

**CONCURSO DE ENSAYOS EN CONMEMORACIÓN A LOS 100 AÑOS DEL
DESCUBRIMIENTO DE PETRÓLEO EN ARGENTINA
“PETRÓLEO Y GAS: SUS APORTES A LA ARGENTINA”
ESEADE-ITBA, OCTUBRE 2007**

Industria Petrolera: Motor de la Economía y Fuente de Recursos

Sebastián Scheimberg

El presente documento no habría podido elaborarse en el breve plazo consignado por los organizadores del Concurso, de no haber contado con la valiosa ayuda de Luis Giussani, en la elaboración de estadísticas, cuadros y gráficos. También quisiera destacar el apoyo recibido por Federico Dorin y Luis Frank, de la Dirección Nacional de Cuentas Nacionales, del Ministerio de Economía de la Nación, así como la ayuda de Ariel Wirkierman, de la Dirección Nacional de Políticas Económicas Regionales, dependiente del mismo ministerio. También agradezco el apoyo de Norma Pugliese, de la Secretaría de Energía; Marcos Sabelli; Juan Carlos Cotoia y Carlos Weiss de Repsol YPF. Un agradecimiento especial a la aguda lectura y comentarios de último momento de Daniel Heymann y Daniel Artana.

Índice

<i>Resumen</i>	4
<i>Introducción</i>	6
<i>Sección 1. Análisis Histórico. Regulación y Puja Distributiva</i>	10
1.1. Los primeros 50 años de la industria	10
1.2. Del Primer Boom petrolero a la Crisis Energética.....	18
1.3. Transformación de la Industria: del apogeo al escepticismo	26
<i>Sección 2. Análisis reciente de la Industria y distribución de la Renta</i>	40
2.1. El modelo de Transición	40
2.2. Generación y Distribución de la Renta Petrolera	51
<i>Sección 3. Relaciones entre el sector petrolero y el resto de la economía</i>	61
3.1. Las Cuentas Nacionales	62
3.2. Las Cuentas Externas.....	65
3.3. La Inversión Bruta Interna y la Inversión Extranjera Directa (IED).....	69
3.4. Generación de Empleo y Productividad.....	75
3.5. Perspectivas Futuras	78
<i>Conclusiones</i>	81
<i>Bibliografía</i>	84
<i>Glosario</i>	87
<i>Anexos</i>	88

Resumen

El presente documento analiza el sector petrolero argentino desde una perspectiva histórica, a partir de su propio descubrimiento y hasta la actualidad, haciendo hincapié en el período más reciente, para el cual intenta dimensionar algunas variables y relaciones económicas claves para esta industria. Entre ellas se analiza cuantitativamente la generación de renta petrolera; la contribución del sector al PBI y a la inversión; la generación de divisas; el impacto sobre el empleo y los encadenamientos productivos; así como otros rasgos cualitativos del modelo de desarrollo petrolero.

Claramente el hito más significativo en este sector, luego del descubrimiento y el fortalecimiento de la empresa pública YPF fue su desregulación y privatización a principio de los años 90'. La ganancia en productividad, apropiada mayormente por las empresas, posibilitó el logro del autoabastecimiento largamente perseguido, pero al mismo tiempo redefinió el rol del Estado alejándolo de las decisiones estratégicas de largo plazo. Esta debilidad volvería a comprometer el desempeño de la industria en sus característicos ciclos de "avance y estancamiento" hacia finales de la década, en que vuelve a contraerse la inversión.

Recientemente, a partir de la crisis económica de 2002, se han producido algunos cambios regulatorios que parecerían ir en dirección contraria de las

reformas de los años 90'. En ese sentido, el contexto de precios internacionales en alza ha generado una tendencia global al intervencionismo y la apropiación de renta por parte de los estados nacionales. En Argentina, a ese objetivo se ha sumado una visión cortoplacista que ha generado una transferencia de recursos desde el sector hacia el resto de la economía, que también se procura cuantificar.

Más allá de todo cómputo de datos, y reconociendo la limitada dotación geológica de la Argentina, el presente documento intenta contribuir al debate sobre el modelo de organización más apropiado para una industria que necesariamente precisa hundir grandes sumas de dinero para lograr mejorar su desempeño productivo. El aporte de la visión histórica enmarca este análisis en el que los incentivos al sector privado y la redefinición del rol del Estado serán piezas claves para reubicarnos en una nueva fase de “avance” a partir del nacimiento del segundo centenario de la industria petrolera argentina.

Introducción

El Centenario de la industria petrolera argentina arriba en un momento de indefiniciones e incertidumbres en la política energética local, mientras se asiste a una situación de estrechez en el mercado internacional que, sumado a una ola de creciente turbulencia geopolítica, se manifiesta en un salto en el nivel de precio del petróleo y los derivados de la cadena energética.

A diferencia de crisis anteriores (entre 1973 y 1981 y a principios de los años 90'), en este caso existe una clara presión de demanda sobre el mercado, principalmente de las potencias emergentes asiáticas, mientras la oferta no encuentra mecanismos de reacción y adaptación inmediata al nuevo shock permanente del consumo.

El advenimiento de este cambio estructural ha resaltado nuevamente el carácter estratégico que tiene el petróleo como insumo indispensable para la actividad económica, y que según las proyecciones más conservadoras vaticinan su predominio duradero por sobre otras fuentes energéticas alternativas que se vienen desarrollando¹.

Mientras el petróleo va escalando su precio, los países exportadores encuentran incentivos en modificar las regulaciones existentes a fin de lograr una

¹ Proyecciones de la Agencia Europea International Energy Agency (IEA, 2006) y de la Agencia Norteamericana de Energía (Energy Information Agency, EIA, 2006)

mayor participación del Estado (government take) en la renta petrolera como generalmente ocurre en períodos de precios altos. Al mismo tiempo, varias empresas nacionales (particularmente asiáticas) están desplazando del centro de la escena a las compañías internacionales.

La Argentina no está al margen de este ciclo, ya conocido en esta industria, en el que la política cortoplacista suele entrar en colusión con la estrategia energética de largo plazo y el Estado encuentra una buena oportunidad de capturar una porción mayor de la renta petrolera, cuyo reparto ha condicionado en gran medida la organización del sector, como ha ocurrido en otras latitudes.

Posiblemente el factor distintivo de la Argentina haya sido el hecho que el Estado Nacional descubrió y explotó el recurso inicialmente en territorio fiscal, conformando al poco tiempo la primera empresa pública de Occidente. Igualmente novedosa y distintiva ha sido la privatización de la industria a comienzos de los años 90' que ha llevado al Estado a mantenerse prácticamente ausente de las decisiones estratégicas en materia de aprovisionamiento energético.

Entre ambos hitos, el antagonismo entre las corrientes nacionalistas y liberales han dejado su marca en la industria por la sucesión de procesos de “avance y estancamiento” en relación a la política de concesión hacia la inversión privada, cuya disponibilidad ha mostrado una correlación positiva con el desempeño de la actividad.

Un nuevo giro intervencionista del Estado argentino, luego de la crisis de 2002, ha sido identificado como una de las causas de la desinversión actual en el sector. Otras se atribuyen al proceso previo de transferencia de empresas nacionales a firmas extranjeras, cuyas casas matrices asignan los recursos de capital arbitrando las ventajas geológicas y regulatorias de los distintos países según su valoración global. Producto de este proceso, la inversión exploratoria ha pasado a niveles mínimos históricos desde fines de los años 90'.

Más allá del rasgo “estratégico” del petróleo, su disponibilidad, explotación e industrialización ha generado abundantes recursos económicos para la sociedad argentina en estos 100 años de vida, conformando un modelo productivo, que lejos de convertirse en una “maldición del recurso natural” en relación al desarrollo económico potencial, se tradujo en: a) incorporación de valor agregado para la economía nacional; b) modificación de la estructura productiva con impacto en la generación de valor y la capacidad exportable de las ramas industriales más energo intensivas (siderurgia, petroquímica, química, metálica, etc.); c) formación de activos físicos y obras de infraestructura domésticas y de integración energética regional; d) generación de divisas y de recursos fiscales necesarios para equilibrar la balanza comercial y las cuentas públicas; e) creación de numerosos puestos de trabajo por requerimientos directos e indirectos; y finalmente, f) conformación y desarrollo de capacidades tecnológicas, científicas y gerenciales que mutaron circunstancialmente del sector público al privado, así como de redes de conocimiento aplicado, entre otras potencialidades.

Si bien el efecto de las marchas y contramarchas en la regulación petrolera ha sido parcialmente responsable del desempeño sectorial, el factor geológico determina que la Argentina no sea un país petrolero, sino sólo un país con petróleo, con lo que existiría un techo no muy alto en términos del potencial alcanzable. Idealmente, las políticas públicas deberían contribuir a acercarnos a ese límite.

Definido este escenario, el presente documento propone revisar sucintamente los hechos más relevantes de la historia petrolera argentina y su desempeño reciente. Esta focalización está asociada tanto a la restricción informativa como a los fines prácticos de incentivar el debate sobre el modelo de organización y el rol del Estado más apropiado para el futuro de la industria.

En la Sección 1 se presentan algunos de los hechos históricos más relevantes hasta fines de los años 90'. La Sección 2 pone el foco en el análisis más reciente de la industria, desde la devaluación de 2002, permitiéndonos dimensionar la renta petrolera y los cambios en su distribución, a partir de un marco analítico novedoso. La Sección 3 procura cuantificar el vínculo actual entre la industria petrolera y el resto de la economía, considerando varios de los aspectos citados (valor agregado; inversión; generación de divisas; creación de empleo; etc.). Finalmente se presentan las Conclusiones donde no sólo dejaremos planteado algunos aspectos analíticos destacados, sino una serie de interrogantes que procuran contribuir al debate sobre las condiciones necesarias para apuntalar el crecimiento del sector.

Sección 1. Análisis Histórico. Regulación y Puja Distributiva.

1.1. Los primeros 50 años de la industria

El advenimiento de la “era del petróleo” llegó a la Argentina prácticamente en forma simultánea al inicio de la explotación comercial mundial (Pennsylvania, 1865). Sin embargo, la comercialización local data de comienzos del siglo XX. Los combustibles a reemplazar eran la leña de los bosques nativos y el carbón mineral proveniente de Inglaterra. Esta sustitución ya daba cuenta del dinamismo de la economía argentina que a comienzos del siglo XX se comparaba con la de los países más ricos del mundo (Sturzenegger, 2003).

A partir de 1907, cuando se descubre el petróleo en Comodoro Rivadavia², la cuestión petrolera pasó a ser un tema fundamental para todos los gobiernos. También fue motivo de permanente debate y controversia, tanto en el Congreso y en el ámbito político, como a nivel de la opinión pública en general. Al mismo tiempo resultó una materia de conflicto en relación al reparto de las utilidades, no sólo entre las empresas concesionarias y el Estado, sino al interior del sector público en su asignación entre Nación y provincias.

Si bien la expectativa inicial era muy grande, la dotación geológica no respondería 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.

² 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.

Esta característica y su lógica económica asociada limitarían en todo momento la posibilidad de disociar los precios domésticos de los valores de importación. 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. En términos económicos esta relación se identifica como “la elasticidad precio de la oferta”.

Así como la economía nacional destacaba entre las de mayor ingreso económico mundial a comienzos del siglo XX, la organización de la industria petrolera argentina, con su empresa estatal, constituiría un modelo empresarial a seguir para varios países de la región.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) se había convertido en la primera empresa petrolera de un Estado capitalista³. Para la posición más nacionalista su presencia representaría el símbolo de la lucha contra el imperialismo, pues por ese entonces el negocio estaba concentrado en manos de los grandes trust internacionales: las Siete Hermanas (desprendimiento de la Standard Oil de Rockefeller) y los grupos ingleses Royal Dutch/Shell y la Anglo Persian (más tarde British Petroleum).

³ En el caso del Reino Unido, el Secretario del Almirantazgo, Winston Churchill, ya había decidido antes de la 1° Guerra Mundial, reconvertir la flota en base a fueloil y aportar una parte del capital para crear la Anglo Persian, más tarde BP.

El surgimiento de YPF en 1923, venía a resolver, en primer lugar, un conflicto de orden legal pues su accionar estaba circunscrito a la explotación de áreas fiscales, dado que el Código de Minería (1887), que regulaba la actividad, prohibía expresamente que el Estado dispusiera de concesiones en las provincias. No obstante, siguiendo la tradición hispánica (a diferencia de la anglosajona), la ley reconocía al Estado como titular de los recursos.

Bajo el régimen económico liberal de principios de siglo XX, donde prácticamente todos los recursos fiscales provenían del gravamen al comercio exterior, la existencia de la empresa petrolera pública representaba el único mecanismo que tenía el Estado de participar en la renta petrolera.

Si bien la creación de una empresa pública, que en aquel momento convivía con los productores privados, permitió conformar un modelo de desarrollo de fuertes capacidades tecnológicas y productivas, los limitantes de una gestión dependiente de objetivos políticos desvinculados de los meramente empresariales constituirían las mayores restricciones para lograr el objetivo que habría de plantear la política petrolera hasta casi finales del siglo XX: el autoabastecimiento. Este objetivo sólo habría de alcanzarse en forma sostenida a partir de la desregulación del mercado y la privatización de YPF, casi 7 décadas más tarde.

La prolongada actuación de Mosconi al frente del directorio de YPF (durante sus 8 primeros años) no pasaría inadvertida. Su figura sería emblemática para los defensores de la empresa pública. Pero a diferencia de otros actores

contradictorios de la industria, ideología y acción se aunarían en pos de una gestión económica eficiente e independiente. Tal vez el paso del tiempo y las malas gestiones que lo sucedieron años más tarde, con mucha menor independencia política, se hayan encargado de convertirlo en la figura más destacada de la historia petrolera argentina⁴. Lo cierto es que finalizada su administración se consolidó el monopolio petrolero del Estado.

A partir de la nueva ley petrolera de 1935 (Ley 12.161, primera específica de la industria), el único mecanismo que tenía el sector privado de incrementar sus áreas de explotación respecto a las viejas concesiones, era por la conformación de empresas mixtas, lo que nunca se hizo efectivo. A los fines prácticos la ley tendió a favorecer a YPF. De allí que el negocio de las corporaciones internacionales apuntó a maximizar la rentabilidad del Downstream⁵. En respuesta el Estado elevó los impuestos específicos a los combustibles, que había instrumentado a partir de 1932. Su recaudación, que pasó a representar el 13% del total de recursos fiscales, permitió financiar una amplia red vial⁶.

⁴ Como señala Gadano (2006), Mosconi no logró aumentar la producción según sus ambiciosas metas. Posiblemente la construcción de la Refinería La Plata haya sido el hito más importante de su administración. En términos políticos, su enfrentamiento con la Standard Oil por las concesiones salteñas fue el hecho más trascendente para la posición nacionalista. Previo a su gestión también es preciso destacar el rol que jugaron en la política petrolera argentina figuras como Enrique Hermitte, Luis Huergo y el apoyo político a YPF durante los gobiernos de los presidentes Figueroa Alcorta, Alvear e Yrigoyen.

⁵ Coincidentemente en ese período había amplia disponibilidad de petróleo para importar, siendo su costo económico inferior al de producción local. Ello desencadenó la denuncia de dumping de las Compañías por parte de YPF.

⁶ A comienzo de los años 30' el consumo de combustible en Argentina era el más alto de Latinoamérica y en términos per cápita, el 3° a nivel internacional (Gadano, 2006)

La Ley determinaba que el recurso pertenecía a la Nación o las provincias según donde se encontrase, y que estas últimas podían concederlo a YPF o a empresas mixtas a cambio de una regalía del 12%⁷. De este modo comienza a hacerse explícita la participación provincial en la renta petrolera.

Bajo la pujante administración de Silveyra, durante los años 30', YPF pasa a detentar el monopolio de la importación para luego fijar cuotas de participación de las empresas en el mercado de combustibles⁸. Sin embargo el principal problema de la empresa de bandera seguía siendo su limitada disponibilidad de crudo nacional. A la explotación en Comodoro Rivadavia se había sumado en 1918 la reserva fiscal de Plaza Huincul, y recién en los años 40' se incorporaría el petróleo mendocino. Para comienzos de esta última década se inaugura el Centro de Tecnología Aplicada (CTA) de Florencio Varela, destacado y prestigioso modelo de investigación; y se incrementa el potencial de refinación cubriendo el total de la capacidad comercial de YPF.

Finalizado el racionamiento que generó la 2° Guerra Mundial, el aumento de la importación compensó la falta de recuperación de la producción doméstica, en un contexto de crecimiento económico acelerado. Mientras, el poder sindical iba creciendo en YPF en detrimento de los cuadros técnicos, se acentuaba la práctica de utilizar los precios internos como instrumentos de distribución del

⁷ En 1936 la Standard Oil, desgastada por el avance estatista, amaga su primer retiro del país. 71 años más tarde la firma Esso, su sucesora, pareciera decidida a concretar esa salida tras una nueva fase intervencionista extendida en gran parte de América Latina.

⁸ Así YPF lograría duplicar su participación respecto a la de finales de los años 20', llevándola al 32%, mientras que la Standard Oil (Exxon) la reduciría del 46% al 21%

ingreso. Así, las metas de producción del Plan Quinquenal del Presidente Perón resultaban voluntaristas e inalcanzables sin la disponibilidad de fondos requeridos.

Hacia el fin de su segundo mandato y ante el fracaso evidente de la política petrolera (excepto por el impulso que le dio a la producción de gas natural a partir de la construcción del gasoducto Buenos Aires – Comodoro), que generaba una dependencia creciente de las importaciones, Perón replanteó la relación con las empresas extranjeras, firmando en mayo de 1955 un contrato provisorio con la Standard Oil de California. La oferta contemplaba un reparto de la renta en 50% y 50% que era la modalidad que habían comenzado a imponer los países receptores de inversiones externas más importantes, como Venezuela, Arabia Saudita, Irán e Iraq, y que conformaría la condición contractual dominante de la industria en los siguientes 20 años.

Para las grandes corporaciones esta cesión relativa de la renta procuraba limitar la probabilidad de contagio de nacionalización “a la mexicana”⁹. Sin embargo, este acuerdo resultaba inadmisibles para los militares que derrocaron a Perón en 1955 y de inmediato anularon la reforma constitucional. Durante su breve gestión al frente de YPF, la nueva administración no pudo torcer el rumbo de la crisis petrolera. Por la naturaleza de la industria, y a pesar del mayor aporte de fondos, sólo cabía esperarse que el fruto de una mayor inversión se viera reflejado en la producción futura, tal como sucedió en el gobierno de Frondizi,

⁹ Gadano (2006) señala que la nacionalización llevada a cabo por Lázaro Cárdenas en 1938 tomó algunos elementos de la experiencia inicial de la YPF de Mosconi.

donde el ciclo político volvió a favorecer el ingreso de capitales privados externos generando el mayor boom conocido hasta entonces en la historia petrolera argentina, lo que le iba a permitir a la Argentina alcanzar transitoriamente el autoabastecimiento.

El saldo de estos primeros 50 años no habría sido del todo halagüeño. Givogri y Novara (1987) señalan: “No existe una estimación ni siquiera aproximada de la magnitud de los recursos reales y financieros de todo tipo que el mantenimiento de la empresa estatal y una política de bajos precios al consumidor demandó entre 1907 y 1957... Se tenía plena conciencia de la lentitud de respuesta productiva por parte de la empresa estatal, pero se la disimulaba con argumentos de “conservación del recurso a largo plazo” y de un agotamiento prematuro si se confiaban las reservas al interés privado”. Sin embargo esta visión opaca la acción estatal inicial y, particularmente, las gestiones de Mosconi y Sylveira al frente de YPF.

En este primer medio siglo de historia, en el que la política petrolera procuró a partir de la creación de YPF ir desplazando la participación del sector privado, en especial de origen extranjero, pero que poco a poco se fue burocratizando, el país extrajo 104,4 millones de m³ de los que el 68% fueron estatales y el 32% correspondieron a concesiones a empresas privadas. A su vez, el país importó (mayormente por parte de compañías privadas) una cuantía equivalente al 80% del total producido localmente, contabilizando el petróleo y los derivados en unidades equivalentes. Givogri y Novara (1987) presentan una apertura de estas

cifras en 2 subperíodos dentro de esta primera etapa. Lejos quedaba aun el objetivo de autoabastecimiento duradero.

Cuadro 1. Producción, Importación y Consumo, en miles m3 de petróleo equivalente

Subperíodo	Producción			Importación	Consumo Total
	Estatal	Privada	Total		
1907-1930	7.265	3.836	11.100	17.657	28.757
1931-1957	63.482	29.903	93.385	65.600	158.985
Totales	70.746	33.739	104.485	83.257	187.742

Fuente: Givogri y Novara (1987). Comprende petróleo y derivados

A pesar de la burocratización y sindicalización de la estructura administrativa, acentuada durante los años 50', los geólogos y técnicos formados al resguardo de la petrolera estatal mantuvieron su prestigio y jerarquía. Entre los descubrimientos más importantes se destacan en esos años los de los reservorios de Campo Durán y Madrejones, en la provincia de Salta.

1.2. Del Primer Boom petrolero a la Crisis Energética

Fronzizi 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 (a las que había criticado duramente a lo largo de su campaña política), tanto en el sector petrolero como en el automotriz. Todas estas industrias (junto a la petroquímica y siderúrgica), estrechamente vinculadas y hasta ese momento responsables de un abultado déficit comercial, 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 Fronzizi y por el nacionalismo petrolero).

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 áreas nuevas (exploración), y que rápidamente se iniciaran las operaciones obviando trabas burocráticas. Como resultado se habría de generar un incremento en el número de equipos de producción, 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. De este modo pudo testearse la existencia de la elasticidad precio en la oferta. Como consecuencia se alivió la presión cambiaria y el déficit comercial.

Otro de los grandes logros de la política desarrollista de Frondizi fue la incorporación a la producción de la cuenca Austral (contrato con la Tennessee Argentina S.A.), con lo que en agosto de 1960 se realizó el primer embarque de crudo fueguino para su refinación.

A pesar del éxito evidente, esta nueva organización productiva era considerada políticamente incorrecta para la época, dada la fuerte presencia de capitales extranjeros. Ello sumado al estancamiento de la economía y la creciente inflación, terminó alentando un nuevo golpe de Estado, cuyo único propósito era la destitución presidencial y el llamado a nuevas elecciones¹⁰. La historia se encargaría de reivindicar, con elevado consenso, la acción desarrollista del presidente Frondizi.

Luego de su asunción, su sucesor (tras el breve paso de Guido) Arturo Illia, anularía todos los contratos, aún los de servicios de perforación. Como se volvería

¹⁰ La compleja relación de Frondizi con el Peronismo proscrito agregaría inestabilidad a su cada vez más débil gobierno constitucional.

costumbre, el más perjudicado tras la impugnación de contratos legítimamente firmados, a la hora del resarcimiento (o la renegociación), sería el erario público.

Tras la devolución de áreas, YPF reanudó su burocratización. La fase del ciclo de “avance y estancamiento” asociada al ingreso de capitales y su correlato con la producción entraba nuevamente en un período crítico. A pesar de ello la empresa siguió activa en el plan exploratorio.

El golpe militar de mediados de 1966 reinstaló una posición aperturista más favorable a la participación del sector privado en la industria. Se dictó una nueva Ley Petrolera en 1967: la 17.319, actualmente vigente¹¹. Uno de los aspectos que la diferenciaba de la ley de 1935 era la titularidad del subsuelo. A partir de ese momento sólo pertenecería a la Nación (manteniendo las regalías provinciales del 12%). No obstante su carácter liberal, la nueva ley contemplaba situaciones extraordinarias ante las que el gobierno nacional podría intervenir en el mercado.

El artículo 6° dejaba la opción a las autoridades de dissociar los precios internos de los internacionales en circunstancias anormales. También permitía restringir las exportaciones cuando se viera amenazado el suministro interno. En este sentido, la ley del gobierno anticonstitucional legitimaba el mecanismo que posibilitaría la aplicación de retenciones a las exportaciones que iría a aplicarse 4 décadas más tarde (año 2002), en un escenario de crisis macroeconómica doméstica y suba extraordinaria del precio del petróleo.

¹¹ No deja de ser llamativo el hecho que la ley vigente emane de un gobierno no constitucional.

La extracción total de petróleo creció entre 1966 y 1969 un 24%. Y si bien era el turno de un período propenso a la inversión privada con precios alineados al internacional (la fase “de avance”), el incremento en la producción coincidió con la aplicación de nuevas técnicas de recuperación asistida.

A pesar del nuevo marco regulatorio más aperturista y el intento de adaptar los precios domésticos al verdadero costo económico (precio internacional), YPF siguió manejándose como una rama de la administración pública, con presupuestos financieros en lugar de estados contables. Esta situación se deterioraría mucho más a principios de los 70' cuando el rechazo a la inversión extranjera inicia una nueva fase de estancamiento, llegándose a prohibir la comercialización de subproductos de cualquier otra marca que no fuera YPF.

El vuelco de la industria nacional hacia un modelo estatista no fue ajeno a la tendencia cíclica mundial de incrementar la participación de los estados nacionales en la renta petrolera ante un escenario de precios en alza. Sin embargo, el problema que generaba esta política apropiatoria era que tendía a hacer desaparecer por completo la renta doméstica, reinstalando una disyuntiva reincidente entre “dejar crecer la torta o buscar la máxima porción de una torta menor”. Así, mientras el mundo presenciaba un incremento de la renta petrolera por la acción conjunta de los países miembros de la OPEP, en Argentina ese excedente decrecía al ritmo de las transferencias a todos los actores, excepto a

YPF: consumidores, sindicalistas, contratistas, resto de la Administración Pública, etc.¹²

Durante los años 70' se presenta exacerbado el dilema entre eficiencia y equidad que aparece recurrentemente en la historia de la política petrolera en presencia de la empresa pública. A comienzos de la década parecía no haber espacio para la eficiencia, lo que a la postre hacía menor el tamaño de la torta a repartir. Claro que del conflicto principal – agente (o sociedad – burocracia gubernamental) surgía una distribución de la renta cada vez menos equitativa¹³. En este sentido, la empresa pública se iba pareciendo cada vez más a un coto de caza, alejada del objetivo social y estratégico instalado en el ideario de figuras de la talla de Hermitte, Mosconi, Silveyra o Sábato.

Para una economía que importaba a precio internacional, el rechazo a la inversión internacional significaba un desequilibrio financiero y una dependencia externa creciente. En 1975, cuando el caos institucional y la crisis económica y social habían llegado a su máxima expresión, el nivel de producción era similar al de 1970¹⁴.

¹² Por ese entonces el slogan que se mencionaba hasta comienzos de los 80' era que la empresa más rentable del mundo era una petrolera bien administrada, y la segunda más rentable era una petrolera mal administrada. El otro slogan que solía utilizarse para reflejar la caótica situación de YPF a fines de esa década era que la petrolera del Estado era la única en el mundo que perdía plata.

¹³ Guadagni (1992) refiere que el comportamiento gubernamental puede estar orientado a satisfacer la función de utilidad de ciertos miembros de la organización. Esta aseveración se basa en la teoría del "public choice" (Buchanan, Tullock, Olson).

¹⁴ Muerto Perón, la gestión de su esposa y sucesora, Isabel Perón, se esforzó por controlar y regular todas las variables económicas, lo que resultó tan vano como el intento de apaciguar la violencia civil que protagonizaba la extrema izquierda y la extrema derecha. Peor aún, su intervención tomó partido por uno de los bandos, alentando un nuevo golpe de Estado.

De este modo el período que va del año 1957 a 1975 pone en evidencia la gran inestabilidad y variabilidad de la política petrolera. Con una longitud media de 5 años, estos ciclos de “avance y estancamiento” caracterizados por visiones antagónicas en relación al rol de la inversión privada y del Estado, perduraría, con menor intensidad, luego del golpe de estado de 1976. Ello permitiría alcanzar circunstancialmente (ayudado por la caída en el consumo interno) la meta de autoabastecimiento en los años 80’.

Posiblemente el rasgo más destacado de este período también haya sido el haber podido mantener la calidad de los cuadros técnicos y el esfuerzo exploratorio más allá de los vaivenes políticos. Justamente para la época en que se produce el quiebre institucional más violento de la historia contemporánea, YPF realiza el mayor descubrimiento de reservas de gas de la historia argentina en Loma La Lata (280 mil millones de m³), en 1976, donde previamente habían explorado sin éxito las firmas Shell y Exxon.

De estas capacidades sacarían ventaja las empresas privadas nacionales durante los años 90’, muchas de ellas surgidas de los Contratos de Riesgo firmados por el Estado en 1978 y renegociados, primero durante el gobierno de Alfonsín y más tarde en el de Menem. Entre ellas se destacan firmas tradicionales como Astra, cuyo origen se remonta a los inicios de la actividad petrolera, y otras más jóvenes como Perez Companc, Bidas, Pluspetrol, San Jorge; Tecpetrol, etc, que irían desarrollando sus capacidades empresariales para coprotagonizar la

transformación de la industria a comienzos de los años 90', luego de la reestructuración y privatización de YPF.

Tras la asunción del gobierno democrático radical en 1983 se mantuvo una visión relativamente aperturista de la industria, convocando al capital internacional a partir del Plan Houston (Decreto 1.443/85). No obstante, en ese período existía todavía una excesiva y heterogénea regulación de precios y tarifas, sumada a un poder monopólico de YPF; y si bien la convocatoria no resultó exitosa, significó un antecedente importante para el ingreso de inversores externos en los años 90'.

El modelo energético radical no promovía la eficiencia, sino que generaba un sesgo hacia el equipamiento, pues el costo de inversión se reconocía en la tarifa contractual¹⁵. Todo ello generaba un ingreso para el contratista superior al que recibía YPF por la venta del crudo a las refinerías privadas, cuya asignación se decidía en forma arbitraria. Incluso el Estado debía compensarlas cuando importaban, pues el precio internacional estaba por encima del precio local.

En este contexto el cuadro de situación financiero de YPF no podía ser peor. Al déficit corriente se sumaba una acumulación de deuda heredada del anterior gobierno militar, que había utilizado a la empresa pública como instrumento de captación de fondos del exterior. Este proceso no se detuvo en los años 80' y a mediados de esa década, entre YPF y Gas del Estado acumulaban el 16% de la deuda externa argentina (Banco Mundial, 1990).

¹⁵ Este esquema, a pesar de su debilidad, concretó nuevas obras de infraestructura energética.

Hacia fines de los años 80', cuando el mayor esfuerzo de la gestión de Montamat al frente de YPF se concentraba en equilibrar su presupuesto, quedaba claro que el modelo de planificación desvinculado de las señales de mercado no lograría incrementar lo suficiente la producción y, tras la crisis energética, económica e institucional del final del gobierno de Alfonsín, se volvía evidente la necesidad de adoptar un nuevo modelo petrolero.

Cuadro 2. Producción, Importación y Consumo de Petróleo (en miles m3)

Subperíodo	Producción			Importación	Consumo Total
	Estatal	Privada	Total		
1958 -1972	174.669	72.370	247.039	45.380	292.419
1973 -1989	301.050	144.013	445.063	25.532	470.626
Totales	475.719	216.383	692.102	70.912	763.045

Fuente: Elaboración Propia con datos IAPG y S.E.

1.3. Transformación de la Industria: del apogeo al escepticismo

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 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. Como señala Guerchunoff (1994), la desvinculación de los mecanismos de mercado hacía que YPF no fuera una empresa sino una dependencia pública con muy limitada autonomía e inhibida de planificar a largo plazo.

Se presentaba entonces la oportunidad de abrir la industria a la participación del capital privado, minimizando la conflictividad política y social que podía implicar este tipo de medida. Además, la reestructuración se viabilizaba ante la posibilidad de repartir la renta petrolera entre los distintos actores sociales. Las provincias y los jubilados pasarían a recibir Bonos canjeables por acciones de YPF, lo mismo que los empleados que mantuvieran sus puestos en la empresa (a través del programa de propiedad participada). Para la privilegiada burocracia

sindical, aliada imprescindible del presidente Menem en el proceso de reforma, también habría de destinarse una parte del botín.

El escenario internacional también era propicio para el cambio. Mucho más globalizada (luego de la caída del comunismo), la economía mostraba una tendencia hacia la desregulación y la privatización de las empresas públicas, lo que le daba mayor respaldo a las reformas domésticas. En ese contexto, especialmente la industria petrolera comenzaba a abrir sus puertas al capital extranjero en países tan disímiles como Canadá, Nigeria y la ex Unión Soviética, disputándose el arribo de fondos financieros frescos. Para los países importadores el conflicto ideológico de abrir sus empresas al capital internacional se disipaba.

En el caso del gas natural también comenzaba a observarse un cambio regulatorio a partir de la desintegración vertical de la industria (principalmente en el Reino Unido). Ese cambio en la organización del mercado estaba influenciado por la novedosa aplicación de tecnología aeronáutica en la generación termoeléctrica, lo que redundaría en una abrupta caída de costos de inversión y un aumento en la eficiencia operativa térmica. Este desarrollo sumado a la nueva corriente regulatoria influiría positivamente en la transformación del sector eléctrico argentino de los años 90'.

Adicionalmente, desde mediados de los años 80' se fue modificando la ecuación económica petrolera global. Por un lado se incorporó una mayor oferta, producto del desarrollo tecnológico aplicado a la recuperación in situ (pozos

dirigidos, recuperación asistida, etc.) y a la exploración y explotación de áreas nuevas (Mar del Norte, Golfo de México, Alaska, etc.). Por el lado de la demanda, se promovieron tecnologías de eficiencia en el consumo de energía, generando una disminución de la participación del petróleo en la matriz energética global.

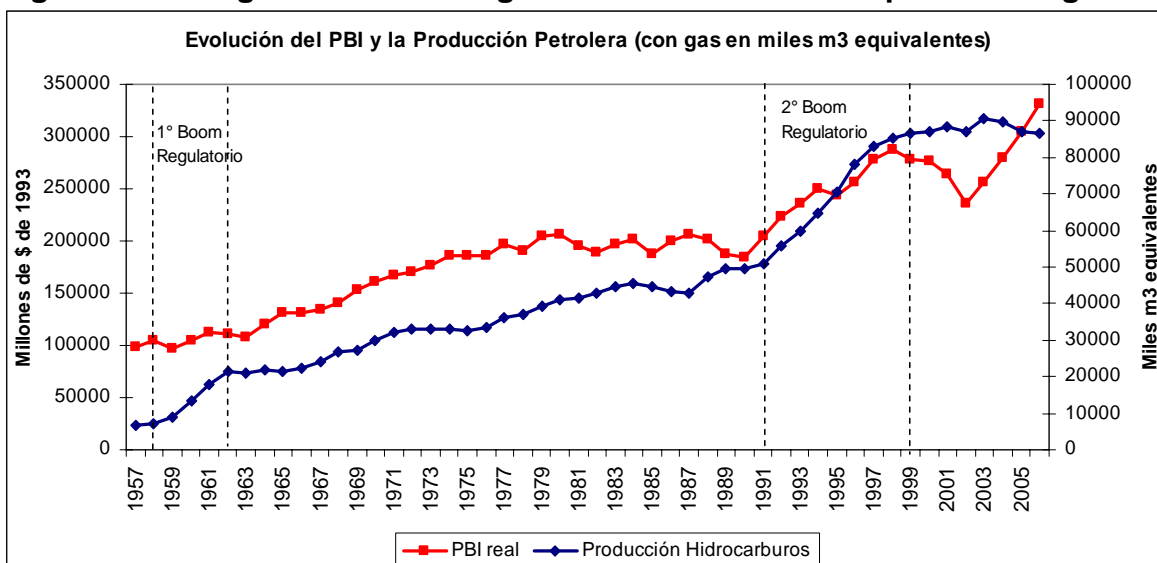
La combinación de oferta incremental y reducción en el ritmo de consumo provocó un descenso prolongado en su precio. Al mismo tiempo se iba afianzando la característica del bien como commodity, dada su naturaleza física homogénea y su bajo costo de transacción y movilidad, a lo que se sumaba el desarrollo de nuevos mercados spot y futuros en el mundo de las finanzas. Todo ello generó la percepción inexacta que el petróleo iba perdiendo su condición estratégica¹⁶.

Pero sobre todo, el nuevo boom productivo de la industria petrolera Argentina de comienzos de los años 90' produciría a partir de una conocida receta exitosa: la alineación de los precios domésticos a los costos económicos.

En este segundo boom la actividad petrolera llegaría a tener una mayor incidencia en las variables económicas, como el PBI, respecto al período desarrollista.

¹⁶ La Guerra del Golfo en 1990 dio su alerta en sentido contrario, aunque el shock fue sólo transitorio. Diez años más tarde la región protagonizaría un nuevo y recurrente conflicto, que vendría a reconfirmar el carácter estratégico del petróleo.

Figura 1. Los 2 grandes boom regulatorios de la industria petrolera argentina



Fuente: Elaboración propia con datos S.E. e INDEC

A pesar del cambio de paradigma de los años 90', el modelo de libre mercado no dejó de considerar el carácter estratégico del petróleo, incluso en los grandes países consumidores de energía (China, India, Brasil y Japón). La Argentina en cambio depositó en la privatizada YPF cierto rol de Agencia regulatoria, velando por el interés nacional, lo cual se perdió cuando la empresa pasó a manos de capitales internacionales. En parte ello fue producto de lo concesivo que debió volverse el régimen para atraer al capital privado, dada la mala reputación que había adquirido el país a lo largo de su historia.

El compromiso más osado fue el de mantener en forma permanente la relación de cambio uno a uno con el dólar (Plan de Convertibilidad), fijando las tarifas en base a esa moneda y ajustándolas en función a la inflación

norteamericana (PPI), por entonces superior a la doméstica, dado que el Plan del ministro Cavallo fue inicialmente exitoso en su objetivo antiinflacionario.

Los Decretos 1.055, 1.212 y 1.589, de 1989, del Poder Ejecutivo, permitieron desregular la actividad al amparo de la Ley militar 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 servicio¹⁷.

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, a la vez de disponer la federalización de los recursos hidrocarburíferos una vez vencidas las concesiones otorgadas,

¹⁷ Varios analistas, entre otros P. Gerchunoff (1994); Gadano y Sturzenegger (1998); Bravo y Kosulj (1993), sostienen que las licitaciones de áreas centrales y marginales se caracterizaron por la transparencia en la asignación de concesiones. Sin embargo coinciden en señalar que, en el mecanismo no competitivo de la reconversión de contratos, no existió la misma claridad e incluso se produjo una negociación arbitraria entre empresarios y funcionarios que terminó beneficiando a los operadores por una cifra estimada en varios cientos de millones de dólares. De los viejos contratos que había firmado Frondizi sobrevivían los que luego serían reconvertidos en las concesiones de La Ventana, en Mendoza (Repsol YPF) y Cerro Dragón, en Chubut y Santa Cruz (Panamerican Energy), a principios de los 90'.

determinaba la privatización de la Compañía. Este traspaso a las provincias fue refrendado en la Reforma Constitucional de 1994 (artículo 124).

De esta manera terminó de configurarse un vasto, confuso y superpuesto andamiaje legislativo que requería conciliar el dominio Estatal (Ley 17.319, artículo 1°) y provincial de los recursos, junto al cambio de régimen que propiciaban los Decretos de 1989 del Poder Ejecutivo. La requerida ley petrolera no pudo salir a la luz y el sector sintió la falta de un marco legal que asegurase a los inversionistas la estabilidad de las condiciones privilegiadas (producto de la mala reputación) con las que contaban en Argentina¹⁸.

A pesar de esta debilidad, la percepción que existía un régimen tan favorable para la industria en un contexto internacional pro mercado, y el buen desempeño que tuvo la economía argentina a comienzos de los años 90' fueron retroalimentando el modelo de crecimiento basado en un tipo de cambio relativamente apreciado con ingreso de capitales hacia las industrias más capital intensivas (minería de superficie y profundidad) y los sectores de infraestructura y servicios.

¹⁸ De acuerdo con la clasificación de Daniel Johnston (1994), Argentina tenía a comienzos de los años 90' uno de los regímenes más favorables para la inversión extranjera. Por caso Johnston cita que el régimen libre de impuestos de Tierra del Fuego era el más favorable del mundo. En tal sentido cabría señalar que parecería existir un trade off entre el privilegio (y el alto riesgo asociado) y la seguridad jurídica. El modelo así planteado tiende a la inconsistencia temporal en el que la empresa intuye que el riesgo de apropiación aumenta con el nivel de concesión, o en otros términos, una mayor credibilidad implica renegociar (o ceder parte de) las mejores condiciones contractuales.

Mientras tanto la privatizada YPF mantenía un doble rol. Por un lado había producido un cambio en su modalidad operativa que le imponía su conductor, José Estenssoro, orientada hacia resultados, aunque sin descuidar el compromiso de exploración y protección del medio ambiente que permitiera la sustentabilidad de largo plazo; y por otro, iba consolidando un modelo de desarrollo de capacidades gerenciales y transferencia tecnológica en pos de un plan estratégico nacional. Este incluía la expansión territorial de la empresa fronteras afuera (llegando a adquirir activos en Estados Unidos, Perú, Bolivia e Indonesia), comprendiendo quizás lo limitado de los recursos geológicos domésticos.

Esa estrategia audaz ideada por el empresario boliviano-argentino le habría procurado a YPF convertirse en un rival de porte relativo en el mundo petrolero internacional (por detrás de los “big majors”). Sin embargo, su deceso temprano en 1995 alteró los planes de la Compañía y el rol de Agencia que ella tenía. De ese modo YPF resultaba relativamente grande para desarrollar un mercado competitivo nacional, pero pequeña a efectos de competir internacionalmente.

En 5 años de gestión Estenssoro logró redimensionar la compañía y su nómina salarial, convirtiendo lo que en su momento sería considerado un gran logro: la mayor colocación de acciones en el mercado¹⁹, en su mayor debilidad: la venta anticipada de la mayor parte del paquete accionario de la compañía²⁰. Asimismo, la rápida ganancia en eficiencia derivó en un problema de reasignación

¹⁹ Knoop, (1995) describe la sucesión de hechos en detalle.

²⁰ Según Montamat (2007, pag. 49) inicialmente estaba planeada la venta del 30% del paquete accionario pero objetivos electoralistas llevaron ese porcentaje al 58.5%

del empleo que habría de generar una creciente conflictividad social en las regiones petroleras²¹. Posiblemente en el aspecto medio ambiental haya sido donde mejor se reasignaron los roles, con una regulación estatal que elevó el estándar operativo respecto a su etapa productiva.

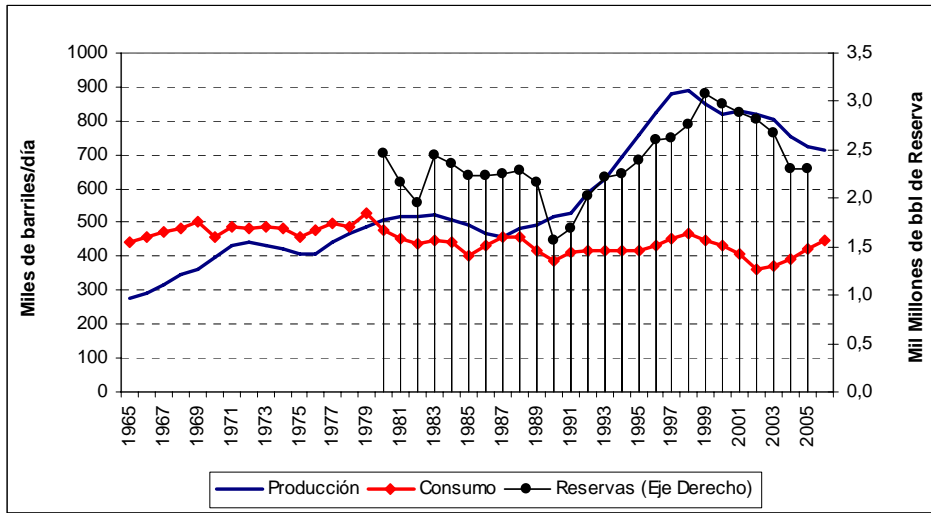
En términos de los resultados de la gestión que acompañó y sucedió al carismático y controvertido líder hasta 1997, Argentina sobrepasó con creces el objetivo de autoabastecimiento que había venido buscando desde el inicio de su historia petrolera. La producción de crudo pasó de 28 millones de m³ a 48,4; 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, en un claro intento por monetizar aceleradamente los recursos de las concesiones.

Esta estrategia crearía a partir de fines de los años 90' una nueva disyuntiva entre eficiencia (definida en relación a la maximización de beneficios) y sustentabilidad. A ello se sumaría la mala fortuna de haber logrado el máximo de producción a relativamente bajos precios internacionales²².

²¹ 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

²² Esta es una observación destacada por Daniel Heymann en relación a la inadecuada apreciación de la evolución esperada del precio del petróleo (o la elevada tasa de descuento social implícita). Una experiencia similar sucedió en el Reino Unido, en donde las reservas del Mar del Norte se fueron depletando mientras se aceleró la producción en un período de bajo precio.

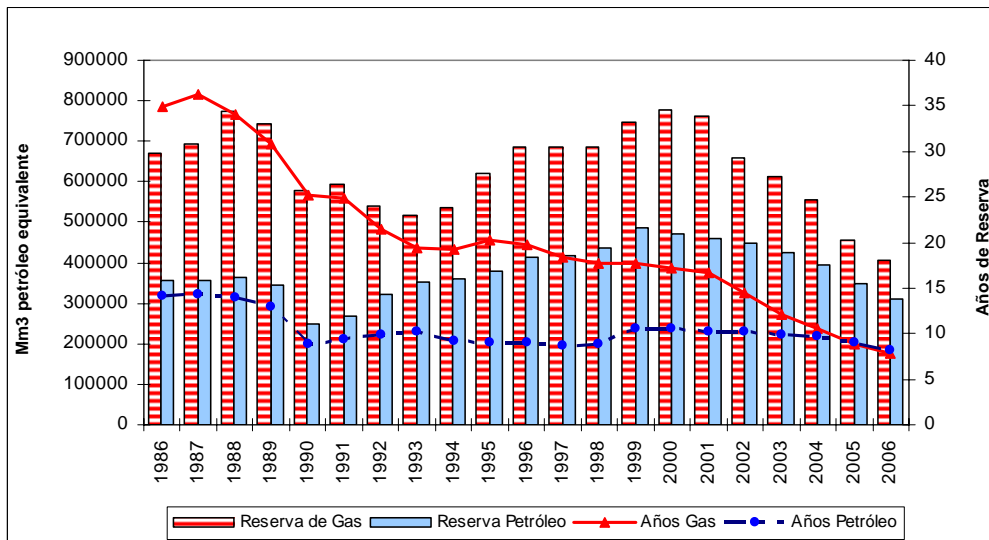
Figura 2. Producción, Consumo y Reserva de Petróleo en Argentina



Fuente: Elaboración propia con datos IAPG e Informe BP

Bajo un modelo de libre mercado, y en el contexto de una riqueza geológica moderada, el esquema de incentivos tendía a que los concesionarios fuesen agotando sus reservas (en especial de gas natural) sin expandir la frontera exploratoria.

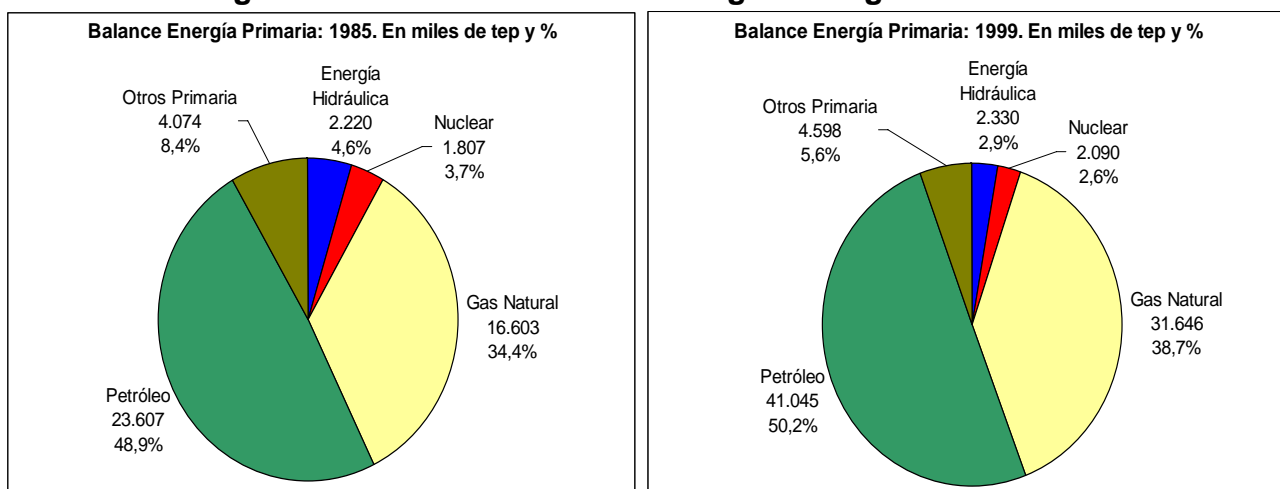
Figura 3. Reservas y Años de Producción de gas y petróleo



Fuente: IAPG, Secretaría de Energía

El crecimiento en la infraestructura fue tan relevante como lo fueron los encadenamientos productivos hacia diversas ramas industriales gas intensivas, a partir de la errónea percepción de su abundancia. Hacia fines de los 90' esta transformación convertía a la Argentina en uno de los países de mayor consumo relativo de gas en el mundo (luego de Rusia y Holanda), acentuando la dependencia de los hidrocarburos (89%) respecto del suministro energético total.

Figura 4. Cambio en la Matriz Energética Argentina



Fuente: Secretaría de Energía. Incluye fuentes renovables

Las exportaciones del sector se ubicaron en la cima de la Balanza Comercial, comparable con las tradicionales agropecuarias. En términos de la generación de recursos financieros, la energía se convirtió en uno de los soportes del modelo de Convertibilidad pues la apreciación cambiaria sólo podía mantenerse en la medida que ingresaran por la vía de la inversión extranjera directa, las divisas que salían por el déficit de la Balanza Comercial (Sección 3).

En alguna medida, la energía fue rehén de la política de Convertibilidad y víctima de la debilidad fiscal asociada a ésta²³. Ello se evidenció cuando 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)²⁴.

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 manos de empresas internacionales con proyectos situados en regiones geológicamente más atractivos que las de Argentina. La opción de inversión local quedaba entonces sujeta al entorno regulatorio e institucional, el cual se fue deteriorando a partir del segundo mandato de Menem, luego de la reforma constitucional.

La profundización de la crisis económico institucional local y la caída internacional en el precio del crudo a fines de los 90' generaron una merma en la inversión extranjera que desencadenó una nueva crisis sectorial. Dada la condición excedentaria que había adquirido el país, esta crisis sólo habría de percibirse (parcialmente) años más tarde.

²³ En términos generales hay 2 visiones sobre el fracaso de la Convertibilidad. La más ortodoxa responsabiliza al aumento sostenido del gasto público y la inflexibilidad salarial, que derivó en un aumento del desempleo. La heterodoxa señala que la apreciación real fue responsable del exceso de gasto público y privado, con una baja propensión marginal al ahorro y una pérdida de competitividad que, en presencia de una elevada deuda en dólares, derivó en la mega crisis. La presencia de déficit gemelos (fiscal y comercial) en el período 97-99 se adapta a ambas visiones.

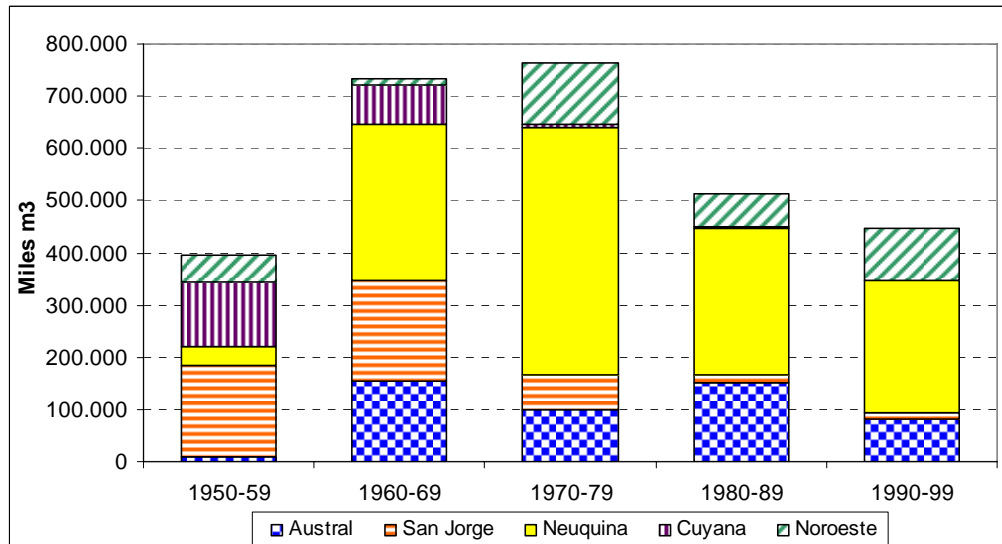
²⁴ El Estado sin embargo mantuvo su Acción de Oro (y su Director), que le otorga poder de veto para transferir activos estratégicos y cambios en la composición accionaria, entre otros atributos.

Algunas lecciones o hipótesis pueden extraerse, a nuestro juicio, del pasaje de un modelo regulado con predominio del monopolio estatal a uno completamente privado y desregulado:

a) Mientras la empresa del estado tenía la capacidad de asignar recursos a la provisión de bienes públicos, como la exploración y la investigación, en los que sus externalidades provocan fallas a la hora de incentivar la actividad privada, el aumento de la productividad y la eficiencia de corto plazo en un entorno ambiental más riguroso sólo fue factible bajo una organización pro mercado.

Esta conclusión se extrae con los datos de las Figuras 2 y 5. En esta última se aprecia la menor actividad exploratoria de los años 90', que como se verá en la Sección 2, se ha profundizado en la presente década, evidenciando un problema de asignación intergeneracional del recurso agotable.

Figura 5. Incorporación de Reservas



Fuente: Elaboración propia en base a Schiuma et al (2004) y aporte de Carlos Gulisano

Si bien la Figura 5 parece contundente para soportar la hipótesis enunciada, no hay duda que el factor “suerte” existe y tiene un rol importante en esta industria. De hecho, los conflictivos años 70’ se destacan por la incorporación de reservas. De todas ellas sobresalen las del mega yacimiento de Loma La Lata en la cuenca Neuquina. De no haberse hallado esta perla, el nivel de descubrimientos hubiese sido similar al de los años 90’.

b) Si los impulsos iniciales, dados por los cambios regulatorios, no son soportados por una estrategia de desarrollo de largo plazo, esa inercia inicial no alcanza para lograr un desarrollo sustentable. En este sentido pareciera darse una relación de intercambio entre eficiencia y sustentabilidad, que reemplaza la disyuntiva entre eficiencia y equidad dominante en los tiempos de la empresa pública.

El problema de haber librado el modelo de desarrollo energético a las fuerzas del mercado consiste en que los incentivos de las corporaciones internacionales no están necesariamente alineados con el de los ciudadanos (y su descendencia). Así es como en países donde el sector está dominado por la actividad privada existen poderosas Agencias Petroleras (Canadá, EE.UU.), que promueven una regulación orientativa en pos del interés comunitario.

Esta segunda hipótesis (o lección) surge de observar el quiebre en el desempeño de la industria anterior al cambio regulatorio desencadenado tras la devaluación del 2002. Como veremos en la Sección 3, al analizar la inversión, este

punto de inflexión está fechado entre 1998 y 1999. Pero más allá de las razones que han desmotivado el gasto exploratorio, la estadística muestra que si bien todo el período de producción privada ha tenido un relativamente bajo desembolso en esta actividad (dados los estándares internacionales), aquel que se inicia a fines de los años 90' con la venta de activos a empresas extranjeras, se ha caracterizado por un esfuerzo exploratorio ínfimo²⁵.

Cuadro 3. Producción y Pozos por Operador

	Producción Acumulada Oil		Producción Acumulada Gas		Total Pozos		% Pozos Explorat./Total Pozos	
	1994-1999	2000-2006	1994-1999	2000-2006	1994-1999	2000-2006	1994-1999	2000-2006
YPF S.A. / Repsol YPF	113.032	110.582	74.772	103.803	3.969	2.572	3,7%	1,9%
Astra Capsa (1)	17.010	18.166	1.343	2.866	156	324	2,6%	0,9%
Bridas - Amoco / Panamerican (2)	26.265	36.935	18.391	37.891	589	1.071	2,9%	4,9%
Perez Companc / Petrobras (3)	33.322	32.442	27.453	34.610	397	822	8,3%	3,4%
Cadipsa (4)	1.810	0	159	0	81	0	0,0%	
Colué Huapi (5)	181	288	39	53	21	17	4,8%	5,9%
Mexpetrol (6)	3.341	0	532	0	36	0	13,9%	
San Jorge / Chevron S.J.	20.256	27.660	3.175	7.866	203	488	7,9%	1,8%
Total Austral	15.293	12.393	34.979	70.690	80	80	5,0%	3,8%
Tecpetrol	9.143	13.429	12.156	21.778	153	474	5,2%	3,0%
Occidental / Vintage (7)	3.805	12.729	559	3.756	109	468	4,6%	1,7%
Pluspetrol (8)	6.404	6.592	17.876	34.765	89	159	6,7%	2,5%
Sipetrol	3.119	6.138	1.892	5.499	35	56	2,9%	1,8%
Capsa Capex	2.936	5.080	4.644	7.018	242	356	0,8%	0,3%
Entre Lomas (9)	0	2.219	0	1.333	0	102		2,0%
Pioneer / Apache (10)	1.220	3.528	1.299	6.279	180	432	13,9%	6,3%
Petroquímica C. Rivadavia	862	887	1.193	1.101	80	57	7,5%	0,0%
Quintana (11)	6.974	1.204	6.205	1.781	60	6	16,7%	16,7%
Chañares Herrados	270	667	8	23	0	26		3,8%
Pet. Sudamericana	606	746	658	524	5	32	0,0%	12,5%
Roch	1.635	753	944	1.029	25	15	0,0%	6,7%
Petro Andina Rsc. (12)	0	194	0	1	0	54		3,7%
Petrolífera Petroleum Lt. (13)	0	58	0	1	0	0		
Otras	3.089	2.470	2.819	782	170	25	11,3%	4,0%
Total	270.276	295.161	211.088	343.449	6.563	7.636	4,5%	2,8%

Notas: (1) Consolidada con Repsol YPF en 2003. (2) Se conforma PAE en 1998. (3) A partir de 2003 PB. (4) Finaliza su actividad en 1997. (5) Inicia en 1997. (6) Finaliza actividad en 1997. (7) Discontinúa en 1995. (8) Controlada por Repsol YPF. (9) Desde 2003 área remanente de P.Companc. (10) Hasta 1999 Chauvcc Rsc., en 2006 Apache compra Pioneer. (11) En 2001 la compra Pecom. (12) Empezó en 2004 como Venoco. (13) Arranca en 2006.

Fuente: Elaboración propia con datos IAPG

²⁵ Por otra parte la exploración propiamente en áreas de frontera ha sido exigua (Scheimberg, 2007)

Sección 2. Análisis reciente de la Industria y distribución de la Renta

2.1. El modelo de Transición

El proceso de transformación de la industria, examinado a la distancia, ha mostrado diversas virtudes, pero también ha planteado debilidades vinculadas a la sustentabilidad del modelo desregulado. No obstante, gran parte de la crítica se ha centrado en el cambio de reglas a partir de la salida del régimen de Convertibilidad. Esta es una verdad a medias.

En efecto, la severa crisis económica que afectó a la Argentina en 2002 (contracción del PBI en 11% y de 36% en la Inversión), pero cuyos antecedentes se remontan a fines de los años 90', tuvo graves consecuencias sociales. El desempleo (25%) y la pobreza (58%) se elevaron a cifras jamás vistas. Al mismo tiempo, el cambio en los precios relativos, a partir de la devaluación, generó un traslado de recursos a favor de los sectores productores de bienes exportables o commodities (alimentos, siderurgia, petróleo y combustibles, etc.), cuyo componente doméstico de costos se redujo en dólares, mientras los ingresos se ajustaban al ritmo del aumento en la cotización del dólar (particularmente para los saldos exportados). Esta situación demandaba la intervención del Estado en pos de recomponer las cuentas públicas, la equidad distributiva, y, fundamentalmente, la paz social²⁶.

²⁶ De hecho el quiebre institucional que había provocado la caída del presidente De la Rúa, en diciembre de 2001, y el vacío de poder a principios de 2002 en que se sucedieron 5 presidentes,

La utilización de los acuerdos de precios y la imposición de retenciones tenían como objetivo la contención de la inflación doméstica y la recomposición de las cuentas fiscales. En este sentido, la devaluación constituiría un alivio fiscal en la medida en que la ganancia en competitividad de las empresas fuera parcialmente apropiada por el Estado, cuyos gastos en dólares (particularmente salarios) se dividieron por tres.

La Ley de Emergencia y Reforma del Régimen Cambiario (Ley 25.561) se concibió como un modelo transitorio para contener la inflación, proveer fondos al fisco y reasignar recursos entre la sociedad²⁷. Sin embargo esta transitoriedad se volvió permanente, y el régimen se fue adaptando, con nuevas normas, a un contexto de precios crecientes de los commodities en general y de la energía en particular (Anexo 1).

Luego del caótico 2002, la concurrencia de factores internos y externos generó un crecimiento económico de más del 50% en los últimos 4 años y medio y un notable descenso en los indicadores de pobreza y desempleo. Entre los primeros se destaca la fuerte expansión económica internacional que impulsó al alza el precio de los commodities, generando una inédita mejora en los términos

hasta que el Senado designó en forma provisoria al presidente Duhalde, había estado enmarcado por una ola de violencia y acefalía institucional provocando 30 muertes. La consigna popular por entonces proclamaba “que se vayan todos”, en alusión al desgaste de la dirigencia política. En ese contexto debió sancionarse una Ley de Emergencia Económica que implicó el fin de la Convertibilidad.

²⁷ Inicialmente se dispuso el uso de las retenciones petroleras para financiar los desequilibrios provocados por la pesificación asimétrica del Sistema Financiero. Esto es, la conversión de créditos en dólares otorgados por los bancos a una tasa de 1 peso = 1 dólar, y la de deudas a favor de los depositantes a una tasa de 1 dólar = 1,4 pesos.

del intercambio; un aumento de la liquidez que en la búsqueda de plazas con retornos y riesgos mayores, podrían arribar en la medida que se ordenara la economía y se explicitaran las transferencias de riqueza netas. Ello fue factible tras la paulatina recomposición de la moneda y el crédito interno y la negociación de la deuda externa (que en 2002 superaba en más del 50% al PBI), primero la privada y luego la pública²⁸.

La bonanza externa pudo aprovecharse a partir del ordenamiento de las cuentas públicas para lo cuál contribuyó notablemente el sector petrolero.

Cuadro 4. Aporte del sector petrolero a las Cuentas del Tesoro Nacional

Millón \$ Corrientes	Derechos Exportac. Hidrocarburos	Superávit Primario Base caja - SPNF	Cociente	PBI a precio de mercado	(1) / PBI	(2) / PBI
	(1)	(2)	(3) = (1) / (2)			
2002	1.061,1	2.260,2	46,9%	312.580	0,3%	0,7%
2003	1.312,2	8.688,1	15,1%	375.909	0,3%	2,3%
2004	1.842,8	17.360,8	10,6%	447.643	0,4%	3,9%
2005	2.941,9	19.661,2	15,0%	531.939	0,6%	3,7%
2006	3.520,3	23.164,8	15,2%	654.439	0,5%	3,5%

Fuente: AFIP, Secretaría de Hacienda, INDEC

Buena parte de esta recuperación fue posible gracias a la disponibilidad de una infraestructura, particularmente energética, desarrollada en los años 90', y una elevada capacidad ociosa (producto de la recesión iniciada a fines de esa década). Junto a estos factores, el mantenimiento de precios subsidiados de la

²⁸ A fines de 2001 prácticamente todo el dinero de los bancos quedó indisponible para sus titulares. Únicamente se permitía extraer del "corralito" bancario la suma de \$250 por semana. Las cuentas de ahorro también quedaron "acorraladas" por varios meses y se emitió un sinnúmero de monedas provinciales sin respaldo del Banco Central.

energía generó una destacada expansión de las ramas industriales más energo intensivas hasta alcanzar la capacidad instalada plena²⁹.

El costo de la prolongada política de subsidios de la energía fue por un lado, la nueva y más pronunciada caída en la inversión privada del sector, y por el otro, el crecimiento desmedido del consumo de energía (residencial, comercial, generación eléctrica, etc.), generando un desbalance entre oferta y demanda. Asimismo, la política de subsidio diferencial para el crudo y los derivados provocó una expansión en la oferta de refinados, aunque en el agregado, con una baja rentabilidad promedio de este segmento industrial respecto de la de los años 90', dado el congelamiento de precios internos de los subproductos desde el 2003.

Cuadro 5. Evolución de Producción, Consumo y Exportación (Miles Tep)

En kTEP	PETRÓLEO					GAS			
	Producción Crudo	Balance comercial Crudo	Prod. De Derivados	Balance comercial de Derivados	Consumo Interno	Producción	Balance comercial	Plantas de Transform.	Demanda Interna
1994	34.278	10.029	23.388	9.730	13.658	19.703	-1.873	21.576	18.804
1995	36.939	13.627	22.420	7.274	15.147	21.611	-1.703	23.315	20.366
1996	40.311	15.940	23.886	6.951	16.935	23.843	-1.760	25.603	21.929
1997	42.837	16.169	26.026	8.829	17.197	25.447	-799	26.247	22.352
1998	43.513	15.750	27.003	9.409	17.594	26.947	328	26.619	22.626
1999	41.045	12.855	27.324	10.243	17.082	30.919	2.461	29.510	25.045
2000	39.530	12.894	25.611	8.906	16.705	34.598	3.854	30.744	25.928
2001	40.089	13.346	25.229	10.086	15.143	34.928	5.027	29.901	23.893
2002	37.788	12.794	23.373	9.854	13.519	34.663	4.769	29.894	23.231
2003	37.079	11.258	23.752	10.056	13.696	38.880	5.291	33.588	25.589
2004	35.976	8.374	26.222	11.475	14.747	41.269	5.397	35.685	27.782
2005	34.180	6.832	25.980	10.235	15.744	41.177	3.963	37.214	28.757
2006	33.867	5.016	27.409	10.701	16.709	41.840	3.193	38.646	30.191

Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía y Enargas

²⁹ Desde la reactivación de la economía, los sectores de Siderurgia, Petroquímica y Metalmeccánica crecieron 30%, 27% y 45%, respectivamente entre 2006 y 2003, según el ÍPI de FIEL

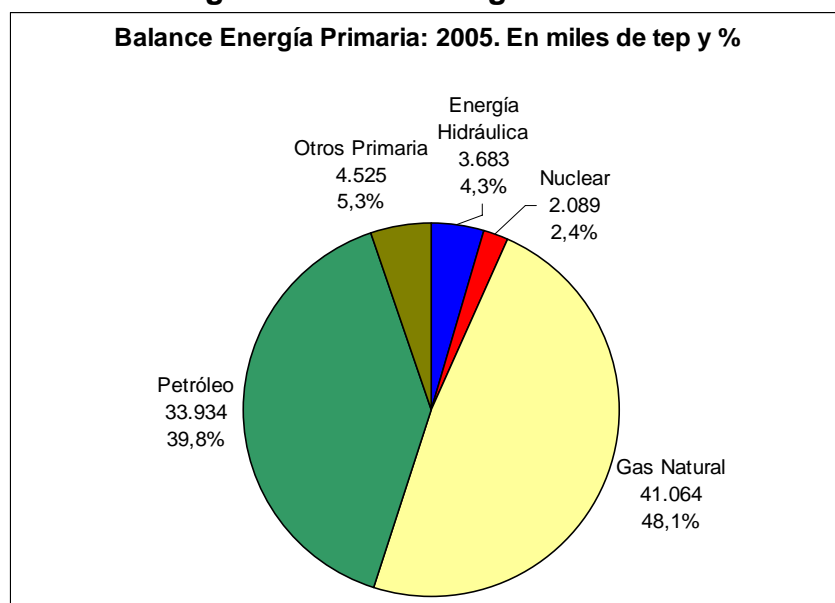
Los datos del Cuadro 5 revelan que en el corto plazo podría no existir un problema complejo en el suministro de energía. Sin embargo, la acelerada expansión de la demanda puede acortar el horizonte de holgura. Hacia el final del documento se analizarán algunas de estas amenazas, una vez descrito el proceso de formación de precios internos y la transferencia de renta desde el sector petrolero a los consumidores.

En efecto, el mercado doméstico ha presentado una fuerte distorsión de precios respecto a los valores de referencia internacional en los combustibles líquidos, y una historia muy particular respecto del gas natural, cuyo valor en el mercado mayorista quedó congelado de facto al estar su precio atado a las tarifas reguladas finales que se mantienen prácticamente inalteradas desde 2002. Los datos de precios y tarifas comparativas se exponen en el Anexo 2.

Desagregando la información del Cuadro 5 podríamos identificar algunos problemas de la coyuntura que tienen que ver con la estacionalidad de la demanda de algunos energéticos como el gas natural, el fueloil y el gasoil, así como en el tipo de crudo disponible para utilizar con la tecnología existente (mix de crudos livianos/pesados), que no encuentran una fácil resolución por el lado de la oferta privada, dada la baja rentabilidad futura esperada.

La elevada participación del gas natural en el abastecimiento energético primario plantea un problema mayor que el de los líquidos, por su carácter no transable y además por su peso en el suministro global de energía primaria.

Figura 6. Matriz energética actual



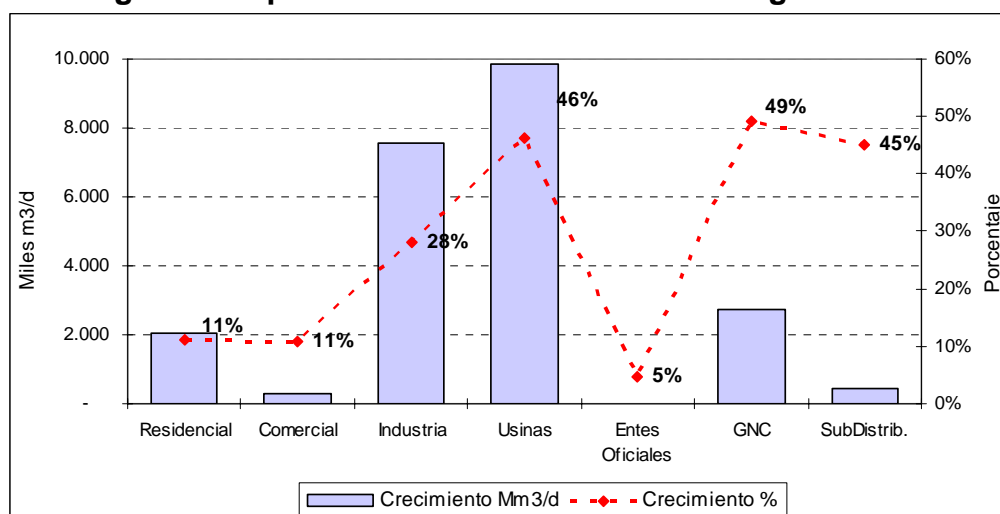
Fuente: Secretaría de Energía. Incluye fuentes renovables.

En este sector (gas natural) es donde creemos que ha sido mayor el daño infringido por la prolongación de este régimen “transitorio”, aunque existe una cuota no menor de responsabilidad en los desequilibrios que se originaron durante los años 90’ con la firma de compromisos crecientes de exportación y la sobre expansión del parque termoeléctrico (Ciclos Combinados). Estos contratos generaron una inconsistencia entre los recursos propios de las empresas y la disponibilidad agregada, tanto en relación al horizonte de reservas de gas como a la más adecuada diversificación del aprovisionamiento energético interno.

No obstante, luego de la crisis de 2002 y más allá del posterior destacado crecimiento del PBI, durante la gestión del presidente Kirchner, la sobre expansión de demanda originada en precios antieconómicos elevó el consumo doméstico de

80 MM m³/día a 100 MM, entre 2002 y 2006 ³⁰. En el caso del consumo para generación eléctrica, el incremento (10 MM m³/día) estuvo signado por la propia distorsión de los precios de la electricidad, cuyo subsidio fue financiado parcialmente por los productores de gas, y en especial, por los generadores eléctricos.

Figura 7. Expansión del consumo interno de gas natural



Fuente: Elaboración propia con datos del ENARGAS

El efecto de esta percepción de abundancia de este recurso no renovable ha provocado cambios estructurales en la oferta que vienen profundizando el agotamiento acelerado de los campos productivos³¹.

³⁰ Si bien es posible argumentar que no existía un mecanismo sencillo de administrar una transición ordenada de precios dolarizados a valores acordes al nuevo poder adquisitivo post crisis, lo cierto es que hasta la entrada en vigencia del Acuerdo de precios del gas natural hubo un considerable subsidio para los consumidores, particularmente industriales, de parte de los productores de gas (Anexo 2).

³¹ Si se analiza la composición de la oferta por tipo de presión (Anexo 3) tenemos que a comienzos de esta década el gas de alta presión suministraba cerca del 60% del total ofrecido. Actualmente ese porcentaje no llega al 25%.

Desde el punto de vista regulatorio se ha reinstalado con fuerza, últimamente, en el debate político regional, el rol que le corresponde al Estado en la actividad petrolera³². En nuestro país, la excesiva intervención actual ha generado una concentración de las decisiones estratégicas en pocos funcionarios políticos, relegando atribuciones de los cuerpos técnicos de la Administración Pública (básicamente la Secretaría de Energía y los entes reguladores), y una elevada cuota de ineficiencia³³. Por su parte, la empresa petrolera estatal Enarsa, creada en 2004, no ha jugado hasta ahora un rol relevante en la industria.

Recientemente se han sancionado algunas leyes intentando promover la exploración por parte de las empresas privadas en asociación con la petrolera del Estado en áreas nuevas (Ley 26.154), de muy alto riesgo. Asimismo, con la aprobación de la Ley 26.197 (Ley Corta) se ha debilitado el rol fiscalizador y la necesaria centralización de la planificación energética, por lo que las provincias han estado promoviendo áreas exploratorias en base a licitaciones por regalías, una modalidad que invita a la especulación empresaria cuando no hay activos que respalden la oferta ganadora, y a prebendas administrativas (Scheimberg, 2007).

³² El 1° de Mayo de 2006 el presidente de Bolivia, Evo Morales, decretó la estatización de los recursos petroleros de su país, más recientemente, el presidente Correa dispuso la apropiación del 99% de la renta petrolera en Ecuador. Ambos políticos parecieran haber alineado el discurso con el del líder venezolano Hugo Chávez quien ha endurecido la política hacia el sector petrolero privado.

³³ Como muestra basta señalar la operatoria centralizada de la compra de fueloil importado en 2006 (1 millón de toneladas) para los generadores eléctricos, mientras las refinerías locales exportan sus excedentes (1.6 millón de toneladas). En ocasiones el mismo barco que trae el fuel es el que transporta el excedente de la refinería. La pérdida estimada en ese intercambio por importar a Golfo+6 y exportar a Golfo-2 fue de 53 millones en 2006.

Generalmente hay consenso entre los especialistas que cuando se trata de una licitación exploratoria en zonas en las que no existe una geología virtuosa, la mejor forma de licitar el área es a través de compromisos de inversión³⁴. Ello a su vez requiere la presencia de una autoridad con capacidad y recursos para fiscalizar los compromisos. Los humanos, ciertamente, resultan de los recursos más escasos, por lo que tampoco es aconsejable su descentralización.

En el caso de la licitación de áreas productivas disponibles, también se ha privilegiado la participación de empresas de origen nacional con cierta discrecionalidad, mientras que en los contratos que aun tienen 10 años por vencer se está negociando su extensión, siendo notable la falta de un interlocutor con las aptitudes técnicas necesarias para evaluar las propuestas. En cualquier caso, la literatura económica reconoce que el mecanismo más eficiente para establecer el verdadero valor de los recursos es la puja competitiva que surge de una licitación abierta de las áreas en que se desarrollan las concesiones actuales³⁵.

Ello plantea en primer lugar un problema de asimetría en la información: el concesionario actual, si está interesado en quedarse, puede retacear la información del área. A menor presencia del Estado en la fiscalización, mayor será el poder de la empresa en cuestión para conocer el potencial productivo. En

³⁴ En este sentido Daniel Artana me ha señalado que existen formas alternativas a las impositivas para licitar estas áreas: reversión de áreas por profundidad (utilizado con éxito en Alberta, Canadá); devolución de partes del área (previsto en la Ley 17.319); valoración de información adicional del área realizada por expertos cuyo costo se incluya en la base de la licitación; etc. Por otra parte, la oferta de unidades de inversión tiende a la ineficiencia productiva.

³⁵ En economías desarrolladas el "Cash Bonus" es la mejor opción para licitar. En economías emergentes este método aumenta el riesgo expropiatorio una vez que la empresa hunde la inversión.

segundo lugar, la excesiva anticipación en la licitación puede conducir a un conflicto de intereses, entre los participantes. Fundamentalmente entre el nuevo y el antiguo concesionario, cuando se trate de actores distintos.

Acercándonos al final del primer vencimiento de los contratos de los años 90' se nota la existencia de un vacío legal, que junto con el clima enrarecido de los negocios puede estar afectando el desempeño sectorial. Una situación similar atravesó la industria petrolera venezolana a comienzos de los años 70', cuando faltando poco para el final de las concesiones de los años 50', las empresas detuvieron el proceso de inversión, sabiendo que existía voluntad política para que el Estado absorbiese las empresas extranjeras, creando PDVSA (A. Martínez, 1987).

Pero a diferencia del caso venezolano, en la Argentina existe un problema adicional de incentivos políticos perversos. Sencillamente ocurre que los gobernadores provinciales actuales (que a partir de la sanción de la Ley Corta tienen jurisdicción sobre las áreas) no van a estar en el poder dentro de 10 años para recibir los ingresos de la nueva licitación, por lo que quieren renegociar ya. Esta situación genera un problema de inconsistencia temporal adicional. Por un lado las empresas cuentan con el apuro del gobierno por cobrar, lo que supuestamente les generará un beneficio en valor presente, pero las sucesivas administraciones encontrarán baja la presión tributaria del concesionario (excluyendo los gastos hundidos), con lo que intentarán incrementar el "take" del gobierno. De allí que la modalidad de extensión "a las apuradas" también termina

generando un problema de inestabilidad contractual para la empresa, amenazando la inversión presente y futura.

La dotación geológica no es tan buena en Argentina como para dejar cabos sueltos en materia regulatoria. Los inversores privados necesitan incentivos económicos para hundir sus recursos financieros, vis a vis la posibilidad de hacerlo en otro país, pero a su vez el Estado sólo podrá participar de una renta creciente en la medida que existan reglas claras, perdurables y transparentes que promuevan la inversión.

2.2. Generación y Distribución de la Renta Petrolera

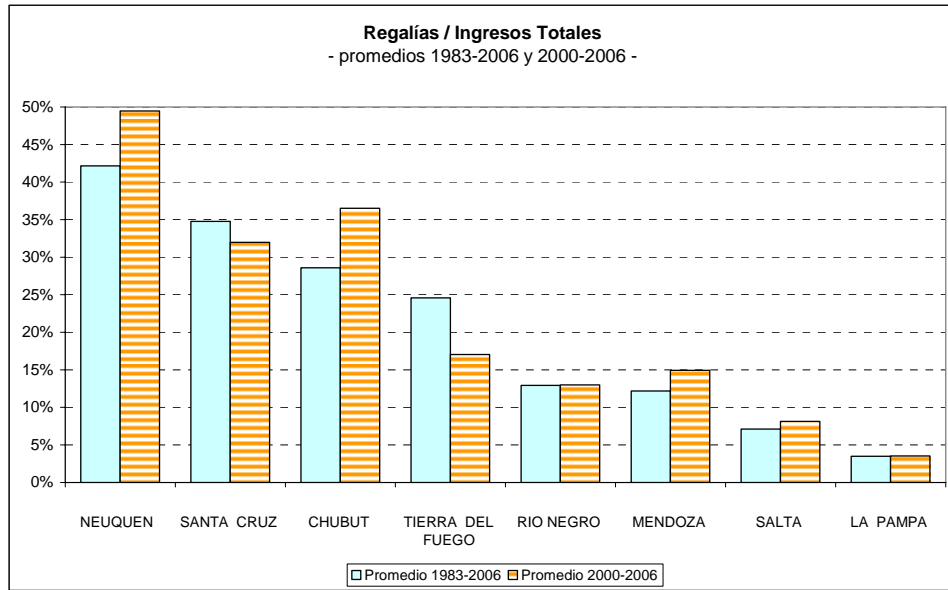
La renta petrolera es el excedente de explotación atribuido al rendimiento del subsuelo, respecto de la última unidad productiva (o marginal) que ofrece su producción en el mercado. Este concepto ricardiano, oriundo de la explotación agrícola, se traduce en un cálculo complejo para la minería, dado que en él debe incluirse la totalidad de los costos en los que se incurre o incurrió, para obtener la producción comerciable, desde la exploración. Esto significa que los ingresos de un año calendario deben machearse con costos incurridos a lo largo de varios años. Por otra parte, el valor de las ventas debe computarse a precios de frontera o escasez, que pueden diferir de los domésticos en presencia de subsidios.

Dado que el recurso pertenece al Estado, y bajo el régimen de concesiones lo explota el sector privado, existe una sociedad en la que Estado y empresa se distribuyen esa renta. Además, como el petróleo es un bien intermedio, del proceso de apropiación participan también las empresas refinadoras y comercializadoras que entregan al mercado el bien final. Una de las hipótesis que planteamos en la Sección 1 es que la industria petrolera se ha organizado en Argentina a partir de los mecanismos de distribución de esta renta potencial. De allí la importancia de detenernos en este cómputo, que a partir de la información parcial disponible, constituye una aproximación estimativa³⁶.

³⁶ Silvana Tordo (2007) señala que sólo al final del ciclo económico del área podrá conocerse la verdadera rentabilidad del proyecto, por lo que el cómputo de renta petrolera y su distribución resulta una estimación imperfecta.

Como señalamos previamente (Cuadro 4), el aporte en concepto de retenciones a las exportaciones ha sido clave para el programa económico post crisis del 2002, dotando al Sector Público Nacional no Financiero de nuevos recursos respecto de los tradicionales impuestos a las ventas, el consumo y las ganancias del sector. Pero también han sido record las regalías en las provincias petroleras (Anexo 4), particularmente en Neuquén, Chubut y Santa Cruz.

Figura 8. Aporte del sector a las provincias



Fuente: Secretaría de Hacienda

Estas provincias han constituido economías de enclave en torno al petróleo, permitiendo el asentamiento poblacional y el fortalecimiento de un “estado benefactor” financiado con los recursos de regalías. En particular es destacable el rol dinamizador que ha tenido esta industria en la provincia de Neuquén. Más recientemente el área de Comodoro Rivadavia, donde comenzó esta rica historia petrolera, ha cobrado nuevo impulso a partir de nuevos conceptos exploratorios desarrollados por las empresas privadas (principalmente Panamerican Energy).

Otros casos como Salta, Mendoza o Tierra del Fuego, tal vez no han tenido el mismo suceso dado el relativamente menor tamaño de las reservas disponibles. Incluso en algunos asentamientos forjados como quimeras, una vez agotado el recurso desapareció prácticamente por completo todo vestigio de desarrollo (i.e. Tartagal). Este proceso, a veces inevitable en las industrias extractivas, se acentuó tras la privatización de la empresa pública.

Desde la transformación de la industria en los años 90' prevaleció un criterio pro empresarial que se reflejó en el mecanismo de distribución de la renta petrolera. Así es como Johnston (1994) calificó a la Argentina como uno de los regímenes más propicios para la inversión extranjera. No obstante, en la Sección 1 se identificaron alguna de las debilidades de este modelo, así como el cambio de reglas que trajo aparejada la devaluación de enero de 2002 (Sección 2.1).

Si bien la devaluación generó una transferencia de ingreso en favor de las empresas, el gobierno decidió, con la aplicación de retenciones, una medida de reparto secundario del beneficio incremental, afectando la eficiencia del régimen. Como es sabido, tanto la regalía como la retención (a diferencia, en mayor medida, del impuesto a las ganancias) afectan la eficiencia en procura de una supuesta ganancia de equidad. En países con instituciones débiles es inevitable que la tributación afecte la decisión empresarial óptima, pues el impuesto teóricamente neutral, en la práctica es inaplicable.³⁷.

³⁷ El problema de la baja efectividad de los regímenes liberales que gravan ganancias y el sesgo a la regalía y otros impuestos distorsivos en regímenes institucionales inestables está analizado en

Uno de los objetivos centrales del presente estudio al dimensionar al sector petrolero dentro de la economía argentina es analizar la forma en que se distribuye la renta petrolera generada, a partir de la política tributaria aplicada.

En alguna medida este trabajo es innovador y novedoso pues para parametrizar los costos, se ha recurrido a información estadística que sólo ha podido obtenerse de los Balances que las empresas están obligadas a presentar a los organismos reguladores (CNV, SEC, etc.)³⁸. Es por ello que, asumiendo una declinación media de 9 años, el primer año en que podemos calcular la renta petrolera con esta metodología, desarrollada en Scheimberg (2007), es 1999, ya que no se dispone de información de balance previa al año 1991. Estrictamente, el cómputo es el de una cuasi renta pues no se ha considerado el desembolso que hicieron inicialmente las empresas (que podría asimilarse al gasto exploratorio) para explotar las áreas.

Por el lado de los ingresos la cuenta es relativamente más sencilla pues sólo se precisa información de cantidades y precios anuales de exportación (Anexo 5). Ese es el valor económico del recurso³⁹. En el caso de aquellas áreas

Scheimberg (2007). También allí se analiza la estrategia de apropiación de renta petrolera de otros estados nacionales. En el caso de Rusia y Kazajstán, también existen retenciones a la exportación.

³⁸ Existen algunos trabajos que han procurado medir la renta petrolera en base a hipotéticos flujos de fondos (Grieco y otros, 2003) o a parámetros estandarizados (UNCTAD, 2005; Mansilla, 2007) pero difieren de esta metodología, desarrollada en Scheimberg (2007). Por otra parte, difícilmente pueda replicarse este cálculo para la etapa del gerenciamiento estatal en la que no existían Estados Contables auditados.

³⁹ Estrictamente, en el caso de un recurso no renovable debería aplicarse un plus por depletación, según el modelo de Hotelling (1931), desarrollado en Julius y Mashayekhi (1994), que en este caso obviamos.

cuya producción (de gas y/o petróleo) sólo se vende internamente, se la asimiló con la de las áreas cercanas que sí exportan.

El Cuadro 6 presenta junto a los niveles de precio mundial y doméstico del crudo y el gas natural, la cantidad vendida y el costo de producción por BOE, que surgen de los Anexos 5 y 6, según datos de YPF, ajustados con información de Panamerican Energy⁴⁰, y de la Secretaría de Energía. Toda la información está agregada (períodos plurianuales) y expresada en promedios aritméticos simples.

Cuadro 6. Renta Petrolera Upstream

Ecuación Económica del Upstream Petrolero: Petróleo y Gas. (Promedios período)			
	1999-2001	2002-2003	2004-2006
<i>Precio Internacional (US\$/bl)</i>	25,2	28,7	54,4
Venta			
Petróleo (mil m3)	43.955	41.633	37.910
Gas (millon m3)	37.414	38.533	45.980
Precio medio			
Petróleo (us\$/m3)	142	163	311
Gas (us\$/Mm3)	46	48	69
Ingresos Petroleros			
Petróleo (millón us\$)	6.220	6.784	11.667
Gas (millón us\$)	1.742	1.838	3.168
Costos de Producción			
<i>Costo por BOE (en US\$)</i>	9,2	7,2	9,1
Petróleo + Gas (millón us\$)	4.567	3.538	4.651
Beneficio Petrolero Upstream	3.395	5.084	10.183

Fuente: Elaboración Propia con datos de Balances de las empresas e INDEC

Como primer resultado se obtiene el excedente de explotación o (cuasi) renta petrolera del Upstream. Puede apreciarse que existe un estrecho y esperable vínculo ente esta renta y el precio internacional del crudo.

⁴⁰ El dato utilizado del Prospecto (2004) de Obligaciones Negociables de PAE (página.69) fue la evolución del costo por BOE.

El Cuadro 7 presenta la ecuación económica del Downstream (Refino y Comercialización). En este último caso, para computar el costo económico se le ha asignado una rentabilidad al capital, que es la que permite amortizar las refinerías, manteniendo inalterada su productividad. Para ello se ha tomado una tasa constante del 10% anual en dólares⁴¹. También se ha considerado un costo estándar de 2,5 dólares por barril para solventar gastos de operación y de marketing⁴². Para compatibilizar los ingresos del Upstream con los costos del Downstream se utilizaron los ingresos y las erogaciones realmente efectuadas, y se computó la diferencia con los ingresos económicos (que surgirían de tomar los precios de exportación de las naftas y los de importación del gasoil), como un subsidio recibido por los consumidores⁴³.

Cuadro 7. Resultado Económico del Downstream (líquidos)

<i>En millones de dólares</i>	1999-2001	2002-2003	2004-2006
Ingreso x Ventas	7.637	5.856	9.172
Costo de Ventas	6.063	5.561	8.737
Rentabilidad de Activos	132	132	132
Transferencia del consumidor	637		
Subsidio privado al consumidor		679	3.176
Financiado x el Upstream		632	2.867
Financiado x el Downstream		48	309
Beneficio Petrolero Downstream	1.442	163	302

Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía y otras fuentes

⁴¹ Para valorizar a los activos de refinación se utilizó como parámetro de costo de los activos un valor de referencia internacional de 2 mil dólares/bl por una capacidad operativa de 105 mil m³/día.

⁴² En este caso se decidió mantener constante el costo operativo en dólares, pese a la devaluación, ya que la sensibilidad al cambio en esta variable resultó insignificante.

⁴³ A los efectos de simplificar el cálculo, excepto para el gasoil se ha tomado el precio flat en el Golfo de las naftas y demás subproductos, y se le ha aplicado un costo adicional al gasoil de 20 centavos por galón para considerar el producto ya internado (Anexo 5).

Si bien los períodos de petróleo caro presentan una rentabilidad relativa menor en el Downstream, en la Argentina esta relación se acentúa dado que se ha dispuesto una regulación de facto sobre los precios de venta al público.

De este modo tenemos que del total de la renta cedida por el Upstream cuando vende el crudo a un refinador local a un precio inferior al de exportación, una fracción es apropiada por la refinería y parte lo reciben directamente los consumidores de combustibles líquidos. Los cuadros 6 y 7 muestran que es el Upstream quien realiza la mayor transferencia al consumidor. En el caso del gas natural el subsidio de los productores es apropiado tanto por la industria como por el sector residencial. Estas transferencias no incluyen las que realiza el sector público al privado por la vía presupuestaria (del orden de \$15 mil MM. en 2007), ni la que le corresponde al Transporte y la Distribución de gas natural.

El otro dato interesante que surge del Cuadro 7 es que entre los años 1999 y 2001 (como ocurrió a lo largo de toda la década del 90'), en lugar de haberse subsidiado al consumo, en relación a los precios de frontera, existió una transferencia desde los consumidores a las empresas refinadoras. Estas dispusieron de márgenes de comercialización por encima del costo de oportunidad de la producción doméstica, e incluso respecto a la paridad de importación, lo que les generó una cuasirenta monopólica (Scheimberg, 1998; Coloma, 2001)⁴⁴.

⁴⁴ No obstante en FIEL (1999), Capítulo IV, se considera que la paridad de importación es una mala medida de lo que sería el precio mayorista en un mercado competitivo.

También es llamativa la reducción de costos de producción de crudo (Anexo 5). Como destacamos previamente, la devaluación de la moneda generó una ganancia de competitividad para las empresas productoras de bienes comerciables con parte de sus insumos determinados en moneda doméstica.

En segunda instancia se presenta la distribución de la renta petrolera total, en millones de dólares y en porcentaje de participación por sector. Vemos que la renta total ha ido creciendo al ritmo del aumento en el crudo, lo mismo que su apropiación pública total. Esta comprende la parte que recibe el Estado por impuestos y retenciones más los subsidios que van directamente a los consumidores como un mecanismo “sui generis” de transferencia de ingresos, que rememora la épocas de precios políticos vigentes a lo largo del modelo de organización pública de la industria.

Cuadro 8. Distribución de la Renta Petrolera Total

Concepto	1999-2001	2002-2003	2004-2006
En millones de dólares corrientes			
Total Renta Petrolera	4.837	5.247	10.485
Subsidio al Consumidor Combustibles	0	679	3.176
Subsidio al Consumidor Gas (*)	0	970	1.265
Impuesto Ganancias	613	574	1.212
Retención Exportación		389	924
Regalías Provinciales	876	795	1.204
Beneficio Estatal (Nación + Provincias)	1.489	1.757	3.340
En % del total			
A. Total Beneficio Corporativo (Up+Down)	69%	35%	26%
B. Subsidio al Consumidor	0%	31%	42%
C. Beneficio Estatal (Nación + Provincias)	31%	33%	32%
D. Beneficio Público (B + C)	31%	65%	74%
E. Beneficio total	100%	100%	100%

Fuente: Elaboración Propia (*) Excluye el subsidio de los segmentos regulados (T+D)

En el caso del Estado, si bien los ingresos se duplicaron, en términos relativos su participación quedó casi constante. De este modo, si adicionamos a la participación de la renta los impuestos al consumo que cobra el Estado, el total de recursos públicos es actualmente menor al previo a la devaluación.

Cuadro 9. Recursos Petroleros Netos

Concepto	1999-2001	2002-2003	2004-2006
Impuestos al Consumo (ICLG)	4.682	1.783	2.435
Otros Impuestos Upstream	168	146	225
Total Ingresos Sector Público	6.340	3.686	6.000
Total Beneficios Empresarios	3.348	1.841	2.705

Fuente: Elaboración Propia

El más afectado por el nuevo esquema, en el que conviven regulaciones explícitas (retenciones) con otras implícitas (congelamiento de precios de los derivados) ha sido el sector corporativo agregado (Upstream + Downstream) generando una transferencia a favor del consumidor.

Es evidente que al integrarse, el negocio el Upstream termina financiando al Downstream en el contexto de la regulación implícita predominante (Cuadro 7). Ello también podemos inferirlo al comparar el desempeño de las tres mayores empresas productoras de crudo, siendo que dos de ellas están verticalmente integradas con la industrialización⁴⁵. Panamerican Energy (PAE), que es la única de las tres que es sólo extracción, es la que presenta el mejor desempeño.

⁴⁵ Otra forma de mostrar esta relación sería a través de los balances de las empresas refinadoras, no productoras (Esso y Shell). Lamentablemente no contamos con su información contable, pero en ambos casos ha habido señales de un mal desempeño en años recientes.

Cuadro 10. Rentabilidad de las firmas (Resultado Operativo / Activos)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Pecom Energía / Petrobras	7,1	6,3	7,6	6,2	7,7	6,3	9,3	12,4	10,5
YPF S.A.	7,9	11,0	19,6	15,2	21,7	24,3	26,9	27,1	17,5
Panamerican Energy (PAE)	1,3	7,1	25,7	16,0	22,8	21,7	27,7	31,2	38,7

Fuente: Elaboración propia con datos de las empresas

Si bien la comparación del “take” de los distintos países es una tarea compleja que puede conducir a errores, la participación del gobierno en Argentina no luce del todo favorable para el capital privado, dada su restricción geológica^{46/47}.

La influencia de un nuevo régimen legal, más intervencionista e incierto, ha afectado la relación entre el nivel de conocimiento-percepción del potencial geológico y los factores económicos y regulatorios que hacen rentables los proyectos petrolíferos. Ello ha provocado una nueva disminución de la inversión, prolongando la fase de “estancamiento”, y consecuentemente un deterioro (rezagado) del desempeño productivo.

⁴⁶ Tordo (2007) señala que estos errores pueden surgir de: a) Se requiere calcular ex ante un cash flow hipotético basado en información privada no disponible; b) Dentro de un mismo país no existe homogeneidad contractual; c) Los costos e ingresos hipotéticos pueden diferir de los observados.

⁴⁷ Según Johnston (2004) el Government Take promedio mundial a comienzos de 2001 era del 59% para los regímenes basados en regalías e impuestos como el que tiene la Argentina, y su hipótesis es que a partir del 2004 se produjo un incremento en ese %, por la reacción al alza en el crudo.

Sección 3. Relaciones entre el sector petrolero y el resto de la economía

Hasta aquí hemos presentado uno de los principales aportes del sector a la economía a través de la perspectiva fiscal, el cuál se complementa en el Anexo 4 con información adicional. Si bien la energía participa en prácticamente todas las actividades económicas, en esta Sección procuramos cuantificar su contribución a la generación de valor, el aporte de divisas, la formación del stock de capital, la creación de empleo y al desarrollo regional, entre otras variables destacadas.

Imaginar a la Argentina sin una pujante industria petrolera en el futuro, resulta una tarea difícil. Mucho más complejo es valorizar su ausencia, lo cual implicaría realizar un ejercicio contra fáctico que va más allá de la simple estática comparativa. La razón es que el sector energético, y en particular el del gas natural, se encuentra altamente interrelacionado con el conjunto de la actividad productiva, con ramificaciones verticales y horizontales fuertemente desarrolladas durante los últimos 15 años. De allí que para computar un escenario sin el gas o los líquidos disponibles se requiera de un modelo computacional con infinidad de variables y otros tantos supuestos de ecuaciones de comportamiento que excede por lejos los alcances del presente marco analítico.

La alternativa que se plantea es dimensionar al sector en términos relativos en función de las contribuciones señaladas, del mismo modo que hemos analizado el aporte a las cuentas públicas.

3.1. Las Cuentas Nacionales

El sistema de Cuentas Nacionales permite obtener una medida del valor agregado de la economía (producción final menos consumos intermedios) evitando la duplicación contable de incluir producción que es a su vez insumo productivo⁴⁸. El método de cálculo varía (precios de productor, de mercado, básicos) en función de qué es lo que se busque medir, así como de la unidad de cuenta que se utilice (precios corrientes o constantes). Prescindiendo de los recursos que el Resto del Mundo genere en la economía doméstica (o que los residentes argentinos generen en otros países) se arriba al concepto de Producto Bruto Interno (PBI). Este indicador anual, mide la disponibilidad de bienes y servicios finales, con destino al consumo (interno o externo) o a la inversión.

La alternativa de medir la contribución sectorial en moneda constante o corriente no es inocua, en particular cuando se trata de un sector abierto al comercio. La información pública disponible nos permite dimensionar la economía de la extracción del petróleo y el gas (Upstream) y la de la refinación y comercialización de derivados (Downstream) en términos de moneda constante respecto al PBI a precios básicos (sin impuestos) de 1993⁴⁹.

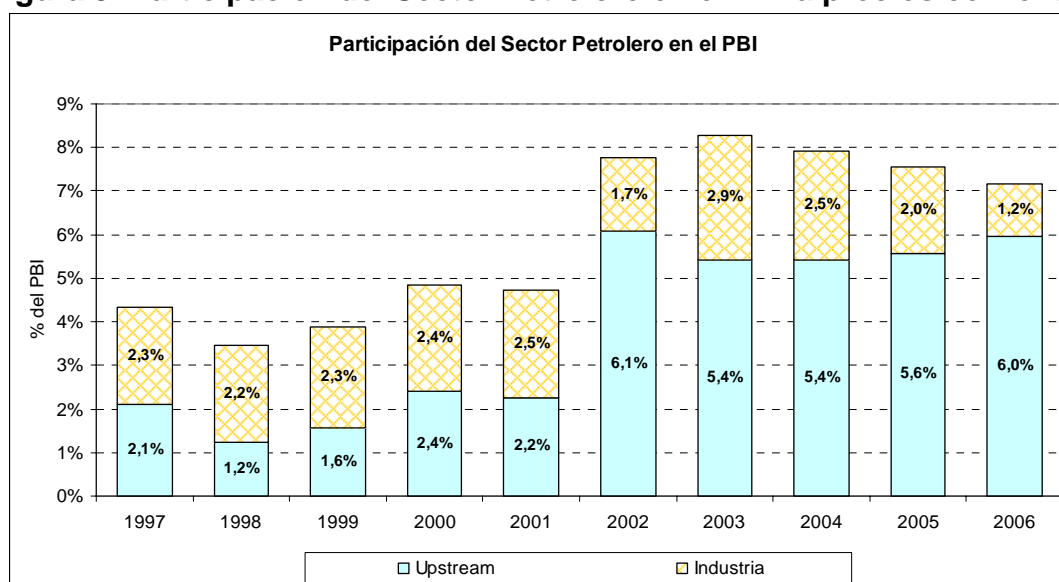
Dicha información da cuenta de una participación relativamente constante para todo el período 1993-2006 del 4.3%, siendo ligeramente superior en la etapa

⁴⁸ Manual de Cuentas Nacionales (1993), capítulo VI: La cuenta de Producción

⁴⁹ En el año 2000 la Dirección Nacional de Cuentas Nacionales (INDEC) elaboró a pedido del IAPG y de Repsol YPF, la serie estadística en valores constantes 1993-1999, cuya información se reproduce actualizada en el Anexo Estadístico 7. Ver BIP N°66, Junio 2001.

previa a la devaluación (4.4% vs. 4.1%, Anexo 7). No obstante esta modalidad de medir cantidades producidas (netas de insumos) a valores de 1993 distorsiona la verdadera relevancia que ha tenido el sector a partir del cambio de patrón monetario, sumado al reciente incremento en el precio del petróleo. Por ello se ha estimado la participación del sector en valores corrientes, a partir de información adicional de la Dirección Nacional de Cuentas Nacionales (DNCN).

Figura 9. Participación del Sector Petrolero en el PBI a precios corrientes



Fuente: Elaboración Propia con datos de la DNCN

Tal como era de esperarse (ver Cuadro 6), a partir de la devaluación se produce un salto de la actividad extractiva, dado el crecimiento de la renta petrolera. De este modo, la participación del sector crece 3,6 puntos porcentuales del PBI: de 4,2% entre 1997 y 2001 a 7,8% entre el 2002 y 2006.

El sector de Transporte y Distribución de líquidos representa cerca de un punto porcentual del PBI, y ha sido mayor en el período previo al 2002, lo cual resulta lógico dado su carácter no transable⁵⁰.

De este modo tenemos que todo el sector, que alcanza máximos niveles de contribución luego de la devaluación (Anexo 6b), 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 por sí sola tiene peso propio.

Cuadro 11. Producto Bruto del sector en dólares

	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

Fuente: DNCN

Los valores aquí presentados son compatibles con los niveles de renta petrolera señalados en la Sección 2. La diferencia radica en que en el Cuadro 6 se

⁵⁰ Su estimación exacta no pudo incluirse en la contribución a valores corrientes, pero figura en el Anexo 7 a precios de 1993.

presentan los beneficios del sector, mientras que, para llegar a aquella cifra, en el cómputo del Valor Agregado debe descontarse la retribución salarial. En efecto, para la contabilidad nacional Valor Agregado y Producto Bruto son sinónimos. El valor de producción menos los insumos intermedios (igual al Producto), debe repartirse entre los factores que generaron esa producción: capital y renta de la propiedad más el componente salarial. Este último factor tiene poco peso relativo en el sector petrolero.

En la Sección 2 se hizo referencia al aporte de los recursos por regalías a las finanzas provinciales, pero no se destacó el peso que tiene la industria extractiva en la generación de valor en las provincias petroleras. El caso emblemático y que registra mejor información pública es el de la provincia de Neuquén, en donde esta participación, en valores corrientes alcanza el 77% del PBI provincial (Anexo 7).

3.2. Las Cuentas Externas

El otro aspecto que sin dudas ha puesto en relieve la importancia de contar con recursos petroleros propios ha sido el de los saldos exportables. En este caso también resulta complejo imaginar el mundo contra fáctico. ¿Qué le hubiera ocurrido al país si no hubiese dispuesto de sus recursos gasíferos? ¿Cómo los hubiera sustituido? ¿A qué costo? En el caso del petróleo tal vez la cuenta sea relativamente más sencilla. Una forma de hacerlo sería asumir que, a partir de un

parque refinador disponible, Argentina hubiese podido importar la totalidad del petróleo crudo procesado, como lo hacen otros países de la región (Chile, Uruguay, Paraguay).

Solamente considerando el período 1994-2006, el costo de la importación potencial internada (o CIF) arroja la friolera de 90 mil millones de dólares, lo que claramente dimensiona la magnitud del ahorro de divisas por el efecto de la disponibilidad de crudo para consumo interno.

Cuadro 12. Ahorro de Divisas por Disponibilidad de Crudo

	US\$/Bbl.	Miles m3	En Millones US\$			
	WTI	Petróleo Crudo	Crudo a Procesar	Flete	Gastos Internación (*)	Total CIF
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

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

Fuente: Elaboración Propia

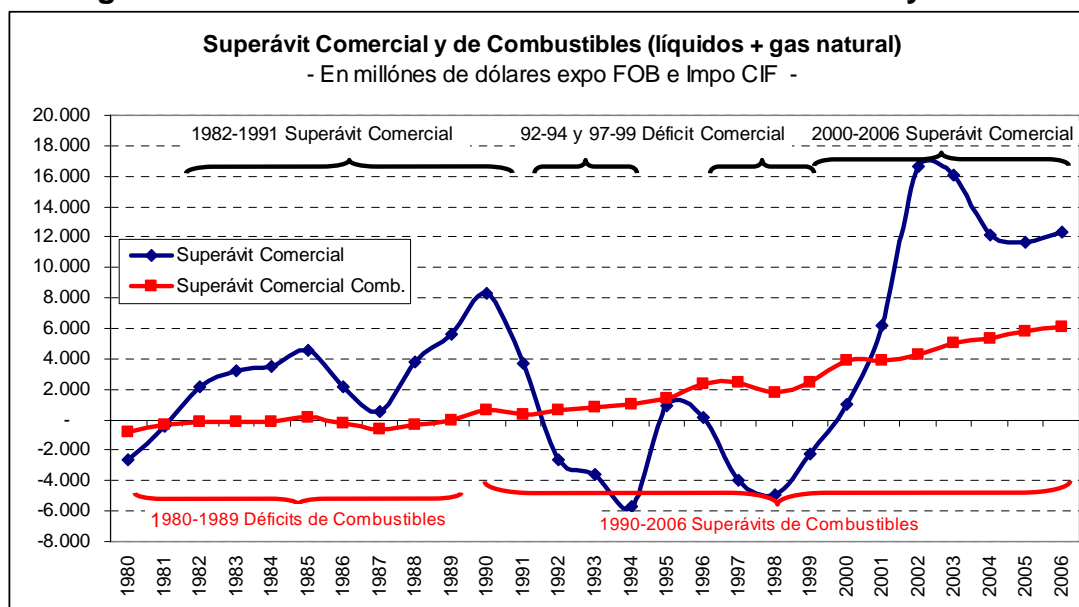
Este cómputo no contempla la sustitución de gas natural doméstico ni por gas importado ni por un equivalente calórico líquido. Entre otras cosas este supuesto alteraría toda la estrategia de desarrollo productivo que actualmente se observa en Argentina, como vimos en la Sección 2, con una matriz energética

primaria dominada por el gas de origen nacional (Figura 6). No obstante, parece claro que el monto estimado constituye apenas una base de lo que sería el costo en divisas en un escenario sin industria petrolera extractiva.

En efecto, el Cuadro 12 muestra en la tercera columna las cantidades de crudo que se procesaron internamente y a la derecha, el costo equivalente de importarlo.

Por otra parte el ahorro de divisas se ha producido por la propia disponibilidad de saldos exportables que ha generado el sector, fundamentalmente a partir de la transformación de la industria en los años 90'. De este modo, el superávit comercial argentino en el período 1994-2006, de 60,5 mil millones de dólares, es explicado en un 76% por el superávit de combustibles + gas (45,9 mil millones, Anexo 8).

Figura 10. Relación entre el comercio de combustibles y el total



Fuente: Elaboración propia con datos del INDEC

Como se aprecia en la Figura 10, Argentina consolida su posición exportadora neta a partir de los años 90', con un máximo en valor en el año 2006, producto del aumento en los precios internacionales.

La cuenta trivial, que refleja el ahorro de divisas por el hecho de disponer de una industria petrolera local en los últimos 13 años (1994-2006), arroja un saldo de 135 mil millones de dólares (Cuadro 12 y Anexo 8). Esto se obtiene de la suma de exportaciones netas directas más la sustitución de importaciones (o sea la producción total valorizada a precios de frontera). Si agregásemos el monto de las exportaciones indirectas, esto es el componente de combustibles líquidos y gas natural que se encuentra en la totalidad de los bienes industriales exportados, llegaríamos a unos 150 mil millones de dólares: el equivalente de todo el PBI medido en dólares para el año 2005!⁵¹

Si bien la posibilidad de generar saldos exportables es deseable en cualquier tipo de industria, en el caso de la extractiva (y no renovable) se plantea una disyuntiva entre acelerar el agotamiento o sostener la fuente energética para

⁵¹ Básicamente el concepto refiere al hecho que cada unidad de producto industrial exportado lleva incorporado en su valor el costo de producción de los distintos insumos utilizados (a menos que se venda en condiciones de dumping), entre ellos, por ejemplo, el gas natural. Valorizar este componente requiere conocer el "mapa" de los distintos encadenamientos productivos de la economía. Este mapa lo constituye la Matriz de Insumo Producto (MIP). La Dirección Nacional de Políticas Económicas Regionales (Ministerio de Economía) ha calculado *ad hoc* que los distintos sectores productivos exportaron gas y combustibles líquidos entre sus componentes, por un valor de mil millones de dólares en 1997 y se estima en el orden de los 1200 millones en 2004. Para ello se utilizó la MIP 1997 (ver <http://www.indec.gov.ar/>) y datos preliminares de la MIP 2004 (en elaboración).

las futuras generaciones⁵². Esto pone de manifiesto el doble rol que tiene el petróleo: como commodity y como recurso estratégico. Dos funciones (y visiones) más bien complementarias que alternativas.

En Argentina la Ley 17.319 (artículo 6°) contempla la posibilidad de restringir la exportación ante una amenaza de escasez doméstica. Pensando estratégicamente, la escasez del mañana es un problema actual, lo cual agrega complejidad al debate regulatorio pendiente. Además, abre el interrogante acerca de la conveniencia de limitar la exportación de hidrocarburos en un país que no los dispone en forma abundante.

3.3. La Inversión Bruta Interna y la Inversión Extranjera Directa (IED)

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, pero a diferencia de la serie anterior, en este caso no hay publicidad de los datos oficiales en forma desagregada⁵³. Por

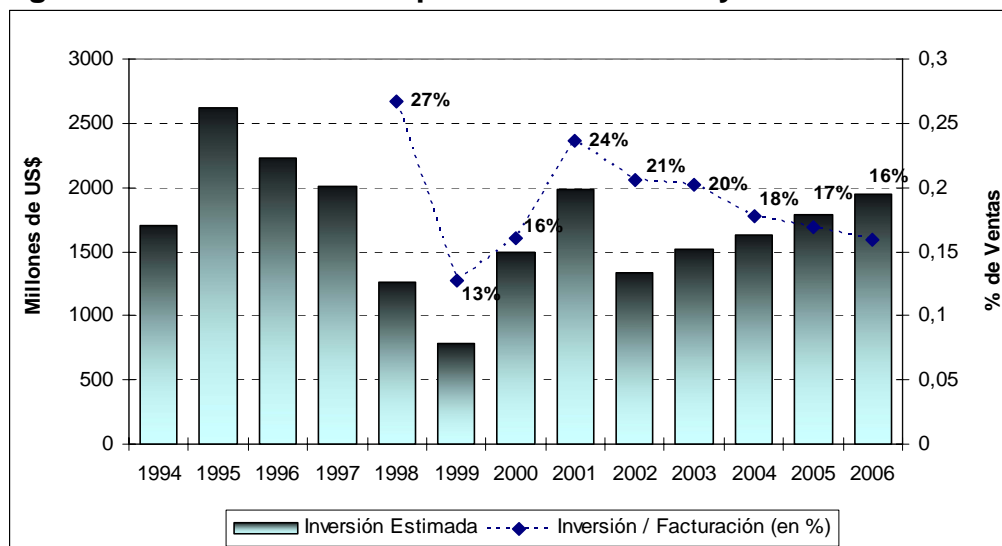
⁵² Algunos países con poco petróleo, relativo a su consumo, regulan la exportación e incluso constituyen reservas estratégicas (Alemania, EE.UU), sustituyendo consumo del petróleo nacional estratégico por el commodity importado.

⁵³ Según se señaló en la Nota 49, la DNCN colaboró con el estudio elaborado para el IAPG con motivo del Día del Petróleo del año 2000. La estadística entonces elaborada se presenta hasta ese año (desde 1993) en el Anexo 9.

otra parte, los valores constantes tienen las mismas debilidades señaladas precedentemente en el cómputo del PBI sectorial.

A partir de la información de los balances de las empresas y datos agregados de la encuesta de Grandes Empresas del INDEC, junto con la estadística de ventas (Anexo 5) se elaboró la Figura 9 que refleja la inversión del segmento de Upstream⁵⁴. La misma se mantuvo entre 1994 y 1998 en valores promedio superiores a los 2000 millones de dólares. Posteriormente se vio afectada tanto por el cambio de titularidad de los activos como por la crisis económica desatada en 1998 (Sección 1).

Figura 11. Inversión en el Upstream en dólares y como % de ventas



Fuente: Elaboración propia con datos de Empresas, INDEC y Secretaría de Energía

Actualmente los niveles de inversión se han recuperado más por efecto del incremento de los costos que por la propia actividad extractiva y prospectiva.

⁵⁴ En el caso de las empresas del Downstream la muestra de empresas con información pública se limita solamente al caso de YPF, que representa cerca del 50% del mercado, de Refinación y Comercialización. Por ello no es posible realizar una estimación similar.

Como puede apreciarse la relación inversión / ventas ha tenido un máximo en 1998 (en que comienzan los registros de ventas desagregadas, Anexo 5), con una merma coincidente con la caída en el WTI en 1999; y desde 2001 la tendencia ha sido siempre descendente.

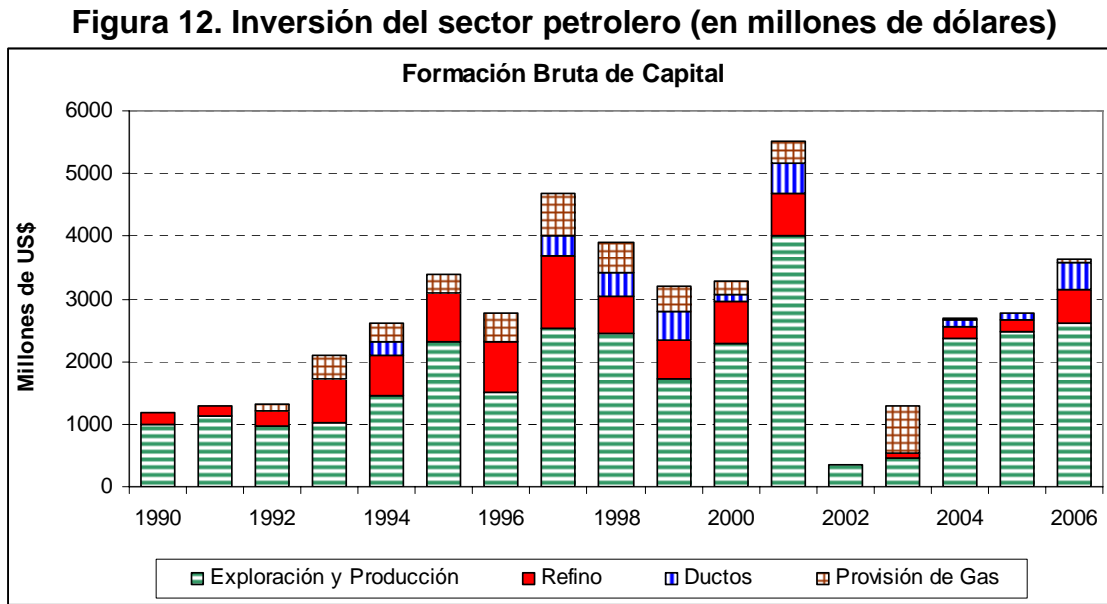
En el caso del Downstream, la estadística resulta más esquiva, aunque los proyectos de mayor envergadura son puntualmente identificables. A grandes rasgos no ha habido una expansión de la capacidad de refinación sino más bien una incorporación de nuevos procesos tecnológicos (plantas de isomerización, MTBE, hidrotratamiento, tratamiento catalítico, etc.). En cambio sí se produjo una expansión de la red comercial a partir de la desregulación de la industria⁵⁵.

El Centro de Estudios Productivos (CEP), del Ministerio de Economía, elabora una estadística de formación bruta de capital, en base a consultas a las empresas, distinguiéndola de las fusiones y adquisiciones (que no generan nuevo stock). Estos datos se reflejan en la Figura 12 (siguiente página) y en el Anexo 9.

La información de ambas fuentes (Figuras 11 y 12) resulta compatible. Los promedios y la dinámica coinciden hasta el año 2001, y de allí en adelante sólo los valores medios se parecen. En los datos del CEP se aprecian fuertes caída en 2002 y 2003, y posterior recuperación entre 2004 y 2006 en las inversiones del

⁵⁵ En este sentido, no está del todo claro si la envergadura comercial de algunos puntos de venta (con inversión de varios millones de dólares) no ha generado un “derroche” de recursos. El contra argumento enfatiza la necesidad que existió de generar un cambio de imagen y de concepto de servicio.

Upstream. En promedio la inversión bruta fija fue de aproximadamente 2000 millones de dólares entre 1993 y 2001, y de 1650 millones entre 2002 y 2006 en este segmento del negocio⁵⁶.



Las erogaciones en Refino también dan cuenta de una caída post devaluación, coincidente con la disminución de los rendimientos de los activos de este segmento (Sección 2.2). Entre 1993 y 2001 la inversión trepó en promedio a los 730 millones de dólares, mientras que se redujo a 205 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.

⁵⁶ Según el CEP el promedio invertido en el primer período fue de 2146 millones, mientras que en la estimación propia sólo alcanzó los 1810 millones. Para el 2° período la diferencia es muy poco significativa (Anexo 10).

Las inversiones del 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 2030 millones, es decir el 80% de todo lo invertido entre 1990 y 2006 en la industria petroquímica (Anexo 10). 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 Polisor: polietileno; y la planta de metanol en Neuquén.

Complementando esta información, Fundación YPF (2005) presenta una estadística que muestra la evolución de la inversión realizada por un panel estable de 310 empresas que anualmente reportan datos al INDEC⁵⁷ (Anexo 11). De los 60 mil millones de dólares de Inversión Bruta Fija del segmento de Grandes Empresas del período 1995-2000, el 19.3% correspondió a Minas y Canteras.

En relación a la IED, es de destacar el rol que ha tenido la industria petrolera como receptora de fondos de inversión desde el exterior, a partir de las privatizaciones. En la actualidad, más del 96% de la extracción de petróleo y de gas está en manos de empresas de IED. Este aumento en la participación se da en dos pasos. El primero fue la desregulación del sector, que incluyó la reestructuración de YPF (lo cual implicó la reconversión de los contratos de

⁵⁷ La encuesta del INDEC es de 500 empresas, pero a efectos de lograr estabilidad temporal, el trabajo elaborado para Fundación YPF (2005) redujo la muestra a 310 Grandes Empresas.

explotación, la privatización de áreas secundarias y la asociación con empresas privadas en las áreas centrales). El segundo paso fue la venta de paquetes accionarios a no residentes, como los casos de Repsol-ASTRA, Amoco-Bridas (Panamerican Energy⁵⁸), la toma de control de YPF por parte de Repsol⁵⁹, Chevron-San Jorge, y por último, en el año 2002 Petrobras-Pecom.

Dada esta nueva composición de la industria en manos extranjeras, actualmente todas las transacciones de fusiones y ventas producidas desde 2002 no constituyen operaciones de IED. Son en cambio operaciones entre extranjeros, por ende sin impacto en el ingreso neto de divisas. Sin embargo, como destacan Gerchunoff y otros (2003), el efecto de largo plazo de las operaciones de IED de los años 90' sobre el flujo de divisas por transferencia de activos resulta en un incremento en la remesa de utilidades a las casas matrices.

Como se señala en Scheimberg (2007), en el caso de Repsol YPF, en lo que va desde su adquisición en 1999 a la actualidad, el inversor ha transferido a su casa matriz más del 100% del valor desembolsado (15 mil MM de dólares). De este modo, el valor presente de los aportes de divisas por ventas de empresas del sector sería prácticamente nulo, pues los egresos de los últimos 8 años estarían cerca de compensar los 30 mil millones de ingresos del período 1992-2004⁶⁰.

⁵⁸ (En 1997, Amoco y Bridas fusionan sus activos en América del Sur, formando Pan American Energy, Pan American Fueguina, Pan American Sur y Pan American Continental. De las cuales Bridas posee el 40% y el 60% restante Amoco y, desde 1998, British Petroleum-BP),

⁵⁹ Cuando Repsol toma el control, el 65% de YPF estaba en manos de no residentes bajo la forma de Inversión de Cartera, o sea, con participaciones individuales inferiores al 10%.

⁶⁰ Según Bezchinsky, Giussani y Otros (2007) durante los años 90', los 22,3 mil millones de dólares que ingresaron al sector petrolero representaron el 60% del total de la IED.

3.4. Generación de Empleo y Productividad

La relativamente baja participación de la mano de obra en la actividad petrolera es un dato conocido en la explotación económica del recurso. También lo es el requerimiento de elevada capacitación de los cuadros técnicos. Los datos de empleo más confiables surgen de las encuestas elaboradas por el INDEC⁶¹.

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.

Cuadro 13. 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/>

⁶¹ Mientras que en el caso de los datos de IBI y PBI se contó con la colaboración de la DNCN (notas 49 y 53) para el discurso institucional del IAPG en el aniversario de la industria del 2000, el propio Instituto realizó su estimación de empleo en base a la consulta a las oficinas regionales. Estas cifras son algo superiores a las que se presentan en el Cuadro 10 (BIP N° 66, junio 2001).

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. Posiblemente la estructura actual sea más trabajo intensiva, a partir del cambio en los precios relativos tras la devaluación⁶².

El otro rasgo destacado tiene que ver con la elevada especificidad técnica que requiere cada una de las ramas de la actividad energética vinculada al petróleo y el gas. Esta característica implica en una elevada productividad del empleo, particularmente en los momentos de altos precios del crudo, y hace que los salarios de la industria se encuentren bien por encima del promedio. Según el Sistema Integrado de Jubilaciones y Pensiones (SIJP) la relación entre ambos pasó de 3 a 1 en 1997 a 4 a 1 a fin de 2006. Muy probablemente de sistematizarse la estadística de demanda laboral editada en medios gráficos y digitales se vería que el sector petrolero es uno de los que presenta mayor demanda insatisfecha, tal como ocurre actualmente en el resto del mundo⁶³.

⁶² 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.

⁶³ Ver Deloitte Oil and Gas Surveys para el Reino Unido.

Sin lugar a dudas Argentina ha tenido una larga tradición en la capacitación de sus recursos humanos en las ramas geológicas e ingenieriles. La contribución a la transferencia de tecnología y conocimiento ha sido un atributo histórico de la empresa y el sector público (Sección 1). Hasta avanzados los años 90' todavía seguía recayendo en YPF S.A. gran parte de la responsabilidad de generación de conocimiento y capacidades empresariales.

Parte de esas fortalezas se distinguen actualmente en ámbitos en los que converge la actividad académica y empresarial, como el modelo de INVAP (sector público) trabajando en energía atómica aplicada a la perforación y evaluación de pozos petrolíferos junto a firmas privadas (Pride-San Antonio). Otros focos de desarrollo se han dado históricamente en los polos petroquímicos de Bahía Blanca y La Plata. En esta última, la consolidación del Centro de Tecnología Aplicada ha trascendido los diversos modelos organizativos de la industria, revelando una suerte de fortaleza genética de la investigación aplicada en la Argentina (a pesar de algunos períodos de ostracismo de la investigación aplicada durante la gestión privada).

No obstante, el país destina un presupuesto relativamente bajo en investigación y desarrollo, respecto de otros países de la región, en la que se destaca mundialmente el exitoso modelo de Petrobrás y su desarrollo tecnológico local aplicado a la producción en aguas profundas (Scheimberg, 2007).

3.5. Perspectivas Futuras

La disponibilidad de hidrocarburos ha permitido generar valor agregado, recursos fiscales, divisas, transferencia de conocimiento y tecnología, y la posibilidad de crear encadenamientos productivos que ha derivado en una ganancia de competitividad a partir de la percepción de la abundancia del recurso (principalmente gasífero). ¿Pero es realmente abundante este recurso?

La sensación es que la ganancia de eficiencia de la explotación privada y la inadecuada regulación que fogueó la demanda, tanto en los 90' como, principalmente, desde el 2002, tuvo un costo en la disponibilidad futura del gas, que no es suficientemente abundante dado el nivel de consumo actual (relación reserva/producción menor a 10 años). Máxime cuando las señales que podrían atraer la inversión para expandir la oferta no parecen ser las adecuadas, dada la modesta percepción geológica de la Argentina.

Ello sin duda obligará a trazar un plan de contingencia, a partir del reconocimiento de un desequilibrio de largo plazo entre oferta y demanda. Dicho plan requerirá en primera instancia el alineamiento de los precios internos con los costos de oportunidad del recurso (el costo del gas importado de Bolivia triplica el promedio mayorista doméstico), y a partir de allí establecer el foco distributivo en quien verdaderamente lo precise, combinando políticas sectoriales y fiscales.

En los últimos 15 años el país ha tenido muy pocos éxitos geológicos. La percepción dominante es que no quedan áreas con grandes acumulaciones disponibles en el continente. Tal vez exista un premio en arriesgados y costos proyectos costa afuera, sólo accesible para las grandes corporaciones. Tampoco pareciera que el modelo productivo de grandes empresas fuera el más adecuado para la disponibilidad de recursos de la mayoría de las áreas en producción. Quizás el modelo de organización más indicado sería el de una baja o intermedia escala operativa para las áreas conocidas (Gulisano, 2004).

Esta visión ha tenido su contrastación empírica en base al buen desempeño que han tenido algunas firmas pequeñas recientemente ingresadas al mercado. Entre estas firmas destacan las canadienses Petrólífera Petroleum Ltd y Petro Andina Resources; y las locales Entre Lomas, Chañares Herrados, Petroquímica Comodoro Rivadavia, entre otras (Anexo 12). Todas ellas han procurado enfocarse al segmento petrolero (y no al gasífero), en el que parecieran existir señales ambiguas para los productores, en especial por la expectativa que el fin del período de excedentes (ver Cuadro 5) termine con las retenciones⁶⁴.

⁶⁴ En este sentido, el valor de las transferencias de activos, por encima de los promedios internacionales, refleja la expectativa favorable (Scheimberg, 2007; Berzchinsky y Otros, 2007). En el Anexo 13 se presenta la evolución de estos valores, en parte asociados al valor del WTI.

Desafortunadamente, el confrontarnos con la escasez generará un aumento en la rentabilidad de la producción y el final abrupto de los subsidios⁶⁵. Ello posiblemente implique empresas prósperas en un sector empequeñecido.

Respecto a esa visión pesimista, la hipótesis acerca del fecundo ingreso de compañías está asociada a que a pesar del excesivo “take” que está transfiriendo actualmente el Upstream a los usuarios de hidrocarburos (industriales, residenciales, etc.), muy posiblemente el sector corporativo esté analizando la perspectiva de su reversión de largo plazo en función de la existencia de precios de escasez. La pregunta es si no hay una estrategia alternativa a la paciente espera mientras se agotan los recursos en un escenario donde todos ganen. Para ello la única opción es aumentar el tamaño de la torta: la renta petrolera.

⁶⁵ Las estadísticas del Balance comercial del 3° trimestre de 2007 parecen haber acertado el horizonte de holgura reflejando déficit del sector de los combustibles líquidos y gaseosos.

Conclusiones

La distribución de la renta petrolera ha estado en la génesis y ha sido el eje de la historia petrolera argentina. Una historia que ha tenido una fuerte presencia del Estado hasta comienzos de los años 90'. A partir de ese momento en que se produce la transformación de la industria, el protagonismo lo asume el sector privado, que había jugado un rol secundario bajo el predominio del monopolio del Estado (en particular a partir de los años 30').

Históricamente, la alternancia de políticas proclives a la participación del capital privado con las más nacionalistas generó un proceso de “avance y estancamiento” en la industria. Estos ciclos no han sido independientes ni de las tendencias políticas internacionales ni de la evolución de los precios. Generalmente el aumento de la renta permitió una mayor apropiación por parte de los estados de países exportadores, y desde 2004 este oportunismo también se observó exacerbado en Argentina.

El hecho de haber pasado de un modelo monopólico estatal a uno de libre mercado nos permite extraer algunas conclusiones o hipótesis de comportamiento. Parece obvio mencionarlo pero los extremos no son aconsejables.

Bajo la organización pública la industria ha podido desarrollar capacidades y transferencias de conocimiento, promoviendo actividades de riesgo (exploración). Sin embargo, fracasó rotundamente en el objetivo de producir en forma eficiente.

La burocratización transformó el dilema entre eficiencia y equidad en un intento de maximizar el beneficio para la burocracia dominante (políticos, sindicalistas, contratistas, etc.).

En el otro extremo, la gestión competitiva privada probó ser eficiente para aumentar la productividad, transferir tecnología de frontera, alinear los precios domésticos con el costo económico, e incentivar el desarrollo de la infraestructura energética y la regulación moderna. Sin embargo, la propia naturaleza de la industria implicó que la competencia no haya tenido el alcance esperado (dada la alta concentración) y, fundamentalmente, no contó con incentivos adecuados para invertir en exploración y hacer sustentable el modelo.

En este sentido la disyuntiva entre eficiencia y sustentabilidad resultó exacerbada ante la falta de una intervención eficaz del Estado, el cuál pasó del extremo del máximo control de los recursos a su completo alejamiento, en el marco de un régimen legal que terminó siendo un híbrido, y en el que las nuevas regulaciones se fueron incorporando como capas de una corteza amorfa.

Lo otra disyuntiva en relación a la sustentabilidad tiene que ver con las políticas públicas. En este sentido debe evaluarse, libre de influencias políticas-partidistas, la conveniencia de aumentar en exceso la presión fiscal al sector corporativo (con impuestos o transferencias). La clásica figura que compara la ventaja de obtener una gran porción en una torta pequeña, versus una porción menor en una torta mayor, es trasladable a la distribución de la renta petrolera.

Está claro que la Argentina es apenas un país con petróleo, no petrolero ¿Porque entonces ha montado su consumo energético en un recurso escaso y no renovable? Extraña que conociendo esta limitación no exista un marco legal que incentive la inversión ¿O es que la Argentina debe ir mutando su estructura de suministro energético?

A partir de la transformación de los años 90' se ha visto la gran contribución que viene haciendo este sector a la generación de valor y capital fijo, la creación de empleo, el aporte de divisas y recursos para las arcas públicas, y en gran medida la difusión de conocimientos y encadenamientos productivos generando externalidades positivas hacia toda la estructura productiva.

La restricción geológica deberá primar a la hora de definir el marco normativo más apropiado, tanto en las licitaciones como en el resto de las regulaciones. Pero fundamentalmente se precisa replantear el rol del Estado en relación a la estrategia energética que permita armonizar los objetivos de eficiencia y sostenibilidad.

El Centenario de la industria parece ser un momento oportuno para definir el rumbo a seguir. Ello requiere de un debate profundo de ideas, en un marco democrático y de tolerancia, en la búsqueda del modelo energético que le de a la Argentina la mayor posibilidad de desarrollo económico y bienestar.

Bibliografía

Banco Mundial (1990), *Argentina Energy Sector Study*. Report N° 7993-AR, February 26.

Bezchinsky, G.; M. Dinenzon; L. Giussani; O. Caino; B. López y Silvia Amiel (2007), *Inversión extranjera directa en la Argentina. Crisis, reestructuración y nuevas tendencias después de la convertibilidad*. CEPAL, Documento de Proyecto LC/BUE/W16 (junio)

Bravo, V. y R. Kosulj (1993), *La política de desregulación petrolera argentina. Antecedentes e impacto*. Centro Editor de América Latina

Coloma, G. (2001), *Un análisis preliminar de los efectos competitivos de la integración entre Repsol e YPF sobre el mercado Argentino de nafta*, AAEP, Buenos Aires.

FIEL (1999), *La Regulación de la competencia y de los Servicios Públicos*, marzo.

Fundación YPF (2005), *Inversión y eficiencia contractual: ¿Qué hace distintos a los Recursos Naturales? Teoría y evidencia para la Argentina*, F. Navajas, S. Urbiztondo, W. Cont y Ramiro Moya. Premio Repsol YPF 2004 a la Investigación Económica aplicada a la Energía, Recursos Naturales y Medio Ambiente

Gadano, N. (2006), *Historia del petróleo en la Argentina. 1907-1955: Desde los inicios hasta la caída de Perón*. Edhasa.

Gadano, N. y F. Sturzenegger (1998), *La Privatización de Reservas en el Sector Hidrocarburífero. El caso Argentino*. Universidad Torcuato Di Tella

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

Grieco, L., J. González Naya y Francisco Kohldorfer (2003), *Estimación del Costo del Gas en Cabecera de Gasoducto Troncal*. Secretaría de Energía de la Nación

Guadagni, A. (1992), *Hacia la socialización de la renta petrolera y la privatización de la exploración*, Serie Estudios, ITDT, Julio / Diciembre

Guerchunoff, P. (1994), *Privatización y Desregulación del Sector Petrolero en Argentina*. Serie Reformas de Políticas Públicas, CEPAL, Santiago de Chile

Guerchunoff, P; E. Greco y Diego Bondorevsky (2003), *Comienzos diversos, distintas trayectorias y final abierto: más de una década de privatizaciones en Argentina, 1990-2002*, CEPAL, Santiago de Chile.

Gulisano, C. (2004), *La exploración onshore en la Argentina: historia reciente, presente y futuro*. Petrotecnia, febrero

International Energy Agency (IEA, 2006), *International Outlook 2006*

Johnston, D. (1994): *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*. Pennwell Books, Tulsa, Oklahoma.

Johnston, D. (2004): *Petroleum Fiscal Systems: Royalty/Tax Systems, Production Sharing Contracts, and Service Agreements Compared*, Second Edition of "International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts". Pennwell Books, Mimeo.

Julius, A and A. Mashayekhi, *The Economics of Natural Gas*, Oxford Institute for Energy Studies (1994)

Knoop, Carin (1995), *YPF Sociedad Anónima*. Harvard Business School Case Study.

Mansilla, D. (2007), *Hidrocarburos y política energética. De la importancia estratégica al valor económico: Desregulación y Privatización de los hidrocarburos en Argentina*, Ediciones del Centro Cultural de la Cooperación Floreal Gorini.

Manual de Cuentas Nacionales (1993), capítulo VI: *La cuenta de Producción*. Naciones Unidas

Martínez, Anibal (1987), *Cronología del Petróleo Venezolano*, Cromotip, Caracas, 6° Edición

Matriz Insumo Producto Argentina 1997. INDEC, Ministerio de Economía.

Montamat, D. (2007), *La energía argentina. Otra víctima del desarrollo ausente*, Editorial El Ateneo

Scheimberg, S. (1998), *Análisis del comportamiento del mercado Argentino de combustibles líquidos. Comentario*. AAEP, Mendoza

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)

Schiama, 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

Sturzenegger, F. (2003), *La economía de los argentinos*, Grupo Editorial Planeta, Argentina.

Tordo, S. (2007), *Fiscal Systems for Hydrocarbons. Design Issues*, World Bank working paper n° 123

UNCTAD (2005), *Distribution of Oil and Mining Rent: Some Evidence from Latin America, 1999-2004*

Páginas web

Comisión Nacional de Valores (CNV), <http://www.cnv.gov.ar/>

Enargas, <http://www.enargas.gov.ar/>

Centro de Estudios de la Producción, <http://www.industria.gov.ar/cep/>

FIEL, <http://www.fiel.org/>

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

INDEC, <http://www.indec.gov.ar/>

International Energy Agency,
http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm

Ministerio de Economía, Indicadores de Coyuntura.
<http://www.mecon.gov.ar/peconomica/informe/indice.htm>

Montamat & Asociados, <http://www.montamat.com.ar/>

Secretaría de Energía, <http://energia3.mecon.gov.ar/home/>

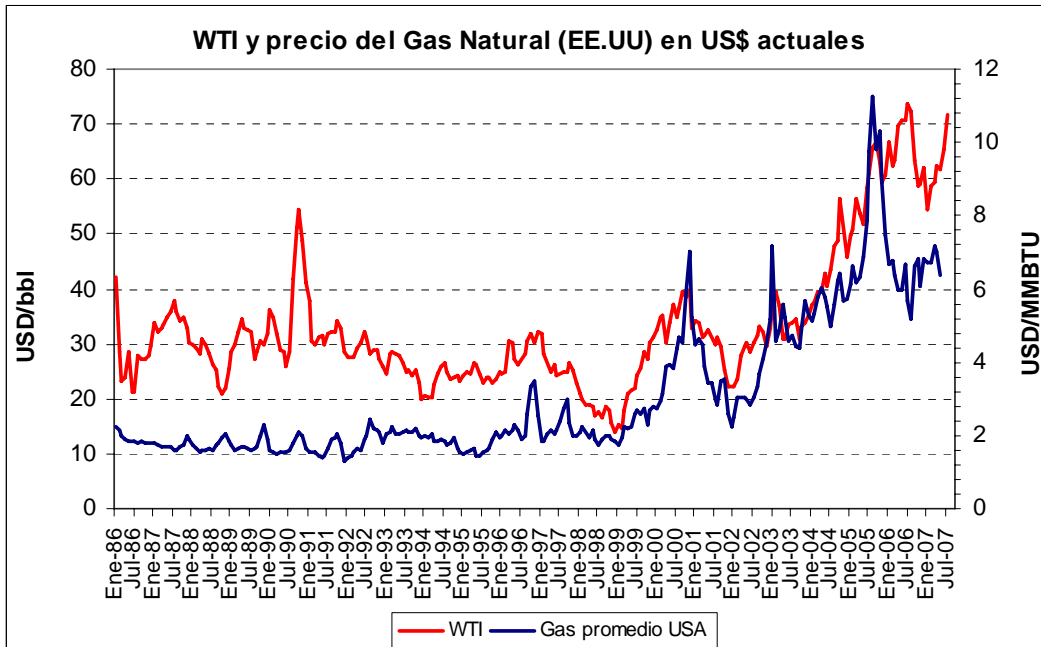
The Aberdeen Oil and Gas Survey
http://www.deloitte.com/dtt/cda/doc/content/UK_EIU_AGCC_Survey9.pdf

Glosario

MM	Millones
BOE	Barriles de petróleo equivalente
m ³	metros cúbicos
PBI	Producto Bruto Interno
IBI	Inversión Bruta Interna
IED	Inversión Extranjera Directa
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
IAPG	Instituto Argentino del Petróleo y el Gas
INDEC	Instituto Nacional de Estadísticas y Censos
CEP	Centro de Estudios para la Producción
SE	Secretaría de Energía
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
WTI	Petróleo West Texas Intermediate
Upstream	Segmento de la industria dedicado a la exploración y extracción
Downstream	Segmento de la industria dedicado a la refinación y comercialización

Anexos

Anexo 1a. Precios Internacionales



Fuente: EIA

Anexo 1b. Precio Corriente del Crudo

Precio Promedio anual	
Año	barril WTI
1986	14,88
1987	19,17
1988	15,52
1989	18,97
1990	24,47
1991	21,50
1992	19,98
1993	18,31
1994	17,19
1995	18,44
1996	22,29
1997	20,59
1998	14,43
1999	19,26
2000	30,33
2001	25,94
2002	26,12
2003	31,15
2004	41,42
2005	55,81
2006	66,01
2007 (*)	> 70

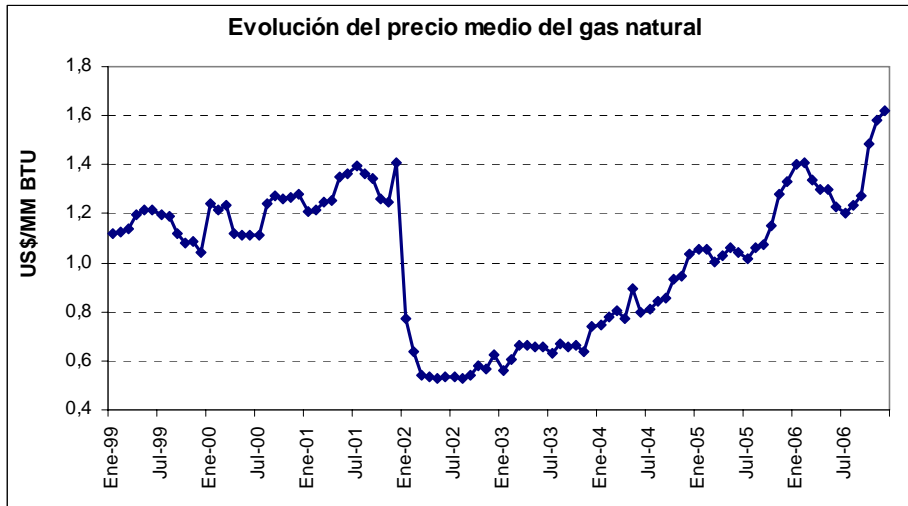
Fuente: EIA. (*) Proyectado 10/07

Anexo 1c. Regulaciones post devaluación (Ley 25.561 de Emergencia Pública)

Retenciones a la exportación de hidrocarburos				
Retención fijada	Nombre de la norma	Fecha de promulgación	Fecha de vigencia	Observaciones
5% naftas y gas oil y 20% crudo	Dec 310/2002	13/02/2002	01/03/2002	Fija retenciones del 5% para las naftas y gas oil y del 20% para el crudo
5% naftas, 5% gas oil	Dec 690/2002	26/04/2002	03/05/2002	Entre otras cosas, ratifica las retenciones del dec. 310/2002
20% gas oil; 5% GLP	Dec 809/2002	13/05/2002	14/05/2002	Aumenta la retención del gas oil. Comienza a regir desde el mismo día de la publicación en BO: 14/05/02
0% naftas	R. ME 135/2002	01/07/2002	04/07/2002	Anula la retención a las naftas
5% gas oil	R. ME 526/2002	22/10/2002	01/08/2002	Si bien el decreto 809/2002 establecía que la retención del 20% para el gas oil se reduciría al 5% recién el 01/10/02, esta resolución adelanta en forma retroactiva esa reducción.
20% GLP	R. ME 335/2004	11/05/2004	13/05/2004	Aumenta las retenciones al GLP del 5% (Dec 809/02) al 20%
5% naftas	R. ME 336/2004	11/05/2004	13/05/2004	Deja sin efecto la anulación de la retención a naftas dispuesta por la Res ME 135/02
25% crudo	R. ME 337/2004	11/05/2004	13/05/2004	Aumenta la retención al crudo del 20% (Dec 310/02) al 25%.
20% gas nat.	Dec 645/2004	26/05/2004	28/05/2004	Fija retención del 20% al gas natural
Crudo: retención variable	R. ME 532-7/2004	04/08/2004	06/08/2004	WTI - retención: desde 0 - 25%; 32.01 - 28%; 35 - 31%; 37 - 34%; 39 - 37%; 41 - 40%; 43 - 43%; 45 - 45%
45% gas nat.	R. ME 534/2006	14/07/2006	25/07/2006	Toma como base para la retención de cualquier exportación el precio del acuerdo con Bolivia (% U\$/MMBTU a 01/07)

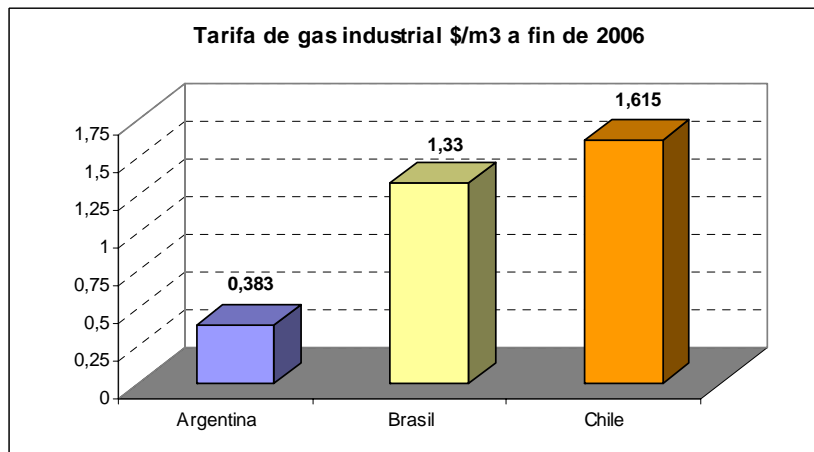
Fuente: Elaboración propia con datos oficiales

Anexo 2a. Precio mayorista promedio del gas natural en dólares



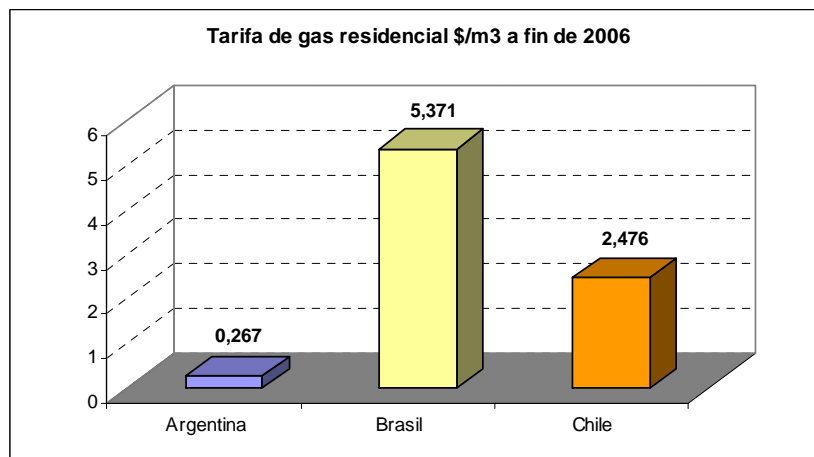
Fuente: Secretaría de Energía

Anexo 2b. Tarifa Industrial



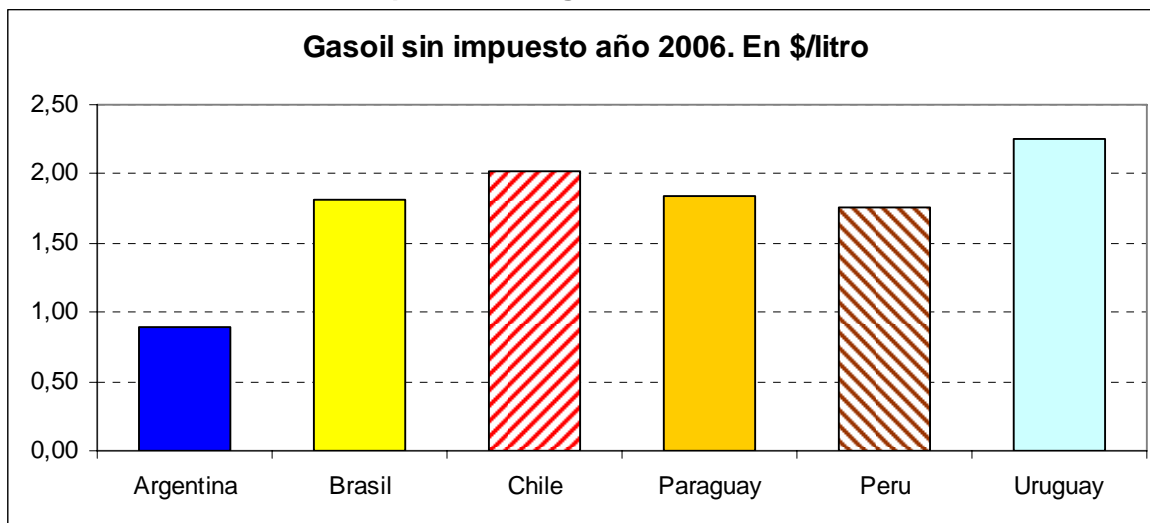
Fuente: Montamat & Asoc.

Anexo 2c. Tarifa Residencial



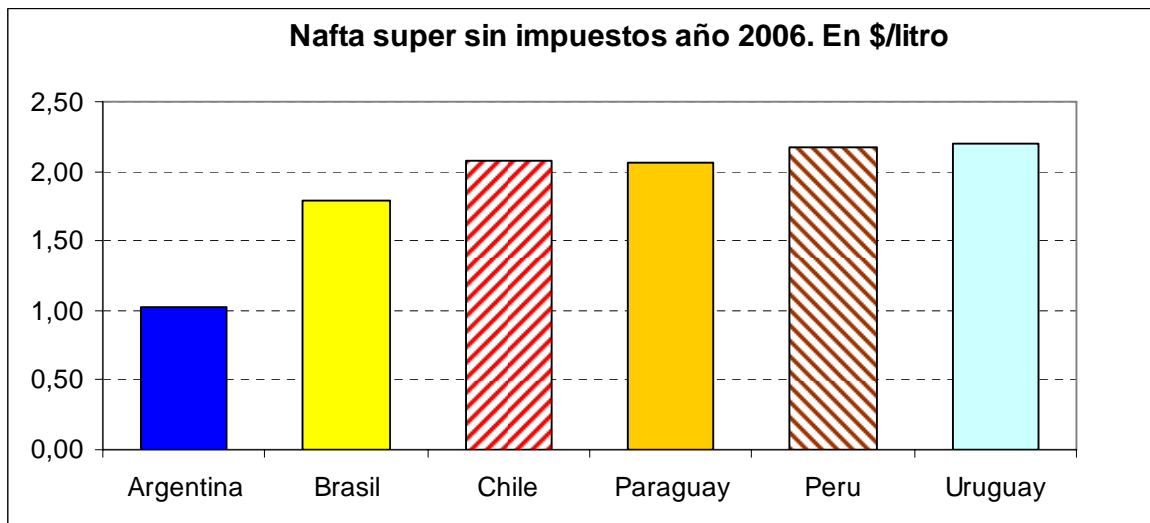
Fuente: Montamat & Asoc.

Anexo 2d. Comparación Regional de Combustibles. Gasoil



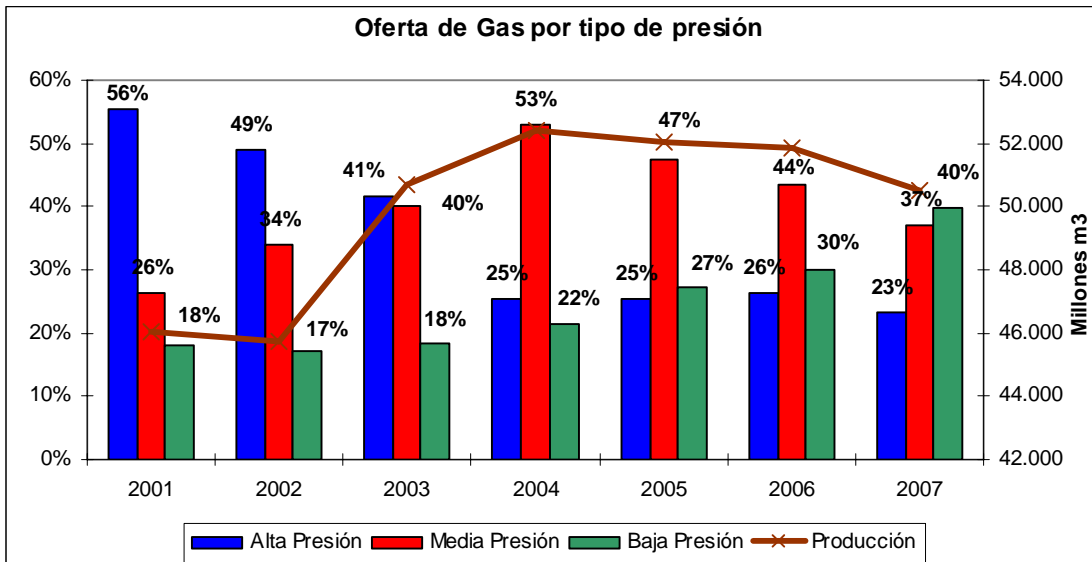
Fuente: Montamat & Asociados

Anexo 2e. Comparación Regional de Combustibles. Nafta



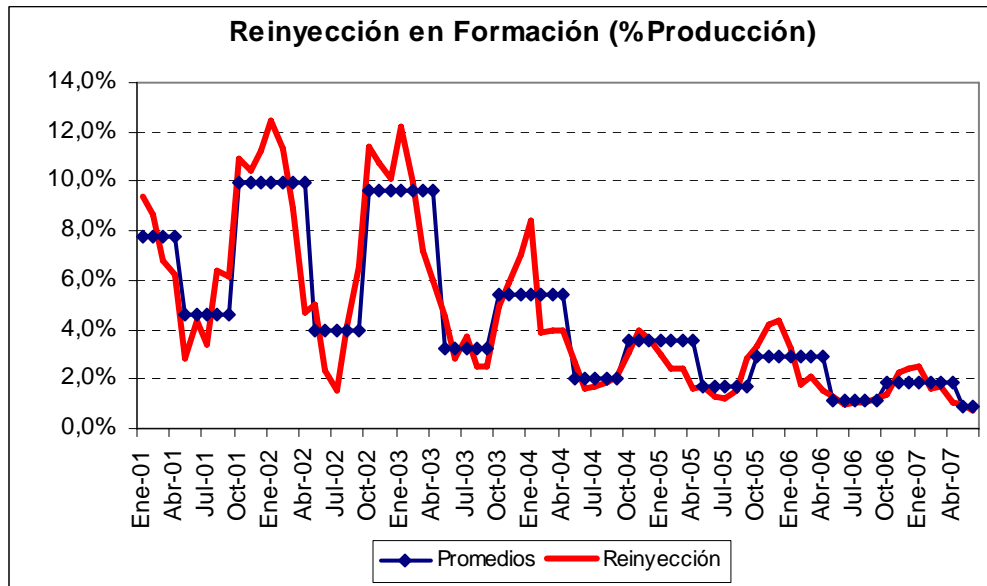
Fuente: Montamat & Asociados

Anexo 3ª. Producción de gas natural y participación según presión



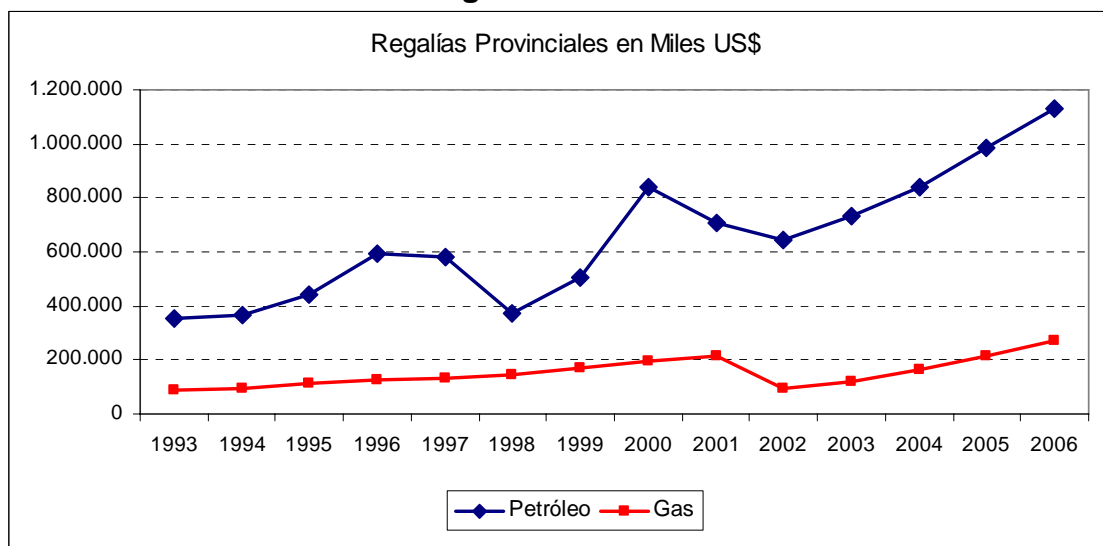
Fuente: Elaboración propia con datos S.E. Para el 2007 se utilizó la información del 1° Semestre

Anexo 3b. Acumulación de gas en verano (Reinyección en yacimiento)



Fuente: Elaboración propia con datos S.E.

Anexo 4a. Regalías Provinciales Totales



Fuente: Elaboración propia con datos S.E.

Anexo 4b. Recaudación Total, Impuesto Combustibles y Regalías

Recaudación Tributaria y Regalías	RECAUDACION BRUTA IMPUESTOS NACIONALES	Combustibles líquidos y gas	RECAUDACION IMPUESTOS PROVINCIALES	RECAUDACION BRUTA TOTAL	Regalías Provinciales	PBI a precios corrientes
Millones de A/\$	(1)	(2)	(3)	(4) = (1) + (3)	(5)	
1983	110	17	18	128	5	995
1984	815	171	169	984	30	7.191
1985	7.956	1.134	1.346	9.302	282	48.178
1986	15.149	2.161	2.843	17.992	626	90.480
1987	32.973	3.190	5.949	38.922	1.143	212.313
1988	143.658	17.598	25.046	168.704	6.396	1.008.112
1989	4.350.382	356.736	699.024	5.049.406	134.836	29.216.330
1990	8.626	1.068	1.605	10.231	249	60.615
1991	25.973	2.378	4.678	30.652	460	163.330
1992	37.618	2.497	7.366	44.984	540	209.208
1993	43.185	2.059	8.797	51.983	547	236.505
1994	46.700	2.069	9.686	56.386	578	257.440
1995	44.255	1.792	9.172	53.426	645	258.032
1996	44.666	2.338	9.802	54.467	792	272.150
1997	50.161	3.927	10.897	61.058	838	292.859
1998	51.750	3.692	11.655	63.405	625	298.948
1999	49.544	3.588	11.050	60.594	730	283.523
2000	50.796	3.478	10.847	61.643	1.125	284.204
2001	47.032	3.420	9.775	56.807	1.050	268.697
2002	52.844	4.484	10.596	63.440	2.086	312.580
2003	75.107	4.973	14.332	89.439	2.741	375.909
2004	101.469	5.380	18.063	119.533	3.168	447.643
2005	122.861	6.019	21.786	144.648	3.964	531.939
2006	154.220	6.574	26.986	181.206	4.958	654.439

Fuente: Secretaría de Hacienda. Hasta 1989 expresado en Australes, luego en Pesos (10000 Australes = 1 Peso)

Anexo 4c. Presión Tributaria Total

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
PBI en millones de dólares	250.419	251.166	237.211	84.184	110.174	127.486	151.798	177.632
Total Government Take	6.050	6.804	6.165	2.904	4.467	5.130	6.150	6.721
Participación en PBI	2,4%	2,7%	2,6%	3,5%	4,1%	4,0%	4,1%	3,8%

Fuente: Elaboración Propia

Anexo 4d. Recaudación histórica según la materia gravada en relación al PBI

AÑO	SOBRE LA RENTA, LAS UTILIDADES Y LAS GANANCIAS DE CAPITAL	CONTRIBUCIONES AL SEGURO SOCIAL	SOBRE LA PROPIEDAD	INTERNOS SOBRE BIENES Y SERVICIOS	SOBRE EL COMERCIO Y LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES	OTROS	TOTAL
1932-35	0,78	1,46	0,15	2,59	3,77	0,97	9,72
1936-40	1,09	1,32	0,16	3,16	2,98	0,69	9,40
1941-45	1,79	1,55	0,18	3,04	1,03	0,61	8,19
1946-50	3,66	4,87	0,30	3,55	1,13	0,68	14,18
1951-55	3,80	5,66	0,62	5,18	0,50	0,50	16,26
1956-60	3,16	4,25	0,34	3,81	0,51	0,55	12,62
1961-65	2,18	3,52	0,31	3,64	1,37	0,35	11,38
1966-70	2,26	3,85	0,65	4,26	1,73	0,41	13,16
1971-75	1,37	3,49	0,44	3,39	1,48	0,30	10,47
1976-80	1,14	3,29	0,60	4,70	1,27	0,57	11,57
1981-85	0,81	1,85	0,71	5,34	1,54	0,31	10,56
1986-90	0,96	2,37	1,16	4,76	1,69	0,51	11,44
1991-95	1,67	4,10	0,61	7,94	0,93	0,56	15,81
1996-2000	3,23	3,49	0,32	8,93	0,86	0,09	16,92
2001-2005	4,42	2,91	1,90	8,06	2,35	0,11	19,75
2006	5,31	3,77	2,14	8,92	3,04	0,20	23,39

Fuente: AFIP

Anexo 5a. Estimación de los costos de producción en BOE

Datos de YPF S.A. Año	Producción (en millón m3)	Inversión Estimada Upstream (Millón US\$)	Inversión en Desarrollo (Millón US\$)	Costo BOE (US\$/Bbl.)
1991	30,13	-640	-211,2	
1992	26,05	-585	-193,0	
1993	25,04	-754	-248,7	
1994	27,03	-1094	-361,0	
1995	29,31	-1706	-563,0	
1996	30,73	-1245	-410,8	
1997	32,15	-1057	-348,9	
1998	32,07	-733	-241,8	
1999	32,03	-436	-143,9	8,3
2000	29,16	-758	-250,2	9,4
2001	26,36	-1698	-560,2	13,8
2002	25,51	-621	-205,0	11,1
2003	34,94	-573	-188,9	7,4
2004	33,25	-720	-237,8	7,6
2005	30,28	-986	-325,3	8,9
2006	28,64	-1308	-431,5	10,9

Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPF, PAE e INDEC. Factor ajuste: 0,33

Anexo 5b. Precio frontera promedio de principales Refinados (US\$/m3)

	Nafta Super	Nafta Comun	Gasoil	Kerosene	Fueloil	Propano
1995	144,3	134,5	180,1	130,5	100,7	84,6
1996	163,6	157,5	211,8	161,2	119,5	111,7
1997	161,7	154,5	197,6	147,9	105,8	98,8
1998	115,6	109,1	156,9	106,5	77,1	68,9
1999	141,7	137,1	181,7	131,0	96,8	89,9
2000	234,0	220,3	269,6	224,0	157,0	153,5
2001	208,8	195,2	239,9	191,0	130,1	124,7
2002	651,7	625,3	758,0	595,4	468,4	356,4
2003	690,7	671,1	787,5	636,7	505,0	445,3
2004	928,2	917,9	1016,8	889,4	521,9	575,3
2005	1263,7	1229,2	1455,0	1323,3	764,9	706,4
2006	1537,6	1485,5	1741,8	1564,5	894,6	825,6

Fuente: Elaboración propia

Anexo 6a. Cantidades Vendidas por Provincia

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
PETROLEO (m3)	44.423.522	43.193.135	44.248.654	42.409.699	40.856.344	40.230.868	37.077.897	36.421.387
Ventas Mercado Interno	28.441.844	26.917.069	27.349.346	26.589.374	27.338.342	29.949.597	28.069.586	30.236.600
Chubut	2.465.180	3.122.713	3.209.071	3.470.999	3.914.109	4.504.134	4.550.743	4.800.943
Formosa	159.628	169.192	168.218	128.281	122.895	134.108	111.546	144.816
Jujuy	28.441	31.912	30.710	28.605	28.075	25.298	25.335	23.550
La Pampa	269.575	138.075	431.925	328.544	557.734	609.082	597.217	694.692
Mendoza	5.600.539	5.418.477	5.728.829	5.748.586	5.479.938	5.322.721	5.295.771	5.261.433
Neuquen	9.548.177	8.170.782	7.702.923	7.083.626	7.132.439	7.848.336	7.500.601	8.160.680
Rio Negro	1.782.593	2.063.809	1.949.741	1.775.602	1.812.762	1.830.924	1.903.800	2.353.721
Salta	1.237.767	1.315.496	1.223.690	1.058.933	821.347	843.606	581.748	620.362
Santa Cruz	6.802.800	6.074.289	6.377.746	6.375.972	6.905.010	8.374.586	6.861.299	7.629.299
Tierra del Fuego	547.144	412.324	526.492	590.226	564.032	456.801	640.570	525.555
Estado Nacional	0	0	0	0	0	0	955	21.548
Ventas Mercado Externo	15.981.678	16.276.066	16.899.307	15.820.325	13.518.001	10.281.271	9.008.312	6.184.788
Chubut	3.093.964	2.975.898	3.984.781	3.766.253	4.111.831	4.227.357	4.929.661	4.300.449
Formosa	111.759	94.582	82.655	100.303	92.834	49.353	35.087	0
Jujuy	0	0	0	0	0	0	0	0
La Pampa	106.452	228.956	133.202	153.351	9.262	0	11.882	0
Mendoza	682.361	737.631	997.055	1.014.613	970.577	437.746	25.541	0
Neuquen	6.212.677	6.891.415	6.509.667	6.183.598	5.093.901	2.939.573	1.810.358	37.718
Rio Negro	524.791	443.955	411.526	414.546	85.728	17.079	4.084	0
Salta	56.692	5.706	11.606	54.051	45.086	61.289	24.170	13.740
Santa Cruz	3.567.687	3.532.790	3.299.178	3.013.296	2.263.726	1.721.917	1.616.809	1.334.817
Tierra del Fuego	1.625.295	1.290.314	841.861	649.929	491.742	549.371	358.444	323.172
Estado Nacional	0	74.818	627.776	470.385	353.314	277.585	192.275	174.892
GAS (Mm3)	34.961.694	37.687.915	39.592.450	36.965.158	40.101.805	46.471.940	44.846.566	46.620.933
Ventas Mercado Interno	32.889.606	35.190.529	34.158.359	31.851.455	33.990.364	39.199.833	38.423.044	40.525.855
Chubut	166.930	554.398	865.052	849.224	999.477	1.408.032	2.015.199	2.100.745
Jujuy	3.510	4.428	4.703	4.180	4.381	4.414	3.298	3.214
La Pampa	50.578	60.442	73.780	55.878	80.223	123.844	98.281	113.474
Mendoza	41.324	86.114	9.249	6.198	22.719	3.169.828	510.953	855.518
Neuquen	19.188.815	19.644.899	16.569.090	16.011.095	18.690.675	21.492.672	22.236.457	22.206.662
Rio Negro	650.835	810.416	712.340	779.294	817.566	590.267	531.151	511.858
Salta	5.421.732	6.376.812	6.070.321	6.131.094	6.188.345	5.867.531	6.174.739	6.624.632
Santa Cruz	3.568.393	3.532.705	3.877.694	4.038.448	3.351.536	2.995.469	2.843.118	3.234.490
Tierra del Fgo	3.797.489	4.114.945	5.830.822	3.796.285	3.692.935	3.409.295	2.935.116	2.819.158
Estado Nac.	0	5.370	145.307	179.758	142.508	138.480	1.074.734	2.056.105
Ventas Mercado Externo	2.072.088	2.497.385	5.434.091	5.113.703	6.111.441	7.272.108	6.423.521	6.095.078
Chubut	0	0	0	0	0	0	0	0
Jujuy	0	0	0	0	0	0	0	0
La Pampa	0	0	0	0	0	0	0	0
Mendoza	0	0	0	0	0	264.287	226.078	286.673
Neuquen	1.356.412	1.576.745	2.960.468	2.869.709	3.211.237	3.697.653	2.512.019	2.461.279
Rio Negro	0	0	5.488	0	0	0	5.810	0
Salta	8.519	90.390	1.210.401	1.233.377	1.583.696	1.670.349	1.700.801	1.183.491
Santa Cruz	65.951	115.806	610.617	234.509	463.583	638.115	687.655	647.643
Tierra del Fgo	641.206	714.444	647.117	732.440	710.522	847.537	1.072.027	1.180.758
Estado Nac.	0	0	0	43.668	142.403	154.167	219.131	335.234

Fuente: Secretaría de Energía (Area Regalías)

Anexo 6b. Precios de Venta por Provincia

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
PETROLEO (\$/m3)								
Ventas Mercado Interno								
Chubut	98,6	171,4	129,4	395,7	431,1	496,0	555,9	693,1
Formosa	97,7	172,0	147,4	424,6	471,8	551,3	668,2	779,1
Jujuy	110,1	169,5	144,0	388,1	455,5	540,7	665,8	771,6
La Pampa	113,6	186,2	159,3	402,1	471,9	568,5	692,0	829,5
Mendoza	101,9	170,6	147,9	406,8	429,2	522,3	656,1	771,1
Neuquen	112,1	183,7	157,7	433,3	475,0	569,2	690,0	830,5
Rio Negro	108,3	181,5	159,2	424,2	466,0	565,1	686,8	824,3
Salta	105,9	175,8	148,7	404,0	434,0	537,3	627,2	752,8
Santa Cruz	106,3	175,6	135,2	411,3	423,6	486,3	584,3	739,8
Tierra del Fuego	110,4	178,9	148,0	396,3	444,0	572,2	816,7	977,7
Estado Nacional				0,0	0,0	0,0	230,0	509,1
Ventas Mercado Externo								
Chubut	97,2	168,9	126,1	460,4	495,2	628,4	841,9	1124,8
Formosa	114,7	186,0	151,4	525,8	499,5	702,4	934,5	1248,4
Jujuy	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
La Pampa	100,6	184,0	159,8	512,1	537,1	725,9	998,8	1274,9
Mendoza	98,9	174,3	158,5	477,1	543,0	720,5	928,9	1241,1
Neuquen	100,8	177,9	159,1	488,3	537,1	725,9	998,8	1274,9
Rio Negro	111,0	182,7	159,7	499,4	543,5	701,3	939,7	1255,4
Salta	112,5	185,9	150,1	483,4	526,8	644,7	900,6	1203,1
Santa Cruz	101,5	172,1	135,9	464,7	499,4	657,6	864,7	1143,0
Tierra del Fuego	111,7	185,7	158,5	502,5	545,2	731,2	975,8	1216,3
Estado Nacional		202,3	161,7	492,6	539,6	717,5	991,6	1250,0
GAS (\$/Mm3)								
Ventas Mercado Interno								
Chubut	33,4	37,3	39,1	49,5	58,8	66,9	80,8	99,5
Jujuy	36,5	45,7	36,7	37,0	38,5	52,1	100,8	163,6
La Pampa	48,8	48,7	48,2	47,3	59,2	80,3	98,1	98,1
Mendoza	42,9	50,0	30,2	33,2	50,6	146,9	146,4	173,0
Neuquen	46,7	48,6	54,2	62,8	60,0	88,8	119,8	155,3
Rio Negro	46,0	42,9	47,5	48,0	53,4	75,1	113,8	154,7
Salta	40,4	37,1	43,5	47,2	53,3	72,3	99,6	139,6
Santa Cruz	33,8	33,1	35,4	47,2	53,0	68,2	94,3	126,5
Tierra del Fgo	30,4	46,6	41,6	44,4	44,3	49,6	66,4	88,1
Estado Nac.		33,9	39,0	66,2	48,8	95,3	92,4	93,0
Ventas Mercado Externo								
Chubut	33,4	37,3	<i>35,5</i>	<i>106,1</i>	<i>98,5</i>	<i>105,5</i>	<i>121,9</i>	<i>151,0</i>
Jujuy	36,5	45,7	<i>48,2</i>	<i>144,0</i>	<i>133,6</i>	<i>143,2</i>	<i>165,4</i>	<i>204,9</i>
La Pampa	48,8	48,7	<i>57,2</i>	<i>170,8</i>	<i>158,5</i>	<i>169,8</i>	<i>196,2</i>	<i>243,0</i>
Mendoza	42,9	50,0	<i>55,4</i>	<i>165,4</i>	<i>153,5</i>	<i>164,5</i>	190,0	235,4
Neuquen	46,7	48,6	57,9	173,0	160,5	172,0	205,4	295,5
Rio Negro	46,0	42,9	55,0	<i>164,2</i>	<i>152,4</i>	<i>163,3</i>	<i>194,9</i>	<i>280,5</i>
Salta	40,4	37,1	51,6	141,1	131,5	157,3	186,5	269,5
Santa Cruz	33,8	33,1	44,9	101,2	121,5	136,3	163,6	197,2
Tierra del Fgo	30,4	46,6	43,0	96,5	124,7	128,7	155,0	196,9
Estado Nac.		33,9	<i>43,0</i>	<i>96,5</i>	118,5	137,6	184,0	230,5

Fuente: Secretaría de Energía (Area Regalías).

Nota: Los datos en *itálicas* se completaron con proxys. No son observados. Se los utilizó para computar PxQ en el valor de la renta petrolera

Anexo 7a. Participación del sector petrolero en el PBI a precios de 1993

Año	Valor Agregado Bruto en % del PBI			Total sector Hidrocarburos
	Upstream	Industria	Comercio y Transporte	
1993	1,6%	1,8%	0,9%	4,3%
1994	1,7%	1,8%	0,9%	4,4%
1995	2,1%	1,7%	0,9%	4,7%
1996	2,1%	1,7%	0,8%	4,6%
1997	1,9%	1,6%	0,8%	4,4%
1998	1,8%	1,7%	0,9%	4,4%
1999	1,8%	1,8%	0,8%	4,3%
2000	1,9%	1,7%	0,8%	4,3%
2001	2,1%	1,7%	0,8%	4,6%
2002	2,2%	1,7%	0,7%	4,6%
2003	2,1%	1,5%	0,7%	4,3%
2004	2,0%	1,5%	0,7%	4,1%
2005	1,8%	1,3%	0,7%	3,8%
2006	1,7%	1,3%	0,7%	3,7%

Fuente: Dirección Nacional de Cuentas Nacionales, Ministerio de Economía
 Nota: Hasta el año 2000 el Upstream corresponde sólo al sector petrolero, en adelante incluye otra producción minera.

Anexo 7b. Producto Bruto Geográfico Neuquino. Participación Hidrocarburos

Año	Producto Bruto Geográfico	Extracción de hidrocarburos	Participación %
Miles de pesos			
1993	3.176.928	1.587.643	50%
1994	3.943.214	2.053.614	52%
1995	4.289.760	2.374.514	55%
1996	4.774.287	2.938.845	62%
1997	4.903.900	3.005.966	61%
1998	4.422.333	2.361.963	53%
1999	4.876.240	2.937.652	60%
2000	6.205.061	4.191.531	68%
2001	5.723.687	3.712.003	65%
2002	10.536.684	8.191.383	78%
2003	11.972.950	8.818.891	74%
2004	14.238.374	10.536.508	74%
2005	15.315.845	(e) 11.738.602	77%

Nota: Datos Provisorios al mes de Marzo de 2007.

Fuente: Dirección General de Estadística y Censos de la Provincia del Neuquén.

Anexo 8. Comercio Exterior (millones US\$)

	Superávit Comercial	Superávit Combustibles	Participación %
1994	-5.652	1.046	-19%
1995	962	1.420	148%
1996	188	2.336	1245%
1997	-4.019	2.475	-62%
1998	-4.944	1.796	-36%
1999	-2.200	2.440	-111%
2000	1.061	3.920	370%
2001	6.223	3.920	63%
2002	16.661	4.284	26%
2003	16.088	5.022	31%
2004	12.130	5.344	44%
2005	11.700	5.766	49%
2006	12.306	6.103	50%
Total Período	60.504	45.872	76%

Fuente: INDEC

Anexo 9. Formación Bruta de Capital Fijo (miles de \$ de 1993)

años	Upstream	Downstream (*)	Total Hidrocarburos	Total País	Participación
1993	1.609.659	681.623	2.291.282	45.069.414	5,1%
1994	2.068.395	615.153	2.683.548	51.231.425	5,2%
1995	2.815.684	702.466	3.518.150	44.528.277	7,9%
1996	2.691.290	747.305	3.438.595	48.483.861	7,1%
1997	2.180.705	1.051.330	3.232.035	57.047.500	5,7%
1998	2.174.262	528.169	2.702.431	60.838.666	4,4%
1999	2.397.317	584.839	2.982.157	55.380.164	5,4%
2000	2.876.781	614.081	3.490.862	55.712.445	6,3%

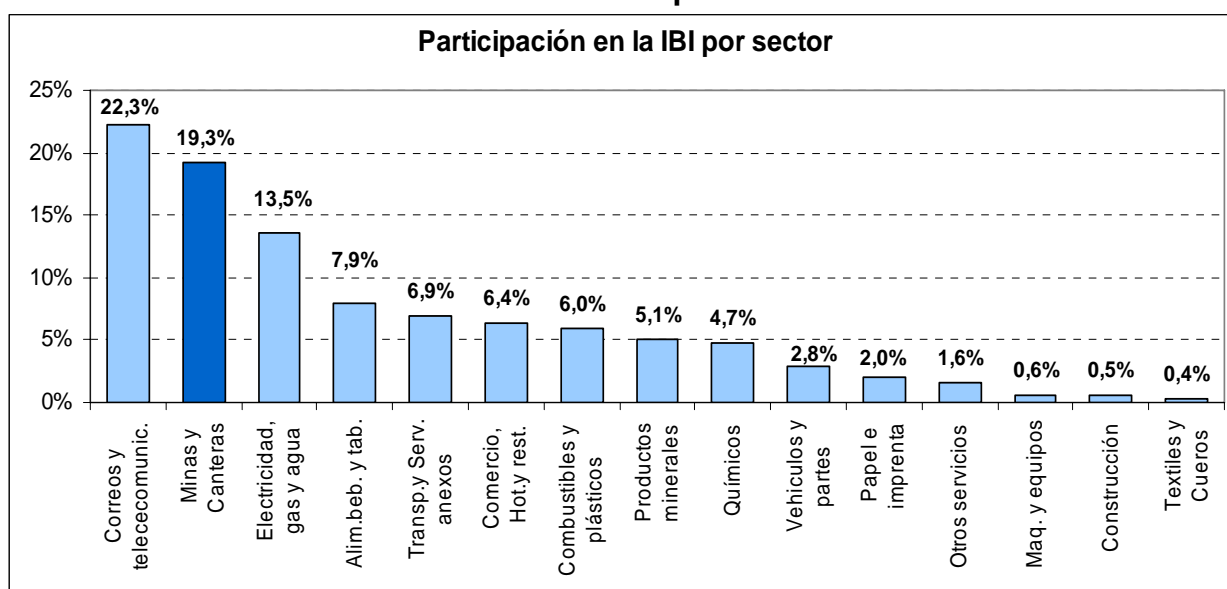
Fuente: MEOSP, DNCN y CEP. (*) El dato corresponde al CEP, MEOSP deflactado por IPC

Anexo 10. Formación de Stock de Capital en Millones de dólares

	Exploración y Producción	Refino	Ductos	Petroquímica	Provisión de Gas
1990	987	186	0	2	0
1991	1.119	167	0	1	0
1992	958	250	0	1	119
1993	1.035	682	0	31	388
1994	1.448	641	215	22	312
1995	2.324	757	0	36	318
1996	1.506	806	0	61	458
1997	2.540	1.140	332	195	668
1998	2.453	578	395	368	464
1999	1.715	633	462	699	392
2000	2.275	691	107	768	205
2001	4.020	672	472	49	361
2002	341	11	0	0	0
2003	447	97	0	166	754
2004	2.377	190	95	25	24
2005	2.483	187	109	61	1
2006	2.619	539	423	43	40
	30.647	8.227	2.610	2.528	4.504

Fuente: Centro de Estudios Productivos (CEP). Ministerio de Economía.

Anexo 11. Inversión Bruta Interna por sectores 1995-2000



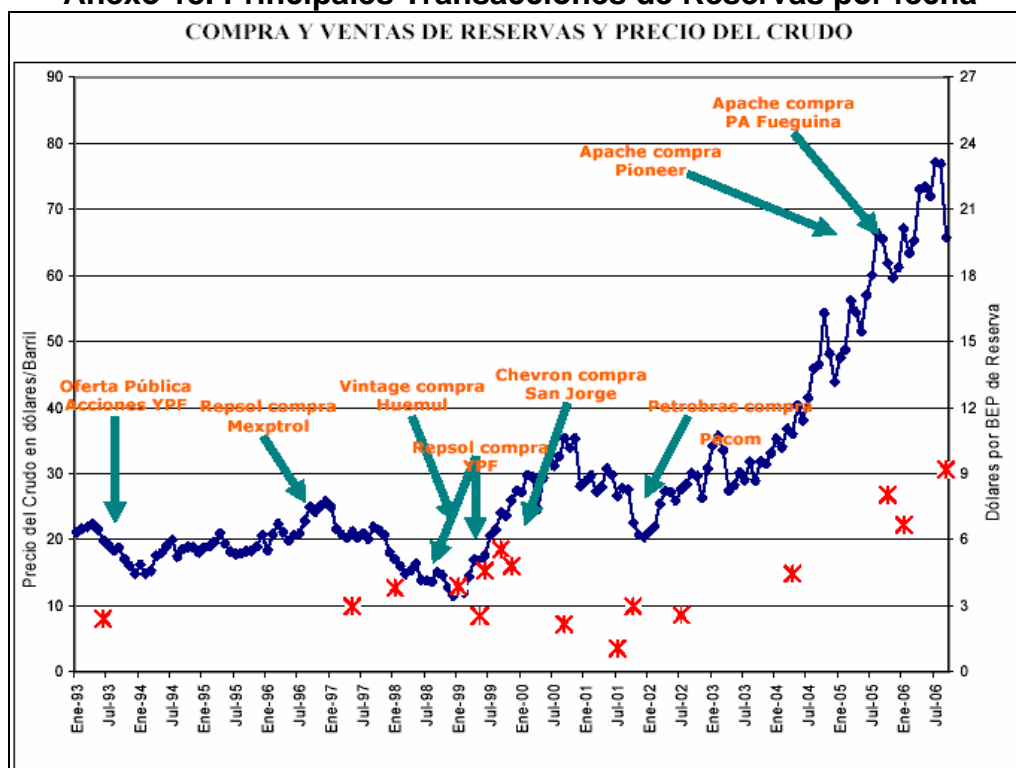
Fuente: Fundación YPF (2005)

Anexo 12. Producción reciente de gas y petróleo por Operador

	Petróleo (Miles m3)			Gas (Millones m3)		
	2004	2005	2006	2004	2005	2006
YPF S.A.	17.241	15.607	14.801	17.036	15.607	14.726
Panamerican	5.943	6.128	6.249	6.362	6.740	6.653
Petrobras Energía	4.214	3.733	3.522	4.881	4.563	4.865
Chevrón San Jorge	3.591	3.514	3.105	1.188	1.023	997
Total Austral	1.580	1.461	1.454	11.244	12.105	12.687
Tecpetrol	1.886	1.897	1.911	2.777	2.478	2.084
Ocidental	1.652	1.981	2.138	517	531	492
Pluspetrol	862	847	884	4.549	4.719	4.722
Sipetrol	1.032	800	756	1.062	947	945
Capsa Capex	751	691	689	1.052	997	961
Petrolera Entre Lomas	593	641	693	366	404	381
Apache	483	466	528	943	1.117	1.754
Petroquímica C. Rivadavia	54	195	269	92	155	171
Chañares Herrados	133	136	190	4	5	8
Petrolera Sudamericana	110	114	132	80	66	57
Petro Andina Resources	0	18	172	0	0	1
Petrolífera Petroleum Lt.	0	0	58	0	0	1
Otras	527	404	717	232	214	274
Total	40.652	38.632	38.268	52.385	51.671	51.779

Nota: Los datos de Occidental contienen a Vintage Oil previo a 2006. Apache contiene a Pioneer Fuente: IAPG.

Anexo 13. Principales Transacciones de Reservas por fecha



Fuente: Bezchinsky, Giussani y Otros, 2007

Anexo14. Rentabilidad empresarial por sector

	Resultado Operativo / Activos (en %)								
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Sector Petrolero									
Pecom Energía / Petrobras (1)	7,1	6,3	7,6	6,2	7,7	6,3	9,3	12,4	10,5
YPF S.A.	7,9	11,0	19,6	15,2	21,7	24,3	26,9	27,1	17,5
Panamerican Energy (PAE)	1,3	7,1	25,7	16,0	22,8	21,7	27,7	31,2	38,7
Sector Externo									
Tenaris	N.A	-0,2	6,6	11,5	11,8	6,7	14,4	29,1	22,2
Siderar	12,5	6,6	7,5	4,9	18,8	30,8	38,3	26,0	19,7
Alpargatas	-0,7	-3,2	-5,3	-5,0	-5,0	-4,5	-0,5	1,5	2,5
ACINDAR	N.A	-0,6	1,2	0,1	14,9	28,7	36,7	34,3	26,1
Sector Doméstico									
Telecom	13,2	10,1	8,2	6,2	-1,7	0,9	3,2	5,9	10,5
Banco Galicia	1,0	1,7	1,4	2,8	-13,7	-0,8	0,2	1,0	-0,3
BBVA Banco Francés	1,6	1,5	2,1	0,7	-7,6	-0,6	-0,4	0,8	1,2
Banco MACRO	-1,3	-2,4	-7,0	-8,9	5,9	3,8	2,2	2,9	3,5

Fuente: Elaboración propia con datos de las empresas y Bloomberg

Anexo 15. Capacidad de Refinación por empresa

REFINERIA	2006	2005	Var. %	1°Sem. 2007	1°Sem. 2006	Var. %	% PART.07
REPSOLYPF							
La Plata	10.404,7	10.006,9	4,0%	5.530,6	5.206,6	6,2%	32,5%
Luján de Cuyo	6.328,8	6.086,7	4,0%	3.113,3	3.139,6	-0,8%	18,3%
Pza. Huincul	1.501,4	1.383,8	8,5%	761,5	727,7	4,7%	4,5%
TOTAL	18.234,9	17.477,3	4,3%	9.405,4	9.073,8	3,7%	55,2%
Esso Campana	4.745,2	3.973,0	19,4%	2.423,7	2.354,9	2,9%	14,2%
Shell Dock Sud	4.937,9	4.644,7	6,3%	2.560,2	2.355,1	8,7%	15,0%
Refisan (Petrobras)	1.908,4	2.128,2	-10,3%	1.332,8	994,7	34,0%	7,8%
B. Blanca (Petrobras)	1.742,3	1.522,5	14,4%	842,0	877,7	-4,1%	4,9%
Refinor	987,5	1.041,6	-5,2%	450,1	499,4	-9,9%	2,6%
Otras	44,7	166,2	-73,1%	22,7	22,9	-1,1%	0,1%
TOTAL GENERAL	32.600,9	30.953,6	5,3%	17.036,9	16.178,5	5,3%	100,0%
% de Capacidad Instalada	91%	86%		95%	90%		

Fuente: Elaboración propia con datos IAPG

Anexo 16 Demanda de gas natural

	2006	2005	Var. Absoluta	Var. %	1°Sem. 2007	1°Sem.2006	Var. Absoluta	Var. %
Residencial	20.265,4	20.361,8	-96,4	-0,5%	3788,2	3282,1	506,1	15,4%
Comercial	2.995,6	3.038,5	-42,9	-1,4%	579,8	520,4	59,4	11,4%
Industria	34.387,0	30.973,0	3.414,0	11,0%	6232,5	6205,9	26,6	0,4%
Usinas	31.182,5	29.354,4	1.828,1	6,2%	6133,6	5713,7	419,8	7,3%
Entes Oficiales	1.014,2	1.102,8	-88,6	-8,0%	166,5	154,4	12,0	7,8%
GNC	8.336,6	8.679,0	-342,4	-3,9%	1429,6	1494,8	-65,2	-4,4%
Subdistribuidores	1.476,0	1.414,9	61,1	4,3%	297,8	257,0	40,8	15,9%
Mercado Interno	99.657,5	94.924,5	4.732,9	5,0%	18627,9	17628,2	999,7	5,7%
Exportaciones	15.187,3	17.777,8	-2.590,5	-14,6%	1759,3	3167,3	-1.407,9	-44,5%
Total	114.844,8	112.702,3	2.142,5	1,9%	20387,3	20795,5	-408,3	-2,0%

Fuente: ENARGAS

Anexo 17. Potencia Efectiva Bruta Instalada (MW)

Mercado Eléctrico Mayorista								
MES	TV	TG	DI	CC	TERM	HI	NU	TOT
1992	4857	1518	82	84	6541	5721	1005	13267
1993	4836	1597	84	84	6601	6384	1005	13990
1994	4836	2128	84	84	7132	7309	1005	15446
1995	4867	2683	4	144	7698	7629	1005	16332
1996	4783	2943	4	144	7874	8230	1005	17109
1997	4752	3143	4	550	8449	8748	1005	18202
1998	4548	3161	4	1513	9226	8668	1005	18899
1999	4515	2698	4	2365	9582	8925	1005	19512
2000	4515	2032	4	4238	10789	8925	1005	20719
2001	4515	2039	4	5856	12414	8925	1005	22344
2002	4515	2022	4	6271	12812	9021	1005	22838
2003	4515	2138	4	6296	12953	9021	1005	22979
2004	4526	2098	4	6299	12927	9100	1005	23032
2005	4496	2083	4	6299	12882	9415	1005	23302
2006	4463	2266	4	6361	13094	9934	1005	24033

Fuente: CAMMESA

Anexo 18. Balance Generación-Demanda (MW/hora)

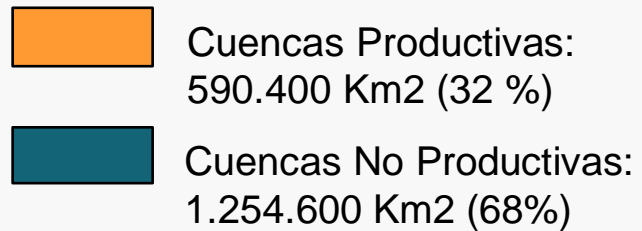
MES	OFERTA					DEMANDA						
	Generación Térmica	Generación Hidro	Generación Nuclear	Importación	OFERTA TOTAL	Exportación	BOMB	Demanda Argentina	Pérdida Red	REST TENS	REST CORTES	REQ GEN P/Demanda
1992	22861	16140	6552	2267	47820	12	354	45800	2551	3	0	48720
1993	23379	19871	7162	1212	51624	15	491	48800	2561	43	14	51924
1994	22839	24421	7660	334	55253	15	609	51884	2845	9	15	55377
1995	25767	24304	6556	292	56919	191	254	53771	2704	5	14	56938
1996	31067	22287	6921	275	60550	311	130	57778	2330	1	4	60554
1997	29067	28788	7445	450	65750	273	303	62178	2996	0	8	65758
1998	31242	28908	6926	1907	68983	79	323	65667	2914	0	1	68984
1999	41101	24859	6586	311	72857	712	474	68757	2913	0	14	72871
2000	41958	31269	5731	1011	79969	4715	132	71941	3182	0	8	79977
2001	35250	38056	6541	1450	81297	4201	40	73599	3458	0	8	81306
2002	31429	37714	5393	2210	76745	1009	64	72106	3566	0	16	76761
2003	38093	35447	7025	1233	81799	434	47	77737	3580	0	0	81798
2004	48024	31821	7313	1561	88719	2070	143	82967	3536	3	4	88723
2005	49801	36100	6374	1736	94011	1800	434	87779	3900	0	3	93916
2006	53708	42355	7153	1125	104341	2671	346	96813	4512	0	0	104342

Fuente: CAMMESA



Argentina: Potencial Exploratorio

Cuencas Sedimentarias



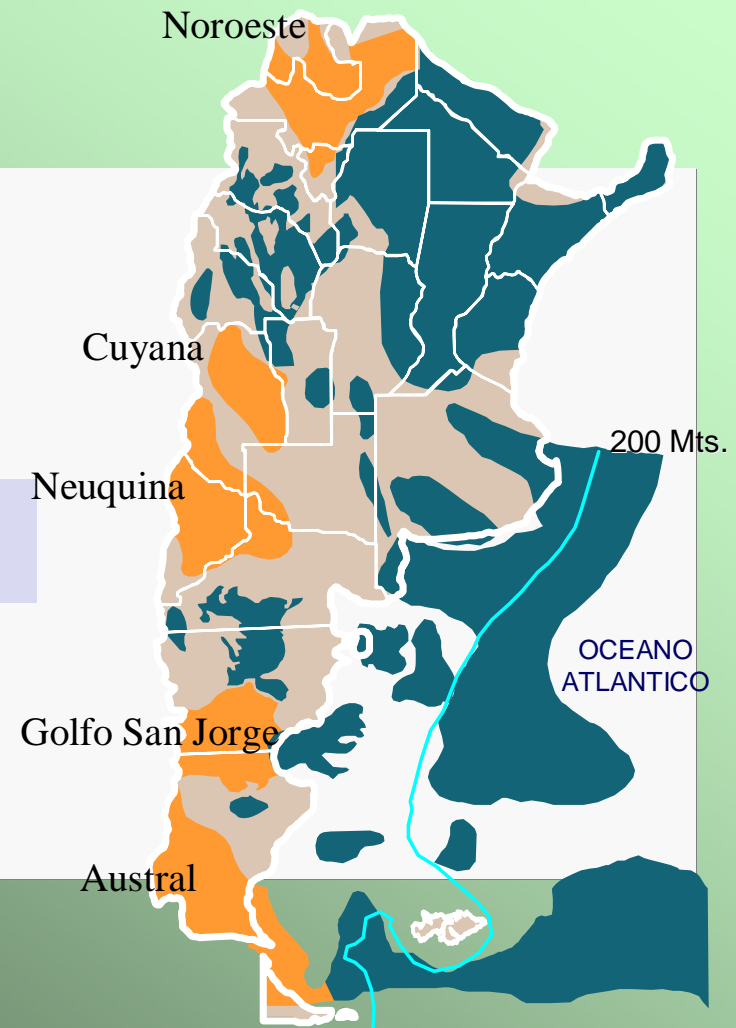
Total Cuencas: 1.845.000 Km²

Cuencas On Shore:

1.457.550 km² (79 %)

Cuencas Off Shore (hasta isobata 200 mts.):

387.450 km² (21%)



Argentina: Potencial Exploratorio

Riesgo Exploratorio

Cuencas Productivas

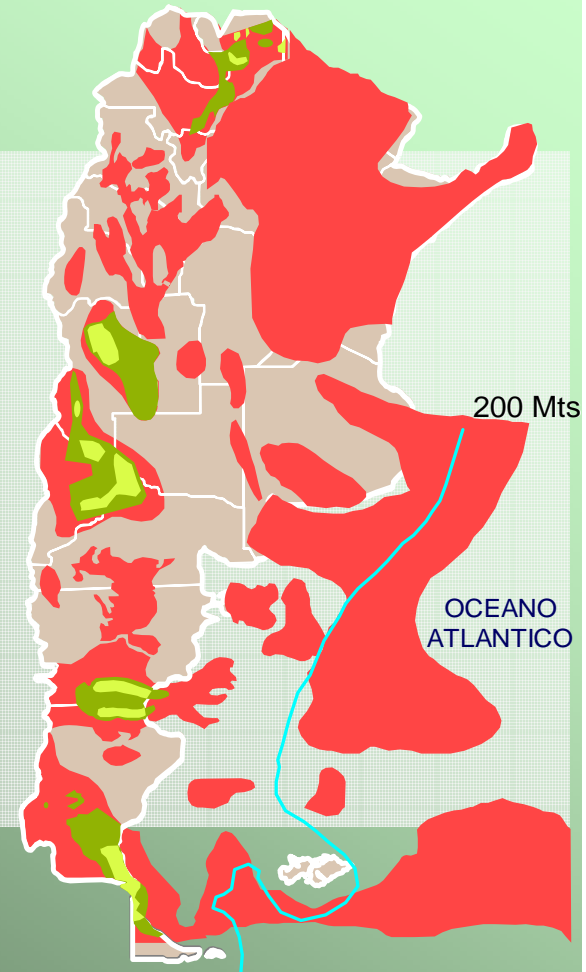
-  Areas Bajo Riesgo: 55.350 Km²: 3,0%
-  Areas Mediano Riesgo: 110.700 Km²: 6,0%
-  Areas Alto y Muy Alto Riesgo: 424.350 Km²: 23,0%

Cuencas Improductivas

-  Areas Muy Alto Riesgo: 1.254.600 Km²: 68%

Areas con Potencial Exploratorio:
1.678.950 Km² (91%)

(*) Hasta la isobata de 200 metros de agua



Buenos Aires, 29 de Octubre de 2007

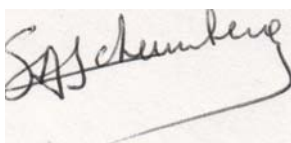
Señores miembros del Jurado
Concurso ITBA-ESEADE:

“PETRÓLEO Y GAS: SUS APORTES A LA ARGENTINA”

Por la presente nota declaro la autoría del trabajo inédito, *“Industria Petrolera: Motor de la Economía y Fuente de Recursos”*, en calidad de único autor, y acepto las bases del presente Concurso. Al mismo tiempo me pongo a disposición del Jurado en caso que precise complementar la información presentada, según requerimientos.

El presente documento ha sido elaborado a los fines exclusivos del presente Concurso y no están comprometidos sus derechos a ningún otro proyecto. Se han respetado todas las restricciones formales y se respetará el fallo inapelable del distinguido Jurado.

Sin otro particular saludo a Uds. respetuosamente



Sebastián Scheimberg
Consultor Independiente

Contacto: 4863-8460 / 15 6947-4613

sebastians@fibertel.com.ar