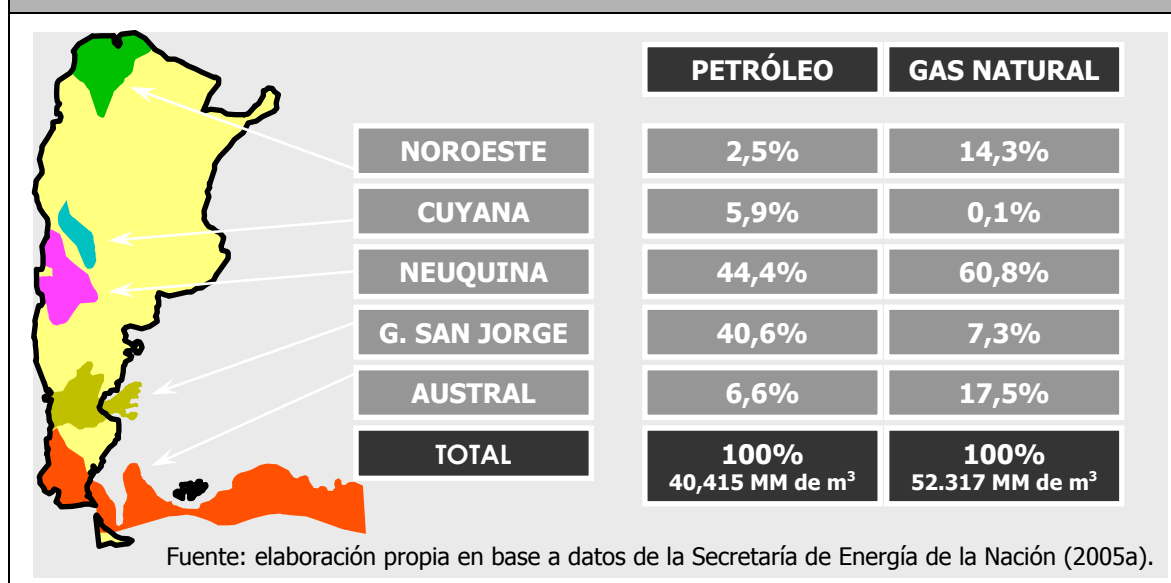
Hidrocarburo	Reservas Comprobadas (en millones de m ³)	Extracción (en millones de m ³)	Relación R/E (años)
PETRÓLEO	330,4	38,5	8,6
GAS NATURAL	482.764	51.453	9,4

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2006c).

Gráfico 1. Distribución geográfica de las Reservas Comprobadas de Hidrocarburos, correspondiente al 31/Dic/2004



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

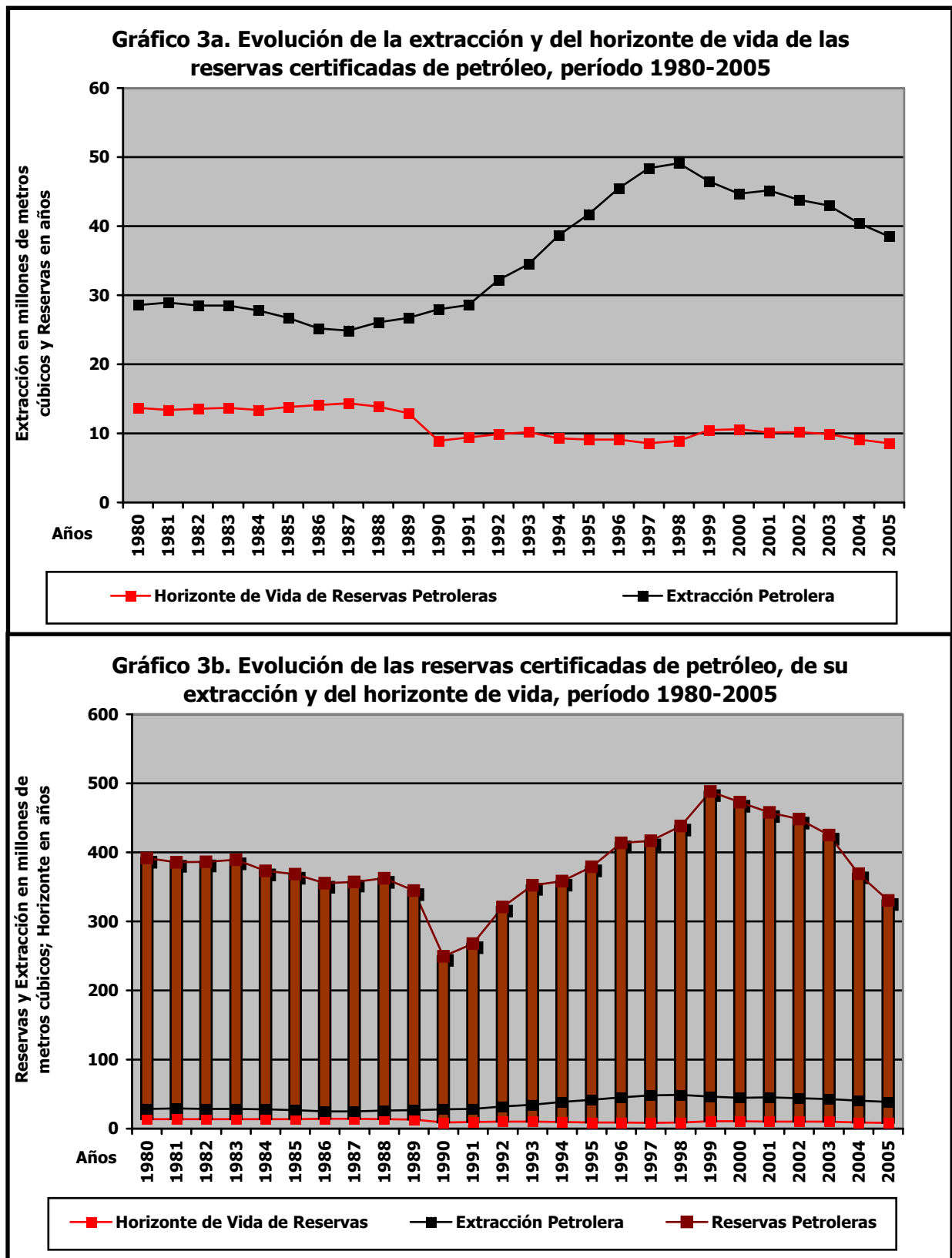
Gráfico 2. Distribución geográfica de la Extracción Hidrocarburífera, correspondiente al 31/Dic/2004

En el Gráfico 3a se presenta la evolución de la extracción y del horizonte de vida de las reservas comprobadas de petróleo para el período 1980-2005, en base a datos del boletín anual de hidrocarburos de la Secretaría de Energía de la Nación (2005a). Durante el período 1980-1989 puede observarse que el nivel de extracción petrolera era en promedio 27 millones de m³ anuales; mientras que durante el período 1990-1999 el promedio anual de extracción alcanzó los 39 millones de m³, alcanzando el pico de extracción en 1998, con 49 millones de m³,¹⁰ incrementándose un 44% con el nuevo modelo energético respecto al modelo de gestión estatal.

Para el quinquenio 2000-2004 el promedio de extracción alcanzado fue de 43 millones de m³, un 10% superior al registrado durante la década del '90 y un 12% inferior al registrado en 1998; incluso, si se compara el nivel de extracción de 2004 con el de 1998, la disminución corresponde al 18%.

No obstante, el horizonte de vida de reservas petroleras disminuyó de 14 años en 1988 (el año previo a las reformas estructurales) a 9,1 años en 2004. Sin embargo, para fines de 2005, y como fuera mencionado antes, el horizonte había disminuido a 8,6 años (véase Cuadro 5).

¹⁰ Durante la primera etapa de la privatización de YPF, período 1989-1992, el nivel de extracción promedio anual fue de 29 millones de m³, un 7% superior respecto al promedio registrado durante la década del '80, destacándose una disminución del horizonte de vida de las reservas durante dicha etapa de privatización, de 13 a 10 años de reservas certificadas de petróleo.



Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2005a y 2006c).

Cuando se analiza la evolución de las reservas certificadas de petróleo, en el Gráfico 3b se observa que en 1989, año de inicio de las reformas estructurales de la primer Administración Menem, tales reservas eran de 344,6 millones de m³ y al año siguiente habían disminuido casi un 28%, registrándose 249,6 millones de m³ al 31/Dic/1990.

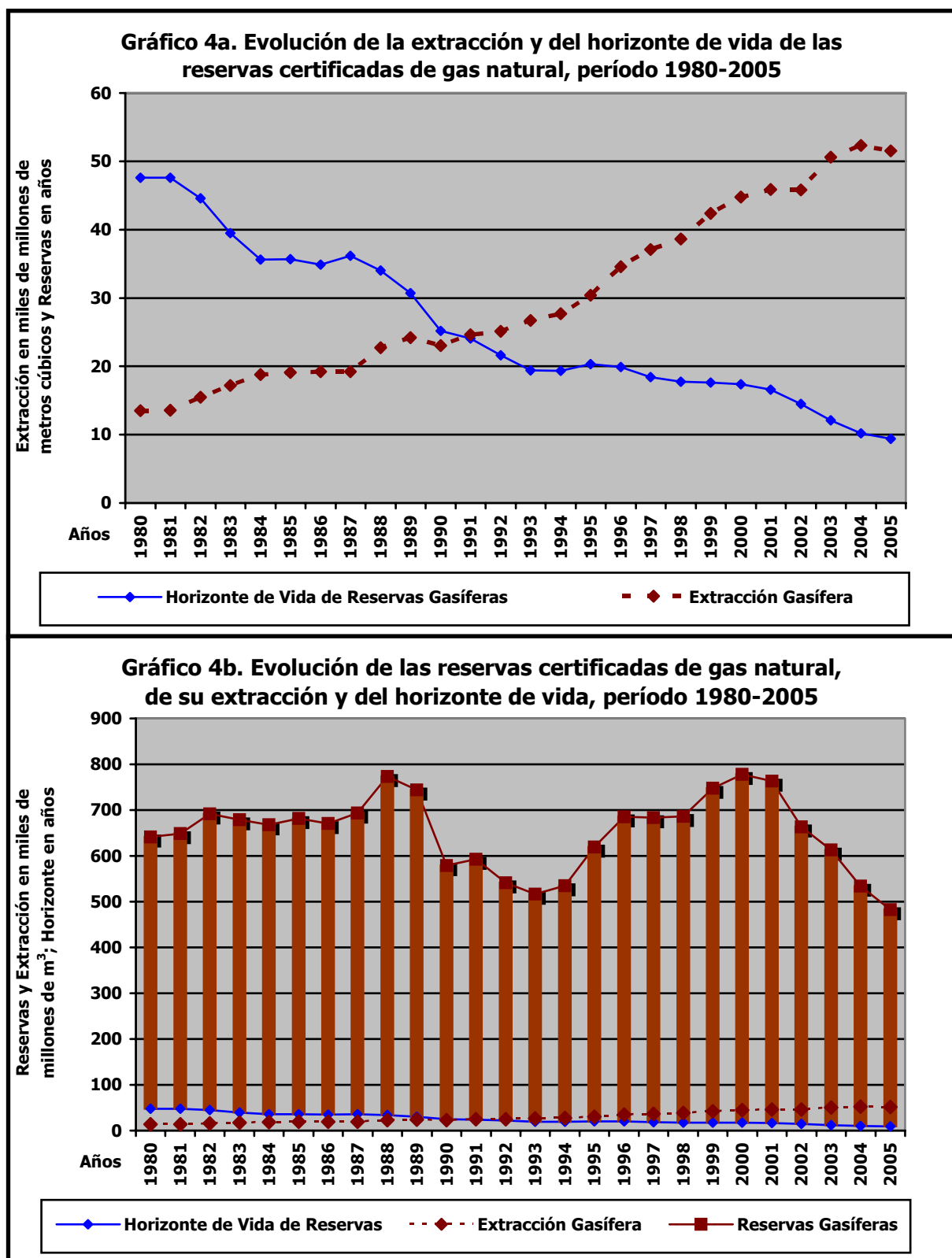
Considerando el nivel de extracción de 1990, equivalente a 28 millones de m³, no se entiende bien cómo es posible que el remanente de reservas para ese año haya caído muy por debajo de los 316 millones de m³.

No obstante, durante los dos años posteriores se "recuperan" reservas, alcanzando los 320 millones de m³. Para fines de 2004 el remanente de reservas certificadas de petróleo es muy similar al del año previo a las reformas estructurales, con la diferencia de que entonces se contaba con un horizonte de vida de casi 14 años, y en 2004 con 9 años, producto del aumento significativo de la extracción durante el período 1989-1998 y de los esfuerzos exploratorios supuestamente "realizados" en igual período.¹¹

En el caso del gas natural, como puede observarse en el Gráfico 4a, durante el período 1980-1989 el nivel de extracción promedio correspondió a 18 mil millones de m³. Durante el período 1990-1999 el promedio anual de extracción gasífera alcanzó los 31 mil millones de m³, es decir, un 72% superior al registrado durante la década anterior. Asimismo, cabe señalar que entre 1980 y 1989 la extracción gasífera se había incrementado un 79%, debido principalmente al ingreso del NEUBA II a la red de gasoductos troncales que abastecen al mercado interno. Este incremento registrado durante los años '80 explica por qué había descendido el nivel de extracción petrolera durante igual período, ya que la política energética de entonces estaba orientada a otorgar mayor participación al gas natural en la matriz de consumo energético, en particular en el suministro a las centrales térmicas y abastecer a las grandes industrias.

También puede observarse en el Gráfico 4a que, a diferencia del petróleo que alcanzó su pico de extracción en 1998, en el caso del gas natural la extracción todavía no ha alcanzado su "pico" y su posterior declinación durante el quinquenio 2000-2004; más bien se trataron de niveles récord (más de 52 mil millones de m³ en 2004, un 3% superior al de 2003 y casi 17% más que el de 2000). Ello se explica por las exportaciones, las cuales incrementaron significativamente el nivel de extracción a partir de 1996. No obstante, consideramos que el pico de extracción gasífera fue alcanzado en 2005.

¹¹ Ex funcionarios técnicos de la Secretaría de Energía de la Nación arguyen que los datos de las reservas hidrocarburíferas fueron manipulados antes de la privatización de YPF S.E. y de la concesión de las áreas centrales y marginales con el fin de beneficiar a las empresas adjudicadas en las licitaciones y para que éstas puedan mostrar, luego de la privatización, supuestas inversiones de capital de riesgo.

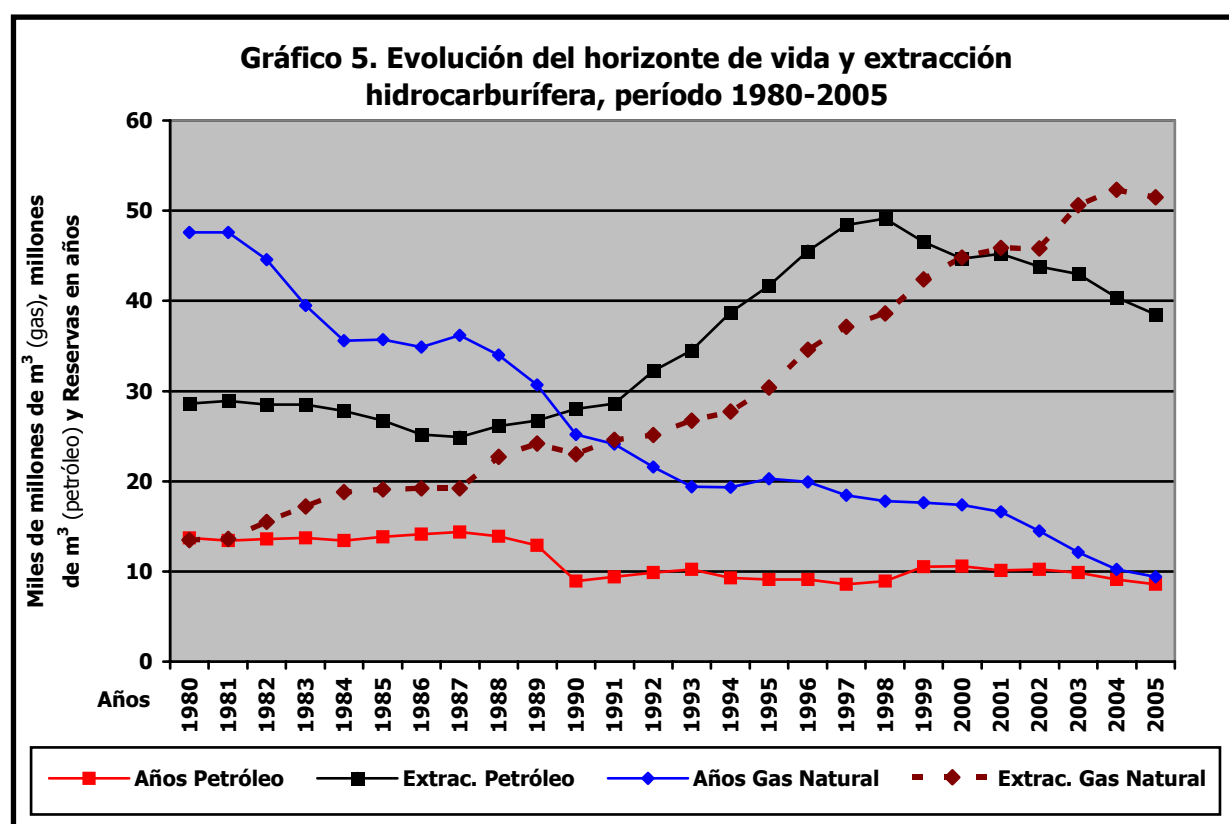


Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2005a y 2006c).

Cuando se analiza la evolución de las reservas certificadas de gas natural, en el Gráfico 4b se observa que en 1989 tales reservas eran de 743.900 millones de m³ y al año siguiente habían disminuido más de un 22%, registrándose 579.100 millones de m³ al 31/Dic/1990. Considerando el nivel de extracción de 1990, equivalente a 23 mil millones de m³, aquí, como en el caso de las reservas petroleras, tampoco se entiende bien cómo es posible que el remanente de reservas para ese año haya caído muy por debajo de los 720 mil millones de m³.

No obstante, al año siguiente aumentaron a 592 mil millones de m³ y volvieron a disminuir drásticamente en 1993 a 516 mil millones de m³. A partir de 1994 el nivel de reservas certificadas se fue incrementando hasta alcanzar un registro récord en el año 2000, con un remanente de 777 mil millones de m³, similar al registrado en 1988: 773 mil millones de m³. De 34 años de reservas certificadas en 1988 se pasó a 10,2 años en 2004. Sin embargo, para fines de 2005, y como fuera mencionado antes, el horizonte de vida había disminuido a 9,4 años (véase Cuadro 5).

A modo de resumen de los gráficos mencionados anteriormente, en el Gráfico 5 se pueden apreciar las curvas de crecimiento de la extracción hidrocarburífera y las curvas de declinación del horizonte de vida de estos recursos naturales no renovables, para el período 1980-2005.



Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2005a y 2006c).

La información precedente sugiere la existencia de manipulación de datos en la producción estadística concerniente a las reservas certificadas y extracción de hidrocarburos, en particular por la caída sin explicaciones racionales de tales reservas durante los años inmediatamente previos a la privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado (en adelante YPF SE).

Sobre la base de los esfuerzos exploratorios efectuados en los últimos años en las cinco cuencas que hasta el presente han resultado económicamente productivas para el capital privado, el total de reservas a considerar en el cálculo prospectivo es:

Volumen de Reservas Comprobadas al **31/Dic/2004** + 50% del Volumen de Reservas Probables actuales.

Es decir:

Volumen de Reservas Totales de Petróleo (en millones de metros cúbicos)

$$VT = VRC + 50\% VRPb$$

$$VT = 368,9 + 75,5 = 444,4 \text{ millones de m}^3$$

Volumen de Reservas Totales de Gas Natural (en millones de metros cúbicos)

$$VT = VRC + 50\% VRPb$$

$$VT = 534.217 + 114.581 = 648.798 \text{ millones de m}^3$$

Como se observa en el Cuadro 5, el horizonte de vida de las reservas certificadas de petróleo y gas natural de Argentina alcanzan para 8,6 y 9,4 años, respectivamente, al ritmo de extracción de 2005. Para el caso de las reservas comprobadas de petróleo, de continuar la leve disminución anual de los volúmenes extraídos, lo cual se viene registrando desde 1998, se estima que la disponibilidad de las mismas alcance hasta 2013/2014. Para el caso de las reservas comprobadas de gas natural, suponiendo que el pico de extracción se haya alcanzado en 2005 y a partir de entonces se registre una leve disminución de la extracción durante los años subsiguientes, la disponibilidad de las mismas podría alcanzar hasta 2014/2015. No obstante, el horizonte de vida de las reservas hidrocarburíferas comprobadas más el 50% de las probables extendería la disponibilidad de tales recursos estratégicos apenas un par de años.

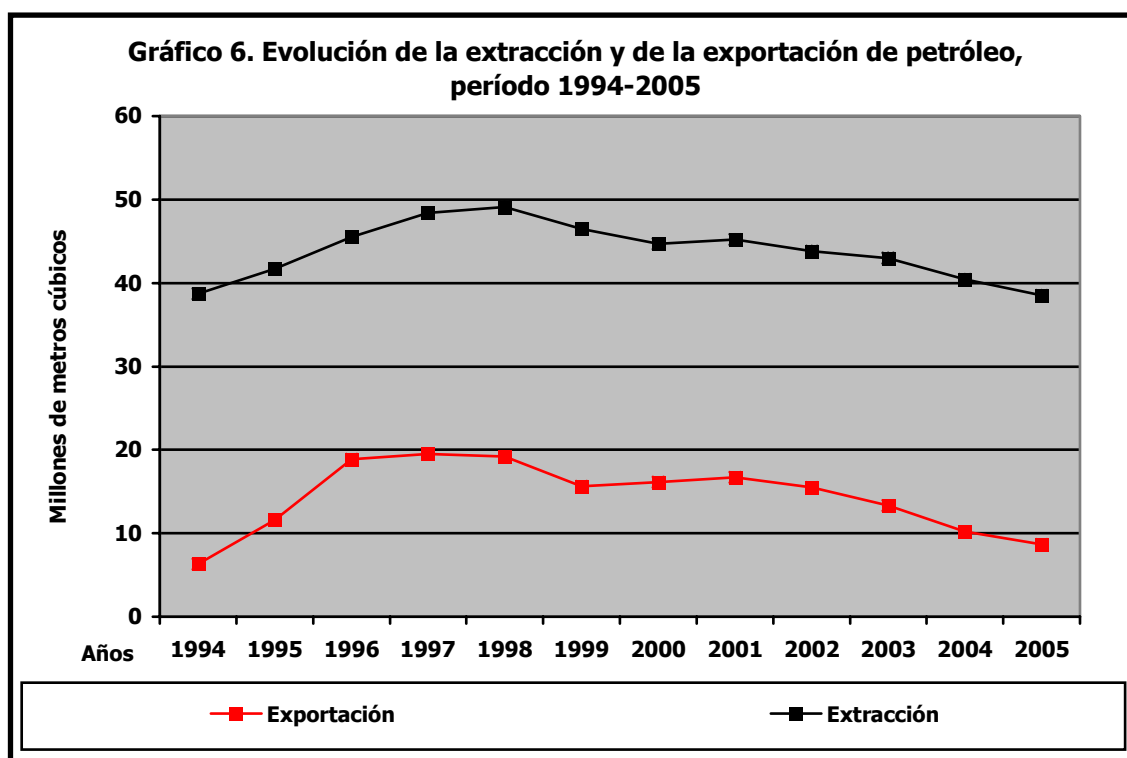
Asimismo, la importación neta de ambos hidrocarburos será realidad a partir de 2009,¹² cuando la extracción nacional no pueda satisfacer en tiempo y forma las

¹² Incluso la compañía Repsol YPF observa en su documento *Estrategia 2005-2009*, publicado el 31 de Mayo de 2005, que "Argentina se está convirtiendo en un importador neto de crudo y productos lo que generará aumentos de los precios hasta niveles de paridad de importación en 2009" (pág. 51). En el mismo documento también se aprecia el volumen de inversiones proyectadas para el período 2005-2009 en el país: U\$S 4.100 millones, de los cuales el 91% se

entregas a los transportistas, refinerías, petroquímicas, fraccionadoras, distribuidoras troncales, centrales térmicas, grandes industrias y bocas de expendio.

El actualmente bajo nivel de reservas de hidrocarburos se debe al cambio de modelo energético resultante de las reformas estructurales encaradas por la primer administración Menem a partir de 1989. Se incrementó drásticamente la extracción hidrocarburífera al mismo tiempo que los esfuerzos exploratorios no acompañaron acordemente a fin de incrementar reservas.

Con respecto a la exportación de hidrocarburos, en el caso del petróleo cabe señalar que tras la privatización de YPF SE la misma aumentó significativamente. En 1994 se exportaron 6,3 millones de m³ (representando el 16,3% de la extracción), al año siguiente se había exportado casi el 28% de la extracción y en 1996 se alcanzó la mayor participación: 41,5%, la cual declinó levemente hasta 1998 (39,1%), cayó a 33,5% en 1999, se recuperó en 2000 gracias al aumento del precio internacional del crudo, alcanzando un 36% de participación, manteniéndose con una ligera disminución hasta 2002 (35,4%), registrándose en 2003, 2004 y 2005 participaciones del 30,9%, 25,2% y 22,6%, respectivamente. El mayor volumen de exportación se alcanzó en 1997, registrándose 19,5 millones de m³, declinando paulatinamente hasta alcanzar en 2005 un volumen estimado en casi 8,7 millones de m³ (véase Gráfico 6).



Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2005a, 2006c y 2006d).

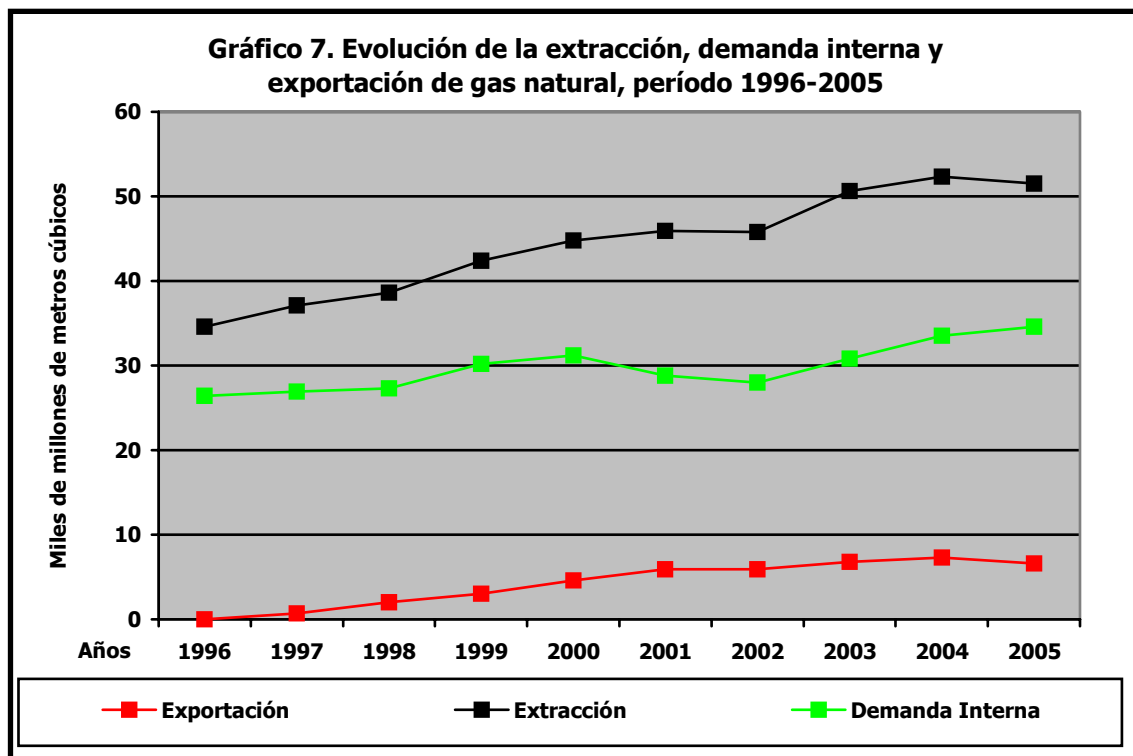
destinará al desarrollo de pozos, y a la exploración sólo el 9% restante (pág. 39). Véase Gustavo Lahoud (2005).

En el Gráfico 7 se presenta la evolución de la extracción, exportación y demanda interna de gas natural para el período 1996-2005. En relación a la exportación de gas natural, las cuales se iniciaron en 1996, se observan las siguientes participaciones respecto a los niveles de extracción y variaciones porcentajes respecto a los años inmediatamente anteriores, para el período señalado:

- En 1996 las exportaciones de gas natural no tuvieron representación significativa respecto al volumen de extracción registrado ese año; pues sólo existía el gasoducto de exportación Methanex PA, operado por la petrolera Pan American Energy, con destino Chile, que incrementaba los volúmenes transportadas muy paulatinamente.
- En 1997 las exportaciones aumentaron su participación a 1,8% de la extracción total, como resultado de la puesta en marcha de otro gasoducto hacia Chile: Gas Andes, operado por la transportista TGN (propiedad del Grupo Soldati, Total, Metrogas y AES Gener), y por el incremento del gas transportado en el gasoducto Methanex PA.
- En 1998 la participación se había situado en 5,1%, principalmente por la puesta en marcha de un gasoducto hacia Uruguay: Petrouuguay (operado también por TGN, propiedad del Grupo Soldati). Cabe destacar que las exportaciones de 1998 se incrementaron un 191% respecto a las registradas el año anterior.
- En 1999 entran en escena tres nuevos gasoductos con destino Chile: Methanex YPF (operado por Repsol YPF), Methanex SIP (operado por Sipetrol, del grupo estatal chileno ENAP) y Norandino (operado por TGN, propiedad de Techint, Tractebel y Southern Co.), elevando la participación de las exportaciones a 7% respecto de la extracción gasífera total de igual año. Cabe destacar que las exportaciones de 1999 se incrementaron un 50,3% respecto a las registradas el año anterior.
- En 2000 se suman dos nuevos gasoductos de exportación hacia Chile: Atacama (propiedad de CMS Energy, Astra y Pluspetrol –las dos últimas controladas por Repsol YPF–) y Pacífico (propiedad de Repsol YPF, Total y ENAP), más el gasoducto de exportación hacia Brasil: Uruguayana (operado por TGN, propiedad del Grupo Soldati, Techint, Total, Petronas y CMS Energy); alcanzando la participación de la exportación ese mismo año 10,2%, respecto al nivel de extracción. Cabe destacar que las exportaciones de 2000 se incrementaron un 54% respecto a las registradas el año anterior.
- En 2001 las exportaciones habían participado con el 12,8% de la extracción gasífera. Cabe destacar que las exportaciones de 2001 se incrementaron un 28,3% respecto a las registradas el año anterior.
- En 2002 las exportaciones habían aumentado su participación al 12,9%, aunque el nivel de extracción y de exportación había disminuido, se había visto medianamente compensado por la puesta en marcha del último gasoducto de exportación: Cruz del Sur, con destino Uruguay,

operado por la transportista TGS y propiedad de Pan American Energy, British Gas, Wintershall Energy y ANCAP. Cabe destacar que las exportaciones de 2002 disminuyeron apenas un -0,1% respecto a las registradas el año anterior.

- En 2003 las exportaciones participaron con el 13,3% de la extracción gasífera. Cabe destacar que las exportaciones de 2003 se incrementaron un 15% respecto a las registradas el año anterior.
- En 2004 las exportaciones lograron participar con el 14% de la extracción gasífera. Cabe destacar que las exportaciones de 2004 se incrementaron un 8% respecto a las registradas el año anterior.
- Y en 2005 las exportaciones tuvieron una participación del 12,8% sobre el volumen de extracción gasífera. Cabe destacar que las exportaciones de 2005 sufrieron una disminución del -9,6% respecto a las registradas el año anterior.



Fuente: elaboración propia en base a datos operativos, varios años, del ENARGAS y de la Secretaría de Energía de la Nación (2005a, 2006c y 2006d).

Según las declaraciones juradas de las empresas petroleras extractoras, la extracción gasífera de 2005 correspondió a 51.453 millones de m³, de los cuales 34.646 millones de m³ fueron consumidos por el mercado interno (según ENARGAS), 6.600 millones de m³ exportados y 10.205 millones de m³ corresponden a otros destinos (según la Secretaría de Energía de la Nación,

2006d y 2006c, respectivamente). En el caso del volumen exportado, se observan diferencias poco importantes entre la tabla dinámica "Exportaciones" de la Secretaría de Energía de la Nación (2006d) y los datos operativos del ENARGAS, pues la primera fuente señala un volumen de exportación para 2005 equivalente a 6.600 millones de m³, mientras que el ENARGAS registra 6.489 millones de m³. Se tomarán en el presente estudio el registro de la Secretaría de Energía de la Nación (2006d), quien recibe en forma directa las declaraciones juradas de las empresas exportadoras.

Con respecto al consumo nacional de gas natural registrado en 2005, según el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) la demanda interna fue equivalente a 34.646 millones de m³, representando un incremento del 3,5% respecto al consumo nacional de 2004 (33.472 millones de m³), 12,4% respecto al consumo del año 2003 (30.830 millones de m³), y 10,9% de aumento en relación al año 2000 (31.238 millones de m³).

De esos 34.646 millones de m³ de gas natural consumidos en el mercado interno durante 2005, 21,4% correspondió a usuarios Residenciales, 3,2% a Comercios, 1,2% a Entes Oficiales, 32,6% a las Industrias (incluye RTP-Cerri), 30,9% a las Usinas Eléctricas (incluye consumo de gas en "boca de pozo"), apenas 9,1% al Transporte Automotor (GNC) y 1,5% a Subdistribuidores (véase Cuadro 6).

Cuadro 6. Total gas natural entregado por tipo de usuario, año 2005 (en millones de metros cúbicos de 9.300 kcal y porcentajes de participación) ⁽¹⁾

Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria ⁽²⁾	Centrales Eléctricas ⁽³⁾	SDB	GNC	TOTAL
7.431 21,4%	1.109 3,2%	403 1,2%	11.305 32,6%	10.714 30,9%	516 1,5%	3.168 9,1%	34.646 100,0%

Notas:

(1) Total gas entregado a usuarios finales (incluye usuarios de distribución, by pass comercial, by pass físicos, RTP Cerri y usuarios en boca de pozo).

(2) Incluye RTP-Cerri (ver Cuadro II.02.02).

(3) Incluye consumos de gas en boca de pozo.

Fuente: ENARGAS, 2006 (<http://www.enargas.gov.ar>), en base a datos de las Licenciatarias de Gas y Usuarios en boca de pozo.

Al analizar el comportamiento del consumo gasífero correspondiente al mercado interno durante 2005 respecto al del año anterior, se observa que el sector Residencial registró un incremento del 7,5%, el Comercial prácticamente se mantuvo en el mismo nivel de consumo, los Entes Oficiales aumentaron su consumo en 9,2%, el sector Industrial incrementó apenas un 0,7% su consumo, las Centrales Eléctricas registraron un aumento del 3,6%, los Subdistribuidores incrementaron su consumo en 12,2% y el sector Transporte (GNC) aumentó casi un 4,1%.

Cabe señalar que al analizar la extracción total de gas natural de 2005, equivalente a 51.453 millones de m³, considerando un consumo nacional y

exportaciones de este fluido equivalentes a 34.646 millones de m³ y 6.600 millones de m³, respectivamente, en base a datos del ENARGAS y de la Secretaría de Energía de la Nación (2006c y 2006d), no queda muy claro cuál fue el destino de los 10.205 millones de m³ restantes; en 2004 y 2003 quedaron sin resolver el destino de 11.547 millones de m³ y 13.082 millones de m³, respectivamente (véanse cuadros 7-A y 7-B). Por consiguiente, emerge la siguiente sumatoria de interrogantes: ¿exportaciones no fiscalizadas para evadir impuestos y manipulación de datos por parte de las productoras gasíferas para incrementar el valor de las acciones que cotizan en los centros bursátiles internacionales? No es descabellado pensar en ello cuando el Estado se ha divorciado de sus funciones básicas en el sector energético: gestión, planificación, control y regulación de la cadena energética, resultado de las reformas estructurales neoliberales iniciadas en los '90.

En el Cuadro 7-A se puede observar la evolución de la extracción gasífera para el período 1996-2005, que incluye la demanda interna, la exportación y el volumen de extracción con destino desconocido.

Con respecto a los volúmenes con destino desconocido, no pueden explicarse por pérdidas del sistema de transporte y/o venteo, ya que en conjunto las pérdidas y el venteo explicaron históricamente menos del 2% de la producción nacional.

Cuadro 7-A. Gas natural: evolución de la extracción total, demanda interna, exportación y volúmenes con destino desconocido, período 1996-2005 (en millones de metros cúbicos y porcentajes)

AÑOS	EXTRACCIÓN TOTAL (MM de m ³)	Variación % respecto año anterior	DEMANDA INTERNA (MM de m ³)	Variación % respecto año anterior	EXPORTACIÓN (MM de m ³)	Variación % respecto año anterior	VOLUMEN DESTINO DESCONOCIDO (MM de m ³)	Variación % respecto año anterior
1996	34.649	13,8	26.420	7,7	4		8.225	39,3
1997	37.074	7,0	26.930	1,9	682		9.462	15,0
1998	38.630	4,2	27.260	1,2	1.984	190,9	9.386	-0,8
1999	42.400	9,8	30.175	10,7	2.981	50,3	9.244	-1,5
2000	44.815	5,7	31.238	3,5	4.592	54,0	8.985	-2,8
2001	45.916	2,5	28.787	-7,8	5.892	28,3	11.237	25,1
2002	45.770	-0,3	27.990	-2,8	5.886	-0,1	11.894	5,8
2003	50.676	10,7	30.830	10,1	6.764	14,9	13.082	10,0
2004	52.318	3,2	33.472	8,6	7.299	7,9	11.547	-11,7
2005	51.453	-1,7	34.646	3,5	6.600	-9,6	10.205	-11,6

Fuente: elaboración propia en base a datos operativos, varios años, del ENARGAS y de los anuarios de combustibles, varios años, de la Secretaría de Energía de la Nación.

Tampoco son confiables los datos que ofrece la Secretaría de Energía de la Nación (véase Cuadro 7-B) en relación al “consumo en yacimiento” por parte de las compañías petroleras extractoras, ya que los niveles registrados por el organismo estatal mencionado resultan fantasiosos en términos técnicos (¿cómo puede ser que en 2004 el “consumo en yacimiento” haya sido similar al consumo gasífero de los usuarios Residenciales –véase Cuadro 6–, o incluso que en 2002 el “consumo en yacimiento” de las petroleras haya superado holgadamente al consumo de los usuarios Residenciales). Por otra parte, cabe destacar que la Secretaría de Energía de la Nación, la AFIP y los organismos provinciales pertinentes no controlan cuánto ni cómo se extrae, simplemente “aceptan” declaraciones “juradas” de los agentes productores,¹³ lo cual sugiere que la mayor porción de ese volumen de la producción con destino desconocido (en 2005: 10.205 millones de m³) sea explicada por exportaciones no fiscalizadas y consumo propio no fiscalizado de productores y transportistas.

Cuadro 7-B. Gas natural: evolución de la extracción, demanda interna, exportación, venteo, consumo en yacimiento y volúmenes con destino desconocido, para el período 1996-2005 (en millones de metros cúbicos)

AÑOS	EXTRACCIÓN	DEMANDA INTERNA	EXPORTACIÓN	VOLUMEN DESTINO DESCONOCIDO			
				Total	Aventado	Consumo en yacimiento	Otros destinos
1996	34.649	26.420	4	8.225	S/D	S/D	S/D
1997	37.074	26.930	682	9.462	S/D	S/D	S/D
1998	38.630	27.260	1.984	9.386	S/D	S/D	S/D
1999	42.400	30.175	2.981	9.244	¿1.686?	¿1.388?	¿6.170?
2000	44.815	31.238	4.592	8.985	583	3.873	4.529
2001	45.916	28.787	5.892	11.237	625	¿2.569?	¿8.043?
2002	45.770	27.990	5.886	11.894	855	7.981	3.058
2003	50.676	30.830	6.764	13.082	1.137	3.925	8.020
2004	52.318	33.472	7.299	11.547	914	6.012	4.621
2005	51.453	34.646	6.600	10.205	686	3.930	5.589

Nota: S/D: Sin Datos.

Fuente: elaboración propia en base a datos operativos (varios años) del ENARGAS, de los anuarios de combustibles (varios años) y tablas dinámicas (varios años) de la Secretaría de Energía de la Nación.

¹³ Véanse las resoluciones 482/98 y 2057/2005 de la Secretaría de Energía de la Nación. A partir del 20 de Marzo de 2006, rige la Resolución 324/2006, también de Secretaría de Energía.

El acumulado para el período 1996-2005 de estos volúmenes con destino desconocido (o "blanqueados" vía "gas aventado" o "consumido en yacimiento" y otros destinos desconocidos) corresponde a 103.267 de m³; es decir, el equivalente a tres años de satisfacción de la demanda del aparato productivo nacional, como la ocurrida en 2005 (34.646 millones de m³).

A continuación se analizará el caso de YPF S.A. (propiedad de Repsol YPF), por resultar ilustrativo en las irregularidades observadas en las declaraciones juradas.

Por ejemplo, cuando se analiza la tabla dinámica de Excel "*Producción y Pozos*" de la Secretaría de Energía de la Nación (actualizada al 16 de Marzo de 2006), se observa que en la hoja de cálculo "*Distribución de la producción de gas natural*" YPF S.A. presenta en la fila "Consumo en Yacimiento" los siguientes volúmenes de gas natural: 1.361 millones de m³ en 1999, 1.166 millones de m³ en 2000, 5.485 millones de m³ en 2001, 1.369 millones de m³ en 2002, 1.433 millones de m³ en 2003, 1.458 millones de m³ en 2004 y 1.474 millones de m³ en 2005. Estos datos sugieren un "blanqueo" de contrabando de gas natural; es decir, exportaciones no fiscalizadas, porque es imposible técnicamente que el consumo en los yacimientos de YPF S.A. supere los 300 millones de m³ anuales. Situación similar se replica en las hojas de cálculo "*Reinyectado a formación*" y "*Aventado*". Otra petrolera que presenta irregularidades similares en los registros de "Consumo en Yacimiento" es la petrolera anglo-estadounidense Pan American Energy (véase "*Distribución de la producción de gas natural*", la fila correspondiente a Consumo en Yacimiento, en Secretaría de Energía de la Nación, 2006c).

Estos datos sugieren que YPF S.A. y otras empresas podrían estar cometiendo en Argentina irregularidades en las declaraciones juradas respecto a la extracción, comercialización en el mercado interno y exportación de hidrocarburos y derivados... Y también en la declaración de reservas certificadas/probadas de estos recursos de carácter estratégico.

A continuación se presentará otra evidencia de las irregularidades del grupo Repsol YPF en Argentina. Como es sabido, el pasado 26 de Enero Repsol YPF publicó en su sitio web una nota de prensa titulada "*Repsol YPF anuncia una reducción de sus reservas en un 25%*". En dicha nota de prensa Repsol YPF (2006) manifiesta una reducción de reservas probadas equivalentes a 1.254 millones de BEP (barriles equivalentes de petróleo) en todas las áreas en donde explota hidrocarburos en el mundo; es decir, un 25% menos de reservas probadas totales de hidrocarburos al 31 de Diciembre de 2004.

También se advierte en la nota de prensa que tales reducciones se refieren "*fundamentalmente a reservas de gas*". 52,5% en Bolivia, 40,6% en Argentina, 4,7% en Venezuela y 2,2% en el resto del mundo (principalmente Argelia). Tal fraude contable fue transparentado gracias a la reciente

declaración de la compañía sobre sus reservas probadas de hidrocarburos ante la US-SEC (United State Securities Exchange Commission).¹⁴

En la mencionada nota de prensa, Repsol presenta un "miserable detalle" sobre la drástica reducción de reservas probadas de hidrocarburos que opera en nuestro país, equivalente a 509,3 millones de BEP (barriles equivalentes de petróleo). Especifica sólo el 75,5% de los yacimientos en donde se manifiesta la reducción declarada, mencionando sólo los de Loma de la Lata (Neuquén), Chihuido de la Sierra Negra (Neuquén-Mendoza), Ramos (Salta) y Aguada Toledo (Neuquén), sin discriminar cuánto de gas natural y cuánto de petróleo se encuentra comprometido. No obstante, los datos que declara Repsol dan por resultado una disminución de las reservas probadas de gas natural de al menos 311 millones de BEP y una reducción de las reservas probadas de petróleo de al menos 73,5 millones de BEP, aunque todavía se debe esperar a que Repsol aclare el 24,5% restante (124,8 millones de BEP) para poder saber cuál es la verdadera declinación de las reservas probadas de ambos hidrocarburos. Con la información disponible se observa que las reservas probadas de gas natural han disminuido a 8,9 años al 31 de Diciembre de 2005 y al nivel de extracción de 2005, pero podría llegar a ser mucho peor.

A continuación se analizarán las reducciones correspondientes a los únicos yacimientos declarados por Repsol YPF (384,6 millones de BEP):

- A. Loma de la Lata con 251,8 millones de BEP (20,2% menos);
- B. Chihuido de la Sierra Negra con 73,5 millones de BEP (6% menos);
- C. Ramos con 36,5 millones de BEP (2,9% menos);
- D. Aguada Toledo con 22,7 millones BEP (1,8% menos);
- E. Los 124,7 millones de BEP restantes son los correspondientes a los yacimientos sin especificar, los cuales representan una declinación del 9,9% de las reservas.

Considerando que la presidencia y el directorio de Repsol YPF no desean ser tan detallistas, procederemos a analizar cuánto volumen de petróleo y cuánto de gas natural ha "desaparecido" del subsuelo argentino gracias al fraude contable de esta compañía perpetrado por las administraciones de Alfonso Cortina y Antonio Brufau:

- A. Loma de la Lata es un yacimiento gasífero, concentra el 21,2% de las reservas probadas de gas natural del país, el 41,9% de las correspondientes a la cuenca Neuquina y el 45,3% de las reservas gasíferas de la Provincia del Neuquén (éste yacimiento no tiene petróleo crudo, aunque sí gasolina natural). Según el "*Boletín Anual de Reservas de Hidrocarburos 2004*" de la Secretaría de Energía de la Nación (2005a), las reservas probadas de gas natural del yacimiento Loma de la Lata al 31 de Diciembre de 2004 eran equivalentes a 113.331 millones

¹⁴ La US-SEC es un organismo público que controla a las compañías que cotizan en la bolsa de EE.UU., similar a nuestra Comisión Nacional de Valores, y que en este caso sólo acepta registros de reservas probadas, no de probables y menos aun de posibles.

de m³. Por consiguiente, se observa que la reducción de 251,8 millones de BEP señalada antes en este yacimiento corresponde a 22.893 millones de m³, ubicando al remanente de las reservas probadas de gas natural de Loma de la Lata al 31 de Diciembre de 2004 en 90.438 millones de m³.

- B. Chihuido de la Sierra Negra es un yacimiento de petróleo, no tiene gas natural. Se encuentra en la cuenca Neuquina, y se encuentra al sur de Mendoza y al norte de Neuquén. Este yacimiento petrolero concentra el 5,9% de las reservas probadas de petróleo del país, el 16,2% de las reservas petroleras de la cuenca Neuquina, el 4,4% de las reservas petroleras de Mendoza y el 22,3% de las reservas petroleras de Neuquén. Según la Secretaría de Energía de la Nación, al 31 de Diciembre de 2004 las reservas probadas de petróleo de éste yacimiento eran equivalentes a 1,9 millones de m³ en el subsuelo mendocino y a 19,8 millones de m³ en el subsuelo neuquino; es decir, un total de 21,7 millones de m³. Por consiguiente, se observa que la reducción de 73,5 millones de BEP señalada antes en este yacimiento corresponde a 1,3 millones de m³, ubicando al remanente de las reservas probadas de petróleo de Chihuido de la Sierra Negra al 31 de Diciembre de 2004 en 20,4 millones de m³.
- C. Ramos es un yacimiento gasífero, no tiene petróleo aunque sí gasolina natural, y se encuentra en la cuenca del Noroeste Argentino (NOA), más precisamente en la Provincia de Salta. Este yacimiento gasífero concentra el 8,3% de las reservas probadas del país, el 46,3% de las ubicadas en la cuenca del NOA y el 46,4% de las ubicadas en la Provincia de Salta. Según la Secretaría de Energía de la Nación, al 31 de Diciembre de 2004 las reservas probadas del yacimiento Ramos eran equivalentes a 44.406 millones de m³. Por consiguiente, se observa que la reducción de 36,5 millones de BEP señalada antes en este yacimiento corresponde a 1.288 millones de m³, ubicando al remanente de las reservas probadas de gas natural de Ramos al 31 de Diciembre de 2004 en 43.118 millones de m³.
- D. Aguada Toledo es un yacimiento gasífero, concentra el 2% de las reservas probadas de gas natural del país, el 4% de las correspondientes a la cuenca Neuquina y el 4,3% de las reservas gasíferas de la Provincia del Neuquén (éste yacimiento no tiene petróleo crudo, aunque sí gasolina natural). Según la Secretaría de Energía de la Nación, las reservas probadas de gas natural del yacimiento Aguada Toledo al 31 de Diciembre de 2004 eran equivalentes a 10.703 millones de m³. Por consiguiente, se observa que la reducción de 22,7 millones de BEP señalada antes en este yacimiento corresponde a 193 millones de m³, ubicando al remanente de las reservas probadas de gas natural de Aguada Toledo al 31 de Diciembre de 2004 en 10.510 millones de m³.

Ahora bien, ¿por qué Repsol podría estar cometiendo delitos? Veamos el siguiente ejemplo ilustrativo a modo de respuesta: supongamos que Repsol

dice extraer en un año 10 metros cúbicos, pagaría regalías por esos 10 metros cúbicos, y ocultaría en sus declaraciones juradas los 18 metros cúbicos restantes de un total real de 28 metros cúbicos; y lo mismo se podría replicar para el caso de las exportaciones, para pagar menos retenciones. Todo lo contrario podría ocurrir, como se ha visto antes, cuando declara niveles de reservas probadas, ya que las "inflaría" para que la cotización de la compañía en los centros bursátiles internacionales rinda cada año de acuerdo a sus intereses particulares, como sucedió hace un tiempo con la petrolera anglo-holandesa Shell.

Resulta importante destacar que la Administración Kirchner todavía no ha realizado ninguna investigación ni tampoco ha presentado ninguna denuncia penal,¹⁵ a diferencia de la investigación y denuncias penales que sí está realizando la Administración Morales en Bolivia, y no sólo por el fraude en la contabilización de reservas probadas, sino también por el supuesto contrabando de hidrocarburos y derivados, evasión fiscal y manipulación de datos.

Por su parte, los diputados nacionales del bloque ARI, Fabiana Ríos, Elisa Carrió y Eduardo Macaluse, formalizaron a fines de Febrero un pedido de investigación a Repsol YPF ante la Comisión Nacional de Valores, y a comienzos de Marzo las diputadas nacionales Fabiana Ríos y Elisa Carrió presentaron una denuncia penal por delito, solicitando una investigación por posible contrabando de hidrocarburos y derivados, evasión fiscal, fraude a la Administración Pública e incumplimiento a los deberes de funcionario público ante la ausencia del Estado en su ejercicio de policía.¹⁶

¹⁵ No obstante, el 16 de Marzo de 2006 la Secretaría de Energía de la Nación publicó la **Resolución Nº 324/2006**, la cual establece a las empresas petroleras permisionarias de exploración y concesionarias de explotación de hidrocarburos la obligación de presentar en forma anual la información referente a las Reservas Comprobadas, No Comprobadas y Recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos que correspondan a las áreas de las cuales sean titulares, información que deberá estar certificada por auditores externos a tales empresas (véase Anexo I del presente estudio).

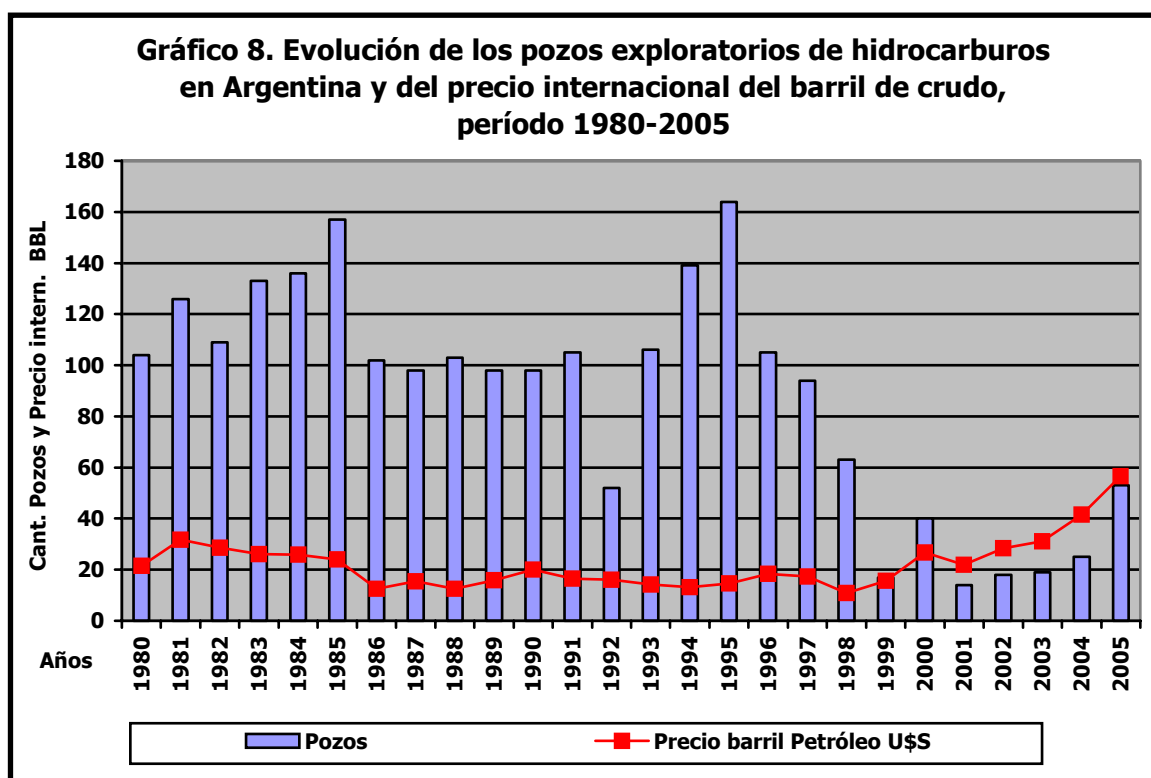
¹⁶ Véanse al respecto los siguientes hipervínculos correspondientes al bloque ARI de la H. Cámara de Diputados de la Nación:

<http://www.diputados.ari.org.ar/documentos/PROMUEVE%20se%20investigue%20CNV.doc>

<http://www.diputados.ari.org.ar/documentos/Denuncia%20Penal%20a%20Repsol.pdf>

Capítulo 3. Evolución de las inversiones de capital de riesgo y las particularidades de la renta petrolera

Un dato que explica la drástica caída del horizonte de vida de las reservas de petróleo y gas natural a partir de la privatización de YPF S.E., es el concerniente a las bajas inversiones de capital de riesgo realizadas por las compañías petroleras extractoras, que si bien tuvieron un protagonismo poco confiable durante el período 1993-1996,¹⁷ como se puede observar en el Gráfico 8, desde 1997 disminuyendo drásticamente.



Nota: precios no ajustados por inflación.

Fuente: elaboración propia en base a datos del IDICSO-USAL, CEPEN-UBA y Secretaría de Energía de la Nación con respecto a la cantidad anual de pozos exploratorios; y; elaboración propia en base a datos del U.S. DOE-EIA, en relación al precio anual del barril de petróleo se tomó como referencia el WTI.

¹⁷ Como fuera visto en el capítulo anterior, existió manipulación de datos en el registro de reservas certificadas, en la extracción, exportación y exploración de hidrocarburos, debido a que el Estado no controlaba al sector energético en general y a la gran cadena hidrocarburífera en particular.

Durante el período 1980-1989 se registró un promedio anual de 117 pozos exploratorios, durante el período 1990-1999 el promedio descendió a 94 pozos (casi un 20% inferior al decenio anterior) y en el quinquenio 2000-2004 fue de apenas 23 pozos exploratorios anuales (un 76% inferior al registrado durante los años noventa y un 80% inferior al de los años ochenta).

La baja inversión en exploración registrada en el quinquenio 2000-2004 es imposible explicar desde la óptica empresarial, cuando se comparan los precios del barril de crudo en este período respecto al de los '90, considerando que el argumento de las compañías petroleras sobre fines de esa década, cuando el barril de crudo había descendido por debajo de los U\$S 11 (en 1998), era que los esfuerzos exploratorios serían significativos una vez que el barril superase la barrera de los U\$S 30.

En el primer trimestre de 2002 –devaluación de la moneda y pesificación de los costos operativos del sector energético en general e hidrocarburífero en particular mediante– la administración Duhalde pactó con las compañías petroleras un precio para el barril de crudo en el mercado interno de U\$S 28,5; el cual se alineaba con el precio internacional de referencia de Argentina, el WTI (West Texas Intermediate). Sin embargo, al año siguiente se realizaron apenas 19 pozos exploratorios, cantidad similar a la de 2002; en 2004, con un precio internacional promedio del barril de crudo que se ubicaba por encima de los U\$S 41,4 (WTI) y con un precio para el mercado interno que se encontraba en U\$S 34,5, apenas se realizaron, según la Secretaría de Energía de la Nación (2006c), 25 pozos exploratorios: 16 de petróleo y 9 de gas natural (según el IAPG, el total alcanzó los 21 pozos exploratorios). Es en 2005 donde parece que las compañías realizaron un esfuerzo mayor al promedio anual de los últimos años, pero muy inferior al de decenios pasados y muy “amarrete” considerando que el precio promedio del barril de petróleo (referencia WTI) fue equivalente a U\$S 56,6, registrándose apenas 53 pozos de exploración: 43 de petróleo y 10 de gas natural, según la Secretaría de Energía de la Nación (2006c).

Repsol YPF es el principal titular de concesiones de explotación gasífera, concentrando en forma directa el 39,4% de las reservas, y un 46,3% considerando las de su controlada Pluspetrol. En relación a las reservas petroleras se replica una situación similar de liderazgo, ya que esta compañía petrolera concentra en forma directa casi el 38% del crudo que se encuentra en el subsuelo argentino, o 39,4% incluyendo las reservas petroleras de su controlada Pluspetrol. Con respecto a la extracción gasífera, Repsol YPF concentra el 32,6% en forma directa, y el 41,3% incluyendo la participación de Pluspetrol. Mientras que en la extracción petrolera concentra en forma directa el 42,7%; incluyendo la participación de Pluspetrol el 44,8%.

Como resultado de tal concentración económica de reservas de hidrocarburos, del precio promedio internacional del barril de petróleo durante el ejercicio anual 2004 (superior a los U\$S 41), del costo total de producción de un barril de petróleo situado en apenas U\$S 6,1 y de los resultados operativos acumulados en igual fecha equivalentes a U\$S 2.638 millones, de los cuales el 64% provino de Argentina: € 2.111 millones (Repsol YPF, 2005), se observa

que las inversiones resultantes de tales ganancias extraordinarias realizadas en el país se orientaron más precisamente al desarrollo de pozos existentes (descubiertos por la petrolera estatal), ya que las inversiones de capital de riesgo fueron casi nulas: apenas 6 pozos de exploración (1 de gas natural y 5 de petróleo),¹⁸ mientras que los pozos de hidrocarburos en desarrollo totalizaron 308 (284 de petróleo y 24 de gas natural) y los de avanzada 65 (2 de gas natural y 63 de petróleo). En 2005, con un precio promedio del barril de petróleo (referencia WTI) de U\$S 56,6 Repsol YPF realizó sólo 14 pozos de exploración (2 de gas natural y 12 de petróleo). Un caso similar se replica con Pan American Energy, petrolera anglo-estadounidense que también concentra importantes reservas de hidrocarburos en el país, cuando se observa que en 2004 realizó apenas 3 pozos de exploración (sólo de petróleo) y en 2005 sólo 13 pozos de exploración (7 de petróleo y 6 de gas natural), según la Secretaría de Energía de la Nación (2006c).

La información precedente señala que los datos geológicos en base a estudios sísmicos realizados por el Estado nacional durante las décadas del '60, '70 y '80 indican que prácticamente no hay nuevos reservorios hidrocarburíferos de importancia por descubrir.

Cabe traer a colación, en este sentido, cuál es la renta por barril que tienen las compañías extractoras de petróleo en Argentina. En el Cuadro 8 se presenta la renta petrolera generada por las compañías extractoras durante el ejercicio 2004.

La renta petrolera se estima como la diferencia entre los valores de producción al correspondiente precio internacional y el costo total de producción. Se considera solamente la renta upstream, excluyendo consecuentemente la ganancia en las etapas de refinado y comercialización. Siguiendo el criterio utilizado por la Administración de Información Energética del Departamento de Energía de los EE.UU. (US DOE-EIA), el costo total de producción incluye los costos de exploración, desarrollo y extracción, más los costos administrativos y la depreciación.

La parte de la renta acumulada por el Estado proviene de pagos por impuesto las ganancias y otros impuestos relevantes, más las regalías pagadas por las firmas privadas o de propiedad estatal, más las últimas ganancias transferidas al Estado. Los impuestos indirectos sobre hidrocarburos, tales como el Impuesto al Valor Agregado (IVA) y a consumos específicos no se consideran como parte de la renta petrolera.

La porción de la renta obtenida por el sector privado (empresarios y consumidores) se estima como la diferencia entre la renta total y la pública. Las ganancias no distribuidas de las empresas públicas son incluidas en la renta del sector empresario. Los subsidios al consumo interno de petróleo son considerados como porciones de la renta que van a los consumidores.

¹⁸ Según la Secretaría de Energía de la Nación (2006c) y el IAPG (2005).

En 2004, Argentina tuvo un nivel de extracción petrolera equivalente a 256 millones de barriles (40,4 millones de m³), un 18% menos que en 1998 (pico de extracción). La suba del precio del petróleo ha más que compensado esa declinación, pues, como fuera mencionado antes, la devaluación de la moneda en el año 2002 redujo drásticamente los costos de exploración, desarrollo y extracción a un estimado total de U\$S 6,1 por barril. Como resultado de todos estos factores, la renta petrolera se incrementó significativamente, alcanzando los U\$S 7.270 millones en 2004 (véase Cuadro 8).

Cuadro 8. Renta Petrolera en Argentina al 31/Dic/2004 (en dólares estadounidenses)			
Precio FOB (U\$S/bbl)	Costo Total de Producción (U\$S/bbl)	Renta por Barril (U\$S)	Renta Anual Total (millones U\$S)
34,5	6,1	28,4	7.270
Nota: según la UNCTAD, el Fisco captó sólo el 36% de la renta petrolera de 2004.			
Fuente: elaboración propia en base a datos del IDICSO-USAL, CEPEN-UBA y UNCTAD (2005).			

El Estado obtiene parte de las ganancias de la industria petrolera mediante regalías, impuestos a las ganancias y retenciones a la exportación. Como la Reforma Constitucional de 1994 (véase Art. 124) confiere la propiedad original de los recursos naturales a las provincias productoras, éstas reciben regalías, que al presente representan un 12% del valor en boca de pozo, en dólares (como lo estipula la Ley Nacional Nº 17.319 de Hidrocarburos).

El Estado recauda impuestos sobre las ganancias (35%) y sobre las exportaciones (entre un 25% y un 45%, dependiendo del precio internacional). Los ingresos totales del Estado se han incrementado considerablemente en términos absolutos en estos últimos años, debido a la expansión de la renta total y a la introducción de impuestos a las exportaciones; entre 2002 y 2004, se exportó en promedio 30,5% de la extracción.

Sin embargo, según un estudio de la Conferencia de Naciones Unidas para el Comercio y el Desarrollo (UNCTAD, 2005), en el cual está basado esta sección del presente capítulo, la participación del Estado decreció de un 44,6% en 2001 a un 36% en 2004, mientras el resto fue acumulado por las empresas privadas.

Como fuera señalado antes, los precios internos fueron similares a los precios de exportación, por lo que los consumidores domésticos no se beneficiaron de esta renta.

Reflexiones finales

Luego de catorce de años de haberse privatizado YPF SE, el principal activo estratégico y económicamente viable del Estado, el aparato productivo nacional se encuentra hoy ante una situación muy vulnerable: inminente importación neta de hidrocarburos a partir del año 2009, y agotamiento definitivo de las reservas certificadas entre 2013 y 2015.

El año pasado fue enviado al Congreso Nacional un proyecto de ley sobre incentivos a la exploración y explotación de hidrocarburos, cuyo alcance abarca las áreas en las que supuestamente no se han efectuado esfuerzos exploratorios y a aquellas áreas concesionadas en zonas de exploración complementaria.

Por consiguiente, se definió en el mismo la siguiente instrumentación (véase Secretaría de Energía de la Nación, 2005b):

- *"Las áreas serán asignadas por las provincias o la nación conforme a la jurisdicción;*
- *ENARSA forma parte, en asociación, del permiso de exploración y posterior concesión;*
- *Será autorizado el acceso a áreas adyacentes sin afectación de derechos preexistentes".*
- *Régimen fiscal especial*
 - *la devolución anticipada del I.V.A. correspondiente a los bienes de capital u obras de infraestructura incluidos del proyecto,*
 - *alternativamente a (i) amortización acelerada en Impuesto a las Ganancias*
 - *exención Impuesto a la ganancia mínima presunta hasta el tercer año inclusive posterior al otorgamiento de la concesión; y*
 - *exención derechos de importación y todo otro derecho, impuesto especial, gravamen correlativo o tasa de estadística, por la introducción de bs de capital, equipos especiales, insumos, etc.*
- *Plazo: 15 años a partir del otorgamiento del permiso de exploración y 10 años en el caso de las zonas con exploración complementaria.*

Por otra parte, en Junio del año pasado fue anunciado el proyecto de "Anillo Energético", que emplearía el gas natural situado en el reservorio peruano de Camisea para satisfacer las necesidades energéticas de Argentina, Chile, Brasil y Uruguay. Dicho proyecto carece de racionalidad absoluta, cuando se observa que el nivel de reservas certificadas de Perú son equivalentes a la mitad de las existentes en Argentina, y más aun cuando se recuerda que el Proyecto Camisea nació con el propósito de exportar gas natural licuado (GNL) a México y EE.UU. (véase al respecto: Ricardo De Dicco, 2005b).

Con respecto al Mega-gasoducto que uniría a Venezuela con Brasil y Argentina para compartir las gigantes reservas gasíferas de la cuenca venezolana del Orinoco, los anuncios oficiales realizados a través de los medios de comunicación señalan la construcción de un gasoducto con capacidad para transportar hasta 100 millones de m³ diarios, es decir, 36.500 millones de m³ por año, sin más información confiable al respecto hasta Marzo de 2006.

También cabe destacar el proyectado Gasoducto del Noreste Argentino (NEA), el cual tiene como objetivo asegurar las necesidades energéticas de las provincias de Salta, Formosa, Chaco, Corrientes, Misiones, Santa Fe y Entre Ríos. Se trata de un gasoducto que provendría de la Cuenca Tarija de Bolivia, el cual se conectaría con el Sistema Interconectado de Gasoductos Troncales, más precisamente en las cercanías de la Provincia de Santa Fe.

A continuación se presentan las siguientes características fundamentales del gasoducto del NEA (véase Secretaría de Energía de la Nación, 2005b):

"Descripción

- *Red Troncal: 1.500 Kilómetros*
- *Tamaño: 30 pulgadas de diámetro*
- *Caudal Previsto: del orden de los 20 MM de m3 diarios*
- *Ramales Provinciales: 1.000 Kilómetros*
- *Tamaño: de 6 a 12 pulgadas de diámetro*

Inversión:

- *Gasoducto Troncal: u\$s 1.000.000.000*
- *Privada: u\$s 750.000.000*
- *Pública: u\$s 250.000.000*
- *Ramales Provinciales: u\$s 250.000.000"*

Cabe destacar también la importación de volúmenes específicos de barriles con fuel-oil de Venezuela, operación iniciada en 2004 y sujeta a solicitud de CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA) a la petrolera estatal venezolana PDVSA.

Ahora bien, considerando la relación de dependencia hidrocarburífera, el agotamiento inminente de las reservas certificadas y el bajo esfuerzo por diversificar el riesgo de seguridad energética mediante el desarrollo de fuentes de energía primaria alternativas a los hidrocarburos, Argentina deberá enfrentar en el próximo quinquenio los resultados catastróficos de lo que significó –y significa– haber privatizado YPF.

Ricardo A. De Dicco. Buenos Aires, 20 de Marzo de 2006.

Anexo I: Resolución N° 324/2006, de Secretaría de Energía de la Nación

Secretaría de Energía

HIDROCARBUROS

Resolución 324/2006

Establécese que las empresas permisionarias de exploración y concesionarias de explotación de hidrocarburos deberán presentar en forma anual la información sobre las Reservas Comprobadas, No Comprobadas y Recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos correspondientes a las áreas de las cuales sean titulares, la que deberá estar certificada por auditores externos a dichas empresas. Créase el Registro de Profesionales, Empresas y Entidades Certificadoras de Reservas y Recursos de Hidrocarburos Líquidos y Gaseosos, que funcionará en el ámbito de la Subsecretaría de Combustibles.

Bs. As., 16/3/2006

VISTO el Expediente N° S01:0048614/2006, del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución N° 482 del 2 de octubre de 1998 de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, se reglamentó la presentación por parte de los permisionarios de exploración y concesionarios de explotación de hidrocarburos de las reservas de petróleo crudo y gas existentes en los yacimientos que operan por sí o por terceros.

Que la correcta y oportuna información de los datos relativos a las reservas y recursos de los hidrocarburos existentes en el país, constituyen un elemento básico y primordial para el cumplimiento de las funciones de contralor y fiscalización a cargo de la SECRETARIA DE ENERGIA, facilitando las evaluaciones y estudios necesarios a fin de verificar la explotación eficaz y racional de los yacimientos.

Que la referida información resulta también de fundamental importancia para las provincias en cuyos territorios se encuentran tales reservas y recursos, en función de lo establecido en el Artículo 124 de la CONSTITUCION NACIONAL.

Que la experiencia recogida desde el dictado de la citada resolución, aconseja incorporar en las respectivas declaraciones, a las Reservas Posibles y a los Recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos, a efectos de contar con la información integral de todos los datos disponibles en la materia, con miras a que dicha riqueza potencial pueda ser clasificada en un futuro tanto por el actual permisionario o concesionario, como por quienes eventualmente lo sucedan en el futuro.

Que asimismo, corresponde revisar las definiciones y términos contenidos en el Anexo I de la Resolución N° 482 del 2 de octubre de 1998 de la SECRETARIA DE ENERGIA, con la finalidad de incorporar los nuevos conceptos existentes en materia de reservas hidrocarburíferas aceptados internacionalmente.

Que en atención a las diferencias observadas entre las reservas declaradas directamente por las compañías del sector y las certificadas por auditores externos, se estima procedente incorporar a esta última modalidad de información con carácter permanente, reduciendo su periodicidad de DOS (2) años a UN (1) año.

Que a tales efectos, se hace necesario crear un registro de profesionales, entidades y empresas auditoras externas, de las reservas y recursos de los hidrocarburos existentes en las distintas áreas del país.

Que las facultades de inspección y fiscalización que detenta la SECRETARIA DE ENERGIA en su carácter de Autoridad de Aplicación de la Ley N° 17.319, la habilitan a efectuar por sí o a través de entidades idóneas, la certificación de las reservas y recursos correspondientes.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete, de conformidad con lo establecido en el Artículo 9° del Decreto N° 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que el presente acto se dicta en uso de las facultades emergentes de lo dispuesto en los Artículos 70, 75, 78 y 97 de la Ley N° 17.319.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1° — Las empresas permisionarias de exploración y concesionarias de explotación de hidrocarburos deberán presentar en forma anual, la información correspondiente a las RESERVAS COMPROBADAS, NO COMPROBADAS y RECURSOS de hidrocarburos líquidos y gaseosos correspondientes a las áreas de las cuales sean titulares, la que deberá estar certificada por auditores externos a dichas empresas.

Las presentaciones se efectuarán, conforme con lo establecido en la Resolución N° 319 del 18 de octubre de 1993 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, en las planillas 8 y 9 con las modificaciones obrantes en el Anexo II de la presente resolución, acompañando a esa presentación el Informe suscripto por el profesional, empresa o entidad certificadora, el que incluirá las metodologías de cálculo empleadas.

Art. 2° — Apruébase la clasificación, definiciones, metodologías de cálculo y demás requisitos que deberán observarse con motivo de la presentación de las reservas y recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos a que se refiere el artículo anterior, que se adjuntan como Anexo I-A de la presente resolución.

Art. 3° — Créase el REGISTRO DE PROFESIONALES, EMPRESAS Y ENTIDADES CERTIFICADORAS DE RESERVAS Y RECURSOS DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS Y GASEOSOS, el que funcionará en el ámbito de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES de la SECRETARIA DE ENERGIA, de acuerdo con lo dispuesto en el Anexo I-B de la presente resolución.

Art. 4° — Facúltase a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES de la SECRETARIA DE ENERGIA, a dictar las normas complementarias y aclaratorias que resultaran necesarias para el efectivo cumplimiento de la presente resolución, como asimismo para incorporar los cambios que se registren en las tecnologías, definiciones y demás criterios propios correspondientes a la evaluación de las reservas y recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Art. 5° — Derógase la Resolución N° 482 del 2 de octubre de 1998 de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

Art. 6° — La presente resolución entrará en vigencia a partir de su publicación en el Boletín Oficial.

Art. 7° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

ANEXO I-A

D) DEFINICIONES Y CLASIFICACION DE RESERVAS Y RECURSOS:

Las definiciones que se detallan a continuación son el resultado de la unificación de criterios aprobados en marzo de 1997 por la SPE (Society of Petroleum Engineers) y el WPC (World Petroleum Congress), y a partir de febrero de 2000 se agrega la definición de Recursos, de acuerdo con la AAPG (American Association of Petroleum Geologists) y las entidades mencionadas anteriormente, y que han sido aceptadas internacionalmente.

1. RESERVAS:

Son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos líquidos y gaseosos (petróleo crudo, condensado o gasolina natural, gas natural, líquidos provenientes del gas natural y sustancias asociadas), que se anticipa podrán ser comercialmente recuperados en un futuro definido de reservorios conocidos, bajo las condiciones económicas, el régimen legal y las prácticas de producción imperantes a la fecha de esa estimación.

En relación a las prácticas de producción, sólo serán considerados en las definiciones y posterior clasificación, aquellos hidrocarburos líquidos o gaseosos normalmente producidos a través de pozos y con viscosidad no superior a DIEZ MIL (10.000) centipoises en las condiciones de presión y temperatura originales del yacimiento.

Todas las estimaciones de reservas involucran cierto grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de geología e ingeniería disponibles al momento de efectuar la estimación, y de la interpretación de esos datos.

El grado de incertidumbre relativo puede ser acotado clasificando las reservas como COMPROBADAS y NO COMPROBADAS.

Las reservas NO COMPROBADAS tienen menor certeza en la recuperación que las RESERVAS COMPROBADAS y pueden además clasificarse en RESERVAS PROBABLES y RESERVAS POSIBLES, denotando progresivamente incrementos en el grado de incertidumbre en la recuperación de las mismas.

Las reservas no incluyen los volúmenes de hidrocarburos líquidos o gaseosos mantenidos en inventarios, y si fuera necesario pueden reducirse para uso o pérdidas de procesamiento para los informes financieros.

Las reservas pueden ser producidas por energía natural del reservorio o por la aplicación de métodos de recuperación mejorada. Los métodos de recuperación mejorada incluyen a todos los métodos que suministran energía adicional a la energía natural o alteran las fuerzas naturales en el reservorio para incrementar la recuperación final. Ejemplos de tales métodos son: mantenimiento de presión, reciclado, inyección de agua, métodos térmicos, inyección de químicos y el uso de fluidos de desplazamiento miscible e inmisible. Otros métodos de recuperación mejorada pueden ser desarrollados en el futuro a medida que la tecnología de la industria del petróleo evolucione.

2. RESERVAS COMPROBADAS:

Las RESERVAS COMPROBADAS o PROBADAS son aquellas reservas de hidrocarburos que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza sobre la base de ser comercialmente recuperables de reservorios conocidos, a partir de una fecha dada.

La estimación de las reservas se efectúa bajo condiciones de incertidumbre.

El método de estimación es llamado determinístico si se obtiene un solo valor de reservas basado en el conocimiento geológico y de ingeniería y datos económicos.

Con el término "razonable certeza", se intenta expresar el alto grado de confiabilidad que tienen los volúmenes a ser recuperados si se usa el método determinístico.

Cuando son empleados métodos de estimación probabilísticos, donde el conocimiento geológico y de ingeniería y los datos económicos son usados para generar un rango de estimaciones de reservas y sus probabilidades asociadas, debe haber por lo menos un NOVENTA POR CIENTO (90%) de probabilidades de que las cantidades a ser recuperadas igualarán o excederán la estimación.

En general, las reservas son consideradas comprobadas cuando la productividad comercial del reservorio se apoya en ensayos de producción real o pruebas de la formación. En este contexto, el término "comprobadas" se refiere a las cantidades reales de reservas de hidrocarburos y no sólo a la productividad del pozo o del reservorio.

En ciertos casos, el número correspondiente a RESERVAS COMPROBADAS puede asignarse sobre la base de estudios de pozos y/o análisis que indican que el reservorio es análogo a otros reservorios en la misma área que están produciendo, o han probado la posibilidad de producir, en las pruebas de formación.

Las reservas pueden ser clasificadas como comprobadas si los medios para procesar y transportar las reservas para ser comercializadas están en operación a la fecha de evaluación, o si existe una razonable expectativa que dichos medios serán instalados en un futuro inmediato.

El establecimiento de condiciones económicas actuales debe incluir precios históricos del petróleo y los costos asociados, y pueden involucrar un promedio para determinado período que debe ser consistente con el propósito del estimado de reservas, obligaciones contractuales, procedimientos corporativos y regulaciones existentes a la fecha de certificación de las reservas.

Las RESERVAS COMPROBADAS pueden ser clasificadas en: DESARROLLADAS y NO DESARROLLADAS.

3. RESERVAS COMPROBADAS DESARROLLADAS:

Son las reservas comprobadas que se estima podrán ser producidas mediante la existencia a la fecha de su evaluación de:

- a) Pozos perforados.
- b) Instalaciones y métodos de operación en funcionamiento.
- c) Métodos de recuperación mejorada, siempre que el correspondiente proyecto de recuperación mejorada esté instalado y en operación.

4. RESERVAS COMPROBADAS NO DESARROLLADAS:

Son las reservas comprobadas que se estima podrán ser producidas, mediante:

- a) Pozos a ser perforados en el futuro en áreas comprobadas.
- b) Profundización de pozos existentes a otros reservorios comprobados.
- c) Intervención de pozos existentes o la instalación de medios de transporte, que impliquen grandes costos o inversiones.
- d) Apertura de niveles colaterales comprobados en pozos ya existentes.
- e) Un proyecto de recuperación mejorada al que se asigne un alto grado de certeza, o que esté operando favorablemente en un área cercana con similares propiedades petrofísicas y de fluidos, que proporcionen soporte para el análisis sobre el cual está basado el proyecto y es razonablemente cierto que el mismo será ejecutado.

5. RESERVAS NO COMPROBADAS:

LAS RESERVAS NO COMPROBADAS son aquellas basadas en datos geológicos y de ingeniería disponibles, similares a los usados en la estimación de las reservas comprobadas, pero las mayores incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o de regulación, hacen que estas reservas no sean clasificadas como comprobadas.

LAS RESERVAS NO COMPROBADAS pueden estimarse asumiendo condiciones económicas futuras diferentes de aquéllas prevalecientes en el momento de la estimación. El efecto de posibles mejoras futuras en las condiciones económicas y los desarrollos tecnológicos puede ser expresado asignando cantidades apropiadas de reservas a las categorías "PROBABLES" y "POSIBLES".

Las RESERVAS NO COMPROBADAS pueden ser clasificadas en: RESERVAS PROBABLES y RESERVAS POSIBLES.

En virtud de los diferentes niveles de incertidumbre, las reservas NO COMPROBADAS no deberían ser sumadas directamente a las RESERVAS COMPROBADAS. El agregado de diferentes clases de reservas es sólo aceptable cuando cada categoría de reservas ha sido apropiadamente descontada para los diferentes niveles de incertidumbre.

6. RESERVAS PROBABLES:

Las RESERVAS PROBABLES son aquellas RESERVAS NO COMPROBADAS que sobre la base del análisis de los datos geológicos y de ingeniería, sugieren que son menos ciertas que las RESERVAS COMPROBADAS, y que es más probable que sean producidas a que no lo sean.

En este contexto, cuando se han utilizado procedimientos probabilísticos, el término "probable" implica que debe haber por lo menos el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de probabilidad que la recuperación final igualará o excederá la suma de las RESERVAS COMPROBADAS más las RESERVAS PROBABLES.

Por lo tanto, se entiende que las RESERVAS PROBABLES están comprendidas dentro del rango de probabilidades del CINCUENTA POR CIENTO (50%) al NOVENTA POR CIENTO (90%).

7. RESERVAS POSIBLES:

Las RESERVAS POSIBLES son aquellas RESERVAS NO COMPROBADAS que del análisis de los datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos factibles de ser comercialmente recuperables que las RESERVAS PROBABLES.

En este contexto, cuando se han utilizado procedimientos probabilísticos, el término "posible" implica que debe haber por lo menos el DIEZ POR CIENTO (10%) de probabilidad que la recuperación final igualará o excederá la suma de las RESERVAS COMPROBADAS más las RESERVAS PROBABLES más las RESERVAS POSIBLES.

Por lo tanto, se entiende que las RESERVAS POSIBLES están comprendidas dentro del rango de probabilidades del DIEZ POR CIENTO (10%) al CINCUENTA POR CIENTO (50%)

8. RECURSOS:

RECURSOS son todas las cantidades estimadas de hidrocarburos líquidos o gaseosos o de ambos, contenidos naturalmente en los reservorios y que pueden ser recuperados y utilizados bajo las condiciones tecnológicas existentes en el momento de la evaluación.

Por lo tanto, para ser considerados, es un requisito que no exista en el momento del análisis viabilidad económica o comercialidad de la explotación. De tal forma, los hidrocarburos considerados no recuperables por ser su producción antieconómica o por falta de mercado, son RECURSOS.

En el futuro, estos RECURSOS pueden volverse recuperables si las circunstancias económicas y/ o comerciales cambian, o si se producen desarrollos tecnológicos apropiados, o son adquiridos datos adicionales.

9. OBSERVACIONES:

La intención de la SPE, el WPC y la AAPG en contar con una clasificación suplementaria a la de RESERVAS COMPROBADAS, es la de facilitar la consistencia y coherencia entre los profesionales que utilizan dichos términos.

Las definiciones y términos aquí vertidos podrán reverse y adecuarse en el futuro, de acuerdo con los nuevos conceptos y circunstancias imperantes, y que sean reconocidos internacionalmente por las entidades mencionadas en el párrafo anterior.

II) METODOLOGIAS DE CALCULO:

1. La información sobre RESERVAS y RECURSOS debe ser estimada a partir de métodos geológicos y de ingeniería que sean técnica y científicamente aceptables. Al realizar esta tarea, el auditor deberá determinar el o los métodos que correspondan, teniendo en cuenta:

- a) La suficiencia y confiabilidad de los datos.
- b) La etapa de desarrollo del yacimiento.
- c) La tendencia histórica de la producción, si existe.
- d) La experiencia existente con respecto al área en cuestión u otras áreas vecinas o de características semejantes.

2. Las empresas deberán incluir además de los resultados obtenidos por el auditor, las premisas que se tomaron en cuenta en su elaboración, la metodología empleada en el cálculo de las reservas y recursos de hidrocarburos como mejor estimación de los mismos y las fuentes de dónde se adquirieron los datos utilizados. A tal fin, la Autoridad de Aplicación acepta el empleo de una o varias metodologías reconocidas internacionalmente y que se detallan a continuación:

- a) Cálculo Volumétrico.
- b) Balance de Materiales.
- c) Análisis de las Curvas de Declinación.
- d) Simulación Numérica de Reservorios.

Resulta importante dejar aclarado que no obstante lo expresado, los certificadores podrán adoptar otras metodologías que pudieran adaptarse mejor, técnica y económicamente, a las características de cada yacimiento o reservorio de que se trate, para lo cual deberá contar con el consentimiento escrito de la Autoridad de Aplicación.

3. El término "mejor estimación" se usa como una expresión genérica para la evaluación que se considera más certera del volumen de hidrocarburos que será recuperado del yacimiento entre la fecha de la estimación y hasta el fin de la concesión y de la vida útil del yacimiento.

4. Las reservas y los recursos de gas certificados comprenderán al gas no asociado y al gas asociado, incluyendo el disuelto en el petróleo y no deberán ser disminuidos por los volúmenes de condensados o gasolinas naturales a recuperar mediante instalaciones convencionales de separación en el yacimiento, como tampoco por los volúmenes de condensados, gases licuados del petróleo (GLP) y los gases naturales licuados (GNL) extraídos mediante plantas de procesamiento.

5. Los volúmenes estimados de condensados o gasolinas naturales recuperables mediante instalaciones convencionales de separación en el yacimiento no deberán ser sumados a las reservas comprobadas de petróleo.

III) NORMAS COMPLEMENTARIAS

1. En su presentación anual, a efectuarse hasta el 31 de marzo del año siguiente al que se certifica, los permisionarios y concesionarios deberán incluir las RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES Y POSIBLES y los RECURSOS de petróleo crudo y gas natural, según corresponda, tanto hasta el final del período de cada concesión, como hasta el final de la vida útil de cada yacimiento.

Las presentaciones de reservas y recursos correspondientes al año 2005 se ajustarán a lo dispuesto en el párrafo anterior, disponiendo de un plazo adicional de NOVENTA (90) días corridos, a contar del 1° de abril de 2006, para presentar la certificación correspondiente por auditor externo.

2. Dichas presentaciones deberán incluir las evaluaciones económicas que respaldan a las cifras de las RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES Y POSIBLES que se certifiquen, figurando en tablas las siguientes estimaciones: producción de hidrocarburos; ingresos; inversiones y costos asociados tales como los operativos, por transporte, regalías y retenciones si los hubiera, antes de impuestos; los correspondientes flujos de cajas anuales y acumulados.

Deberá indicarse además, el precio del hidrocarburo cuya reserva se estima, que ha sido considerado en los cálculos respectivos.

3. Las certificaciones siempre estarán referidas al total del área a evaluar, no importando los porcentajes de participación de las distintas compañías que puedan ser titulares de un permiso o concesión, en cuyo caso dichas certificaciones deberán estar firmadas por todos los titulares del permiso o concesión correspondiente.

De tratarse de UNIONES TRANSITORIAS DE EMPRESAS (UTE), las presentaciones podrán estar firmadas por el Representante Legal de dicha UTE, acompañando el contrato respectivo, en caso de que no se lo hubiera hecho con anterioridad.

4. Los permisionarios y concesionarios estarán a cargo de los costos que demande la certificación por auditores externos, de las reservas y recursos existentes en las áreas de las cuales sean titulares, y no podrán contratar al mismo auditor externo para realizar la certificación de reservas y recursos durante DOS (2) años consecutivos, a partir de las certificaciones de reservas y recursos correspondientes al año 2006.

5. La presentación deberá efectuarse en el formato de las planillas números 8 y 9 de la Resolución N° 319 del 21 de octubre de 1993 de la SECRETARIA DE ENERGIA, con las modificaciones que constan en el Anexo II de la presente resolución, debiéndose acompañar el Informe elaborado por el auditor externo firmado en todas sus hojas, y en soporte magnético, donde conste la o las metodologías empleadas para los cálculos y la evaluación económica de cada categoría de reservas y recursos (exceptuando para estos últimos la evaluación económica).

6. La Autoridad de Aplicación podrá por sí o a través de Universidades Nacionales con carreras en Ingeniería de Petróleos o afines, efectuar certificaciones de reservas y recursos de cualquier área bajo permiso o concesión cuando lo considere de su interés, notificando antes del 31 de octubre de cada año al titular del área respectiva.

Aquellos concesionarios de explotación que exporten hidrocarburos deberán certificar anualmente las reservas y recursos de las áreas que exportan, únicamente por Universidades Nacionales con carreras en Ingeniería de Petróleos o afines. En el caso que la SECRETARIA DE ENERGIA decidiera auditar alguna de dichas áreas en forma directa, lo comunicará al titular del área de que se trate antes del 31 de octubre de cada año.

La SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES informará oportunamente a los concesionarios respectivos, la nómina de las Universidades Nacionales habilitadas a tales efectos.

Cuando las Universidades Nacionales por cualquier motivo rehusaran realizar la certificación de las reservas y recursos, las empresas designadas deberán acreditar dicha negativa ante la Autoridad de Aplicación, antes del 31 de diciembre de cada año, acompañando constancia firmada por autoridad competente (Rector, Secretario Académico o Decano de Ingeniería o de carrera afín). En estos casos, la Autoridad de Aplicación indicará al titular del área el procedimiento a seguir.

En todos los casos, los costos de la certificación de reservas y recursos efectuadas por Universidades Nacionales estarán a cargo de los permisionarios y concesionarios, cuya retribución deberá corresponderse con los valores corrientes de mercado para este tipo de estudios.

7. Si como consecuencia de revisiones internas de reservas y recursos los permisionarios y concesionarios comprobasen que cualquiera de esos valores presentan una variación igual o mayor al DIEZ POR CIENTO (10%) en relación con los informados en su última presentación ante la Autoridad de Aplicación, deberán hacerlo conocer a esta última dentro del plazo de DIEZ (10) días de detectada dicha variación.

Dicha variación sólo deberá ser declarada cuando haya una reclasificación de reservas y recursos o nuevos descubrimientos de hidrocarburos, no debiéndose considerar —además— producciones acumuladas de petróleo y/o gas.

ANEXO I-B

REGISTRO DE PROFESIONALES, EMPRESAS Y ENTIDADES CERTIFICADORAS DE RESERVAS Y RECURSOS DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS Y GASEOSOS.

1. Los profesionales, empresas o entidades que aspiren a ser certificadores de reservas y recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos, deberán inscribirse en el Registro que habilitará al efecto la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES. Dicha inscripción será gratuita y podrá efectuarse en cualquier momento del año.

2. La Autoridad de Aplicación no aceptará como válidas ni representativas las cifras de reservas y recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos que no se hallaren certificadas por auditores externos a las empresas permisionarias y concesionarias, debidamente inscriptos en el presente registro.

3. Para ser habilitados como certificadores externos, los interesados deberán dar cumplimiento a los siguientes requerimientos:

Para el auditor independiente:

a) Acreditar experiencia y trayectoria en estudios y/o trabajos de geología de explotación y/o ingeniería de reservorios, con un mínimo de DIEZ (10) años en la materia, haciendo mención de los trabajos efectuados y/o publicados.

b) El interesado deberá adjuntar con su solicitud, currículum vitae, fotocopia certificada del o de los títulos habilitantes, de su documento de identidad y su número de CUIT/CUIL.

c) Constituir domicilio en la CIUDAD AUTONOMA DE BUENOS AIRES.

Para las empresas o entidades auditoras:

a) Acreditar solvencia técnica en trabajos de auditoría o certificación de reservas de hidrocarburos, haciendo mención de los trabajos efectuados, tanto de carácter nacional como internacional.

b) Acreditar experiencia y trayectoria de su personal profesional en tareas de geología de explotación y/o ingeniería de reservorios, con un mínimo de DIEZ (10) años en la materia, adjuntando los currículum vitae respectivos.

c) Acreditar amplios conocimientos de las características geológicas y de reservorios de las cuencas sedimentarias existentes en el país.

d) Junto con su presentación las empresas o entidades adjuntarán copia certificada del estatuto constitutivo de la entidad y de las inscripciones de ley, y de los instrumentos que acrediten la representación de quien suscribe la solicitud.

e) Las empresas o entidades auditoras podrán ser de origen nacional o extranjero.

4. La Autoridad de Aplicación comunicará mediante nota a los postulantes, si su pedido de inscripción ha sido aceptado o no, sobre la base del análisis de la documentación que los mismos hayan presentado a fin de acreditar su idoneidad y responsabilidad.

5. Sin perjuicio de lo establecido en el Anexo I-A, Apartado III, punto 6, para la certificación de las reservas y de los recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos existentes en los yacimientos de los cuales son titulares, los permisionarios y concesionarios deberán contratar a alguno de los auditores independientes, empresas o entidades que se encuentren inscriptas en el Registro a que se refiere el presente Anexo I-B.

6. Los Informes de reservas y recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos presentados por las empresas permisionarias y concesionarias de la Ley N° 17.319, tienen carácter de declaración jurada tanto para dichas empresas como para los auditores externos que las certifiquen.

Si a criterio de la Autoridad de Aplicación se constataran anomalías, irregularidades o cualquier otro tipo de inconsistencias en las certificaciones de reservas y recursos efectuadas, dicha Autoridad podrá reclamar al auditor o al permisionario o concesionario en su caso, las explicaciones que estimara pertinentes.

Si dichas anomalías no pudieran ser salvadas de modo fehaciente a criterio de la Autoridad de Aplicación, la misma podrá rechazar la certificación efectuada comunicando al permisionario o concesionario el procedimiento que habrá de seguirse, sin perjuicio de las sanciones que a estos últimos pudiera corresponder por responsabilidades

propias, de acuerdo con lo estipulado en los Artículos 80, 87 y 88 de la Ley N° 17.319. En este caso la SECRETARIA DE ENERGIA podrá decidir efectuar una nueva certificación por sí o a través de las Universidades Nacionales con carreras en Ingeniería de Petróleos o afines

7. Las irregularidades en que incurriera el auditor externo con motivo de la certificación de reservas y recursos que hubiere efectuado, facultará a la Autoridad de Aplicación a apercibir, suspender o eliminar a dicho auditor del Registro correspondiente, de acuerdo con la gravedad o importancia de la falta cometida.

ANEXO I-C

GLOSARIO

Regirán en lo pertinente las siguientes definiciones:

Condiciones de superficie o normales para los hidrocarburos líquidos y gaseosos: Presión igual a UNA (1) atmósfera y temperatura igual a QUINCE GRADOS CELSIUS (15 °C).

Petróleo: Hidrocarburos líquidos tanto en condiciones de yacimiento como en condiciones de superficie.

Condensado: Es la mezcla de hidrocarburos presentes en el gas natural extraído de los yacimientos, que se encuentra en el estado líquido o vaporizado, y que son separados a través de operaciones primarias. En condiciones normales de presión y temperatura se presentan en estado líquido. Tienen una densidad relativa de más de SETECIENTAS DIEZ MILESIMAS (0,710) y menor de OCHOCIENTAS MILESIMAS (0,800), equivalente a SESENTA Y OCHO GRADOS API (68 °API) y CUARENTA Y CINCO GRADOS API (45 °API) respectivamente; una presión de Vapor Reid, a TREINTA Y SIETE GRADOS CELSIUS CON OCHO DECIMAS (37,8 °C), no mayor de CIENTO TRES KILOPASCALES CON CUARENTA Y DOS CENTESIMAS (103,42 kPa), o QUINCE LIBRAS POR PULGADA CUADRADA RELATIVA (15 psig), y un punto final de destilación mayor de DOSCIENTOS GRADOS CELSIUS (200 °C) y menor de CUATROCIENTOS GRADOS CELSIUS (400 °C).

GASOLINA: Mezcla de hidrocarburos presentes en el gas natural extraído de los yacimientos, separados al estado líquido por medio de operaciones de enfriamiento mecánico o por procesos industriales propios de las plantas de acondicionamiento del gas natural y/o extracción de gas licuado. Se encuentra en estado líquido en condiciones normales de presión y temperatura, el que estabilizado debe tener una presión de Vapor Reid, a TREINTA Y SIETE GRADOS CELSIUS CON OCHO DECIMAS (37,8 °C), no mayor de CIENTO TRES KILOPASCALES CON CUARENTA Y DOS CENTESIMAS (103,42 kPa), o QUINCE LIBRAS POR PULGADA CUADRADA RELATIVA (15 psig).

Tienen una densidad relativa mayor de SEISCIENTAS MILESIMAS (0,600) y menor de SETECIENTOS DIEZ MILESIMAS (0,710) equivalentes a CIENTO CUATRO GRADOS API (104 °API) y SESENTA Y OCHO GRADOS API (68 °API), respectivamente, y un punto final de destilación mayor de CIEN GRADOS CELSIUS (100 °C) y menor de DOSCIENTOS GRADOS CELSIUS (200 °C).

Gas: Hidrocarburos livianos que en condiciones de yacimiento pueden ser líquidos o gaseosos y en condiciones de superficie siempre son gaseosos. Se pueden diferenciar en: gas en solución, gas asociado y gas no asociado.

Gas en solución: Gas disuelto en el petróleo en condiciones de yacimiento y que se separa en condiciones de superficie pasando al estado gaseoso.

Gas asociado: En yacimiento y en superficie se mantiene como gas pero en yacimiento ocupa las partes altas de las estructuras de las trampas coexistiendo con el petróleo.

Gas no asociado: El estado es gaseoso en yacimientos y superficie, constituyendo acumulaciones exclusivamente gasíferas.

ANEXO II

Planilla N° 8 de la Resolución N° 319/93.

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE PETROLEO HASTA EL FIN DE LA CONCESION

En Miles de m3 y sin decimales

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas						Total Remanente	Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable
			Primaria Recuperable			Secundaria Recuperable						
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				

Planilla N° 8 (bis) de la Resolución N° 319/93.

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE PETROLEO HASTA EL FIN DE LA VIDA UTIL DEL YACIMIENTO

En Miles de m3 y sin decimales

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas						Total Remanente	Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable
			Primaria Recuperable			Secundaria Recuperable						
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				

Planilla N° 9 de la Resolución N° 319/93.

**RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE GAS
HASTA EL FIN DE LA CONCESION
En Millones de m3 y sin decimales**

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas						Total Remanente	Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable
			Gas Libre			Gas Disuelto						
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				

Planilla N° 9 (bis) de la Resolución N° 319/93.

**RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE GAS
HASTA EL FIN DE LA VIDA UTIL DEL YACIMIENTO
En Millones de m3 y sin decimales**

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas						Total Remanente	Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable
			Gas Libre			Gas Disuelto						
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				

Referencias bibliográficas

Argentina - Secretaría de Energía de la Nación (2006a). *Balance Energético Nacional, Serie 1970-2004* [archivo PDF]. Secretaría de Energía. Buenos Aires.

____ (2006b). *Cuadros Balance Energético Nacional, Serie 1970-2004* [tabla de Excel]. Secretaría de Energía. Buenos Aires.

____ (2006c). *Producción y Pozos* [tabla dinámica de Excel actualizada al 16/Mar/2006]. Secretaría de Energía. Buenos Aires.

____ (2006d). *Exportaciones* [tabla dinámica de Excel actualizada al 16/Mar/2006]. Secretaría de Energía. Buenos Aires.

____ (2005a). *Boletín Anual de Reservas de Hidrocarburos 2004*. Dirección Nacional de Exploración, Producción y Transporte de Hidrocarburos; Subsecretaría de Combustibles; Secretaría de Energía. Buenos Aires.

____ (2005b). *Participación del Gas Natural en la Matriz Energética*. Secretaría de Energía. Buenos Aires.

____ (2004). *Plan Energético Nacional (2004-2008), Programa de Gestión*. Secretaría de Energía; Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios; Presidencia de la Nación. Buenos Aires.

Bernal, Federico (2005). *Petróleo, Estado y Soberanía. Hacia la empresa multiestatal latinoamericana de hidrocarburos*. Editorial Biblos. Buenos Aires.

Calcagno, Alfredo E. y Eric Calcagno (2005). *Al borde del abismo energético*. Le Monde Diplomatique, Edición Cono Sur, Abril de 2005. Buenos Aires.

____ (2001). *La privatización del petróleo. Azaroso destino de YPF*. Le Monde Diplomatique, Edición Cono Sur, Julio de 2001. Buenos Aires.

Calleja, Gustavo (2001). *Un 'regalo' del Estado. El negocio (privado) petrolífero*. Le Monde Diplomatique, Edición Cono Sur, Octubre de 2001. Buenos Aires.

____ (2001). *La revolución privatizadora: la experiencia argentina en el sector energético*. Revista Ciudadanos, Ediciones Fundación Arturo Illia - Ediciones Corregidor. Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo (2006a). *Ante el fraude contable de Repsol: ¿piensa recuperar Kirchner YPF?* Informe del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO-USAL. Buenos Aires.

____ (2006b). *La gestión de YPF del Estado versus la de Repsol*. Diario Ciudadano, Febrero de 2006. Mendoza.

____ (2006c). *La renta petrolera de Argentina*. Diario Ciudadano, Febrero de 2006. Mendoza.

____ (2006d). *Hidrocarburos: desde 1967 se explora menos*. Diario Ciudadano, Febrero de 2006. Mendoza.

____ (2006e). *Se agotan el petróleo y el gas natural*. Diario Ciudadano, Febrero de 2006. Mendoza.

____ (2006f). *Nada por descubrir*. Diario Página/12, Febrero de 2006. Buenos Aires.

____ (2005a). *Argentina rumbo al colapso energético*. AREP023, Material del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO-USAL. Buenos Aires.

____ (2005b). *Análisis de las dos propuestas para el Anillo Energético Sudamericano*. Informe del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO-USAL. Buenos Aires.

____ (2004). *Principales características del programa de privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales sobre la oferta primaria de hidrocarburos*. AREP007, Material del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO-USAL. Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo y José Francisco Freda (2005). *Diagnósticos y perspectivas del abastecimiento mundial y nacional de hidrocarburos*. AREP011, Material del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO-USAL. Buenos Aires.

Freda, José Francisco y Ricardo De Dicco (2004). *Agotamiento de las reservas de hidrocarburos en Argentina*. AREP003, Material del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO-USAL. Buenos Aires.

Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (2005). *Pozos perforados - Año 2004*. IAPG. Buenos Aires.

Lahoud, Gustavo (2005). *Recuperar la planificación energética para recuperar al país*. Informe del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO-USAL. Buenos Aires.

Ortiz, Carlos Andrés (2005). *Manual de zoncetas energéticas argentinas*. Posadas.

Repsol YPF, S.A. (2006). *Repsol YPF anuncia una reducción de sus reservas en un 25%*. Madrid.

____ (2005). *Informe Anual 2004*. Madrid.

Schorr, Martín y Ricardo Ortiz (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.

United Nations Conference on Trade and Development (2005). *Trade and Development Report, 2005*. UNCTAD. New York y Ginebra.

Legislación consultada:

Ley Nacional Nº 17.319 (de 1967).

Resolución Nº 319/1993 de Secretaría de Energía de la Nación.

Resolución Nº 482/1998 de Secretaría de Energía de la Nación.

Resolución Nº 2057/2005 de Secretaría de Energía de la Nación.

Resolución Nº 324/2006 de Secretaría de Energía de la Nación.

Sitios de Internet consultados:

<http://www.energia.gov.ar> (Secretaría de Energía de la Nación)

<http://www.enargas.gov.ar> (ENARGAS, Ente Nacional Regulador del Gas)

<http://www.diputados.ari.org.ar> (Bloque Diputados Nacionales del ARI)

<http://www.iapg.org.ar> (IAPG, Instituto Argentino del Petróleo y el Gas)

<http://www.repsol-ypf.com.ar> (Repsol YPF, S.A.)

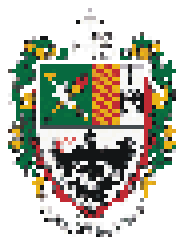
<http://www.mem.gob.ve> (Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela)

<http://www.eia.doe.gov> (Administración de Información Energética, Departamento de Energía de EE.UU.)

Denuncias del Bloque de Diputados Nacionales del ARI consultadas:

<http://www.diputados.ari.org.ar/documentos/PROMUEVE%20se%20investigue%20CNV.doc>

<http://www.diputados.ari.org.ar/documentos/Denuncia%20Penal%20a%20Repsol.pdf>



IDICSO

Instituto de Investigación en Ciencias Sociales

Universidad del Salvador

**Área de Recursos Energéticos y
Planificación para el Desarrollo del IDICSO-USAL**

Coordinador del equipo de investigación del Área:

Ing. Alfredo Fernández Franzini

Integrantes del equipo de investigación del Área:

Ing. Alfredo Fernández Franzini (Ex Director de la Central Nuclear Atucha I)

Ing. José Francisco Freda (Ex Director Nacional de Combustibles)

Ricardo A. De Dicco (tesista de Lic. en Sociología)

Juan Manuel García (Técnico Superior en Energía y estudiante avanzado de Ingeniería Industrial)

Casilla de Correo Electrónico: idicsoenergia@yahoo.com.ar

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

Hipólito Yrigoyen 2441 – Capital Federal (C1089AAU) – República Argentina

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.

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

Departamento de Comunicación y Tecnología del IDICSO:

Ricardo De Dicco y Lic. Mariana Nardone

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**