

Octubre 2008

PETRÓLEO Y GAS

“100 AÑOS DE VALIOSOS APORTES A LA ECONOMÍA ARGENTINA” *

Aldo M. Abram
Sebastián Scheimberg

** El presente documento fue elaborado, por los autores, para el Centro de Investigaciones de Instituciones y Mercados de Argentina dependiente del Instituto Universitario ESEADE, y para el Instituto Tecnológico de Buenos Aires.*

INDICE

SECCIÓN 1.

1 - LA PRODUCCIÓN PETROLERA EN ARGENTINA: BREVE RECORRIDO HISTÓRICO.....	2
1.a. La exploración hidrocarburífera en la Argentina.	5
1.b. El Primer Boom de Inversiones.	6
1.c. Las Reformas de Menem.	7

SECCIÓN 2

2 - LOS APORTES DEL SECTOR PETROLERO A LA ECONOMÍA ARGENTINA.	12
2.a. Su contribución al Producto Bruto Interno.	12
2.b. El aporte a las exportaciones y el impacto sobre las importaciones.	14
2.c. La contribución a la inversión total realizada en el país.	22
2.d. Los beneficios en términos de ingresos para los distintos niveles de Estado.	23
2.e. Transferencias de ingresos del sector petrolero al resto de la debido a las Retenciones.	27
2.f. La generación de puestos de trabajo.	29
ANEXOS.	31
Bibliografía	36

1. LA PRODUCCIÓN PETROLERA EN ARGENTINA: BREVE RECORRIDO HISTÓRICO

Para la Argentina, el hallazgo de petróleo en Comodoro Rivadavia en 1907 da inicio a un ciclo de fructífero desarrollo de su industria, aunque ésta iría sufriendo los avatares de los cambios de rumbo asociado al ciclo político¹. En esa época la Argentina formaba parte de un selecto grupo de países con un gran poderío económico y una clase dirigente comprometida con el desarrollo económico e institucional de la Nación. Si bien la legislación consideraba que el recurso debía ser explotado por el sector privado, el peso político y estratégico de mantener la producción petrolera bajo la órbita del Estado condicionó fuertemente la organización de la industria en esos primeros años de vida. La consecuencia posterior de esa decisión fue la creación de “Yacimientos Petrolíferos Fiscales” (Y.P.F.).

Si bien la expectativa inicial era muy grande, los sistemas petroleros de las cuencas no responderían a tamaña proyección y la Argentina, desde los comienzos de esta nueva era, no sería considerada un país petrolero sino sólo un país con petróleo. Esta característica y su lógica económica asociada limitarían en todo momento la posibilidad de disociar los precios domésticos de los valores de importación.

Asimismo, el mejor desempeño de la empresa tendría lugar en los períodos de mayor independencia de las metas del negocio petrolero respecto de los objetivos políticos; es decir, toda vez que estuviera presente la meta de maximizar la renta petrolera derivada de una gestión eficiente de los recursos. En particular esto tuvo lugar en los inicios de la actividad de Y.P.F. bajo la conducción del Ingeniero Mosconi entre 1922 y 1932, y posteriormente en los dos períodos históricos que hemos caracterizado como los grandes booms de la actividad petrolera argentina: 1958-62 y 1990-1999.

Según la Organización Internacional del Trabajo, OIT (2002), la extensión de la explotación de YPF en Salta, Neuquén, Mendoza, Chubut y Santa Cruz desde la década de 1920, implicó una movilización de recursos y trabajo en la construcción de la infraestructura. Además de abrir nuevos polos de producción, se construyeron barrios para los obreros, se abrieron caminos, se mejoró la comunicación y se instalaron escuelas para las poblaciones que se creaban alrededor de la explotación del petróleo. YPF no sólo implicó un salto en la instalación de infraestructura sino que también marcó un cambio en la vinculación de la empresa con otro tipo de actividades: promovió el desarrollo del turismo y las carreras automovilísticas en ruta. Esta empresa petrolera fue pionera en un tipo de concepción del trabajo que involucraba, junto con el empleo, la preocupación por la satisfacción de la vivienda, la educación y el tiempo libre de los trabajadores.

Por orden de incorporación, la cuenca del Golfo San Jorge representa la más antigua, no obstante ello actualmente se ha vuelto el área más productiva junto a la cuenca Neuquina. Sus principales descubrimientos tuvieron lugar entre los años 1930' y 1950' y en su mayoría

¹ El hecho de haberse producido en tierras fiscales costeras, más allá de haber sido o no fortuito, permitió crear una reserva estatal de fácil movilidad, que de alguna manera condicionó la fuerte presencia del Estado desde los inicios de la explotación petrolera argentina.

tuvieron como protagonista a la empresa petrolera del Estado. Entre los mayores hallazgos: Diadema, El Tordillo, Cerro Dragón, El Huemul, se destacan los campos de Cañadón Seco y Cañadón León, cuyo descubrimiento vino a desafiar los modelos tradicionales de perforación para su época (Turic y Ferrari, 2000).

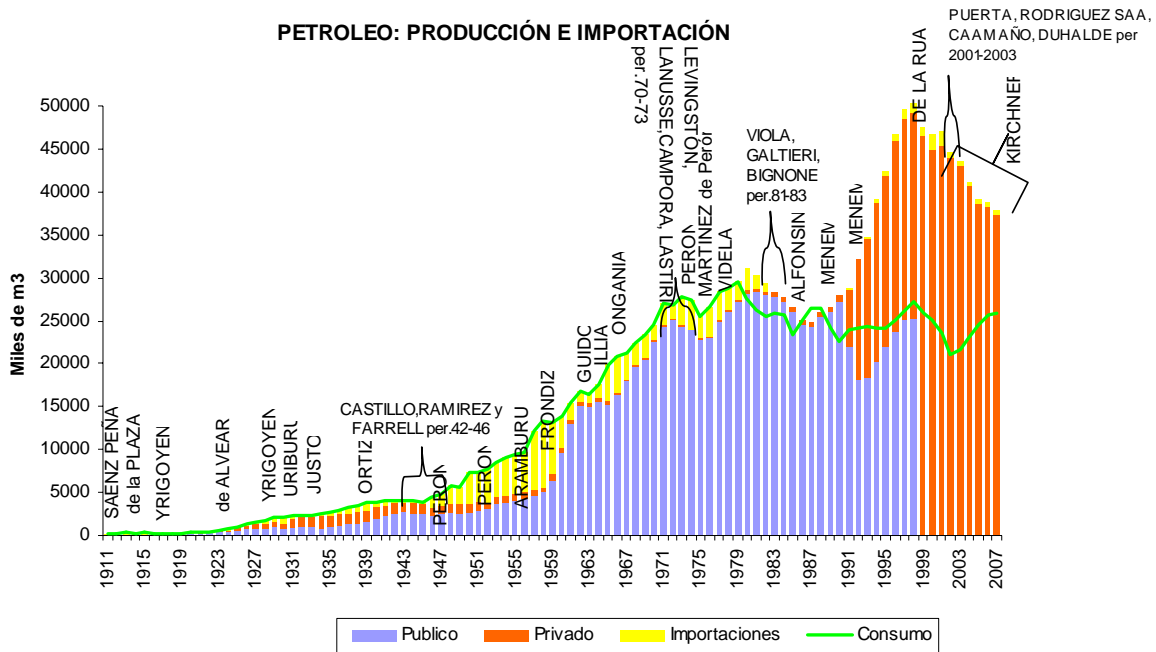
En el caso de la cuenca Neuquina, los mayores logros se dieron a partir de mediados de los años 1970' en Loma La Lata y posteriormente, en los años 1980' en Chihuido de la Sierra Negra, aunque es de destacar los hallazgos vinculados a la gestión privada en Puesto Hernández (YPF en asociación con Perez Companc) y El Trapial (Petrolera San Jorge).

En el caso de la cuenca Cuyana los más importantes descubrimientos corresponden al primero de los dos destacados períodos en términos de gestión de la producción. Entre fines de los años 50' y comienzos de los 60' se incorporan los yacimientos de Vacas Muertas y Vizcacheras, en este último hubo una importante participación de la firma Astra. Mientras tanto, la cuenca Noroeste encuentra su mayor reservorio a partir de la firma de contratos de riesgo a fines de los años 70'. El yacimiento de Ramos contó con la activa participación de la firma Pluspetrol.

Por último, en la más recientemente incorporada cuenca Austral, la empresa Total Austral junto con YPF inició el desarrollo de los reservorios gasíferos de gran envergadura de Ara y Cañadón Alfa, y el más promisorio de Carina en la plataforma continental

La experiencia histórica, a su vez, se encargaría de mostrar la existencia de una relación positiva entre el alineamiento de precios domésticos con los internacionales por un lado, y el aumento en la capacidad productiva y la productividad por el otro. Esta relación generalmente se dio en forma conjunta con la apertura de la industria hacia el capital privado de origen nacional o extranjero.

Gráfico 1



Los grandes saltos productivos se dieron en el marco de procesos de desregulación y de incentivo a la mayor participación del sector privado en el negocio (1930-1937, 1958-1962, 1966-1972, 1992-1998). Téngase en cuenta que las políticas de esas épocas incluyeron la vigencia de los precios internacionales como señales a las empresas del sector.

El sector productor de hidrocarburos depende de grandes inversiones que maduran en el largo plazo. Esto implica que la calidad institucional de un país, condiciona fuertemente los niveles de inversión, especialmente los realizados en exploración. No es de extrañar que un país de débil seguridad jurídica y con reglas de juego históricamente inestables como la Argentina haya tenido dificultades para desarrollar este sector. Tampoco el hecho que los capitales que se dirigen a la producción de hidrocarburos se asignen en mayor medida en la extracción; ya que es un negocio de menor plazo y, por ende, menor riesgo que el de exploración.

1.a. La exploración hidrocarburífera en la Argentina

Desde 1934 hasta fines de los años 80' la actividad exploratoria de la Argentina estuvo centralizada en Y.P.F. De todas formas, fue importante la tarea exploratoria del sector privado en los inicios de la actividad, pero particularmente desde los años 50'.

Hasta ahora se identificaron 24 cuencas sedimentarias (19 en territorio continental y 5 costa afuera), cuya superficie llega casi a 2 millones de km². Sólo 5 de estas cuencas conocidas son productoras de hidrocarburos y ellas ocupan menos del 30% del área total sedimentaria. El proceso de producción, si bien da como resultado la obtención de líquidos y gases en forma conjunta, varía su mix de acuerdo a las características geológicas de cada cuenca. Así es que, a grandes rasgos, predomina la producción gasífera en el Noroeste y la cuenca Austral, está igualmente repartida en la Neuquina y más sesgada hacia petróleo la de Cuenca San Jorge. En el caso de la más modesta cuenca Cuyana es casi exclusivamente petrolífera.

En estas cuencas productivas: Golfo San Jorge, Neuquina, Cuyana, Noroeste y Austral, se ha concentrado la actividad exploratoria.

Un detalle minucioso de los descubrimientos se encuentra en Turic y Ferrari (1999), aunque no puede soslayarse el más importante de todos: Loma La Lata. Este yacimiento incorporó más de 250 millones de barriles equivalentes de reservas probadas (el 50,7% de las existentes). Además, fue el motor que aceleró la incorporación del gas natural en la ecuación energética nacional. Otra perla de la industria vendría a incorporarse en 1969 (Mb. Avilé), y adquiere un gran impulso a partir del descubrimiento y desarrollo de la mineralización en el Mb. Troncoso Inferior y Agrio Superior a fines de los 80': el yacimiento de Chihuido de la Sierra Negra. El uso de la tecnología 3D en este yacimiento se hace a principios de la década del 90' lo cual impactó de sobre manera en su fuerte desarrollo. Es así como con un volumen de petróleo recuperable final estimado en el orden de los 643 millones de barriles se convertiría en la estrella de los años 90'. En ambos casos se trató de la actividad exploratoria de YPF.

Si bien puede afirmarse que las grandes incorporaciones se produjeron a partir de exploraciones realizadas por la empresa del Estado, han existido pruebas sobradas del riesgo exploratorio de otras empresas del sector privado. En ese sentido Giussani (2007) destaca la actividad exploratoria costa afuera por parte de la empresa Total Austral en la década del 80' y el de Petrolera San Jorge (actualmente Chevron) en los años 90', que con la incorporación productiva del área de Huantraico da lugar al último gran descubrimiento de petróleo en la Argentina. A todo esto hay que sumar la incorporación de reservas que viene realizando la firma Panamerican Energy en su yacimiento de Cerro Dragón, cuya concesión original se remonta a la época del presidente Arturo Frondizi (1958-1962).

Si bien el presente documento no pretende ahondar en el análisis histórico, no sería completo el panorama de esta industria si no hiciéramos mención a los grandes hitos que ha habido a lo largo de sus 100 años de vida. Nos concentraremos en los dos eventos que

tuvieron mayor relevancia luego del descubrimiento, producto de decisiones de carácter estratégico. Ellos son las políticas de incentivo a la inversión privada de los presidentes Frondizi (198-1962) y Menem (1992-1998).

1.b. El Primer Boom de Inversiones

Frondizi resuelve la eterna contradicción nacionalista enfrentando la restricción petrolera no por la vía ideológica, que ya había probado ser ineficaz, sino por el camino de las acciones y las señales favorables hacia las empresas extranjeras, tanto en el sector petrolero como en el automotriz. En esa época estos sectores (junto a la petroquímica y siderúrgica) eran señalados como los responsables de un abultado déficit comercial y serían los focos del programa desarrollista de gobierno.

El mecanismo de participación extranjera se instrumentó a través del Decreto 953/58 y se basó en la firma de contratos de locación de obras y servicios, a fin de evitar la figura de las concesiones (cuestionadas previamente por Frondizi y por el nacionalismo petrolero). Por aquel entonces el petróleo era entregado en su totalidad a Y.P.F..

Esta modalidad innovadora permitió que el eficiente ejecutor de la política petrolera en YPF, Arturo Sábato, firmara una serie de contratos, tanto en áreas de reservas conocidas como en otras nuevas (exploración)². De esta forma, rápidamente se iniciaron las operaciones, obviando trabas burocráticas, en lo que el propio presidente Frondizi dio en llamar “La batalla del petróleo”. Como resultado se habría de generar un incremento en el número de equipos de perforación, que en 1960 alcanzaron los 102 equipos en actividad, colocando a la Argentina tercera en el ranking mundial después de EE.UU. y Canadá (Givogri y Novara, 1987). En todos los casos el petróleo pertenecía a YPF, quien pagaba precios en dólares similares al internacional.

De una producción de 5,4 millones de m³ en 1957 se pasó a 15,6 millones en 1962. Y si bien un tercio surgió de los nuevos contratos, la gestión de Sábato le permitió a YPF duplicar su propia producción, vía contratos de perforación con compañías extranjeras, y obtener un primer breve período de autoabastecimiento. De este modo pudo testearse la conveniencia de reglas de juego que incentiven la participación del sector privado, con el consecuente resultado en mayores inversiones, innovaciones tecnológicas y sistemas modernos de gestión, sujeto al alineamiento de precios internos con los internacionales.

Los éxitos del Presidente Frondizi en el campo petrolero se vieron interrumpidos por un nuevo golpe de Estado; a partir del cual nuevamente primó la visión nacionalista que derivó en la anulación de los contratos decidida por el presidente Illia

² Ver Anexo- Contratos de Sábato

1.c. Las Reformas de Menem

Hacia finales de la década del 80', la determinación de precios y tarifas con objetivos distributivos, a niveles que resultaban insuficientes para cubrir los gastos de capital, demandaba el financiamiento de inversiones con transferencias crecientes desde el Estado. Este drenaje de fondos contribuía a incrementar el déficit fiscal, responsable en gran medida de la hiperinflación por la que atravesaba el país.

El esquema daba lugar a una baja productividad del capital y a una pobre calidad del servicio. De este modo, en la medida en que se sucedían los cortes de energía aumentaba el consenso político para la introducción de reformas que incorporaran la participación del sector privado en el campo energético.

Los Decretos 1.055, 1.212 y 1.589, de 1989, del Poder Ejecutivo, permitieron desregular la actividad al amparo de la Ley de Hidrocarburos (N° 17.319) de 1967. Entre otros atributos estos decretos aseguraban la libre disponibilidad del crudo para los nuevos Concesionarios, quienes obtendrían las áreas de explotación por 25 años, prorrogables por otros 10. Las concesiones se asignaron a partir de procesos licitatorios tanto en áreas marginales como centrales (en asociación con YPF), y de la reconversión de los contratos de servicio.

Jerárquicamente los Decretos descendían de las Leyes de Reforma del Estado y de Emergencia Económica, cuyo objetivo era desregular la economía y poner a la venta la mayoría de los activos del Estado (inicialmente YPF no estaba en la lista). A partir del Decreto 2.178/91 (Plan Argentina), se concesionaron 140 áreas de exploración y eventual explotación. Posteriormente se fueron dictando otras normas que transformaron a YPF en Sociedad Anónima, hasta el dictado de la Ley 24.145, en septiembre de 1992 que determinó su privatización. Además esa misma norma dispuso la federalización de los recursos hidrocarburíferos una vez vencidas las concesiones otorgadas, traspaso que fue refrendado en la Reforma Constitucional de 1994 (artículo 124).

En 5 años de gestión (desde el 23 de agosto de 1990 hasta su muerte accidental en mayo de 1995) José Estenssoro logró redimensionar la compañía y su nómina salarial. Tras los dos primeros años de gestión dedicados a la transformación y reestructuración para convertirla en una empresa competitiva a nivel internacional, en 1993 se realizó la colocación de acciones en los mercados internacionales³. Este proceso, en el que el Estado Nacional y las provincias mantuvieron parte del paquete accionario, resultó sumamente exitoso dado que la empresa realizó una rápida actualización tecnológica y de gestión empresarial. Tal como se dio en la época de Mosconi, la industria petrolera nacional recuperó el planeamiento estratégico, instrumento vital para una estrategia de crecimiento

³ Anteriormente YPF se manejaba en base al derecho público. No había una contabilidad empresarial (Memorias, Balances, etc.) y existían más de 400 cláusulas en los convenios colectivos de trabajo. El poder del sindicato era superior al de los administradores y la búsqueda de beneficios era un objetivo ajeno a la compañía.

sustentable. En este caso bajo una administración completamente privada, a pesar de la presencia de los funcionarios del Estado en el Directorio de la Compañía.

La contracara de la rápida ganancia en eficiencia y el progreso tecnológico y ambiental derivó en un problema de reasignación del empleo que habría de generar una creciente conflictividad social en las regiones petroleras⁴. Lamentablemente el estancamiento de la economía en la segunda mitad de los 90' impidió transformar los enclaves petroleros en polos de desarrollo que absorbiese parte de la calificada mano de obra desplazada.

En términos de los resultados de la gestión, Argentina sobrepasó con creces el objetivo de autoabastecimiento que había venido buscando desde el inicio de su historia petrolera. La producción de crudo pasó de 28 millones de m³ a 48,4; y la de gas, de 23 mil millones a 37 mil millones de m³ (junto a una expansión de la ya extendida red de transporte y distribución, del 60%). De este modo se convirtió en un polo de abastecimiento de energía para toda la región, desencadenando un proceso de integración regional espontáneo por parte de la iniciativa privada. No obstante, el debilitamiento del rol de control del Estado y su acelerado desprendimiento accionario serían las mayores debilidades del nuevo modelo. En este último caso, la asfixia fiscal seguiría condicionando la estrategia petrolera de largo plazo.

Justamente, en enero de 1999, ante una nueva crisis fiscal, el gobierno vendió el 15% de las acciones de YPF del Estado a la empresa Repsol, posibilitando así su adquisición hostil unos meses más tarde (el Estatuto obligaba al poseedor del 15% a hacer una oferta por el 100% de las acciones de la Compañía)⁵. Con esta venta, seguida por la de otras empresas nacionales (Petrolera San Jorge en 1999 y Perez Companc en 2002), la industria petrolera local quedó en gran medida en manos de empresas extranjeras. Algunas lecciones o hipótesis justificadas en Scheimberg (2007b) pueden extraerse, a nuestro juicio, del pasaje de un modelo regulado con predominio del monopolio estatal a uno completamente privado y desregulado:

a) La empresa del estado tuvo la capacidad de asignar recursos a la exploración y la investigación, donde el sector privado, con el marco normativo vigente, no contaba con incentivos suficientes. En tanto, la eficiencia de corto plazo sólo fue factible bajo una organización pro mercado.

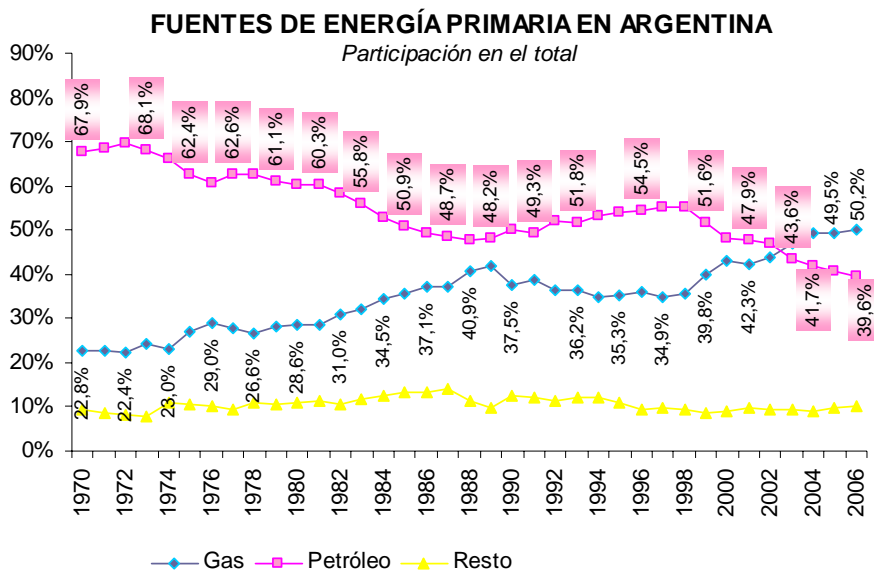
b) Si los impulsos iniciales, dados por los cambios regulatorios pro mercado, no se basan en una estrategia hidrocarburífera de largo plazo, esa inercia inicial no alcanza para lograr un desarrollo sustentable. Los cambios de reglas de juego terminan desincentivando el impulso inversor inicial.

⁴ Los principales focos de conflicto se desataron en la aglomeración Cutral Có – Plaza Huincul, en la provincia de Neuquén. Allí el índice de desempleo se ubicó en 17.6% (sin contar a la gente que se encontraba tomando cursos de capacitación). Si bien la empresa otorgó indemnizaciones y capacitación al personal, la mayoría de los pequeños emprendimientos que se crearon terminaron fracasando al poco tiempo

⁵ El Estado sin embargo mantuvo su Acción de Oro (y su Director), que le otorga poder de veto para transferir activos estratégicos y cambios en la composición accionaria, entre otros atributos.

c) El nuevo boom productivo de la industria petrolera argentina de comienzos de los años 90' se produciría a partir de una conocida receta exitosa: la alineación de los precios domésticos con los del mercado internacional.

Gráfico 2



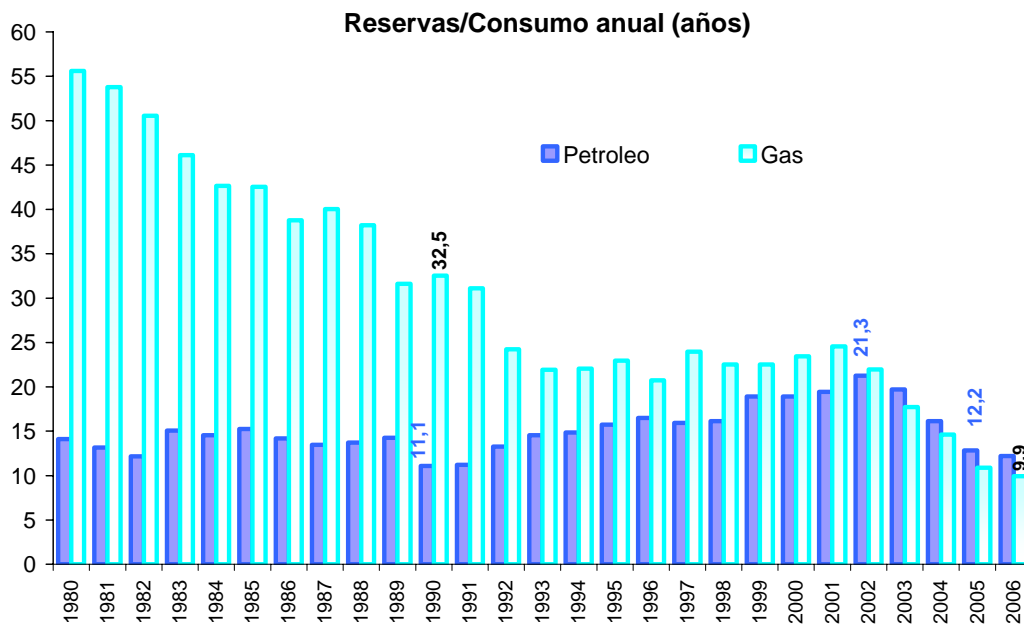
Fuente: Secretaría de Energía

La política energética de la década de los '90, tendió hacia una producción de electricidad térmica más intensiva en el uso del gas; lo cual actualmente despierta algunas críticas. Si bien es cierto que lo mejor hubiera sido avanzar hacia una mayor participación de las usinas hidroeléctricas: a) esta es una solución de largo plazo y no resuelve los problemas cercanos de escasez que afectaban al país al inicio de dicha década, cabe recordar los cortes programados con los que terminó la anterior; b) la aparición de las usinas térmicas de ciclo combinado volvió más competitiva este tipo de generación de energía; y c) en países de alta incertidumbre e inestabilidad, las inversiones de prolongada maduración no son viables para la inversión privada. Esto último refuerza nuestra visión de que la Argentina necesita avanzar hacia una mayor calidad institucional que garantice la estabilidad en el tiempo de reglas de juego claras y generales.

Por ello, es lógico que, ante la necesidad de aumentar la oferta rápidamente, se haya optado por las usinas térmicas. En ese sentido, en el gráfico 3 que se acompaña se puede observar que antes de los '90 se utilizaba relativamente en exceso el petróleo respecto de su disponibilidad, en comparación con el gas. Por ello, fue razonable avanzar en un uso mayor de este último en términos de equilibrar ambos consumos.

Gráfico 3

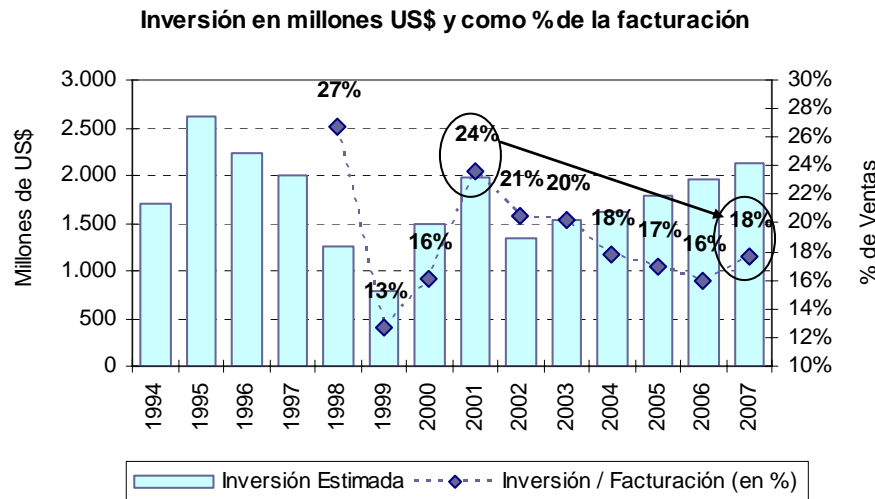
Argentina



Fuente: Secretaría de Energía

Recién después de la crisis del 2001-2002, la relación se invierte. Aunque la tendencia de ambas reservas en términos de años de consumo cae, la de gas lo hace en mayor medida. Esto se justifica en que los cambios unilaterales impuestos por el Estado en las reglas de juego del sector afectaron negativamente en mayor medida al sector productor de gas. Por otro lado, las nuevas condiciones para la explotación de hidrocarburo significaron una merma en el incentivo a invertir para las empresas del sector. Lo cual puede observarse en el gráfico 4, que analiza la inversión en Exploración y Producción desde 1994.

Gráfico 4



Fuente: Elaboración propia en base a Datos Contables. *Anuncios de Inversión

El Cuadro 1 muestra el rendimiento del sector petrolero (incluye gas y toda la cadena petrolera) y su evolución favorable en los últimos años. Este mayor rendimiento está asociado a un riesgo igualmente más elevado que el del promedio de la economía. No obstante al incluir en la muestra empresas con y sin Downstream, vemos que las primeras (Petrobrás e YPF) tienen menor rendimiento como consecuencia del subsidio implícito desde este sector hacia el resto de la economía, como se mostrará más adelante.

Cuadro 1

RENTABILIDAD EMPRESARIA POR SECTOR
(Resultado Operativo / Activos). En porcentaje

Resultado Operativo / Activos	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Sector Petrolero										
Pecom Energía/Petrobras	7,09	6,25	7,59	6,23	7,67	6,31	9,25	12,41	10,49	7,18
YPF SA	7,88	10,99	19,62	15,24	21,65	24,34	26,89	27,13	17,45	17,47
Pan American Energy (PAE)	1,30	7,06	25,67	16,02	22,76	21,69	27,70	31,17	38,69	29,55
Sector Externo										
Tenaris	N.A	-0,23	6,62	11,51	11,75	6,69	14,37	29,05	22,17	19,40
Siderar	12,49	6,60	7,47	4,93	18,78	30,83	38,33	25,96	19,72	16,89
Alapargatas	-0,70	-3,20	-5,33	-4,95	-5,00	-4,51	-0,49	1,51	2,51	6,36
ACINDAR	N.A	-0,55	1,17	0,10	14,89	28,74	36,73	34,34	26,10	21,11
Sector Doméstico										
Telecom	13,21	10,09	8,16	6,22	-1,65	0,87	3,24	5,90	10,46	17,84
Banco Galicia	1,00	1,71	1,43	2,80	-13,68	-0,78	0,24	0,97	-0,30	12,60
BBVA Banco Francés	1,61	1,50	2,05	0,66	-7,56	-0,55	0,20	0,96	N.A	1,45
Banco Macro	-1,26	-2,39	-7,04	-8,87	5,89	3,81	2,20	3,13	N.A	-0,93

Fuente: Comisión Nacional de Valores – Balances Consolidados

2. LOS APORTES DEL SECTOR PETROLERO A LA ECONOMÍA ARGENTINA

2.a. Su contribución al Producto Bruto Interno

La contribución del sector petrolero puede cuantificarse mediante diversos indicadores. Uno de los conceptos a los que hemos hecho reiterada mención es el de *renta petrolera* que está asociado al beneficio de la explotación hidrocarburífera una vez descontados todos los insumos del proceso productivo. En el caso de la extracción de gas y petróleo, éste es un concepto similar al del valor agregado medido por las Cuentas Nacionales. Para este sistema de contabilidad nacional, la suma de la contribución de cada uno de los sectores que compone la economía, medida a través de la retribución a los factores que generan su producción arroja como resultado el Valor Agregado Nacional. Este valor medido desde el lado de la producción de bienes y servicios equivale al Producto Bruto; el cual, a efectos de evitar duplicación, mide la diferencia entre el Valor Bruto de Producción (su facturación) y los insumos utilizados⁶.

Dado que el peso de los salarios en esta industria es relativamente menor, tenemos que la generación de valor agregado, que tiene por destino principal la retribución al capital empleado o beneficio, constituye una aproximación al concepto de renta. Para que esta asociación pueda ser mensurable es preciso medir el PBI en moneda corriente o en dólares⁷.

⁶ Manual de Cuentas Nacionales (1993), capítulo VI: La cuenta de Producción. En la agregación puede computarse tanto la retribución a factores domésticos como internacionales, en cuyo caso se distingue entre Producto Bruto Interno (PBI) o Producto Bruto Nacional (PBN). A su vez el cómputo puede realizarse considerando los precios finales o netos de impuestos y subsidios (a precio de mercado, a precio de productor, etc); en moneda corriente, constante, en dólares, etc.

⁷ La información pública disponible permite dimensionar la economía del Upstream y la del Downstream en términos de moneda constante respecto al PBI a precios básicos (sin impuestos) de 1993. Un análisis de este sector en valores constantes se encuentra en BIP N°66 (2001) y la valoración de la renta petrolera en Scheimberg (2007b).

Cuadro 2

Contribución al PBI total del Sector en miles de dólares corrientes

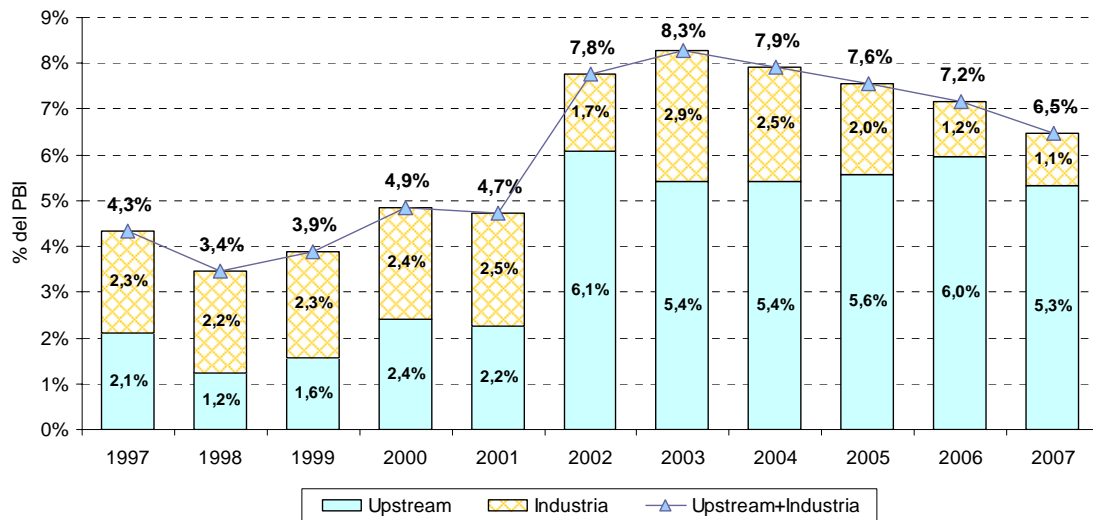
	Extracción de gas y petróleo	Industrialización	Total
1997	5.392.030	6.101.414	11.493.444
1998	3.250.367	6.116.032	9.366.399
1999	3.927.149	6.105.878	10.033.027
2000	6.057.873	6.446.183	12.504.056
2001	5.327.538	6.163.642	11.491.181
2002	5.118.526	1.457.756	6.576.282
2003	5.955.015	3.331.973	9.286.989
2004	6.906.058	3.342.661	10.248.720
2005	8.467.168	3.174.842	11.642.010
2006	10.574.442	2.262.541	12.836.983
2007	10.062.344	2.283.995	12.346.339

Fuente: Dirección Nacional de Cuentas Nacionales (DNCN). Min. Economía. Valor Agregado al PBI por el Sector

Si analizamos la evolución histórica del sector (Upstream más Downstream) respecto al resto de la economía tenemos que todo el sector, que alcanza máximos niveles de contribución luego de la devaluación, representa entre el 8 y 9 % de todo el valor agregado que genera la economía argentina. Y si bien hemos señalado la importancia del sector como vehículo para motorizar toda la actividad industrial en función de sus encadenamientos productivos, esta cifra tiene peso por sí sola.

Gráfico 5

Participación del Sector Petrolero en el PBI

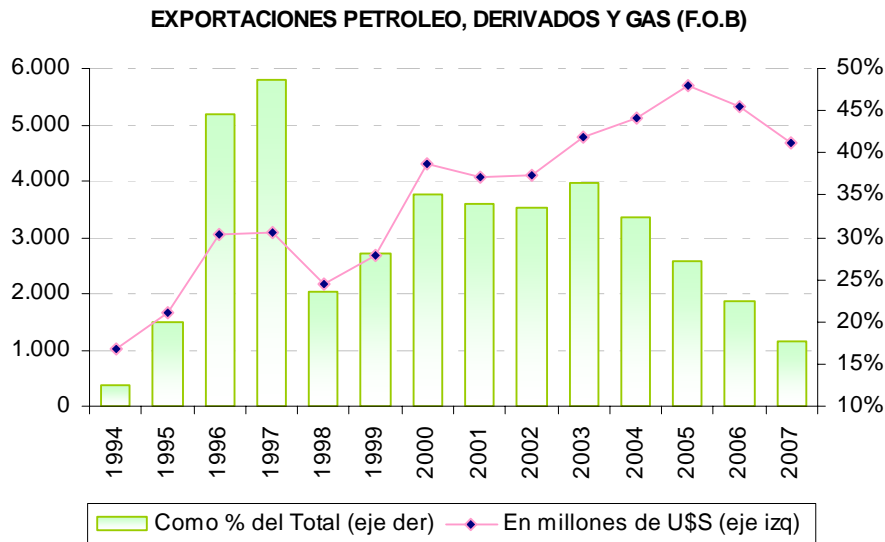


Fuente: Elaboración Propia con datos de la DNCN. Industria sólo referida a Refinación.

2.b. El aporte a las exportaciones y el impacto sobre las importaciones

Sumado a la generación de recursos para la economía, el sector petrolero se constituyó en una importante fuente de divisas para la Argentina, al punto de representar cerca del 50% en el año 1997. Sin embargo, como se observa en el gráfico 6, las dificultades que enfrenta el sector desde la crisis 2002 con congelamientos de precios que incentivan un incremento desmedido del consumo de energía, y retenciones a las ventas externas que implican una exacción de la mayor parte del valor de la producción, han llevado a una fuerte merma de la importancia de la cantidad de divisas provenientes de las exportaciones de hidrocarburos. El resultado sería mucho peor si no se disimulara por la fuerte suba de los precios internacionales que hacen más que compensar la mala evolución de las cantidades colocadas en el extranjero.

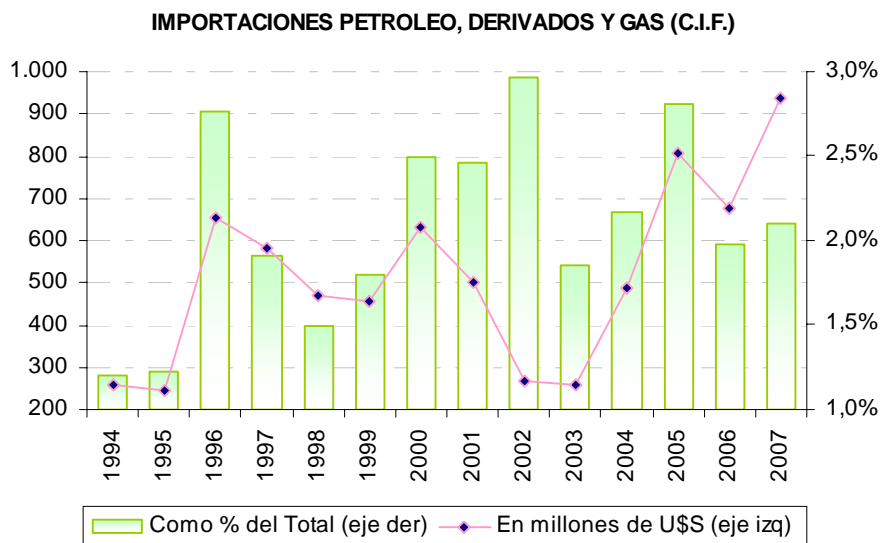
Gráfico 6



Fuente: Secretaría de Energía

En tanto, como surge del gráfico 7, por los mismos motivos comentados anteriormente, las importaciones han tendido a incrementarse; aunque todavía componen una parte menor del total de compras realizadas al exterior por el país.

Gráfico 7

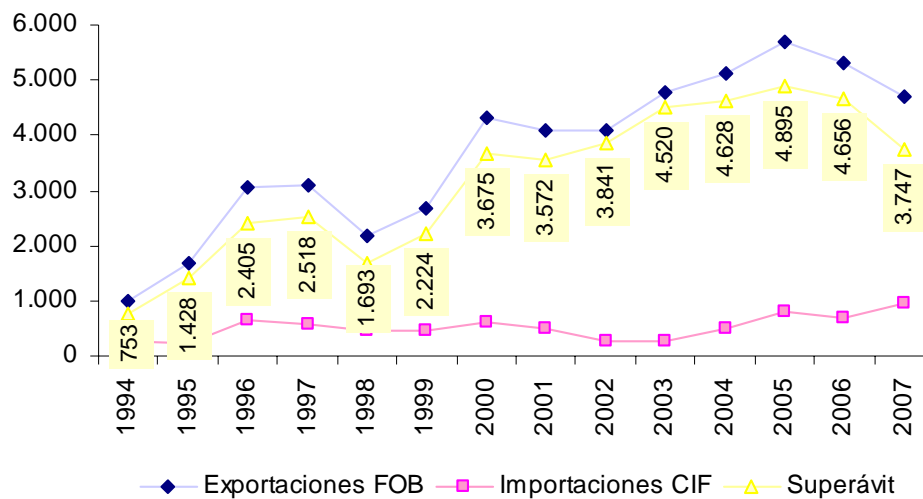


Fuente: Secretaría de Energía

El resultado del alza de las compras externas de hidrocarburos y sus derivados y la merma de las exportaciones ha llevado a una caída del superávit en el balance comercial del sector, como se observa en el gráfico 8. Algunas proyecciones señalan que, de mantenerse las actuales políticas, el resultado positivo desaparecería en pocos años y podríamos volver a perder la situación de autoabastecimiento.

Gráfico 8

BALANCE COMERCIAL DEL SECTOR PETROLERO
En millones de dólares



Fuente: Secretaría de Energía

Cuadro 3

Balance Comercial del Sector Petrolero y Balance Total (en Mill.U\$S)

MERCADO DE HIDROCARBUROS					
	Exportaciones FOB	Importaciones CIF	Superávit	Superávit TOTAL PAÍS	como % del Balance Comercial Total
	<i>En millones de U\$S</i>				
1994	1.012	258	753	-5.752	*
1995	1.675	247	1.428	842	170%
1996	3.060	656	2.405	49	4887%
1997	3.100	581	2.518	-4.026	*
1998	2.161	469	1.693	-4.963	*
1999	2.681	457	2.224	-2.176	*
2000	4.304	629	3.675	1.167	315%
2001	4.071	500	3.572	6.290	57%
2002	4.108	267	3.841	16.718	23%
2003	4.776	257	4.520	15.731	29%
2004	5.113	486	4.628	12.103	38%
2005	5.700	805	4.895	11.787	42%
2006	5.331	675	4.656	12.346	38%
2007	4.684	937	3.747	11.071	34%
Total Per.	51.777	7.224	44.553	71.187	63%

* El saldo comercial de Argentina es negativo

Fuente: Secretaría de Energía e INDEC

Resulta evidente el efecto que ha tenido el aumento de los precios de la energía sobre la participación del sector en el comercio exterior en los últimos 5 años. Justamente ese período coincide con el de la fuerte recuperación que tuvo la economía argentina tras la crisis de 2002 en que se observa un acelerado incremento del consumo energético, como se puede apreciar en el Cuadro 4, en el que se expresa el balance de energía (solo hidrocarburos) en términos homogéneos de miles de toneladas equivalentes de petróleo (KTEP).

Cuadro 4

Evolución de la Producción y la Demanda de Hidrocarburos

En kTEP	PETRÓLEO					GAS				
	Producción Crudo	Balance comercial Crudo	Prod. de Derivados	Balance comercial de Derivados	Consumo Interno de Derivados	Producción	Balance comercial	Oferta a Plantas de Transf.	Plantas de Transform.	Demanda Interna
1994	34.278	10.029	23.388	9.730	13.658	19.703	-1.873	21.576	21.576	18.804
1995	36.939	13.627	22.420	7.274	15.417	21.611	-1.703	23.314	23.315	20.366
1996	40.311	15.940	23.886	6.951	16.935	23.843	-1.760	25.603	25.603	21.929
1997	42.837	16.169	26.026	8.829	17.197	25.447	-799	26.246	26.247	22.352
1998	43.513	15.750	27.003	9.409	17.594	26.947	328	26.619	26.619	22.626
1999	41.045	12.855	27.324	10.243	17.082	30.919	2.461	28.458	29.510	25.045
2000	39.530	12.894	25.611	8.906	16.705	34.598	3.854	30.744	30.744	25.928
2001	40.089	13.346	25.229	10.086	15.143	34.928	5.027	29.901	29.901	23.893
2002	37.788	14.794	23.373	9.854	13.519	34.663	4.769	29.894	29.894	23.231
2003	37.079	11.258	23.752	10.056	13.696	38.880	5.291	33.588	33.588	25.589
2004	35.976	8.374	26.222	11.475	14.747	41.269	5.397	35.872	35.685	27.782
2005	34.180	6.832	25.980	10.235	15.744	41.177	3.963	37.214	37.214	28.757
2006	33.867	5.016	27.409	10.701	16.709	41.840	3.193	38.646	38.646	30.191
2007	33.020	2.757	28.750	10.435	18.315	41.199	548	40.651	40.651	31.982

Nota: La producción de derivados es el único producto obtenido a partir de la refinación de crudo, mientras que en el caso del gas natural la diferencia entre la producción obtenida y la destinada a plantas de transformación tiene por destino la industria petroquímica.

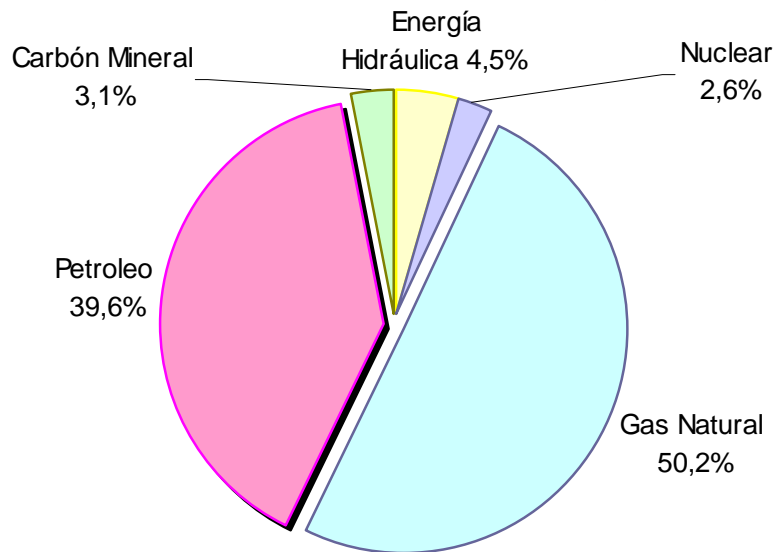
Fuente: Elaboración propia con datos oficiales

La combinación de una economía en crecimiento sumado a la fijación de precios internos por debajo de los costos económicos ha conducido al sector a una situación de desequilibrio en la que el aumento de la demanda (de 13519 a 18319 ktep en petróleo y de 23231 a 31982 ktep en gas) se combina con una caída de la oferta (de 37788 a 33020 ktep en petróleo) o muy ligero incremento en el caso del gas (de 34663 a 41199 ktep), sumado a un aumento de la dependencia del suministro de energía en los hidrocarburos en el período 2002-2007.

Gráfico 9

Fuentes de Energía en Argentina

Balance Energía Primaria: 2006
Participación de las distintas fuentes de energía en el total



Fuente: Secretaría de Energía. Datos Provisorios

En este sentido, la existencia de recursos petroleros propios le ha permitido ahorrar al país cifras millonarias, no sólo por el crudo requerido para procesar en sus refinerías sino por los gastos asociados de transporte e internación.

Cuadro 5

Ahorro de Divisas por Disponibilidad de Crudo

	WTI US\$/Bbl.	Petróleo Procesado		Flete	Gastos Internación (*)	Total CIF
		Miles m3	Millones de US\$	Millones de US\$		
1994	17,2	27.193,8	2.938,7	245,5	223,6	3.407,8
1995	18,4	26.331,1	3.052,9	297,1	219,1	3.569,1
1996	22,3	27.663,1	3.882,0	208,1	235,9	4.326,0
1997	20,6	30.311,8	3.922,8	364,8	256,6	4.544,3
1998	14,4	34.413,5	3.116,5	336,5	277,1	3.730,2
1999	19,3	35.309,5	4.280,7	345,3	295,2	4.921,2
2000	30,3	34.416,7	6.560,0	633,5	314,6	7.508,1
2001	25,9	34.156,9	5.594,2	580,4	302,6	6.477,1
2002	26,1	31.684,7	5.214,0	403,8	279,6	5.897,3
2003	31,1	32.958,4	6.449,6	630,0	303,2	7.382,8
2004	41,4	33.622,3	8.778,1	812,3	332,9	9.923,4
2005	55,8	33.552,5	11.917,2	789,9	363,6	13.070,7
2006	66,0	34.961,5	14.533,8	714,7	399,0	15.647,5
2007	72,6	37.185,0	16.901,0	818,7	439,4	18.159,1
Prom.Anual	33,0	32.411,5	6.938,7	512,9	303,0	7.754,6

(*) Incluye Seguro y Mermas, Ingresos Brutos, Costo Financiero por anticipo de impuestos, Gs. De Inspección Almacenaje, Alijo y Demoras

Fuente: Elaboración Propia

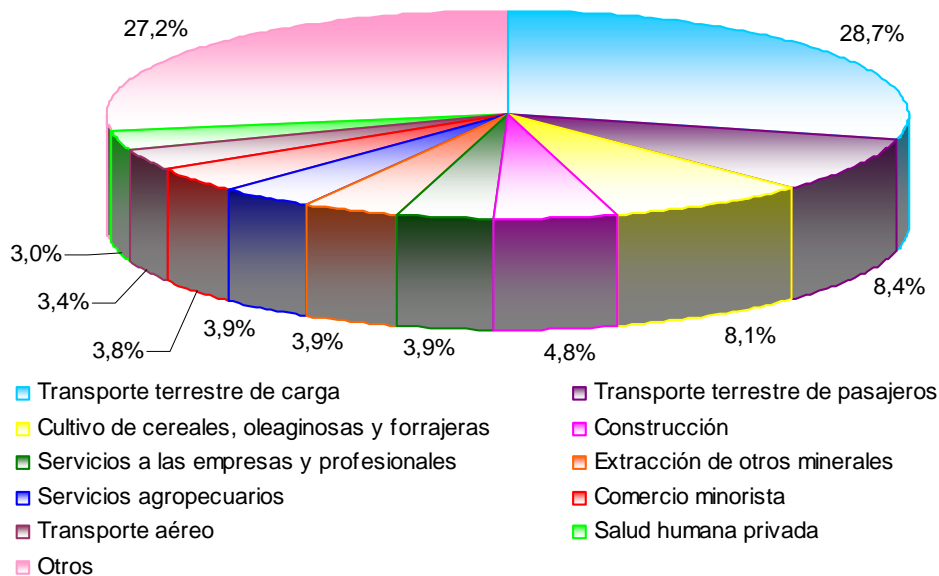
Este cálculo contra factual excluye el ahorro generado por el uso de gas natural, que de no poseerlo hubiera incrementado la demanda de combustibles líquidos sustitutos. De todos modos este análisis resulta algo más complejo de realizar, ya que de no haber dispuesto de gas natural en abundancia, la economía no se hubiera sesgado a un uso tan intensivo de este recurso.

En los gráficos 10 y 11 podemos observar cuál es la distribución actual de la demanda de los distintos tipos de combustibles. Se puede considerar que el desarrollo de estos sectores se ha visto impactado favorablemente por la disponibilidad local de hidrocarburos, en especial aquellos que hacen un uso intensivo de gas.

Gráfico 10

QUÉ SECTORES DEMANDAN LOS DISTINTOS TIPOS DE ENERGÍA Y COMBUSTIBLES EN LA ARGENTINA- Matriz Insumo Producto Año 1997

*Gasolina, gas oil, fuel oil y otros combustibles, otros productos de petróleo refinado y preparados n.c.p.(national oil and hazardous substances pollution contingency plan) **

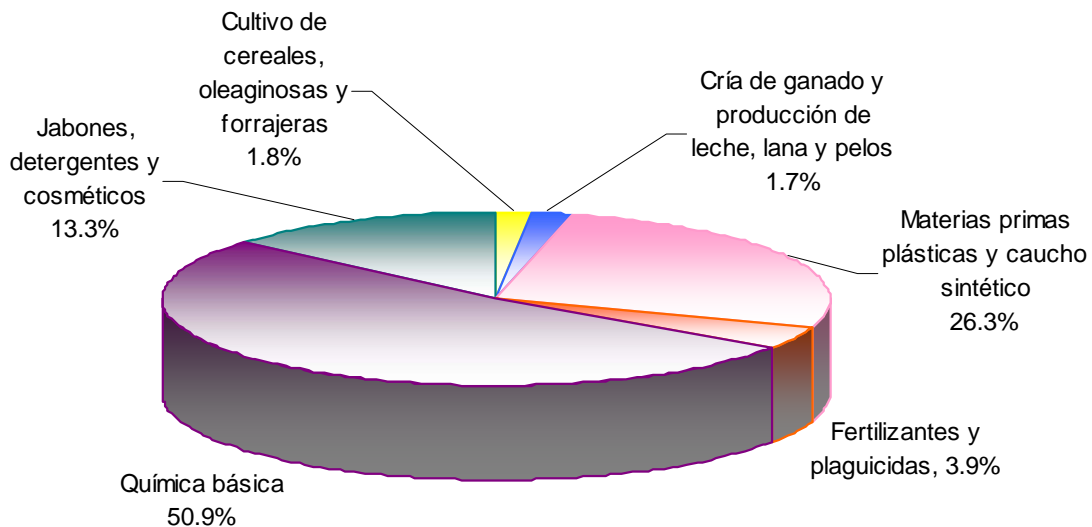


- Clasificación MIPAr97 <http://www.mecon.gov.ar/peconomica/matriz/menu.html> . No incluye GNC.

Otras industrias utilizan intensivamente los gases del proceso de refinación de crudo (principalmente C3 y C4). Si bien la valorización de estos gases es relativamente poco significativa (2% respecto al total de combustibles líquidos obtenidos en la refinación del crudo), el Gráfico 11 muestra la participación de las mismas.

Gráfico 11

*Usos de los gases de petróleo y otros hidrocarburos gaseosos, excepto gas natural**



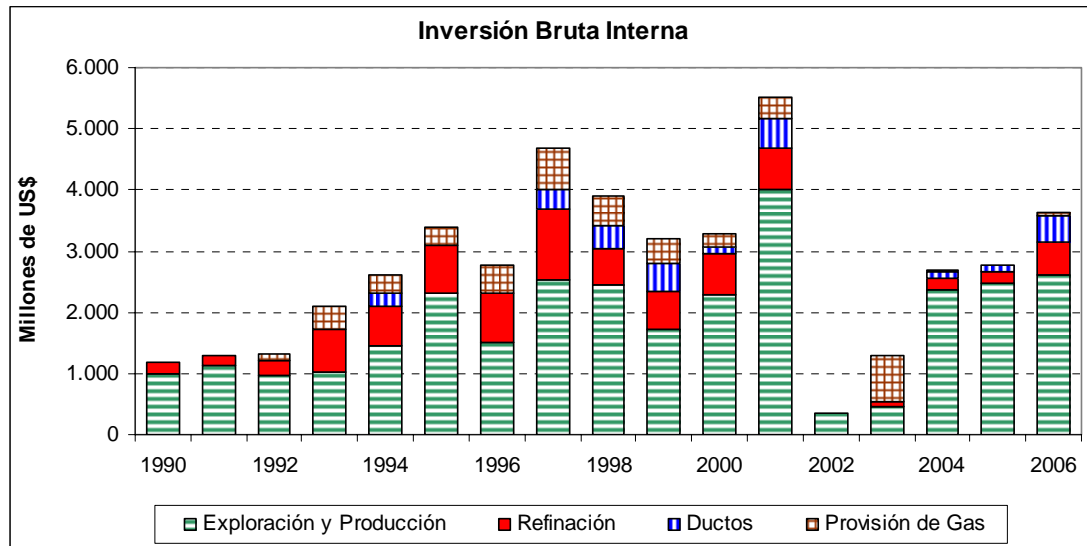
* Sub-capítulo del capítulo 27 de la NOMENCLATURA COMÚN DEL MERCOSUR y clasificación MIPAr97
Fuente: INDEC

2.c. La contribución a la inversión total realizada en el país

La Inversión Bruta Interna Fija (IBIF) mide el valor de los bienes y servicios de producción nacional e importados destinados a la incorporación de activos fijos por parte de las empresas y las familias. Al igual que en el cómputo del componente de Valor Agregado (o PBI), la formación del stock de capital se puede medir en valores corrientes o constantes. Según datos del Centro de Estudios Productivos (CEP) del Ministerio de Economía tenemos que la inversión del sector fue mayor a partir de mediados de los años 90', resultando seriamente afectada por la crisis de 2002. En promedio la inversión bruta fija en el Upstream fue de aproximadamente 2000 millones de dólares entre 1993 y 2001, y de 1650 millones entre 2002 y 2006 en este segmento del negocio. En cambio en Refinación, entre 1993 y 2001 la inversión trepó en promedio a los 730 millones de dólares, mientras que se redujo a US\$ 205 millones entre 2002 y 2006. Similar comportamiento tuvieron los desembolsos medios de los sectores de Distribución y Transporte de gas y petróleo, cuya inversión bajó de los 616 a 289 millones de dólares.

Gráfico 12

Inversión en el sector petrolero (en millones de dólares)



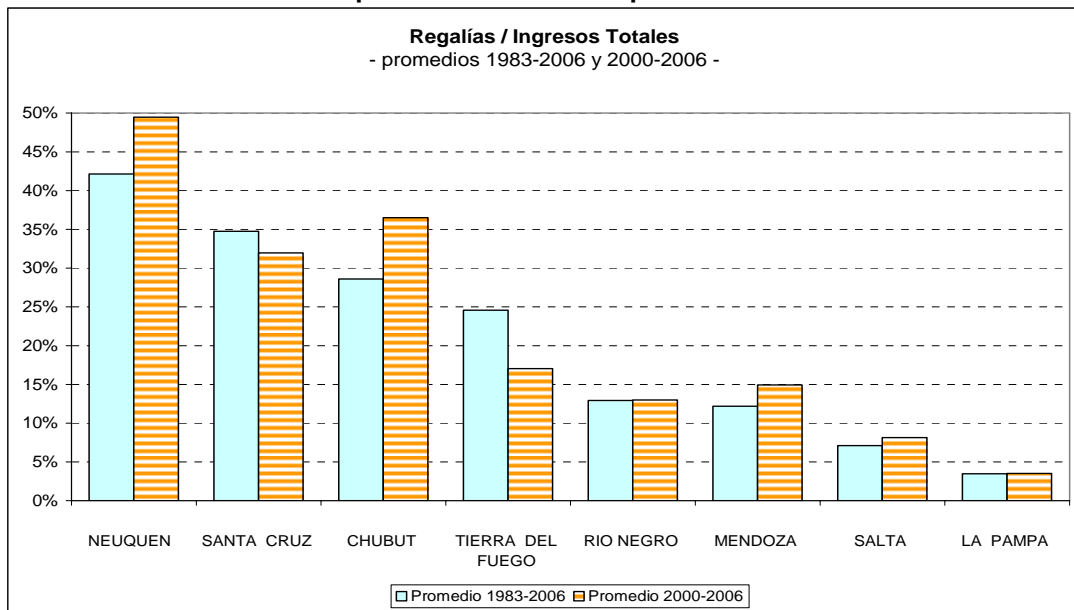
Las inversiones en el sector petroquímico no han sido incluidas en los datos gráficos, pero los mencionamos por tratarse de una industria vinculada (donde los actores son generalmente los mismos que en la industria petrolera) El grueso de su desembolso se concentra entre 1997 y 2000. En estos cuatro años, la inversión alcanzó un total de US\$ 2030 millones, es decir el 80% de todo lo invertido entre 1990 y 2006 en la industria petroquímica. Entre los principales proyectos se destacan Mega, la planta separadora de líquidos del gas natural; Profértil: producción de urea y amoníaco; la ampliación de Petroquímica Bahía Blanca: etileno; ampliación de Polisur: polietileno; y la planta de metanol en Neuquén. Las reformas encaradas en el mercado de producción de petróleo y gas durante los '90 permitieron incrementar la oferta de estos productos. Además, la posibilidad de acordar la compra de los mismos con empresas privadas permitió contar con un mercado que diera mayor garantía de disponibilidad de estos insumos para aquellas industrias que los utilizan intensivamente. Por lo tanto, no resulta extraño el fuerte aumento de la inversión en los sectores mencionados.

2.d. Los beneficios en términos de ingresos para los distintos niveles de Estado

El otro gran aporte del sector petrolero tiene que ver con su contribución a las cuentas fiscales, tanto a nivel provincial como nacional. En el primer caso se destacan las regalías de gas y petróleo; mientras que, a nivel nacional, históricamente ha tenido un peso considerable el IVA y los impuestos específicos sobre combustibles, en ambos casos constituyendo recursos coparticipables.

Gráfico 13

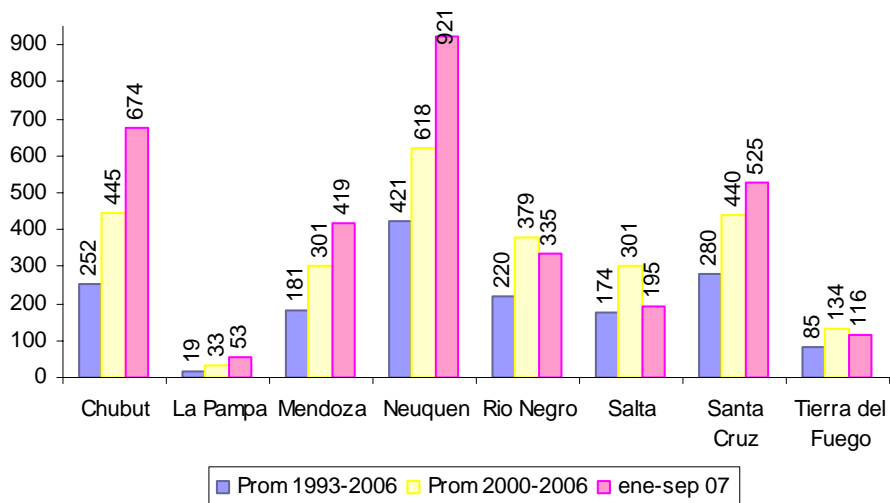
Aporte del sector a las provincias



Fuente: Secretaría de Hacienda

Gráfico 14

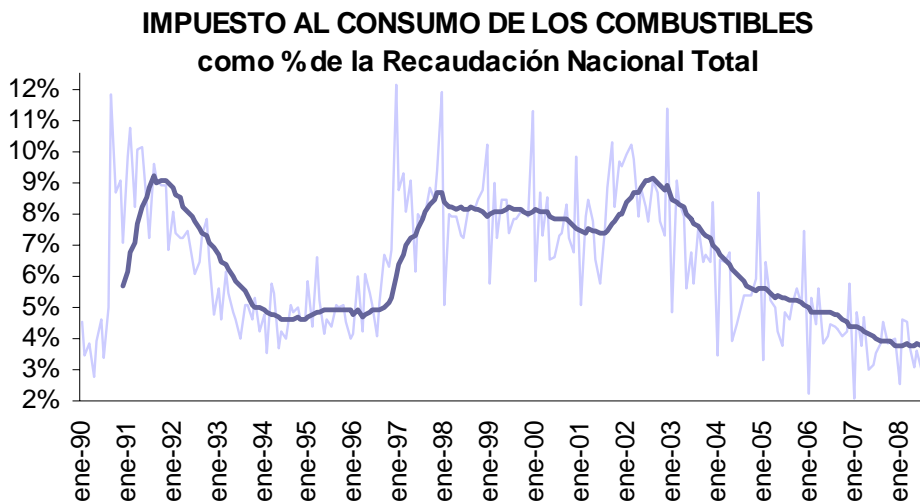
REGALÍAS (En millones de dólares)



Fuente: Secretaría de Energía

En el caso del impuesto a los combustibles, con la reforma de los años 90' se redujo significativamente el peso de este tributo sobre la recaudación bruta nacional, pasando de un promedio del 13% en los años 80' al 5% en la década siguiente. Actualmente ese gravamen que recae sobre el consumidor final se encuentra en un nivel inferior al 4%.

Gráfico 15

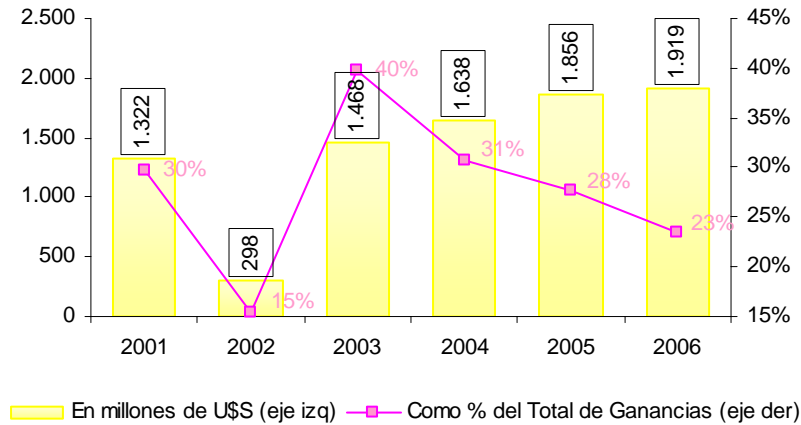


Fuente: Subsecretaría de Ingresos Públicos

Como contrapartida el sector petrolero y energético en general aumentó significativamente su contribución al impuesto a las ganancias desde la privatización y sobre todo lo ha hecho luego de la devaluación de 2002. En ese sentido estimamos que el sector del Upstream petrolero ha contribuido en promedio con más de US\$ 1400 millones al año en concepto de Impuesto a las Ganancias.

Gráfico 16

IMPUESTO A LAS GANANCIAS DEL SECTOR PETROLERO Y ENERGÉTICO



Fuente: MECON

Dado el ingreso total en concepto de Impuesto a las Ganancias y los aportes realizados por el sector Upstream, se evidencia un contraste entre la participación de este sector en el total de la economía que, como observamos en el Gráfico 20, ronda el 6% y su contribución en el impuesto en cuestión que para el período 2004-2007 ronda en un valor superior al 25% del total declarado⁸. Esto también denota el alto grado de formalidad bajo el cual opera la industria en relación a otras actividades.

Sin embargo, a partir de 2002 y como se puede ver en el cuadro 6, la imposición de retenciones se ha convertido en la fuente generadora de mayores recursos para la Administración Nacional, siendo éstos recursos extraordinarios no coparticipables. En el último año representó el 12,9% del total del ahorro primario del gobierno nacional (que se utiliza para pagar vencimientos de intereses y capital de la deuda pública). Sin embargo, en 2002, cuando fueron instrumentados, representaron cerca de la mitad de dicho superávit. Esto confirma que, además de servir para deprimir artificialmente los precios internos de los combustibles, los derechos de exportación han jugado un papel importante para mejorar la solvencia fiscal.

⁸ Los datos de la AFIP permiten individualizar al sector Upstream pero no a la actividad Downstream. Esta última forma parte del conjunto de la industria y de la actividad comercial.

Cuadro 6

Aporte del Sector petrolero a las Cuentas del Tesoro Nacional				
Años	Derechos Export Hidrocarburos (1)	Superávit primario Base caja - SPNF* (2)	Cociente (3)=(1)/(2)	(2)/PIB
	millones de pesos			
2002	1.061	2.260	46,9%	0,7%
2003	1.312	8.688	15,1%	2,3%
2004	1.843	17.361	10,6%	3,9%
2005	2.942	19.661	15,0%	3,7%
2006	3.520	23.165	15,2%	3,5%
2007	3.330	25.719	12,9%	3,2%

*Sector Público No Financiero

Fuente: Subsecretaría de Ingresos Públicos y Dirección de Cuentas Nacionales

2.e. Transferencias de ingresos del sector petrolero al resto de la debido a las retenciones

Cuando un sector exportador vende su producto toma el precio internacional que recibiría, colocado en la frontera por su bien, y lo compara con el que le pagarán en el mercado doméstico. Por ende, teniendo en cuenta los diferenciales de costo de comercialización, para venderle a un consumidor argentino pedirá lo mismo que recibiría por exportarlo. Sin embargo, cuando el Estado impone retenciones, por sus ventas externas cobrará el precio internacional menos dicho impuesto; por lo que a un demandante local le exigirá el mismo precio. Así resulta que la transferencia total de ingresos que realiza el exportador es igual a

los tributos abonados al Estado por las exportaciones más la generada al consumo interno por el menor precio.

Por otro lado, el hecho de que las regalías que reciben las provincias se fijan sobre el precio deducidas las retenciones, implica que éstas también realizan una transferencia al resto de la economía. Este monto es equivalente al porcentaje de la regalía aplicado sobre la parte del precio que pierden los productores por el pago de los impuestos a las ventas externas.

A continuación se realiza una estimación del conjunto de transferencias realizadas por los productores y las provincias al Estado Nacional y al resto de la economía. Podemos observar que desde 2004 a 2007, por la aplicación de las retenciones, el total de recursos cedidos por el sector al resto de la economía alcanzó los US\$ 19.575 millones; de los cuales US\$ 2.943 millones los resignaron las provincias por menores regalías cobradas y, el resto, la industria petrolera.

Cuadro 7

TRANSFERENCIAS DEL SECTOR PETROLERO AL ESTADO NACIONAL Y AL RESTO DE LA ECONOMÍA

En millones de dólares

	2004	2005	2006	2007	Total
VALOR DE PCCION A PRECIO INTERNACIONAL	9920	12950	15886	16860	
INGRESO PETROLERAS	7269	8610	10376	9786	
RETENCIONES + SUBSIDIO AL CONSUMIDOR	2651	4339	5510	7075	19575
REGALIAS TEORICAS	1190	1554	1906	2023	
REGALIA EFECTIVA	842	984	1125	780	
APORTE PROVINCIAS	349	570	781	1243	2943
CARGA PETROLERAS	2302	3769	4729	5832	16632

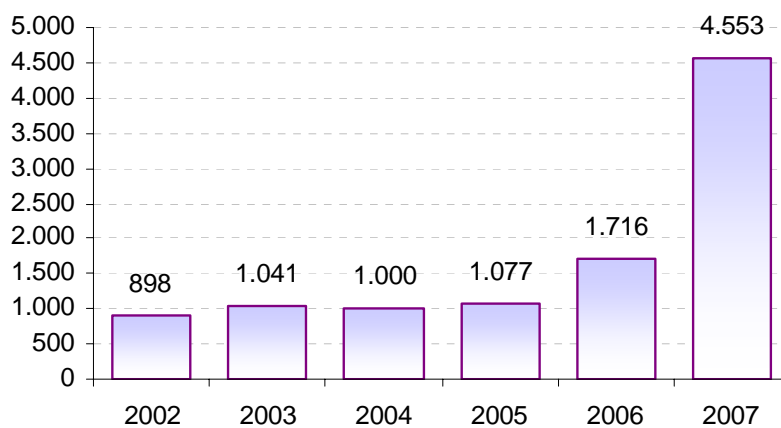
Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía, la Subsecretaría de Ingresos Públicos y NYMEX

En tanto, en el gráfico 17, presentamos una estimación de la evolución del subsidio que el sector le ha transferido a los consumidores de gas natural por el bajo precio fijado por el gobierno para este fluido. Entre el año 2002 y el 2007, el total de recursos cedidos al resto de la economía habría alcanzado los US\$ 10.258 millones, si utilizamos como referencia el valor de exportación de gas a Chile.

Gráfico 17

SUBSIDIO AL CONSUMIDOR POR PARTE DEL SECTOR DE GAS NATURAL

En millones de dólares



Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía

2.f. La generación de puestos de trabajo

Como hemos destacado el sector insume una proporción relativamente baja de mano de obra pero de elevada capacidad técnica. De hecho hoy día uno de los cuellos de botella que enfrenta la industria es la escasa disponibilidad de estos recursos, no sólo a nivel nacional, sino en el orden internacional.

Por otra parte, el cambio de régimen organizacional y el desarrollo que ha cobrado la industria petrolera argentina en los años 90' ha generado una situación dual. Por un lado expulsando recursos humanos de la empresa pública y asignándolos a otras actividades y, por el otro, creando una vasta red de empresas de servicios sobre las que se ha terciarizado parte de la actividad que desarrollaba Yacimientos Petrolíferos Fiscales.

A partir de la disponibilidad del mapa de la economía y sus principales encadenamientos, constituido por la Matriz Insumo Producto (MIP) de 1997, se construye la Matriz de Requerimientos Directos e Indirectos y Multiplicadores del Empleo. Ello nos permite apreciar no sólo el empleo directo que genera el sector, sino todos los puestos de trabajo indirecto, dado los requerimientos de insumos de cada uno de los distintos eslabones de la cadena energética productiva. Si bien es posible estimar que el resultado neto de la mencionada reasignación haya sido una reducción de los empleos directos, también es muy posible imaginar una situación distinta para los empleos indirectos⁹.

Cuadro 8

Cantidad de Puestos de Trabajo Directo e Indirecto. Año 1997

<i>Sector Económico MIP 97</i>	Empleo Directo	Empleo Indirecto	Empleo Total
Extracción de Petróleo, Gas, Carbón y Uranio	21.579	70.026	91.605
Refinación de Petróleo	9.461	91.142	100.603
Suministro de Gas	4.312	18.073	22.385
Transporte por Tuberías	2.036	5.575	7.611
Total Empleo del Sector	37.388	184.816	222.204

Fuente: Matriz Insumo Producto 1997, Matriz 15, <http://www.indec.gov.ar/>

A lo mejor la cifra de empleo no parece suficientemente relevante dado el tamaño de la Población Económicamente Activa (15 millones). Sin embargo, hay que destacar que, por cada millón de dólares que aumenta el Valor Bruto de Producción en el Upstream petrolero, se podrían generar 12,4 puestos de trabajo por todo concepto (requerimientos directos e indirectos), para un esquema económico como el existente en 1997. Cabe aclarar que,

⁹ La matriz anterior corresponde al año 1973, con lo que la comparación pierde relevancia.

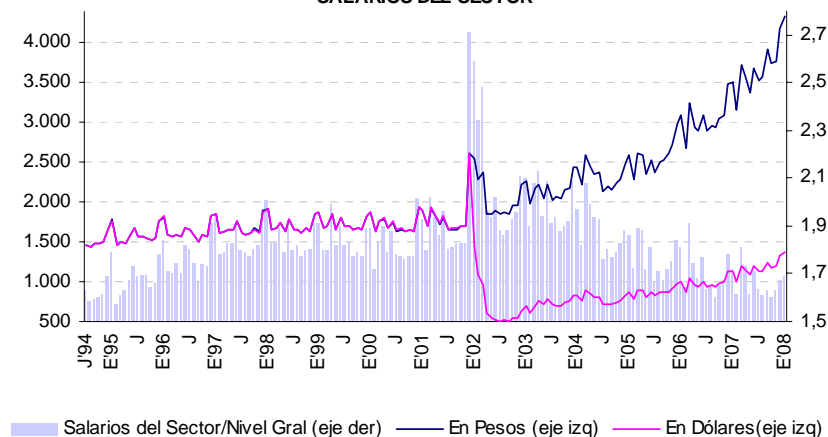
posiblemente, la estructura actual sea más trabajo intensiva, a partir del cambio en los precios relativos tras la devaluación¹⁰.

Por último, un concepto vinculado a los encadenamientos productivos y el potencial de desarrollo que existe a partir de la consolidación del sector petrolero. En efecto, pensar que la industria petrolera argentina puede ser una industria “high tech” parece una utopía. Sin embargo en los últimos años se han desarrollado singulares capacidades tecno productivas, en un proceso en el que han interactuado las empresas con las instituciones de la sociedad civil y el Estado, provocando innovaciones autónomas. Por otra parte, como señala Navajas (2006a), si analizamos la composición de las exportaciones y la estructura productiva actual respecto a 30 años atrás, tenemos más energía, más minería y más manufacturas de origen agropecuario, más exportaciones de origen industrial asociadas a procesos de consumo intensivo de energía y más servicios financieros y reales. Los sectores energo intensivos como la siderurgia, la química y petroquímica han pasado a representar la base de los indicadores industriales.

En tanto, desde la privatización, se observó un aumento de los salarios por encima de los del nivel general del país, como puede observarse en el gráfico 18. Esto duró hasta principios de 2002, desde entonces la mejora relativa se revirtió; aunque los sueldos tendieron a mejorar. En el marco de congelamiento de los valores de los productos del sector no es raro que esto suceda; ya que éstos tienden a retrasarse respecto a los de otros bienes y servicios y, por ende, es lógico que los costos laborales se vean limitados en su crecimiento.

Gráfico 18

SALARIOS DEL SECTOR



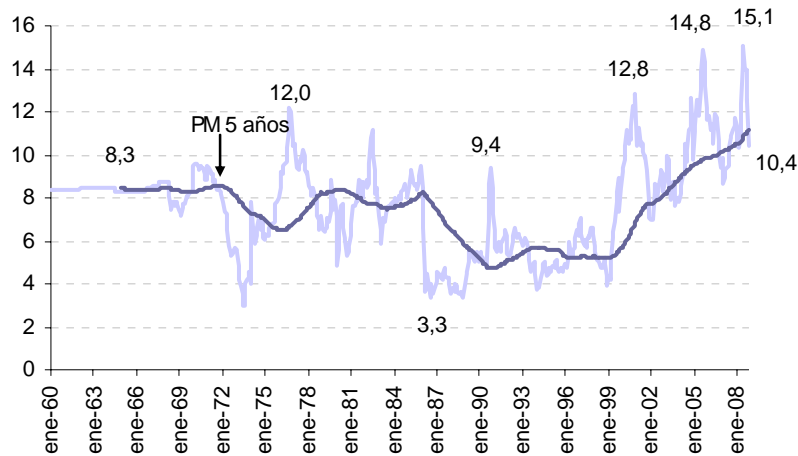
Fuente: INDEC

¹⁰ De acuerdo a los datos del Sistema Integrado de Jubilaciones y Pensiones, el empleo en el sector petrolero pasó de 18 mil puestos en 1997 a 28 mil a fin de 2006. Este incremento se fue dando en forma correlativa al aumento del WTI. El impacto actual podrá apreciarse con la publicación de la MIP 2004, proyecto largamente retrasado en el INDEC.

ANEXO

Gráfico I

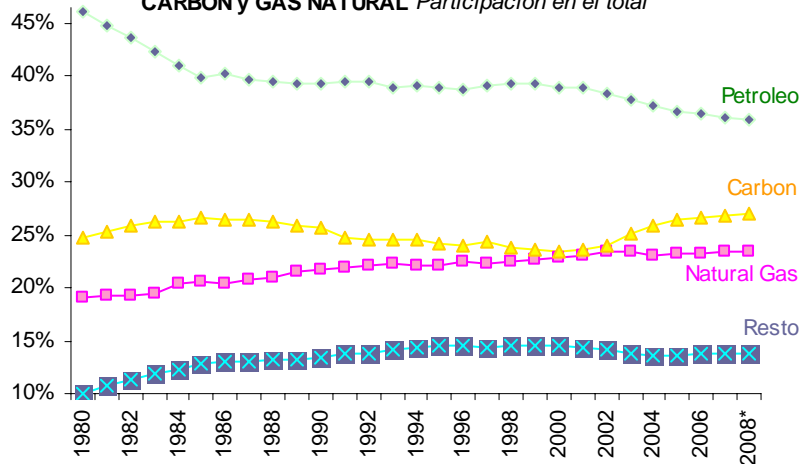
Precio de 100 BBLs de Crudo WTI en Onzas Troy de ORO



Fuente: NYMEX

Gráfico II

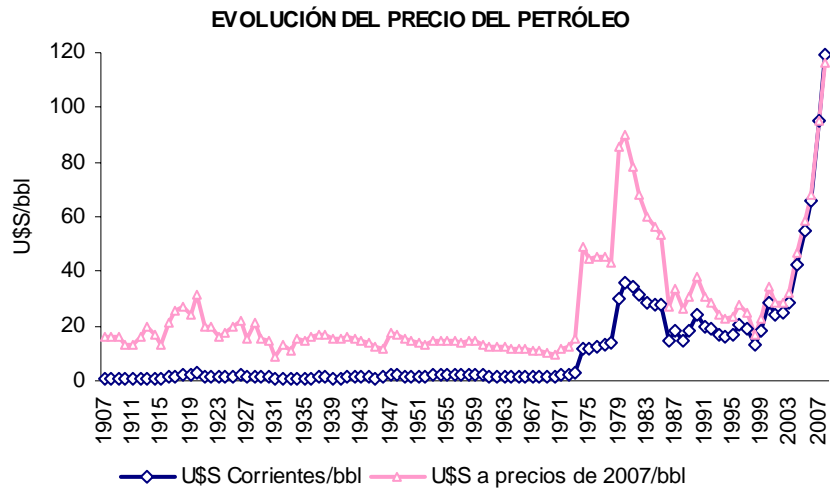
FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA EN EL MUNDO: PETRÓLEO, CARBÓN y GAS NATURAL *Participación en el total*



* estimado

Fuente: Energy Information Administration

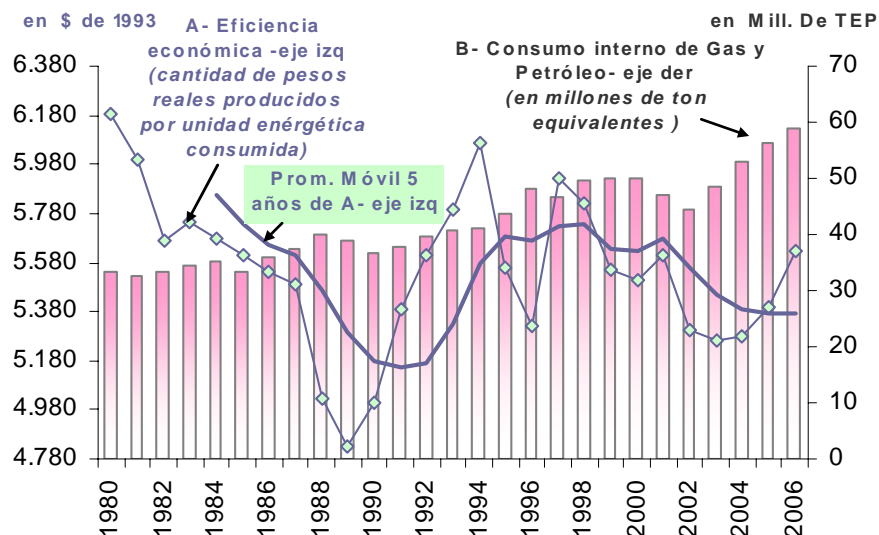
Gráfico III



Fte: BP Stat. Review 2008. WTI 2008 proyectado EIA Septiembre 08. Inflación: 4.5%

Gráfico IV

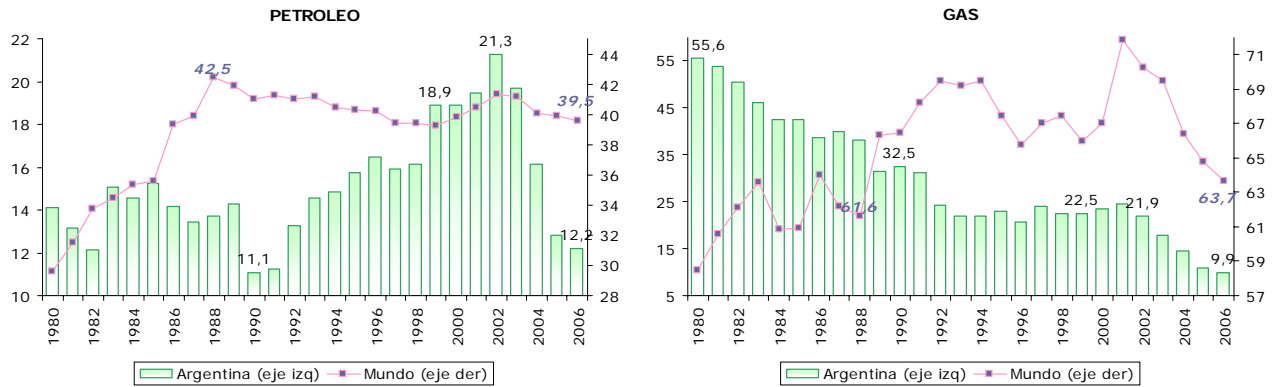
CONSUMO Y EFICIENCIA EN EL USO DEL GAS Y EL PETRÓLEO- ARGENTINA



Fuente:BP Statistical Review of World Energy

Gráfico V

RESERVAS/ CONSUMO ANUAL (años)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy

CONTRATOS DE SÁBATO

Compañía	Fecha	Tipo de Contrato	Firmantes
Carl M. Loeb, Rhoades and Co (1)	13 de Agosto 1958	Exploración y Producción, áreas sur Río Deseado y sur Río Tunuyán, Mendoza	Banco Industrial R.A.
Sea Drilling Corporation (2)	21 de Julio 1958	Carta de Intencion para explorar y producir en plataforma submarina C.R.	Sábato/Reynal
Panamerican International Oil Co.(1)	21 de Julio 1958	Exploración/Producción, Cerro Dragón, Cañadón Grande, Anticinal Grande	Sábato/Dunaway
Union Oil de California (3)	3 de Sept 1958	Exploración y Producción, dos Areas ("E" y "O") en Chubut y Sta Cruz	Sábato/Williams
Industrias Siderurgicas Grassi (2)	3 de Sept 1958	Pozos PP-2 y PP-3 de Pampa Palauco, Mendoza	Sábato/Luis Grassi
Dresser A.G.(2)	21 de Jul. y 1 de Oct. 1958	Servicios de Terminación y Reparación de pozos de YPF con 3 equipos	Sábato/Keener
Siam Di Tella Ltda (2)	2 de Oct. 1958	Fabricación y compra de 1405 aparatos individuales de Bombeo	Sábato / T. Sozio
IMPEX (2)	4 de Oct. 1958	Crédito de 70 MM dls para Explorar con 5 Equipos Perforación en Chaco y Nqn	Sábato/Bernoux
Ferrostaal A.G.(2)	13 de Oct. 1958	Crédito de 150 MMdls para compra de materiales y equipos para industria petroleo	J.A. Lopez/Sagasti
Dalmine S.A.F.T.A. (2)	27 de Nov. 1958	Ordenes de Compra por 885.000.000 pesos de tubos para producción perforación	
Astra (2)	8 de Jul. y 22 de Nov. 1958	Perforación para YPF de 10 Pozos en M. Behr y 20 en El Trébol (1.100 a 1.900 mts)	Sábato/Gruneisen
Esso S.A.P.A. y Esso Arg. Inc (3)	3 de Dic. 1958	Esso cede a YPF propiedades y asume exploración area Sur Río Nqn y oleod. Nqn-B.B.	Sábato/ Tchaldy
Shell Prod. Co. Of Argentina (3)	3 de Dic. 1958	Exploración y Producción area Río Negro	Sábato / Ritchie
Tecnicagua S.A. (2)	9 de Sep. 1958 y 23 de Mar. 1959	Servicios de Term. y R de pozos de YPF, 1 equipo, en Nqn, Mendoza y San. Juan.	Aguirre L / Diaz Telli
Tennessee Argentina S.A.(1)	3 de Abril 59	Exploración y Producción en Tierra del Fuego	Aguirre L / Bosch
Kerr-McGee Oil Industries, S.A. (4)	1959?	Perf. y Terminación de 500 pozos en 3 años de 1400 a 1800 mts. en flanco Sur C.G.S.J.	Aguirre L / ¿?
S.A.I.P.E.M. (E.N.I.) (4)	27 de Jul. 1959	Idem arriba para 300 pozos en tres años mas otros 300 opcionales	Aguirre L / Sacchi
Southeastern Drilling Co, Arg. (4)	1959?	Idem 1000 pozos, 3 años, Flanco Sur C.G.S.J.	Aguirre L / Clement
S.A.I.P.E.M. (E.N.I.) (4)	1960	Se extiende contrato a los 300 pozos adicionales y servicios de atención a la producción de estos 600 pozos	J.J. Bruno/ Sacchi
Continental Oil Company Arg. (3)	22433	Exploración Area bien delimitada, aprox paral 27 30 y 29, merid 61 y 64 . 11,75 dls/m3	J.J. Bruno/McKinley
The Ohio Oil Co. Of Argentina (3)	22433	Exploración Area bien delimitada, aprox paral 25 49 y 28, merid 62 y 65 30, 11,75 dls/m3	J.J Bruno/ E. Carpenter
Astra (5)	22626	Desarrollo y Explotación de El Huemul, 60 km2 en Flanco Sur, Anul Nov 63, En 65	
CADIPSA (5)	1961	Desarrollo y Explotación area "El Valle" 64 km2 en Flanco Sur	

(1) Areas de desarrollo; (2) Contratos provision equipos; (3) Areas de Exploración; (4) Contratos de Perforación para YPF; (5) Areas desarrollo chicas empr. Argentinas

Producción de Petróleo y Gas Natural, Republica Argentina

AÑO	PETRÓLEO (miles m ³)	GAS (millones m ³)	AÑO	PETRÓLEO (miles m ³)	GAS (millones m ³)	AÑO	PETRÓLEO (miles m ³)	GAS (millones m ³)
1911	2	-	1946	3.307	562	1981	28.852	13.629
1912	7	-	1947	3.473	582	1982	28.470	15.523
1913	21	1	1948	3.692	605	1983	28.474	17.181
1914	44	3	1949	3.591	673	1984	27.838	18.764
1915	82	7	1950	3.730	754	1985	26.675	19.113
1916	138	9	1951	3.890	829	1986	25.179	19.246
1917	192	15	1952	3.946	897	1987	24.857	19.168
1918	215	18	1953	4.531	931	1988	26.123	22.734
1919	211	18	1954	4.702	981	1989	26.735	24.207
1920	262	22	1955	4.850	1.058	1990	28.004	23.018
1921	327	28	1956	4.931	1.147	1991	28.561	23.815
1922	455	37	1957	5.398	1.414	1992	32.248	25.271
1923	530	45	1958	5.669	1.653	1993	34.552	26.699
1924	741	75	1959	7.087	2.152	1994	38.747	27.815
1925	952	96	1960	10.153	3.574	1995	41.824	30.537
1926	1.248	171	1961	13.428	4.908	1996	45.576	34.641
1927	1.372	152	1962	15.614	6.173	1997	48.425	37.077
1928	1.442	173	1963	15.444	5.946	1998	49.148	38.636
1929	1.493	269	1964	15.943	6.535	1999	46.502	42.408
1930	1.431	270	1965	15.825	6.236	2000	44.837	45.123
1931	1.861	344	1966	16.655	5.962	2001	45.434	45.974
1932	2.089	474	1967	18.232	6.468	2002	44.110	45.873
1933	2.177	657	1968	19.953	7.054	2003	43.087	50.689
1934	2.230	731	1969	20.167	7.007	2004	40.652	52.384
1935	2.273	617	1970	22.802	7.664	2005	38.632	51.573
1936	2.458	533	1971	24.557	8.117	2006	38.268	51.779
1937	2.600	505	1972	25.195	8.316	2007	37.306	51.006
1938	2.715	491	1973	24.440	8.914			
1939	2.959	518	1974	24.022	9.427			
1940	3.276	536	1975	22.968	10.275			
1941	3.500	593	1976	23.147	11.032			
1942	3.769	675	1977	25.047	11.663			
1943	3.948	676	1978	26.255	11.504			
1944	3.852	662	1979	27.434	12.815			
1945	3.638	608	1980	28.566	13.466			

Fuente : I.A.P.G.

Bibliografía

- Adelman, M. (1995), "The Genie out of the Bottle". The MIT Press
- Artana, D y L. Soto (1987), "Desregulación en el área de petróleo y gas". ADEBA
- Banco Mundial (1990), *Argentina Energy Sector Study*. Report N° 7993-AR, February 26.
- Gadano, N. (2006), *Historia del petróleo en la Argentina. 1907-1955: Desde los inicios hasta la caída de Perón*. Edhasa.
- Giussani, L. (2007), *Hidrocarburos: 100 años de producción desde distintos ángulos*, Concurso ITBA-ESEADE.
- Givogri, C. y J. Novara (1987), *Síntesis histórica de la exploración y producción petrolera en Argentina*. Seminario Nuevas Bases para el Desarrollo Petrolero Argentino. ITDT, Noviembre
- Guadagni, A. (1992), *Hacia la socialización de la renta petrolera y la privatización de la exploración*, Serie Estudios, ITDT, Julio / Diciembre
- Laherrere, J. (2004), "Future of Natural Gas Supply". ASPO, Berlin
- Martinez Mosquera, M (2007), *Energía en el Mundo. La era de la escasez*. Mimeo.
- Manual de Cuentas Nacionales (1993), capítulo VI: *La cuenta de Producción*. Naciones Unidas
- Matriz Insumo Producto Argentina 1997. INDEC, Ministerio de Economía.
- Montamat, D. (2007), *La energía argentina. Otra víctima del desarrollo ausente*, Editorial El Ateneo
- O.I.T, (2002), "La Argentina, una historia social del trabajo"
- Prado, O. (2005), "Situación y Perspectivas de la Minería Metálica en Argentina". Serie Recursos Naturales e Infraestructura N°91, CEPAL
- Scheimberg, S. (2001), *La industria petrolera argentina. Datos y desafíos del siglo XXI*, Boletín de Informaciones Petroleras (BIP), número 66
- Scheimberg, S. (2007), *Experiencia reciente y desafíos para la generación de renta petrolera "aguas arriba" en la Argentina*, CEPAL, Documento de Proyecto LC/BUE/W19 (julio)

Scheimberg, S. (2007b). *Petróleo y Gas: sus aportes a la Argentina*, Concurso ITBA-ESEADE.

Scheimberg, S. y Lobaiza, L. (2007). *Situación actual y perspectivas del sector energético. Actualización del Plan Nacional de Energía 2006*, UADE.

Schiuma, M., G. Hinterwimmer y G. Vergani (2004), *Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina*, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002

The Economist, August 12th 2006 (páginas 55 a 57)

Turic, M. y J.C. Ferrari (1999), "La exploración de petróleo y gas en Argentina: el aporte de YPF", YPF S.A., Buenos Aires

Wright, G. and J. Czelusta (2003), "Mineral Resources and Economic Development". Stanford University, October

Yergin, Daniel (1992), *La Historia del Petróleo*. Javier Vergara Editor.