

Hidrocarburos

100 años de producción desde diferentes ángulos

Luis Alberto Giussani

Índice:

Resumen Ejecutivo	4
Introducción	6
Petróleo argentino: 100 años de historia	8
La Ley de Hidrocarburos	16
El petróleo fuente de recursos públicos:	
Privatizaciones	20
Tributos	21
El petróleo y las economías regionales	32
Los hidrocarburos en la Matriz Insumo Producto	35
El sector externo	
La balanza comercial	40
IED	42
Desarrollos tecnológicos en la industria	47
Gasoducto desde Comodoro	47
Laboratorio de YPF	51
El GNC	51
Total Austral	52
INVAP	53
San Jorge	54
Tenaris, un jugador global	55
Desafíos	57
Renovación de los contratos	57
Incremento de reservas	62
Conclusiones	69
Bibliografía	70
Anexos	73

Abreviaturas Utilizadas

ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
DNCI	Dirección Nacional de Cuentas Internacionales
DNCI	Dirección Nacional de Cuentas Nacionales
INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
LH	Ley de Hidrocarburos
MIP	Matriz Insumo Producto
PIB	Producto Interno Bruto
SIJP	Sistema Integrado de Jubilaciones y Pensiones
VAB	Valor Agregado Bruto
WTI	West Texas Intermediate
YPF	Yacimientos Petrolíferos Fiscales

Resumen Ejecutivo

El Centenario del descubrimiento de petróleo en Comodoro Rivadavia encuentra a la industria en un período de múltiples desafíos. Los indicadores de producción, reservas y horizonte, tanto de petróleo como de gas muestran una secular caída, mientras que los saldos exportables están disminuyendo rápidamente. Los precios de los hidrocarburos se han alejado de los que rigen en el mercado internacional, brindando señales inadecuadas tanto a los productores como a los consumidores motivando el exceso de consumo de un recurso no renovable, máspreciado en el ámbito internacional de lo que se valora en el país.

Los desafíos por vencer, como se observa son significativos, pero también lo son las capacidades, los recursos humanos y las obras de infraestructura acumuladas luego 100 años de historia explotando los recursos hidrocarburíferos. Contribuyendo significativamente al desarrollo nacional.

La historia de la explotación de hidrocarburos puede ser sintetizada en dos aspectos, la meta por alcanzar la autosuficiencia que permita liberar divisas y la puja redistributiva entre el gobierno nacional, las provincias, las empresas productoras, los sindicatos y los consumidores.

El sector petrolero es y ha sido, una pieza fundamental como fuente de recursos tributarios, tanto a nivel Nacional como Provincial y Municipal. La existencia de hidrocarburos en el país ha permitido a lo largo del tiempo que los distintos

gobiernos obtuvieran significativos recursos, siendo una fuente especialmente utilizada en los períodos de dificultades.

La distribución de las cuencas, en los extremos del país ha contribuido al desarrollo regional ha formando enclaves gracias al efecto multiplicador de la actividad y los altos sueldos promedio de sus empleados

Por último, a lo largo de estos 100 años se han desarrollado capacidades tecnológicas y empresariales que permiten propagar los resultados de la industria al resto de la sociedad. Generando nuevos puestos de trabajo con diversos grados de calificación.

Introducción

Se cumplen 100 años del descubrimiento de petróleo en Comodoro Rivadavia. El Centenario encuentra a la industria en un período de múltiples desafíos, los cuales requieren la acción inmediata. Los precios de los hidrocarburos se han alejado de los que rigen en el mercado internacional, por lo que no se están brindando los incentivos adecuados para mantener la producción y e invertir en la búsqueda de reservas, pero aún peor, los bajos precios motivan el exceso de consumo de un recurso no renovable, máspreciado en el ámbito internacional de lo que se valora en el país.

Los indicadores de producción, reservas y horizonte, tanto de petróleo como de gas, muestran una secular caída, mientras que los saldos exportables están disminuyendo rápidamente. Este invierno, ya hemos padecido restricciones al suministro de gas, principal componente de la Matriz Energética nacional.

Mientras tanto, comienza a verse en el horizonte el fin de las concesiones, por consiguiente se deben tomar decisiones para realizar una transición ordenada, redituable y transparente, evitando que la producción caiga innecesariamente por no haber readjudicado las áreas a tiempo.

Los desafíos por vencer, como se observa son significativos, pero también lo son las capacidades, los recursos humanos y las obras de infraestructura acumuladas luego 100 años de historia explotando los recursos hidrocarburíferos.

Está claro que nuestra sociedad se basa en los hidrocarburos, 80% de la energía primaria proviene de dichas fuentes, por lo tanto existen diversas facetas para analizar a lo largo de estos 100 años. Así como hoy se explota a los yacimientos con pozos direccionales, este trabajo intenta mirar desde diferentes ángulos a la producción de hidrocarburos. Se prestará especial atención a los últimos años, para de esta manera poder tomar las decisiones adecuadas para hacer frente a los desafíos.

A lo largo del presente trabajo se analizará la evolución histórica, el marco legal del sector y la importancia del petróleo como fuente de recursos públicos, tanto en el proceso de privatizaciones como por medio de los tributos. Luego se describirán sus aportes al desarrollo regional, así como los resultados que arrojan la Matriz Insumo Producto y los datos del Sistema Integrado de Jubilaciones y Pensiones. Se mencionará el efecto que tiene el sector sobre la balanza de pagos, tanto por medio de la balanza comercial como por la Inversión Extranjera Directa. Por último se mencionarán algunos casos exitosos relativos al sector, reflejando los efectos sobre la infraestructura, tecnología y generación de valor. Se cierra el trabajo con una mención de los principales desafíos que se enfrentan y las conclusiones.

Petróleo Argentino: 100 Años de historia

Se dice que el descubrimiento de petróleo hace 100 años en Comodoro Rivadavia fue producto de la suerte, como también la tuvo el Coronel Drake, cuando en 1859 descubrió el primer pozo a 20 metros de profundidad. Lo cierto es que el descubrimiento de petróleo en Comodoro Rivadavia fue el comienzo de una nueva etapa en la historia, despertando el interés de las autoridades nacionales y sentó las bases para el despertar de una industria incipiente, a pesar de no acatar el entonces Código de Minas.

El Estado se convertía en un concesionario, con la primera reserva fiscal en zona de posible existencia de petróleo. El presidente José Figueroa Alcorta fijó por decreto doscientas mil hectáreas como reservas en Comodoro Rivadavia. En 1910, el gobierno instituyó la División General de Explotación de Petróleo de Comodoro Rivadavia, cuya labor incluía la explotación de ese yacimiento.

Desde 1918 a 1923 la zona patagónica despertó el interés de empresas extranjeras, tales como Anglo Persian, la Royal Dutch y la Standard Oil. Desde 1907 a 1916, la producción de las compañías privadas fue de sólo 3% pero pasó a 35% en el lapso de 1923 a 1926. Hacia 1927, las compañías privadas ya habían perforado 460 pozos en Comodoro Rivadavia.

Yrigoyen creó la Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) dependiente del Ministerio de Agricultura y traspasó la propiedad de los yacimientos a la nación.

Durante la presidencia de Alvear se continuó impulsando la exploración petrolera fiscal y en octubre de 1922 nombró al general Enrique Mosconi a cargo del Directorio General de YPF, redactó el reglamento orgánico y en 1923 presentó dos proyectos de ley en los que declaró que todo yacimiento del país era propiedad privada del Estado. En 1924, dos decretos fundamentales ampliaron las reservas fiscales en Chubut, La Pampa, Río Negro, Neuquén y Tierra del Fuego en una extensión de 32.800.000ha.

Yrigoyen llega a la presidencia con la consigna de estatizar las minas de petróleo las cuales se explotaría en forma directa. Sin embargo los proyectos de ley presentados sufrían la oposición del senado.

Moscóni, mientras tanto, buscaba impedir el crecimiento de las propiedades mineras particulares, e imponer impuestos a la producción fomentando la industria nacional. En 1929 YPF baja los precios de los combustibles y los unificó en todo el país, esto implicó que la empresa oficial absorbiera los costos de flete a los consumidores de zonas alejadas a los centros de provisión. En 1930, en la Capital Federal y por pedido de Mosconi, el intendente pasó a la comuna todos los surtidores que hubieran caducado su concesión.

El legado de Mosconi fue el nacionalismo petrolero. Este principio se arraigó firme en los gobiernos, cuidaron bien de no abandonarlo y, cuando en parte lo hicieron – como Juan Domingo Perón en 1954 y 1955 y Frondizi a partir de 1958–, debieron soportar una caída de la popularidad y sus derrocamientos en 1955 y 1962.

En 1936, Justo, entregó el monopolio de las importaciones a YPF, que fijaba la cantidad y calidad del crudo. Ante esta situación en 1937 la Standard Oil ofreció al Congreso la venta de sus propiedades por 150 millones, pero el trato no prosperó.

A pesar de que YPF, entre 1939 y 1945, aumentó su producción un 50%, tardó en superarse la crisis energética que trajo aparejada la Segunda Guerra Mundial, tanto que se llegó a usar como combustible, en reemplazo del petróleo, el maíz y el trigo. Perón, como presidente y consciente de la situación, se inclinó en alentar la participación privada y extranjera y la formación de empresas mixtas. La resistencia interna y sus ambiciones políticas lo llevaron a prolongar estas medidas hasta 1946.

Producto del crecimiento económico y el proceso de industrialización, la importación de crudo agravó el déficit de la balanza comercial. En 1955, Perón firmó un contrato con la compañía California Arg. de Petróleo, subsidiaria de la Standard Oil, a la que le ofreció una concesión de cuarenta años y cincuenta mil kilómetros cuadrados en la provincia de Santa Cruz. YPF compraría la producción y el Estado recibiría el 50% de los beneficios de la empresa; el resto podía girarlo a la casa matriz. Dicho contrato nunca llegó a ponerse en práctica debido al golpe

de septiembre que derivó en el derrocamiento de Perón. Este contrato fue duramente criticado por Frondizi, que tres años después, ya presidente, pasó por una situación similar. Con mira en el desarrollo argentino, Frondizi lanzó en 1958 la “batalla del petróleo”, que implicaba dar un giro de 180 grados en la postura que había definido como opositor durante años.

Durante el gobierno de Frondizi se transfirió al gobierno nacional la propiedad minera de todos los yacimientos de hidrocarburos y se realiza una apertura al capital privado. Fue todo un éxito, entre 1958 y 1962 se perforaron más pozos que en el cuarto de siglo anterior, la producción creció de 5,7 millones de m³ en 1958 a 15,6 millones de m³ en 1962, la importación disminuyó del 22% a 3% y las reservas se incrementaron de 390 a 580 millones de m³.

Arturo Illia, declara nulos los catorce contratos lanzados por Frondizi, se indemnizó a las empresas y se devolvieron las áreas a YPF. La producción se estanca. Asume Onganía y se sanciona la ley de hidrocarburos, la 13.319/1967, que otorgó concesiones en el continente y como en la plataforma submarina. Las compañías aumentaron sus inversiones pero los resultados no fueron los esperados ya que las áreas más promisorias para la exploración de hidrocarburos quedaron reservadas para YPF.

En 1971 con el Gral. Lanusse en el gobierno, cambia la política sin modificar la LH y se otorga a YPF y a Gas del Estado el monopolio de la exploración y producción de los hidrocarburos en la Argentina. Esta política es profundizada por el gobierno

peronista de 1973 y culmina en 1974 con la nacionalización de todas las estaciones de servicio de las empresas privadas. La producción baja, no así la importación, que se incrementó entre 1972 y 1975.

En 1978 durante el gobierno militar del Gral. Videla se produce una inflexión en el proceso de estatización y se dicta una Ley, la 21.778. Dicha ley permite que YPF acuerde con empresas privadas los llamados Contratos de Riesgo, lo interesante de estos contratos es que obligaban a las empresas extranjeras a asociarse con firmas nacionales, permitiendo el crecimiento de grupos locales como Pérez Companc, Astra, Pluspetrol o Bidas.

A partir de 1985 y bajo el gobierno de Alfonsín, y ante la descapitalización de YPF, se produce otra vuelta de tuerca en dirección a la privatización. Sin modificar tampoco la LH, se sancionan los decretos 1443/85 y 623/87 que dieron origen al “Plan Houston”. Se introdujeron allí algunas diferencias a los Contratos de Riesgo anteriores y se convocó al capital privado con la apertura de áreas de exploración.

Bajo el gobierno de Menem, las leyes de emergencia económica y de reforma del estado, dictadas en 1989, completaron la apertura y en función de esas leyes se dictan los llamados decretos de “desregulación petrolera”: 1212/89, 1055/89, 1589/89 y 2411/91. Y se confeccionaron 140 áreas de exploración mediante el Decreto 2187/91 llamado Plan Argentina.

El resultado de la apertura en la fue notable, alcanzando rápidamente el autoabastecimiento y generándose saldos exportables como nunca antes había alcanzado la industria.

En 1992 se concretó un viejo anhelo de las provincias como era el obtener la devolución de la propiedad minera de los yacimientos hidrocarburíferos, ello se produce con la sanción de la Ley 24.145 también conocida como de privatización de YPF.

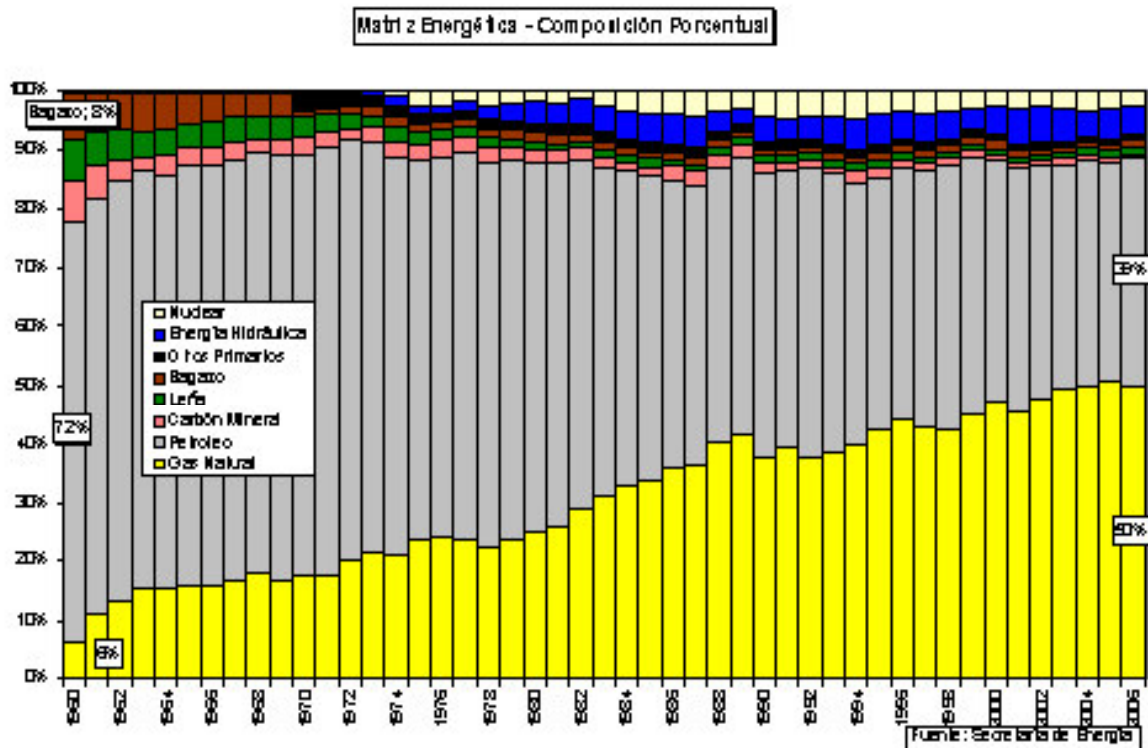
A partir de 1999 se produce un quiebre. Ni Repsol, ni Chevron mantendrían el nivel de inversiones de las empresas compradas. Como resultado, a partir de ese momento disminuiría la exploración y caerían las reservas.

El gobierno de Kirchner ha tomado medidas parciales intentando sobrellevar la crisis, aunque las mismas tuvieron un éxito dispar: Por medio de los decretos 180/2004 y 181/2004 se acordó con los principales productores de gas natural acordaron aumentar paulatinamente el valor del gas en boca de pozo fijando un sendero de incrementos hasta diciembre de 2006 para los grandes usuarios. Los grandes usuarios fueron redefinidos de modo de incluir a toda la industria, dejando sólo exceptuados a los clientes residenciales y pequeños comercios. Por medio de la Disposición 27/2004 de la Subsecretaría de Combustibles y la Resolución 659/2004 de la Secretaría de Energía restringieron las exportaciones, priorizando el abastecimiento del mercado interno. Y mediante la resolución 415/2004 se creó el Programa de Uso Racional de Energía, la misma tuvo limitados resultados, ya

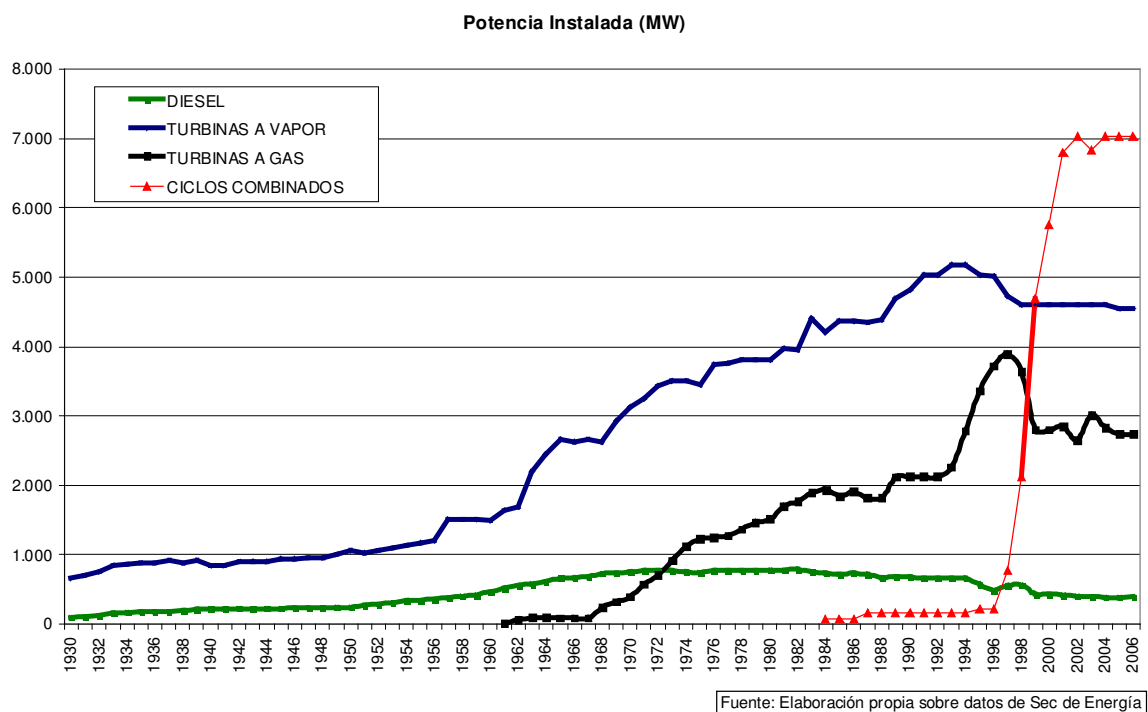
que al impedir el ajuste de las tarifas, las señales de mercado no favorecían el uso racional de la energía, sino, todo lo contrario.

El mercado de gas

Durante el invierno han quedado en claro las dificultades del mercado de gas, lo cual es especialmente preocupante ya que el mismo es el principal componente de la matriz energética. Como puede observarse desde 1960 a la fecha el gas ganó participación en el consumo local. Ello se debió básicamente a la intención de sustituir combustibles líquidos y de esta manera alcanzar el autoabastecimiento. Para lograr el incremento en la participación, de manera acertada, se establecieron precios relativos que incentivaron la conversión de la industria al gas.

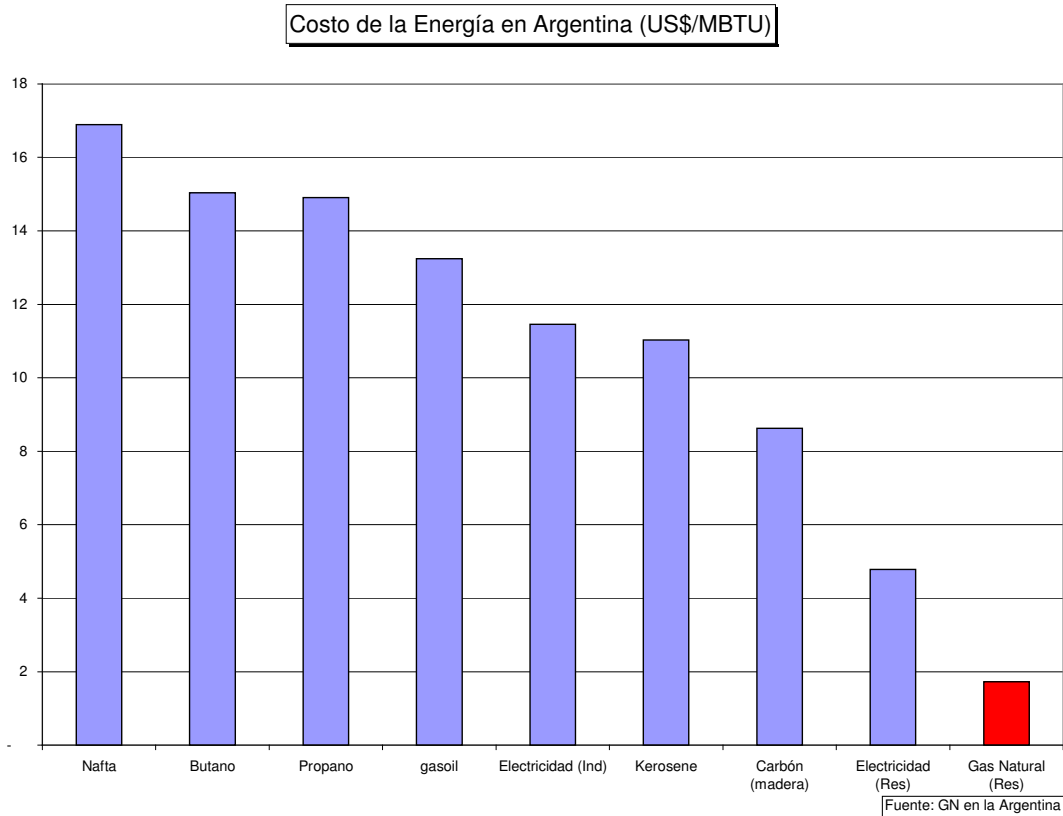


A partir de los noventa, con la reestructuración del mercado eléctrico y gasífero, se produce un salto en las inversiones en generación termoeléctrica. Las turbinas de gas y los ciclos combinados permitían acrecentar rápidamente la generación, y de esta manera se incrementó el consumo de gas por parte de la generación termoeléctrica, la cual explica aproximadamente un tercio de la demanda.



Luego de la crisis de 2001-2002, y la decisión de mantener congeladas las tarifas, mientras los precios internacionales se disparaban, han acrecentado las diferencias en los costos de las distintas fuentes de energía. Exacerbado el consumo del gas natural en reemplazo de los demás combustibles. Lo cual ha generado múltiples dificultades, restricciones al suministro y subsidios cruzados,

perjudicando a las familias carenciadas, sin acceso al gas por redes y a las empresas exportadoras de productos energo intensivos.



La Ley de Hidrocarburos

La Ley de Hidrocarburos (LH), vigente desde 1967, tiene su fundamento en la facultad constitucional del Congreso nacional (antes art. 67 inc. 11, hoy art.75 inc 12) para dictar los llamados códigos de fondo, entre ellos el de Minería. Por lo tanto, la LH es y seguirá siendo una ley básicamente minera y tendrá al Código de Minería como cuerpo supletorio de normas. Sin embargo, la LH vigente contiene

algunas pocas pero importantes normas sobre la comercialización de hidrocarburos, pensadas para casos excepcionales, pero que sirvieron para estatizar y regular en forma creciente y permanente, la refinación y la venta de combustibles.

Si bien fue sancionada por un gobierno económicamente liberal como el del Gral. Onganía, el carácter militar del mismo y las ideologías de la época hicieron que esta ley contuviera elementos de corte intervencionista y estatista que años más tarde se potenciarían para justificar políticas de total regulación y estatización del mercado de los hidrocarburos.

En efecto, la LH pudo ser utilizada para aplicar variadas políticas. Fue concebida para aplicar una política privatista que otorgó efectivamente permisos de exploración a muchas empresas privadas.

Muchas veces se ha insistido en la necesidad de una nueva LH , como lo estableció la ley 24.145 de privatización de YPF. El interés principal en aquel momento era la modificación de tres artículos que han servido para fundamentar todas las políticas regulatorias. Estos artículos son: 1) El Art. 3 que fija como objetivo de la política petrolera el autoabastecimiento del país y, simultáneamente, el mantenimiento de las reservas, 2) el Art. 6, que permite al Gobierno, en

circunstancias “excepcionales” (que frecuentemente se tomaron como la regla), fijar precios para el crudo, el gas natural y todos los productos derivados; prohibir las exportaciones y otras restricciones similares y 3) el Art. 7, que permite al Poder Ejecutivo regular las importaciones de acuerdo con los principios de los Artículos 3 y 6.

Curiosamente todas las políticas petroleras desde 1967 a la fecha, se hicieron sin modificar una coma de la LH incluyendo los decretos de desregulación petrolera antes citados (1212/89, 1055/89, 1589/89 y 2411/91), que remiten a la LH como piedra basal de la nueva política petrolera. Debido a las características absolutamente disimiles entre las políticas realizadas desde 1967 a la fecha es discutible la necesidad de reformar la ley de HC. Por otra parte, según afirman los juristas, la LH es técnicamente una excelente ley, bien redactada y con una filosofía básica alineada con las políticas imperantes hoy en el mundo. Otra ventaja importante, es que la LH es una ley vieja, aplicada por el Gobierno y conocida por la industria durante 40 años. Por ello, si se decide modificarla no debería hacerse más que en lo esencial, ya que lo relevante es la política que decide llevar a cabo, y este precisamente es un período de grandes desafíos.

La provincialización

La provincialización de los yacimientos implica que las funciones y atribuciones de la Autoridad de Aplicación de la LH que es hoy la Secretaría de Energía, se deberán transferir a cada una de las provincias en donde existan áreas a prospectar o yacimientos. Esta situación que ya estamos comenzando a padecer se anticipa como un escenario caótico en el cual cada provincia dicta normas reglamentarias propias en materia de condiciones para la exploración y explotación de hidrocarburos. Este escenario de normas y jurisdicciones atomizadas y superpuestas genera una muy mala señal para los inversores, especialmente los del exterior que buscan la seguridad jurídica en normas uniformes y estables e interlocutores bien definidos. Tampoco es favorable para los respectivos fiscos, ni para mejorar la transparencia. Cada provincia por separado tendrá mucho menor poder de negociación ante las grandes petroleras y la atomización de los interlocutores facilitará la firma de contratos a puertas cerradas como las extensiones de los contratos que ya se están empezando a producir.

Es por ello que resulta importante evitar que la provincialización, derive en la superposición de normas y atomización de jurisdicciones en materia petrolera. De allí que la idea de constituir un organismo federal que coordine el ejercicio de las facultades que revertirán a las provincias es positiva.

El Petróleo: Fuente de Recursos Públicos - Las Privatizaciones

En la década del 90, durante el proceso de privatizaciones, quedó en claro el valor del sector petrolero. Las primeras privatizaciones fueron justamente del sector, en octubre de 1990 se licitaron 28 áreas marginales por un monto en efectivo de 241 millones de dólares, al mes siguiente 9 áreas marginales por 16 millones en efectivo. Como anécdota, ese mismo mes se vendían Aerolíneas Argentinas, ENTEL Zona Norte y ENTEL Zona Sur aunque en esos casos sólo el 23% o 24% se abonó en efectivo.

Detalle de las Privatizaciones (Montos en millones de dólares)

Sector	INGRESOS FISCALES	EFFECTIVO	TITULOS DE DEUDA (VALOR EFECTIVO)	OTRAS FORMAS DE PAGO	TITULOS DE DEUDA (VALOR NOMINAL)
Total Privatizaciones	23.849	18.419	4.653	2.323	13.615
Derivados de petróleo y gas	116	116	-	-	-
Gas	2.950	1.553	1.397	-	3.116
Otros sector petrolero	146	146	-	-	-
Petróleo	9.297	8.419	878	-	1.271
Petroquímica	438	418	20	-	132
Total Petróleo y Gas	12.946	10.652	2.295	-	4.519
Participación del Petróleo y Gas	54%	58%	49%	0%	33%

Fuente: Elaboración propia sobre la base de DNCI.

Al finalizar el proceso de privatizaciones en 1999, la venta de YPF, Gas del Estado, las áreas centrales y marginales, las empresas petroquímicas y refinerías, tuvieron como contrapartida ingresos fiscales por 12.946 millones de dólares, un 54% de los ingresos por privatizaciones que alcanzaron 23.849 millones de

dólares¹. La participación del sector fue más alta en los ingresos en efectivo, ya que en este caso alcanzó al 58% del total.

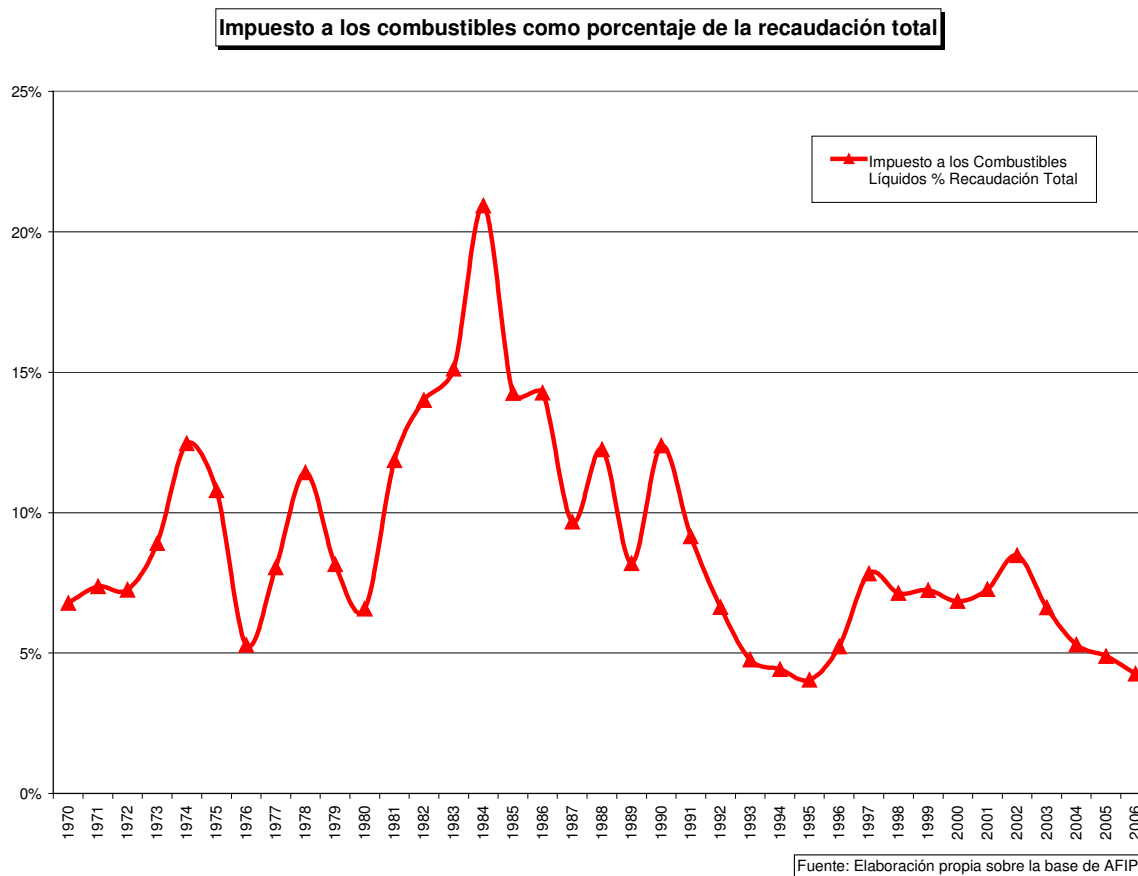
El Petróleo: Fuente de Recursos Públicos - Recursos Tributarios

El sector petrolero es y ha sido, una pieza fundamental como fuente de recursos tributarios, tanto a nivel Nacional como Provincial y Municipal². La existencia de hidrocarburos en el país ha permitido a lo largo del tiempo que los distintos gobiernos obtuvieran significativos recursos, siendo una fuente especialmente utilizada en los períodos de dificultades.

Durante la década del 80, caracterizada por la falta de financiamiento al gobierno y la dificultad de recaudar impuestos formales, lo cual derivaba en la emisión monetaria y el uso del impuesto inflacionario, el impuesto a los combustibles líquidos explicó el 12,7% de la recaudación total, alcanzando un pico del 20,9% en 1984.

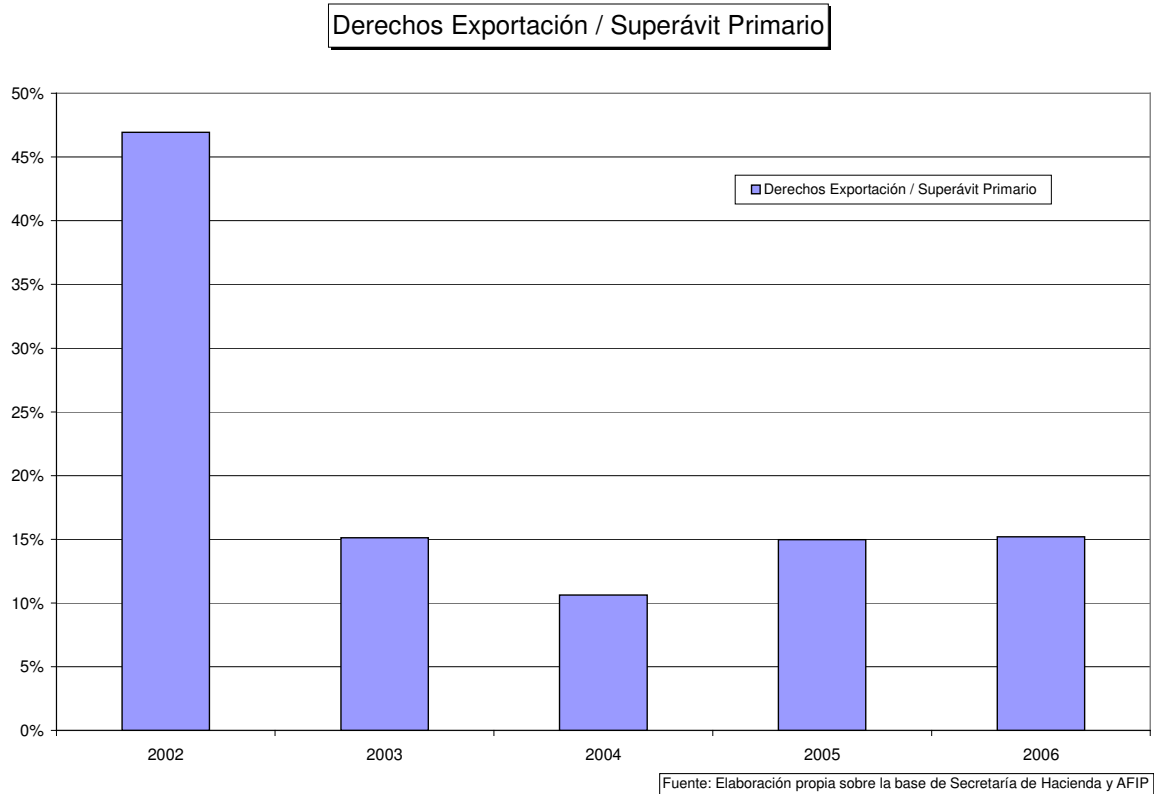
¹ Si se considera el valor nominal de los títulos rescatados con las privatizaciones y no el valor efectivo de dichos títulos, los ingresos por privatizaciones alcanzan a los 34.357 millones de dólares. Más detalles en el anexo.

² No se analizarán los ingresos tributarios, ni las tasas a nivel municipal debido a la carencia de información centralizada sobre los mismos.



Más recientemente en el tiempo, en el año 2002, el instrumento que adoptó el gobierno para apropiarse de recursos del sector fueron las retenciones a las exportaciones. En este caso: luego de 16 trimestres consecutivos de caída en el producto; sin ninguna posibilidad de financiamiento luego de haber entrado en default; con el sistema financiero quebrado; el fracaso del plan de recorte a los salarios públicos; y lo más grave: la sociedad al borde de la anarquía, eran pocos los sectores que podrían haber aportado recursos. Lo fueron los hidrocarburos por medio de las retenciones a las exportaciones, que en el año 2002 explicaron el 47% del superávit primario. Además en dicho año, como fue habitual durante las crisis, la participación del impuesto a los combustibles se incrementó del 7,3% al

8,5% de los impuestos totales, mostrando una tasa de crecimiento del 31,1% en el peor período de la historia económica argentina.



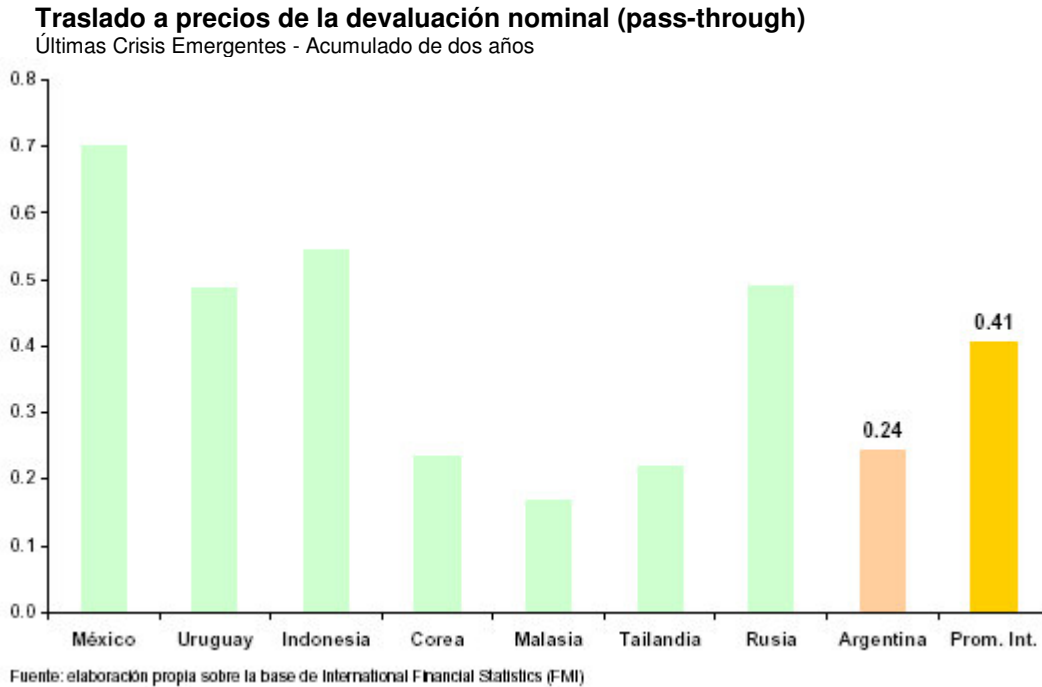
Apartándonos del análisis cuantitativo, se debe resaltar uno de los mayores aportes de los hidrocarburos a la economía nacional es la posibilidad que brinda para realizar políticas económicas. Es invaluable la posibilidad de contar con “grados de libertad” para actuar, y la posesión de hidrocarburos, en repetidas ocasiones a lo largo de la historia argentina ha demostrado que otorga grados de libertad para actuar y es una fuente de recursos que a la que el gobierno ha recurrido reiteradamente.

A partir de la crisis de 2002, el gobierno no sólo se apropió de recursos del sector petrolero por medio de tasas, impuestos y retenciones, sino que al fijar precios que difieren de los internacionales, generó multimillonarias transferencias de recursos del sector energético a los demás sectores de la economía: beneficiado al agro gracias a los precios subsidiados del gasoil, a la industria con los precios irreales del gas y la electricidad (ésta última explicada por el precio del gas y los subsidios a la importación de fuel oil) y a los consumidores finales gracias a las tarifas establecidas para el gas, la electricidad, la nafta, el GNC y el gas oil.

Estas transferencias de recursos, que fueron dispuestas por el gobierno nacional, fueron una pesada carga para los productores y una “bendición” para el resto de la sociedad, sin ir más lejos pensemos cuánto más duro hubiera sido para el conjunto de la sociedad salir de la crisis de 2002 si el país no hubiera tenido recursos hidrocarburíferos para brindarle recursos al gobierno y la sociedad vía impuestos y subsidios.

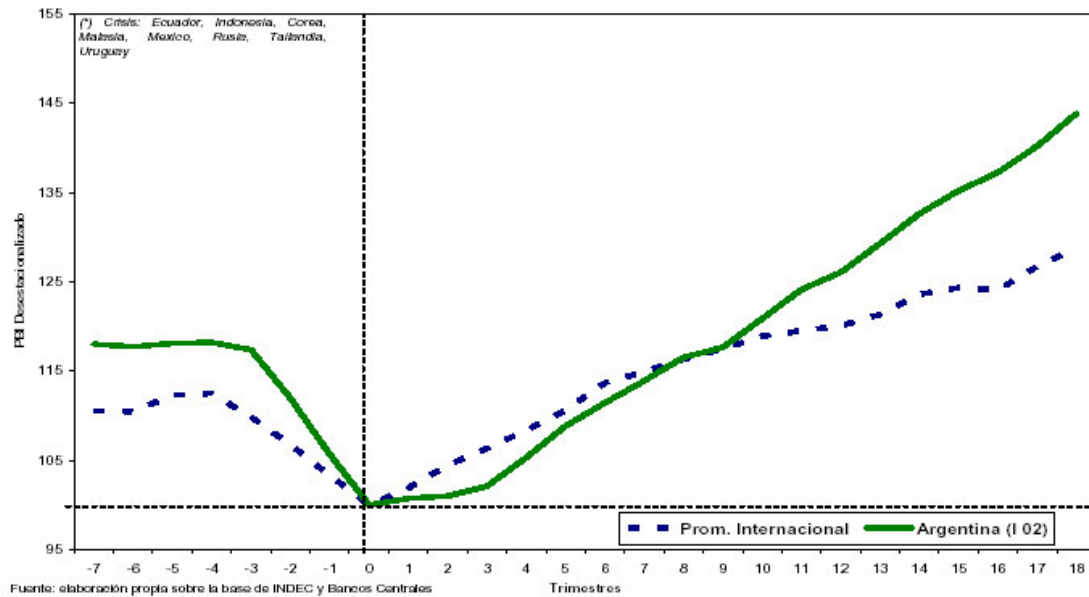
Repasando la historia reciente, crisis de 2001-2002 y la rápida recuperación, podemos decir que además de sus efectos sobre la solvencia fiscal y sobre el tipo de cambio real, las retenciones (y los acuerdos de precios) contribuyeron de manera indirecta a asegurar la gobernabilidad y la supervivencia del sistema democrático. La profunda recesión, el congelamiento de los depósitos y, luego, la suba de precios produjeron un dramático deterioro de la situación social y política del país. En un marco de alto desempleo (cercano al 25%) y de fuerte caída de los ingresos reales de los estratos de menores recursos, el incremento del gasto

público asistencial y el control de la inflación fueron esenciales para evitar disturbios sociales generalizados.



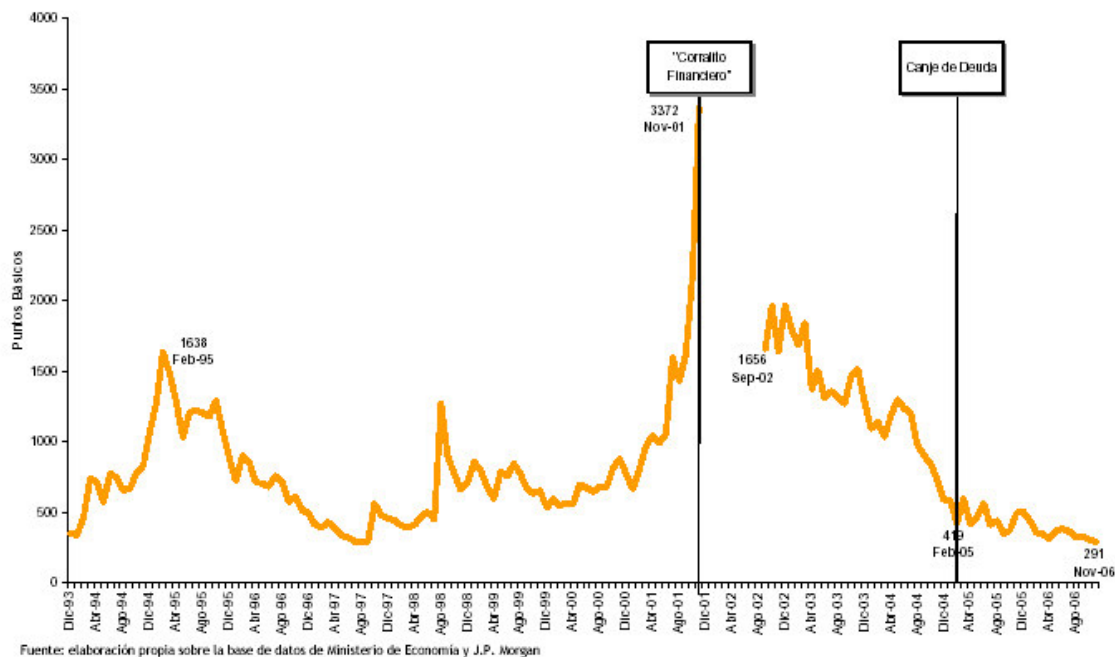
El mantenimiento de un tipo de cambio real competitivo, combinados con un contexto internacional favorable, explican que la economía argentina exhibiese una recuperación que se compara favorablemente con lo ocurrido en otros países que experimentaron recientemente crisis similares. Tal como puede apreciarse en el Gráfico, con relación al peor momento de la crisis, el PBI real argentino ha crecido 44% tras dieciocho trimestres (tercer trimestre de 2006), mientras que, en el promedio internacional, las mejoras respecto del punto de menor actividad económica en crisis macroeconómicas comparables recientes promediaron 29%.

La crisis argentina desde una perspectiva internacional



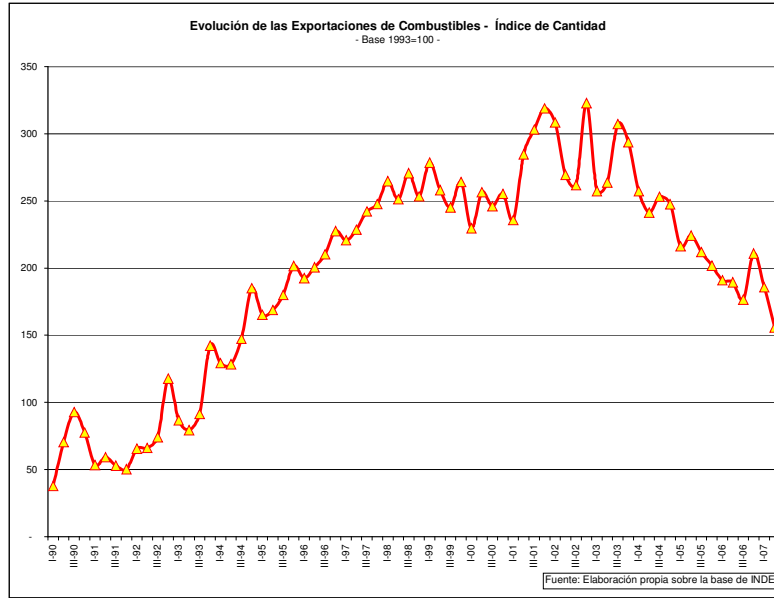
La magnitud de la recuperación económica argentina se puede advertir en la extraordinaria caída del riesgo soberano (la sobre-tasa de interés que paga un país en su acceso al crédito internacional). Como se observa en el gráfico, esta caída precedió a la reestructuración de la deuda en marzo de 2005, se profundizó una vez concluida ésta, y llegó a una convergencia a niveles históricamente bajos de riesgo soberano emergente.

Riesgo país argentino desde 1993



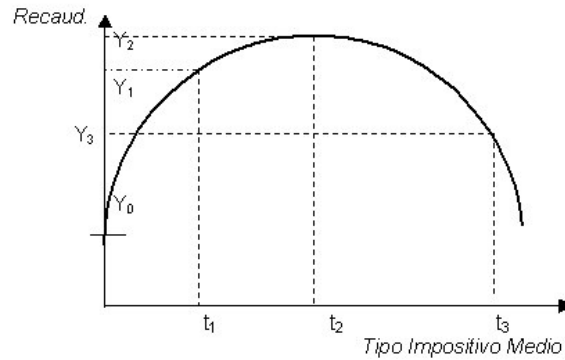
La rápida mejoría de la economía nacional tiene varias causas, el contexto internacional favorable, la medida del gobierno en los años 2002 y 2004, la estabilización del tipo de cambio y la contenida tasa de inflación, y el superávit fiscal. A todo esto contribuyó el sector petrolero, por medio de las retenciones y transferencias que cedió al resto de la sociedad.

Sin embargo, el gobierno ha abusado de esta posibilidad, y corre el riesgo de no tener qué gravar, lo cual se puede observar claramente analizando la evolución de las exportaciones de hidrocarburos.



De acuerdo a la “Curva de Laffer”³, existe una tasa que optimiza la recaudación tributaria, ya que por encima de la misma hay dos problemas: se incentiva la evasión y torna antieconómica la producción. Cada vez se ve más cercano el momento en el que el país deje de ser un exportador neto de petróleo y gas, y por lo tanto dejen de existir exportaciones sobre las cuales fijar retenciones.

³ Cuando el tipo impositivo es t_1 , la recaudación, será una cantidad positiva mayor que cero (Y_1). Si aumentamos el tipo, la recaudación seguirá creciendo hasta alcanzar un máximo en Y_2 . A partir de ese punto, cualquier intento del gobierno para elevar el tipo impositivo, se traducirá, paradójicamente, en un descenso de la cantidad recaudada. Nótese que para t_3 la recaudación ha caído hasta Y_3 . Si siguiésemos insistiendo en aumentar el tipo impositivo, llegaría un momento en que la recaudación fuese nula.

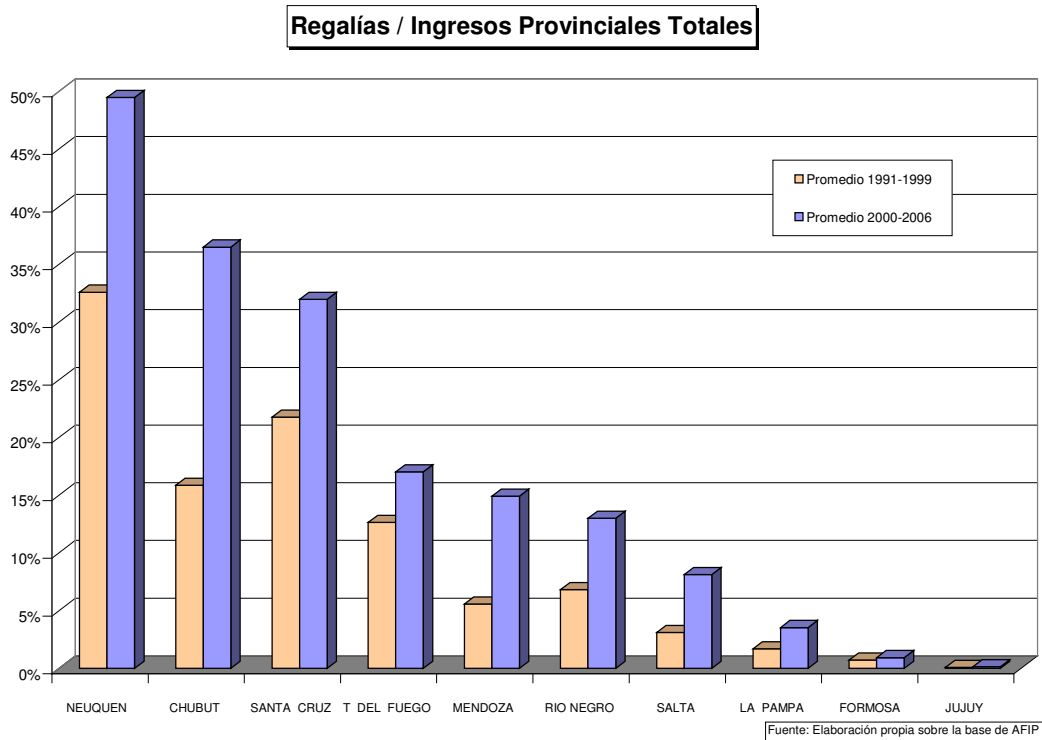


Las características de la explotación de hidrocarburos pueden inducir a los gobiernos a actuar de manera miope. Debido al largo proceso de maduración de los proyectos del sector y a la gran proporción de inversiones hundidas⁴ para el inversor es difícil defenderse de un cambio en las reglas de juego. Sin embargo, el constante cambio en las reglas de juego tendrá como consecuencia que los inversores exijan para sus proyectos una mayor tasa de rentabilidad, siendo en definitiva perjudicial para el gobierno y para la sociedad en general.

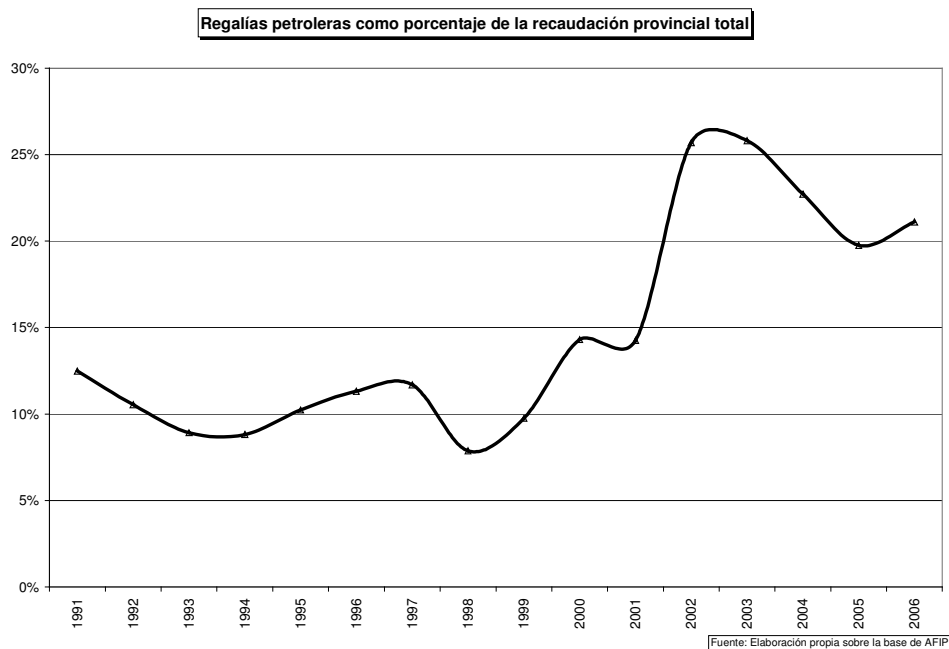
Recursos tributarios provinciales

Como hemos visto, para el gobierno nacional los hidrocarburos son una fuente de recursos de gran magnitud, mientras que las arcas de las provincias petroleras directamente se sostienen gracias a las regalías.

⁴ En economía se denominan inversiones hundidas a las inversiones que resulta imposible o altamente oneroso reorientar. Un gasoducto o un pozo constituyen inversiones hundidas en sentido físico y económico, pero, por ejemplo una refinería también constituye una inversión hundida en sentido económico.



En Neuquén, las regalías han llegado a superar el 50% de los Ingresos Provinciales, mientras que en Chubut y Santa Cruz superan el 30%. Además, como ya hemos analizado para el caso del gobierno nacional, esta participación se incrementa en los años más difíciles: mientras que en el año 2001 las regalías explicaban el 14,3% de los ingresos de todas las provincias con producción de hidrocarburos, en el año 2002 esa participación se incrementa al 25,7%.



Para el caso de las provincias petroleras podemos ilustrar con claridad lo que mencionábamos con respecto al país. Cuánto más costoso hubiera sido pasar el año 2002 y salir de las crisis si hubiéramos carecido de hidrocarburos. Durante el año 2002 cayeron las regalías en una sola provincia: La Pampa, la cual tiene una producción de hidrocarburos marginal. Lo interesante es observar lo que sucedió en todas las demás provincias, en las cuales se observaron incrementos en las regalías cobradas que oscilaron entre el 66 y el 210 por ciento. Esto permitió que en muchos de los casos las administraciones provinciales pudieran sobrellevar la significativa baja en el resto de sus ingresos gracias a las regalías. En Tierra del Fuego, por ejemplo, la caída del 8% en el resto de los ingresos fue más que compensada por el incremento del 84% en las regalías. Lo mismo sucedió en Mendoza, donde pese a que el resto de los ingresos cayó en un 6% el gobierno contó con 10% más de recursos gracias al incremento de las regalías del 175%.

	Variación Porcentual de Ingresos sin Regalías	Variación Porcentual de Regalías	Variación Porcentual de Ingresos
SALTA	-33%	80%	-27%
TIERRA DEL FUEGO	-8%	84%	4%
MENDOZA	-6%	175%	10%
FORMOSA	-2%	102%	-2%
RIO NEGRO	-1%	92%	8%
JUJUY	3%	122%	3%
CHUBUT	8%	210%	51%
NEUQUEN	11%	84%	42%
SANTA CRUZ	14%	66%	27%
LA PAMPA	26%	-2%	25%

Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Hacienda

El petróleo y las economías regionales

Cuantificar el peso de los hidrocarburos en las economías regionales es una tarea compleja si se desean utilizar las fuentes estadísticas oficiales⁵. Lamentablemente, en el ámbito oficial no existen series cronológicas de la evolución del Producto Interno Bruto Provincial, el INDEC sólo dispone de una estimación del Valor Agregado Bruto por jurisdicción y actividad económica para el año 1993, pero esta estimación tiene menos desagregados que la Matriz Insumo Producto, además de que ésta última se realizó para el año 1997. Por otro lado, las series habitualmente utilizadas para cuantificar el PIB Provincial, realizadas por el Consejo Federal de Inversiones, difieren de las metodologías de estimación realizadas por el Ministerio de Economía. Por consiguiente, la cuantificación del

⁵ Desgraciadamente hoy todas las estadísticas oficiales son cuestionadas por no reflejar la realidad. Ello dificulta o directamente impide realizar análisis históricos, un proyecciones o estimar un flujo de caja.

peso del sector petrolero en las economías provinciales, debe hacerse mediante métodos indirectos o mediante información de carácter parcial.

La primer forma de hacerlo es la analizada previamente, midiendo el peso de las regalías en los ingresos provinciales. Como ya se mencionó, en Neuquén las regalías constituyen cerca del 50% de los Ingresos Provinciales, mientras que en Chubut y Santa Cruz superan el 30%. En Tierra del Fuego superan el 15% y en Mendoza y Río Negro superan el 10%.

Otra manera de estimar la participación sectorial, fue analizando la apertura del Valor Agregado Bruto por jurisdicción y actividad económica, con los datos de la Dirección Nacional de Cuentas Nacionales para 1993, único año con el que se cuenta con la apertura por provincia y actividad. Allí se puede observar que había dos provincias en las que la extracción de hidrocarburos era la principal actividad: Santa Cruz y Neuquén (con 31% y 32% de participación en el Valor Agregado Bruto respectivamente) y en Chubut alcanzaba una participación del 13%, levemente inferior al 14% de participación que tenían tanto el Comercio como la Industria Manufacturera. En Tierra del Fuego, el VAB alcanzaba el 13%, sólo superado por Industria Manufacturera⁶.

⁶ Pero mientras la producción manufacturera en Tierra del Fuego genera altos costos fiscales y sociales (vía Ley 19.640), los cuales según el diputado Lamberto "le costaron a la Argentina 10.000 millones de dólares" en enclaves como Comodoro Rivadavia y Caleta Olivia se han desarrollado una extensa red de empresas proveedoras de servicios a la industria petrolera, las cuales han logrado alcanzar tecnologías de punta compitiendo internacionalmente. Otra vez queda claro la inconveniencia de distorsionar los mercados.

Sin embargo, los porcentajes de participación en el VAB, estos ocultan una participación mucho mayor del sector hidrocarburos, por varios motivos. Primero, porque la limitada desagregación sectorial impide asignar al sector petrolero la Refinación de Petróleo (incluido dentro de Industria Manufacturera) y el Suministro de Gas y el Transporte por Tuberías (incluidos dentro de Otros Servicios). Segundo, porque la extracción de hidrocarburos es altamente demandante de insumos y servicios. Como veremos a continuación en el estudio de la Matriz Insumo Producto, por cada puesto adicional que se crea en el sector de extracción de hidrocarburos, en el conjunto de la economía se crean más de tres puestos adicionales (3,25). Por lo tanto sería disparatado pensar que la Industria Manufacturera explicara 14% del valor agregado en la provincia de Chubut si no fuera por la necesidad de proveer de insumos a la producción petrolera del Golfo San Jorge.

Participación en el Valor Agregado Bruto por jurisdicción y actividad económica
Único año disponible: 1993

	Explotaciones petroleras y mineras	Industria Manufacturera	Agricultura y Pesca	Comercio	Resto de Servicios	Total Provincial
Neuquén	32%	4%	2%	10%	51%	100%
Santa Cruz	31%	4%	9%	9%	48%	100%
Tierra del Fuego	16%	23%	3%	12%	45%	100%
Chubut	13%	14%	5%	14%	53%	100%
Salta	2%	11%	12%	17%	58%	100%
Mendoza	2%	23%	12%	13%	50%	100%
Jujuy	1%	14%	8%	15%	61%	100%
La Pampa	1%	6%	21%	13%	59%	100%
Formosa	0%	7%	13%	12%	68%	100%
Total Nacional	2%	20%	5%	15%	58%	100%

Elaboración Propia en base a Dirección Nacional de Cuentas Nacionales. INDEC

Por último, es interesante destacar “el federalismo” de las áreas petroleras, la ubicación de las cuencas, en los extremos del país ha contribuido al desarrollo regional, formando enclaves como Comodoro Rivadavia, Caleta Olivia, Las Heras, Plaza Huincul, Cutral Co o Rincón de los Sauces. Y en sentido más amplio Bahía Blanca gracias al Polo Petroquímico o la ciudad de Campana, tan dependiente de la refinería y de Siderca, proveedora de la industria petrolera.

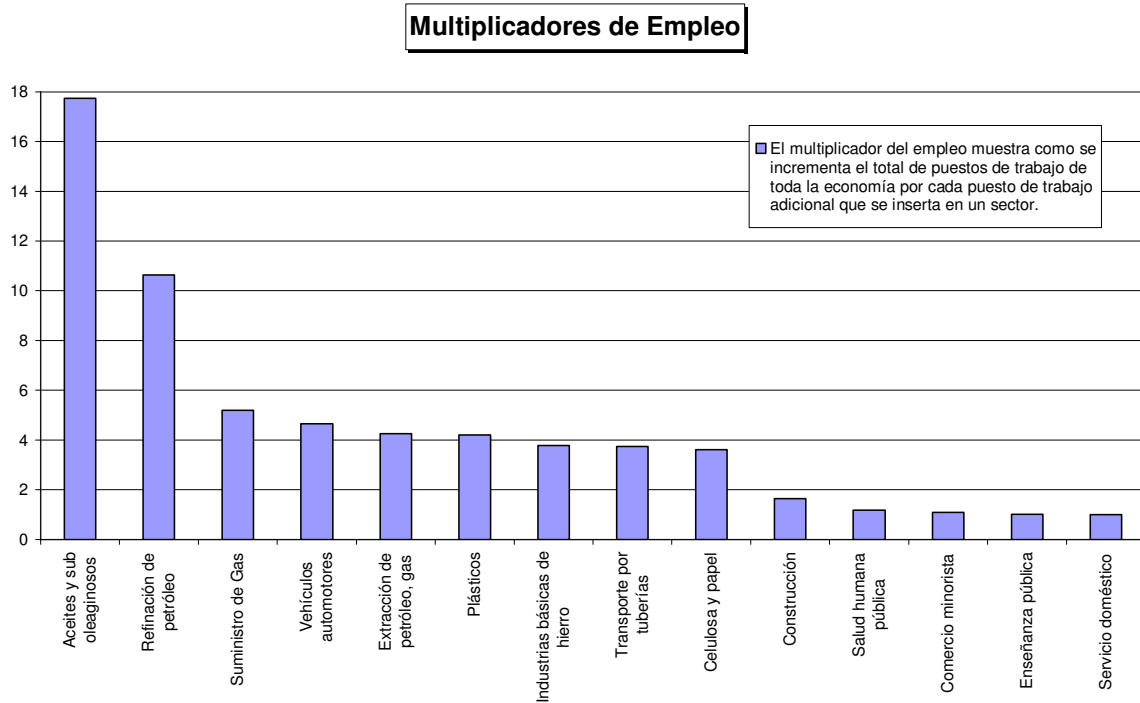
Los hidrocarburos en la Matriz Insumo Producto (MIP)

La MIP es un registro ordenado de las transacciones entre los sectores productivos orientadas a la satisfacción de bienes para la demanda final, así como de bienes intermedios que se compran y venden entre sí. De esta manera se puede ilustrar la interrelación entre los diversos sectores productivos y los impactos directos e indirectos que tiene sobre estos un incremento en la demanda final. Así, la MIP permite cuantificar el incremento de la producción o el empleo de todos los sectores, derivado del aumento de uno de ellos en particular.

La última estimación de la Matriz Insumo Producto para la Argentina es de 1997. Es especialmente interesante analizar los resultados de la Matriz de Requerimientos Directos e Indirectos y Multiplicadores de Empleo. Por medio de esta matriz se puede determinar el efecto en el resto de la economía de la creación de un puesto de trabajo adicional en determinado sector.

Es sabido que la extracción de petróleo y gas es una actividad capital intensiva, y por lo tanto, es un sector en el que se requieren relativamente pocos puestos de trabajo. Pero lo interesante es que la relación causa - efecto se puede invertir y la afirmación sigue siendo válida. La afirmación es la siguiente: como la extracción de petróleo y gas es una actividad capital intensiva, en caso de incrementarse la cantidad de puestos de trabajo en el sector, su efecto en la economía y en la cantidad total de puestos de trabajo creados se ve multiplicado.

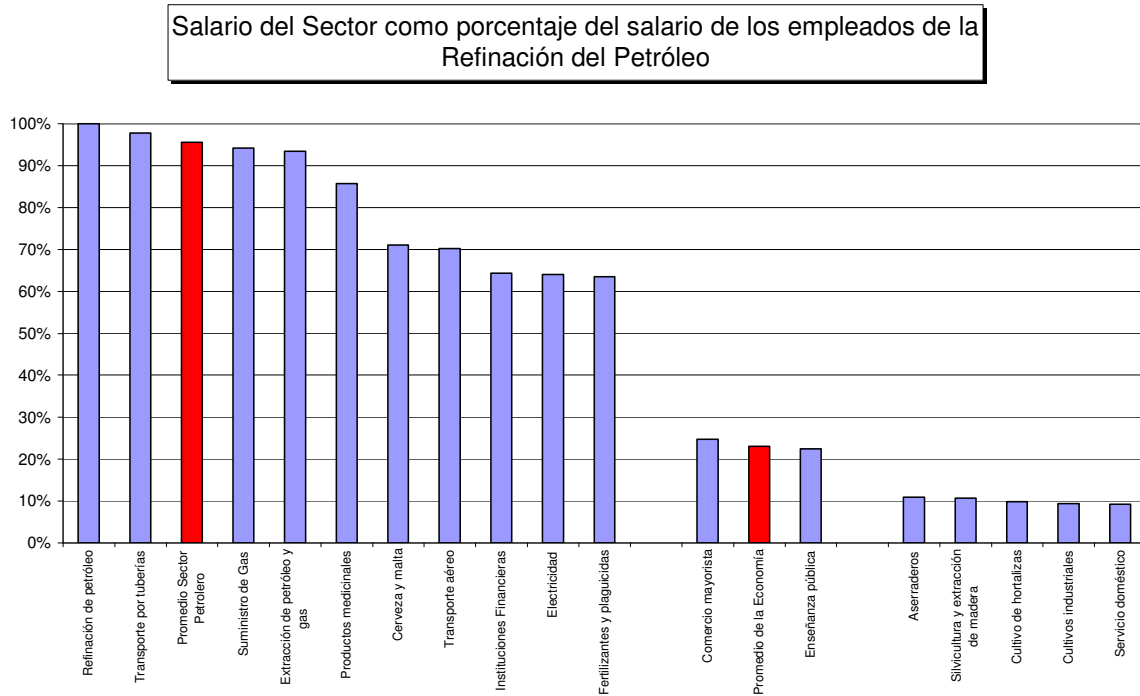
La MIP indica que el multiplicador del empleo en la Extracción de Petróleo y Gas es de 4,24. Lo cual significa que si se demanda 1 nuevo puesto de trabajo en el sector, el efecto en el conjunto de la economía será la creación de 4,24 nuevos puestos (1 en el sector y 3,24 en el resto de la economía). Lo extraordinario es que (como veremos en detalle más adelante) de acuerdo al Sistema Integrado de Jubilaciones y Pensiones (SIJP), la cantidad de empleos en el Sector Extracción de Petróleo y Gas se incrementó entre el tercer trimestre de 1994 y el segundo de 2007 en 13.154 puestos, los que de acuerdo a lo que indica la MIP deberían haber creado 55.840 puestos de trabajo nuevos en la economía.



Fuente: Elaboración propia en base a MIP 1997.

También, al analizar la matriz de Generación de Ingreso y Puestos de Trabajo, se puede verificar los resultados que arroja el Sistema Integrado de Jubilaciones y Pensiones, los salarios del sector Extracción de Petróleo y Gas cuadruplican al promedio de la economía. Pero, más interesante aún es que de los 124 sectores en los que se dividió la economía para realizar la Matriz Insumo Producto, los cuatro sectores con mayor promedio de salarios son los cuatro pertenecientes al Sector Petrolero: primero Refinación de petróleo, segundo Transporte por tuberías, tercero Suministro de gas y cuarto Extracción de petróleo y gas, quedando el quinto lugar para productos medicinales.

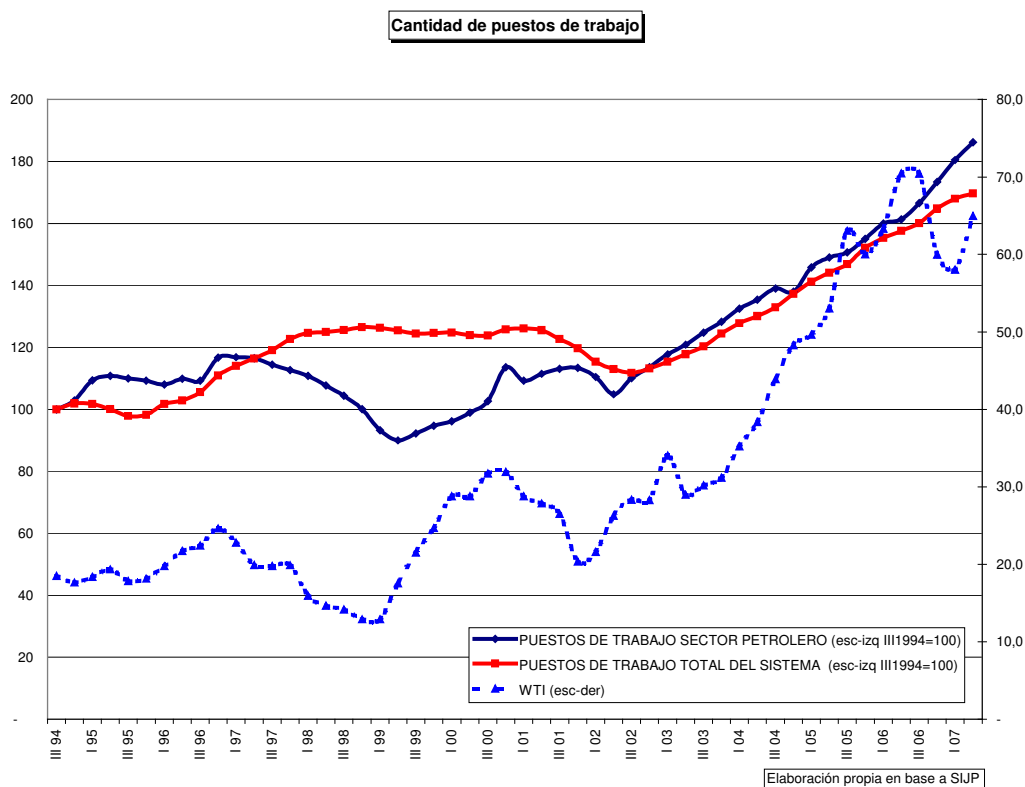
Definitivamente, los trabajadores del sector son privilegiados y los beneficios de la explotación petrolera se difunden al resto de la economía.



El sector petrolero afecta fuertemente en las economías regionales no sólo por su importancia como creadora de puestos de trabajo, sino también por el nivel de los salarios involucrados.

Los datos disponibles del Sistema Integrado de Jubilaciones y Pensiones, disponibles desde la modificación del régimen provisional, el tercer trimestre de 1994, corroboran los resultados de la MIP, los salarios del sector cuadruplican a los del promedio de la economía.

Puede observarse, que la evolución de los puestos de trabajo en el sector petrolero a partir de 1994 ha seguido una tendencia comparable a la del total del sistema (mostrando una tasa de incremento del 4.90% anual contra 4.15% del total del sistema) aunque parecería que la variable explicativa es la evolución del precio del petróleo.

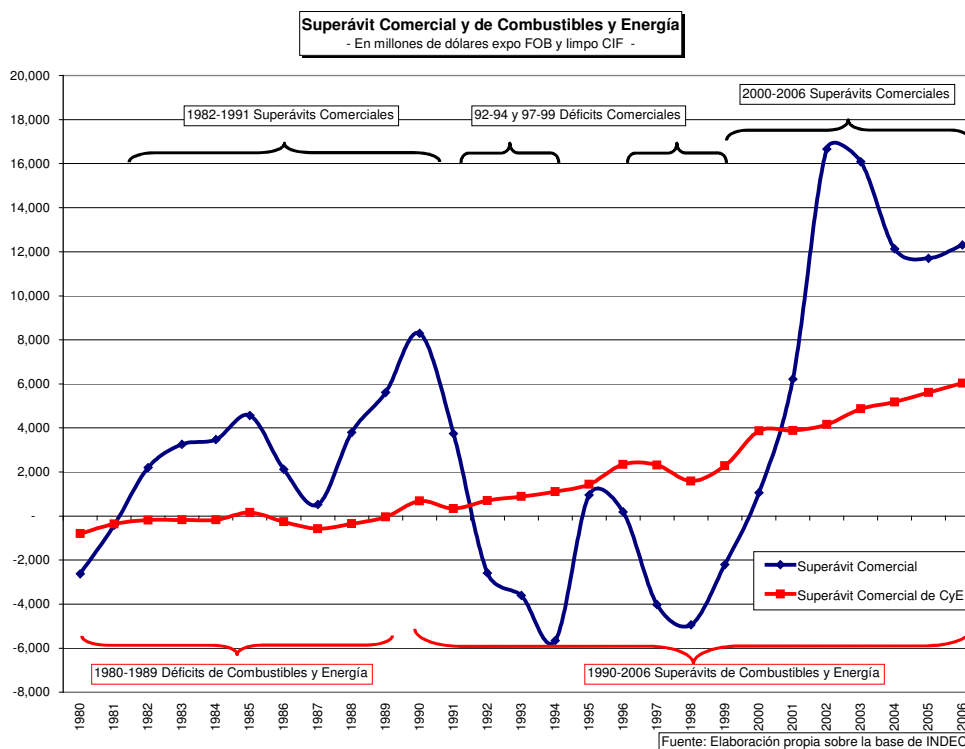


En 1997 y 1998 se produce una brusca caída de los precios del petróleo, el WTI cae el 55%⁷ entre diciembre de 1996 y diciembre de 1998, esto afectó a la cantidad de empleados del sector, reduciéndose en un 20%. A partir de diciembre

del 2001 con el rápido incremento del precio del barril, se incrementa también la cantidad de empleados (+60% desde fin del 2001).

Sector Externo - La balanza comercial y la sustitución de importaciones

Las exportaciones de combustibles, a partir de los años 90 han mostrado un notable dinamismo. Luego de alcanzarse la autosuficiencia se lograron producir significativos saldos exportables, más recientemente, a partir de 1998 cuando comienzan a decaer la producción y los saldos exportables, se produce el alza internacional de precios. Esta es tan significativa que los montos exportados se incrementan pese a la disminución de las cantidades transadas.



⁷ Los precios cayeron aún más en la cuenca del golfo, por ser crudos pesados tienen un menor rendimiento en destilados livianos y por lo tanto su costo relativo de transporte es mayor.

En el gráfico se puede observar la volatilidad de la economía argentina reflejada en las oscilaciones del comercio exterior. Mientras que en los 80 y a partir del 2000 se pudieron exhibir superávits comerciales, en los noventa hubo fuertes déficits comerciales. En materia de comercio de combustibles y energía, tal cual la apertura del INDEC, se puede observar que desde el 90 existieron superávits.

El monto de los excedentes en el comercio exterior de combustibles es tan significativo que permite explicar el 50% de los superávits acumulados desde 1980 a la fecha y el 71% de los producidos desde 1990

	Superávit Comercial (mill US\$)	Superávit Comercial de CyE (mill US\$)
1980-1989	22,525	-2,726
1990-1999	-9,816	13,691
2000-2006	76,169	33,586
Total	88,877	44,551

Fuente: Elaboración propia sobre la base de INDEC

Sin embargo, la verdadera dimensión del efecto sobre el comercio exterior de la producción de hidrocarburos debe analizarse por medio de la producción total y la sustitución de importaciones que permitió realizar.

En el anexo, se muestra el cuadro por medio del cual se estima el valor de la producción petrolera nacional y el costo que hubiera requerido su nacionalización.

Debido a la carencia de toda la información, el análisis se realiza para el período comprendido entre 1950 y 2006. El resultado al que se llega es que en ese período la producción tuvo un valor acumulado de 317.000 millones de dólares. A esto se llega multiplicando la producción nacional por el precio del WTI y ajustándolo por el índice de precios al consumidor de Estado Unidos. Además de ello, de no contar con producción local se deberían haber pagado fletes y seguros de importación por un valor de 28.000. El valor de la producción y los fletes ahorrados más que duplican la deuda externa Argentina

Sector Externo - La Inversión Extranjera Directa (IED)⁸

En Argentina hay una larga historia de empresas petroleras de capital extranjero. Pero es a partir de los noventa en que las empresas de IED adquieren la preponderancia absoluta en la extracción de crudo y gas, ya que 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 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-

⁸ De acuerdo al Manual de Balanza de Pagos del FMI, las transacciones financieras entre residentes y no residentes se clasifican en cuatro categorías: inversión directa, inversión de cartera, otras inversiones y activos de reserva. La inversión directa es la categoría de inversión internacional que refleja el objetivo, por parte de una entidad residente de una economía de obtener una participación duradera en una empresa residente de otra economía. La inversión directa comprende no sólo la transacción inicial que establece la relación entre el inversor y la empresa sino también todas las transacciones que tengan lugar posteriormente entre ellos.

ASTRA, Amoco-Bridas formando Pan American Energy⁹, la toma de control de YPF por parte de Repsol¹⁰, Chevron-San Jorge, y por último en el año 2002 Petrobras-Pecom.

El predominio de las empresas de IED tiene marcados efectos en los flujos y obviamente en la renta. El sector pasa a ser un ejemplo en el cual, debido a que no quedan empresas de relevancia en manos de residentes, para adquirir una empresa petrolera se debe acordar la transacción con una firma extranjera, ya que los pocos casos de empresas de envergadura que pertenecen a capitales argentinos se han reorganizado de manera tal que también son empresas de IED¹¹.

Es por ello que el importante movimiento de fusiones y adquisiciones que ha habido en el sector en los últimos años no se registra como transacción en el balance de pagos, o sea no se registra como de IED, ya que son transacciones entre dos empresas no residentes, y por lo tanto no hay un ingreso de IED ya que simultáneamente un Inversor Extranjero compra y otro Inversor Extranjero vende siendo la suma cero. Esta es una de las causas de la disminución de los flujos de IED hacia la Argentina, ya que desde el año 2002 se han realizado cuatro operaciones de gran magnitud: Petrobras-Pecom, OXY-Vintage (2005), Apache-

⁹ (En 1997, Amoco y Bidas fusionan sus activos en América del Sur, formando Pan American Energy, Pan American Fuegoína, Pan American Sur y Pan American Continental. De las cuales Bidas posee el 40% y el 60% restante Amoco y, desde 1998, British Petroleum-BP),

¹⁰ 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%.

Pioneer (2006) y Apache-PAF (2006), las cuales suman un monto superior a los US\$ 3 700 millones. Sin embargo, solo la primera operación, realizada en el 2002 fue entre un residente y un no residente, y por lo tanto fue registrada en el balance de pagos, las tres restantes se realizaron entre no residentes.

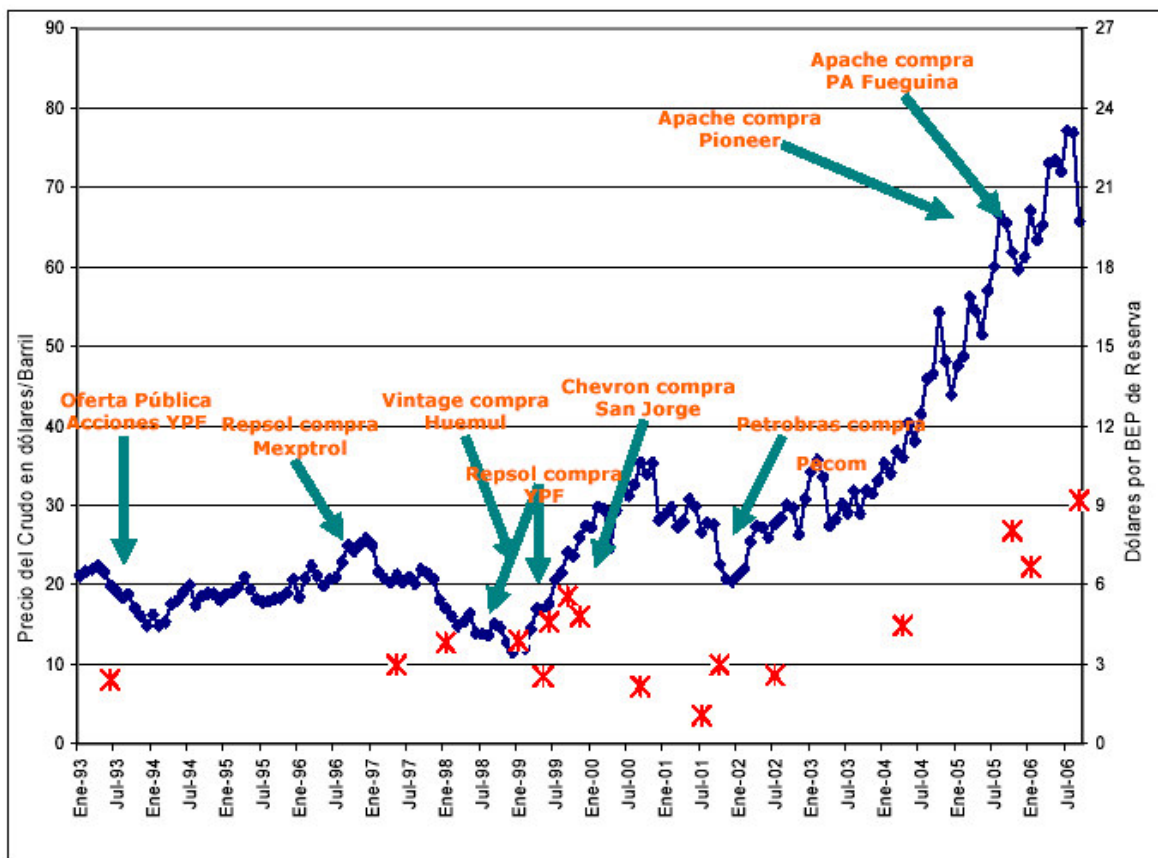
Compraventas de Empresas desde el 2002 al 2006					
Montos en millones de dólares					
	Residente vende a no Residente	Operación entre no residentes	Residente compra a no Residente	Valor Absoluto de las Transacciones	Monto Registrado
AByT	101	2,263	-57	2,422	44
Cemento	648			648	648
Comercio	21	315		336	21
Comunicaciones	67	194	-	260	67
EGyA	100	115	-209	424	-109
Metales	634	-		634	634
Minería	-	1,269		1,269	-
Petróleo	1,157	2,918	-6	4,082	1,151
Otros	326	238	-60	623	266
TOTAL	3,054	7,311	-333	10,698	2,721

Elaboración propia en base a DNCI INDEC

En el siguiente gráfico se puede observar las principales operaciones de compra-venta de reservas, el valor del crudo y la valorización de las reservas. Es interesante resaltar que las últimas transacciones se han realizado con una alta valorización de reservas comprobadas, lo que indica que las empresas compradoras tienen buenas expectativas respecto de la evolución futura de la actividad.

¹¹ Como el caso de Bidas que controla un 40% de PAE LLC con sede en USA o Tecpetrol, controlada por Tecpetrol Internacional SL, con sede en España.

COMPRA Y VENTAS DE RESERVAS Y PRECIO DEL CRUDO



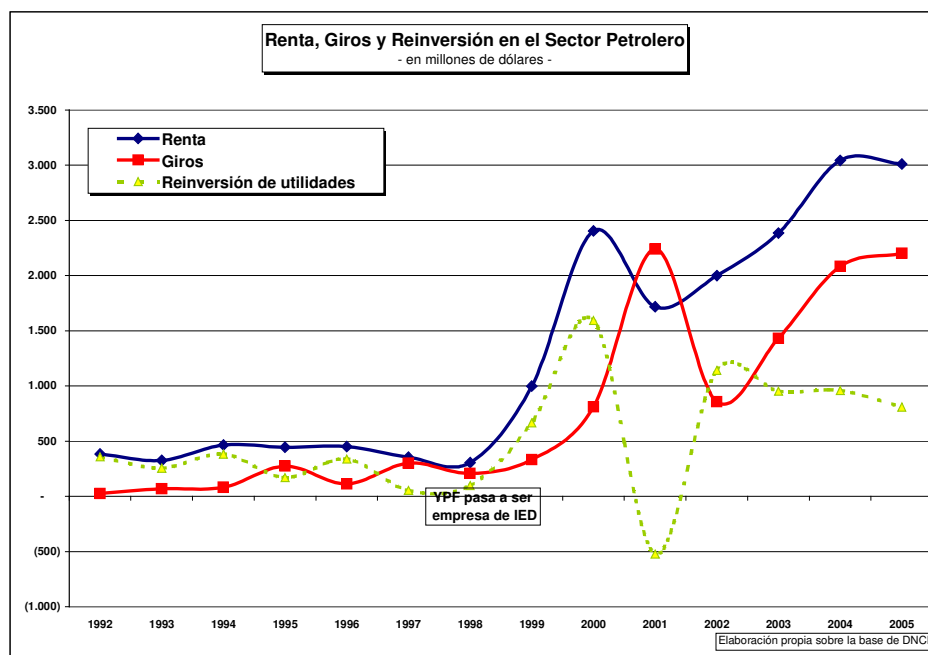
¿Cuál ha sido la importancia de la IED como fuente de financiamiento internacional?

Principalmente durante la década del 90 la IED, como categoría de la Cuenta Financiera del Balance de Pagos, representó una parte importante del financiamiento externo de la economía argentina. El contexto internacional prevaeciente¹² y las reformas introducidas en la economía sustentaron la fuerte corriente de financiamiento bajo la forma de IED, que alcanzaron al 2.1% del PIB entre 1992-1998, con un pico del 8.5% en 1999 correspondiendo al sector

petrolero el 74% de los flujos de IED durante dicho año y el 34% entre 1992 y 2004. Otra forma de cuantificar la magnitud de los flujos de IED al sector petrolero durante la década del 90 es compararlos con el déficit comercial, los ingresos del flujos al sector petrolero entre 1992 y 1999 (22.272 mill. US\$) permitieron financiar el déficit comercial de dicho período (-21.851 mill. US\$).

Flujos de IED	1992-1994	1995-1996	1997-1998	1999-2000	2001-2002	2003-2004	1992-2004
IED Total (millones de dólares)	10.862	12.560	16.453	34.404	4.315	5.926	84.520
Sector Petróleo	18,4%	11,8%	8,6%	59,6%	41,5%	30,3%	34,3%
Demás Sectores (incluye trans. y dist. de gas)	81,6%	88,2%	91,4%	40,4%	58,5%	69,7%	65,7%

La relevancia del sector petrolero dentro de la IED puede graficarse al analizar su participación en la renta total. Para lo cual es conveniente examinar antes y después de 1999.



¹² El comportamiento de los flujos de IED hacia la economía argentina: fuerte incremento en los 90 y marcada desaceleración posterior, no escapa a la tendencia de estos flujos a escala mundial, aunque en nuestro país se presenta de manera mucho más acentuada.

Durante el año 1999 Repsol tomó el control de la petrolera YPF, lo cual significó que la renta del sector saltara de 400 millones de dólares por año entre 1992 y 1998 a 2.500 millones entre el 2000 y el 2006 (dependiendo en gran medida de la evolución del precio del barril). El resto de los sectores evoluciona de acuerdo a la situación económica del país mientras que hasta el año 1998 la renta de este conjunto mostraba una tendencia creciente, a partir del año 1999 se derrumba, cerrando el año 2002 con pérdidas por 1.900 millones, para luego recuperarse con el nuevo ciclo de crecimiento económico.

Desarrollos tecnológicos de la industria

El sector petrolero Argentino cuenta con numerosos hitos, algunos de los cuales fueron considerados récords mundiales. En esta sección se describirá brevemente casos puntuales que son ejemplos a seguir: grandes obras, desarrollos tecnológicos, aplicaciones de tecnologías de punta o la firme decisión de realizar inversiones de riesgo. Este breve muestreo de carácter cualitativo, intenta reflejar la difusión de los avances al resto de la economía.

El gasoducto Comodoro Rivadavia - Buenos Aires

En diciembre de 1949 finaliza la construcción del gasoducto que unió Comodoro Rivadavia con Buenos Aires, las cuales se habían iniciado en febrero de 1947. En

dos años y medio se construye el gasoducto que, se publicitaba como el más largo del mundo, 1.605 kilómetros de longitud¹³.

Esta obra, fue una proeza tecnológica para la época y permitiría sentar las bases de la utilización del gas natural. Gracias a estos 58 años de inversiones y desarrollo de las redes de transporte y distribución, hoy la Argentina junto a Holanda y Rusia son los países con mayor participación del gas natural en la matriz energética. Lograr que el gas incremente su participación fue un desafío histórico para los planificadores, y no fue fácil ni rápido lograrlo. Hace 25 años atrás, para el aniversario de los 75 años del descubrimiento, el entonces Secretario de Energía, Alieto Guadagni, convocaba a disertar sobre la contribución del gas al desarrollo y la manera de incrementar su participación en la matriz energética.

Son necesarias inversiones de magnitud para la localización de reservas, para el transporte troncal, para las redes de distribución y para la reconversión de la industria al gas. Por lo tanto es riesgoso dar el primer paso (como podría afirmarse que sucedió con el gasoducto Bolivia - San Pablo postergado por años hasta que Petrobras decidiera emprender la obra), pero una vez que se han dado los primeros pasos, debido a las características de monopolio natural, los costos marginales decrecientes hacen cada vez más rentable los sucesivos incrementos en los volúmenes.

¹³ El Ingeniero Canessa, promotor de esta obra, sin embargo mencionaba que “Estados Unidos cuenta con más de 300.000 kilómetros de gasoductos, algunos de los cuales superan los

Gracias a esta obra se realizó la conversión del consumo del gas manufacturado por el consumo de gas natural. De esta manera se evitó la importación del carbón para fabricar el gas manufacturado. Y se tornaron obsoletas las usinas de elaboración y los gasómetros.

Es interesante destacar las razones que el Ingeniero Canessa menciona para fundamentar la conveniencia de la ejecución de la obra.

1. “Realizar una notable economía de combustibles en el país, al disponer de gas para satisfacer sus necesidades de calor la mayor parte de la población.”
2. “Poner en movimiento ingentes reservas energéticas, actualmente no aprovechadas, propendiendo a la independencia del país en materia de disponibilidad de combustibles.”
3. “Acrecentar el bienestar de la población, al poner al alcance de la mayoría de sus habitantes, el más preciado de los combustibles domésticos, a precios reducidos.”

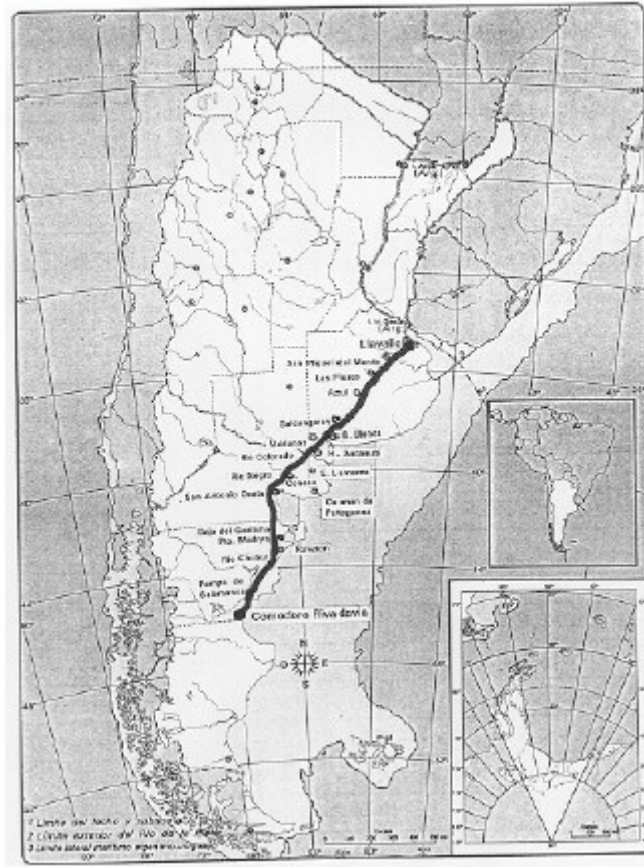
También menciona la necesidad de construir un gasoducto capaz de transportar la cantidad de gas necesaria para cubrir en primer término las necesidades domésticas y en caso de tener remanentes consumos industriales. Por último resulta sorprendente cuando afirma que “Felizmente, la Argentina se halla entre las contadas naciones que poseen esa riqueza natural; ocupa el tercer lugar

2.200 kilómetros”.

después de Estados Unidos y Rusia, en cuanto a disponibilidades de gas se refiere.”

A continuación agrega: “En los numerosos yacimientos del país, entre los más importantes el de Comodoro Rivadavia, Caleta Olivia, Plaza Huinca, Mendoza y Salta, ha podido determinarse con relativa exactitud que las reservas de gas natural existentes y comprobadas alcanzan a una cifra total superior a los 14.000 millones de metros cúbicos.”

Recorrido del Gasoducto



Pese a que lamentablemente hoy sabemos que nuestras reservas distan de ser de las mayores del mundo, la obra promovida por Canessa, sentó las bases de una exitosa industria que permitió mejorar los estándares de vida de la población y fue un insumo estratégico para la industria nacional.

El laboratorio de YPF

De acuerdo a información que brinda Repsol YPF, en 1942 fue inaugurado el primer Centro de Tecnología de YPF en Florencio Varela, el cual llegó a tener 500 profesionales y técnicos dedicados a la actividad de Upstream y Downstream, incluyendo Geología y Geofísica. Otras fuentes afirman que logró desarrollar catalizadores, lubricantes y combustibles de última generación y sirvió de inspiración a Petrobras. Este laboratorio previamente a la privatización, fue cedido a la Universidad de La Plata.

La expansión del GNC

Hace 25 años, en el mencionado congreso convocado por Guadagni, el Ing. Ruggero Scalisi planteaba las “perspectivas para la utilización de combustibles gaseosos en automotores”¹⁴. Enmarcado en el proyecto de aumentar la participación del gas en la matriz energética que la Secretaría de Energía denominó “Plan Nacional de Sustitución de Combustibles Líquidos” con el fin último de alcanzar la autosuficiencia.

¹⁴ Es interesante mencionar que 5 años atrás se había descubierto el mega yacimiento de Loma La Lata.

El proyecto fue un éxito, el cual se explica por las señales de precios que se brindaron a lo largo de estos 20 años, con un pico de crecimiento durante los años 90. Hoy un 20% del total del parque automotor corresponde a vehículos propulsados a GNC y desde hace 12 años la Argentina es el país con el mayor parque automotor impulsado con GNC, con más de 1.400.000 unidades. Además del reemplazo de combustibles líquidos, el desarrollo de esta tecnología permitió también realizar exportaciones de equipos conversores y plantas llave en mano.

El desafío de Total Austral

Existe consenso que el futuro de la explotación de hidrocarburos esta offshore, en dicho campo, Total Austral, ha podido mostrar interesantes resultados.

Los orígenes de la actividad offshore de Total Austral en la Argentina se remontan al año 1978 cuando obtuvo el permiso de exploración de la Cuenca Austral CMA-1, en Tierra del Fuego, que cubría una superficie original de 10.500 km². Entre 1981 y 1987 perforaron 46 pozos offshore de exploración con un porcentaje de éxito superior al 80% (la media internacional raramente supera el 10%).

En el año 1989 comienza la explotación mediante plataformas marinas fijas. Posteriormente, se desarrollaron los yacimientos mediante pozos dirigidos, horizontales y de largo alcance (8.000 metros aproximadamente), la tecnología fue perfeccionándose hasta llegar a perforar en el año 1999 el pozo más largo del mundo (pozo CN-1 perforado desde la costa de Tierra del Fuego hasta el yacimiento Ara con una longitud de 11.184 metros). Gracias a los avances

tecnológicos se pudo desarrollar de una manera económica las reservas del yacimiento Argo, que se consideraba imposible de explotar de un modo clásico con instalación de plataformas. Para este yacimiento se adoptó una tecnología de pozos submarinos a control remoto.

El caso de INVAP SE

INVAP es una empresa que se ha ganado el nombre que lleva: Investigaciones Aplicadas Sociedad del Estado. Nacida como brazo ejecutor de la Comisión Nacional de Energía Atómica ha tomado vuelo y hoy fabrica satélites. INVAP, Investigaciones Aplicadas, es una muestra de que la tecnología genera externalidades positivas, creando valor a partir de los recursos humanos locales.

INVAP Ingeniería ha sido pionera en aplicar tecnología espacial en los sistemas MWD (Measure While Drilling – “mide mientras perfora”). El MWD, desarrollado para una firma de servicios a pozos de petróleo y gas, San Antonio Pride, permite que un dispositivo que perfora a una profundidad de hasta cinco mil metros se comunique con una unidad de superficie a través de pulsos de presión, que se transmiten a lo largo de la cañería, dentro del mismo fluido de perforación. De este modo, quién controla la perforación puede conocer la posición, profundidad y dirección en tiempo real y con una precisión de pocos metros. Esta herramienta es fundamental para la perforación de pozos horizontales. A su vez, el dispositivo va tomando lecturas instantáneas sobre el tipo de roca que encuentra, su contenido en agua, gas o petróleo, con lo que se va conformando un mapa de recursos subterráneos.

Actualmente están en etapa de desarrollo numerosos proyectos:

- ❑ Mejorar los sistemas de protección catódica de cañerías.
- ❑ Construir un diminuto instrumento para la inspección interna de cañerías ya que no existen en el mercado herramientas para cañerías de tan bajo diámetro (60 mm).
- ❑ Desarrollar sistemas de inyección de vapor mezclado con anhídrido carbónico para recuperación asistida de petróleo crudo viscoso.
- ❑ Rediseñar motores de fondo¹⁵ para perforación, que permiten la perforación de pozos horizontales.
- ❑ Y ha desarrollado un equipo modular de aluminio para inyectar cemento en pozos petrolíferos, diseñado ser transportado en helicóptero a zonas inaccesibles.

Un compromiso con la exploración: Petrolera Argentina San Jorge

Se podría caracterizar a Petrolera Argentina San Jorge en dos conceptos, la disposición a invertir y desarrollar reservas y la capacidad de aprender.

Con origen en una empresa proveedora de la industria petrolera, San Jorge se inicio en la actividad exploratoria durante el año 1988 cuando obtuvo la concesión de exploración del bloque CNQ-8 Huantraico, en el marco del Plan Houston, el cual a diferencia del resto de las compañías para la empresa fue un éxito. Realizó

¹⁵ Los motores de fondo consisten en una especie de turbina que permite transmitir energía desde el fluido de perforación al trépano permitiendo un mejor direccionamiento del pozo. Los sistemas tradicionales de perforación se basan en una "mesa rotatoria" que transmite la fuerza giratoria al vástago de perforación.

un uso intensivo de la sísmica 2D, proto3D y 3D y en las áreas consideradas de interés se insistió cuando los primeros resultados no fueron los esperados. Como producto de esta política la empresa encontró durante las fases de exploración y desarrollo el 99,88% de las reservas de hidrocarburos. Otro indicador del impulso explorador de la compañía es que previamente a la venta a Chevron llegaron a tener contratados simultáneamente 6 equipos de perforación. Para dar una idea de la magnitud de esa tarea es conveniente mencionar que según Baker Hughes en el año 98 operaban en Argentina 44 equipos y en el año 1999 35 equipos.

Tenaris: un jugador global

Siderca inició sus actividades en septiembre de 1954 con el objetivo de fabricar tubos de acero sin costura destinados a la creciente industria petrolera local, contando en aquella época con una capacidad de producción de 40.000 toneladas/año. En 1987 da un gran paso para consolidarse internacionalmente, al poner en marcha un nuevo laminador continuo, el cual requirió inversiones por 600 millones de dólares y permitió que la capacidad productiva superara las 500.000 toneladas/año.

En los noventa realizó un ambicioso proceso de fusiones y adquisiciones, AlgomaTubes (Canadá), Confab (Brasil), Dálmine (Italia), NKKTubes (Japón), Siat (Argentina adquirida en los 80), Tamsa (México), Tavsá (Venezuela), Donasid y Silcotub (Rumania), Maverick (USA) e Hydril (USA) que culminaría con la formación de Tenaris. El grupo detenta actualmente la primacía del mercado mundial de productos tubulares, 30% del comercio internacional de tubos de acero

sin costura para petróleo y 20% del correspondiente al total de tubos de acero con costura.

Resulta un hecho particular que el único grupo económico nacional de carácter global esté dedicado a la provisión de insumos para la industria petrolera y no sea una petrolera tal cual fue el anhelo de Estenssoro con YPF SA. Sin embargo, en Argentina debido a la baja productividad de petróleo por pozo, es necesario realizar numerosas perforaciones, lo que ha brindado a Siderca un mercado mucho mayor que el que correspondería dada la producción petrolera nacional. En efecto, Argentina es uno de los mayores mercados para las empresas de servicios de la industria petrolera, en algunos años la Argentina llegó a ser el tercer país con mayor cantidad de equipos para perforación (pozos que necesitan entubarse) y fue el tercer mercado para varillas de bombeo (también producidas por Tenaris)¹⁶.

Además de haberse convertido en una empresa de escala mundial, Tenaris tiene su centro de investigación en la planta industrial de Campana, el CINI (Centro de Investigación Industrial) que comenzó en 1987 con un grupo de seis profesionales y hoy cuenta con más de 50. Uno de los motivos para la creación del CINI, fue que Siderca debido a sus crecientes exportaciones necesitaba mejorar el desarrollo de sus productos para tornarlos competitivos en el mercado internacional. Gracias a

¹⁶ “La Argentina ocupa en el orden mundial y en la actualidad el tercer puesto tanto en pozos en funcionamiento, como en la cantidad de pozos terminados por año, que requieren bombeo mecánico mediante equipos de bombeo de superficie y columna de varillas”. El primer puesto lo ocupan los Estados Unidos, el segundo Canadá y el cuarto Venezuela (la Unión Soviética no figura en las estadísticas). Boletín Informativo Techint 1983.

la investigación y desarrollo se pasó de producir commodities a productos diferenciados, tubos con diferentes prestaciones y mayor valor agregado, y roscas premium como TenarisBlue y TenarisNearFlush.

Es interesante mencionar como se financia el CINI: las diferentes empresas del Grupo Techint, adquieren sus servicios a cambio de planes de desarrollo de nuevos productos o materia de procesos. El logro de resultados y la racionalidad económica debe estar detrás del proceso de investigación aplicada.

Principales desafíos

Luego de 100 años de historia del petróleo en argentina es mucho lo que se ha hecho, pero los desafíos también lo son. Uno de ellos es la renovación de los contratos, que determinará la evolución de la producción durante los próximos 10 años y la conformación de la industria en las siguientes décadas. Otro, directamente relacionado es la búsqueda de reservas, y en particular la incorporación de nuevas cuencas productivas, en caso de tener hidrocarburos comercializables. Hace casi cinco décadas que no se incorpora a la producción una nueva cuenca, la última fue la cuenca austral en 1960.

Renovación de los contratos

Entre el 2015 y el 2017 vencerán conceciones de las áreas, es conveniente destacar la propuesta de Scheimberg (2007) de realizar rápidamente licitaciones

abiertas para la toma en posesión de las áreas que vencen dentro de 8 a 10 años. Lo cual se deberá hacer luego de permitir que los precios reflejen la situación en el mercado energético local y mundial. Existen varias razones para hacerlo de esta manera:

Primero, es preciso delinear y aplicar un sendero de ajuste de los precios, ya que como dice la frase, “aunque les queramos cerrar la puerta terminan entrando por la ventana”. La normalización de los precios tiene que realizarse inmediatamente, ya que estos niveles no son sostenibles debido a que los saldos exportables están disminuyendo rápidamente y luego, como país importador, deberemos adaptarnos a la situación internacional. Este ajuste debe comenzar previamente a la apertura de las licitaciones para renovar los contratos, de otra manera las ofertas por las áreas serían menores dada la incertidumbre sobre las tarifas.

Segundo, dada la caída secular en la extracción de crudo desde 1998 es clara la necesidad de incrementar las inversiones, sin embargo los propietarios de las concesiones tienen hoy tres claros motivos para no hacerlo: a), un poco amigable ambiente de negocios; b), precios del petróleo y gas alejados de los internacionales; y c), un horizonte temporal limitado como para permitir la recuperación de las inversiones necesarias para incrementar la producción, las cuales, por las características del sector son mayúsculas.

Tercero, al realizar una licitación competitiva, se promoverá la competencia actual y futura, ya que la renovación de los contratos debería apuntar a las pequeñas y medianas empresas. Existe consenso en que las pequeñas y medianas empresas resultan más apropiadas para explotar las cinco cuencas hoy desarrolladas en Argentina. Mientras que la exploración y potencial explotación de las nuevas cuencas presentan riesgos e implica recursos sólo posibles de afrontar por las grandes petroleras.

Cuarto, no deberían volver a darse situaciones como las ya vistas¹⁷, en las que se firman extensiones en las concesiones con el operador vigente y se imposibilita que nuevas empresas ingresen al mercado y realicen una mejor oferta. Una situación similar se produjo a principios de los años 90 cuando se reconvirtieron los contratos de los años 60 y 70, sobre lo cual Galano y Sturzenegger (1998), así como Gerchunoff (1992) y Valazza (1997) sostienen que “al no haberse realizado una licitación competitiva” el gobierno “no capturó la renta petrolera”, siendo “un proceso oscuro y restringido”.

¹⁷ Como las que se realizaron para las áreas de Loma de la Lata en el año 2000 y Cerro Dragón en 2007.

Por lo tanto para maximizar la competencia, la transparencia, los ingresos fiscales y optimizar la producción se debe ajustar los precios y comenzar las licitaciones por la prórroga de las áreas.

Es interesante relacionar la situación actual de la titularidad de las áreas petroleras con el escrito de Ronald Howard Coase, por el que mereciera el premio Nobel de economía. Él demuestra en el “teorema de Coase”¹⁸ que sin derechos de propiedad definidos se producirán externalidades, y por lo tanto la producción no será la óptima. En cambio si los derechos de propiedad están definidos, se podrá llegar a un acuerdo entre las partes, y de esta manera optimizar la producción.

La situación hipotética que plantea Coase es similar a la que se presenta en este momento en Argentina; están definidos los derechos de propiedad de las áreas hasta el final de la concesión (en poder de los concesionarios) pero el gobierno (en sentido amplio, incluyendo las provincias) aún no ha definido que hará con sus derechos de propiedad al finalizar las concesiones, por lo tanto al no llegar a un acuerdo con el concesionario es imposible optimizar la producción. Mientras tanto el futuro concesionario aún no tiene ningún derecho de propiedad.

¹⁸ Según Coase el “teorema de Coase” no debería llamarse de esa manera. Ronald H. Coase – “The Institutional Structure of Production” Prize Lecture to the memory of Alfred Nobel, December 9, 1991

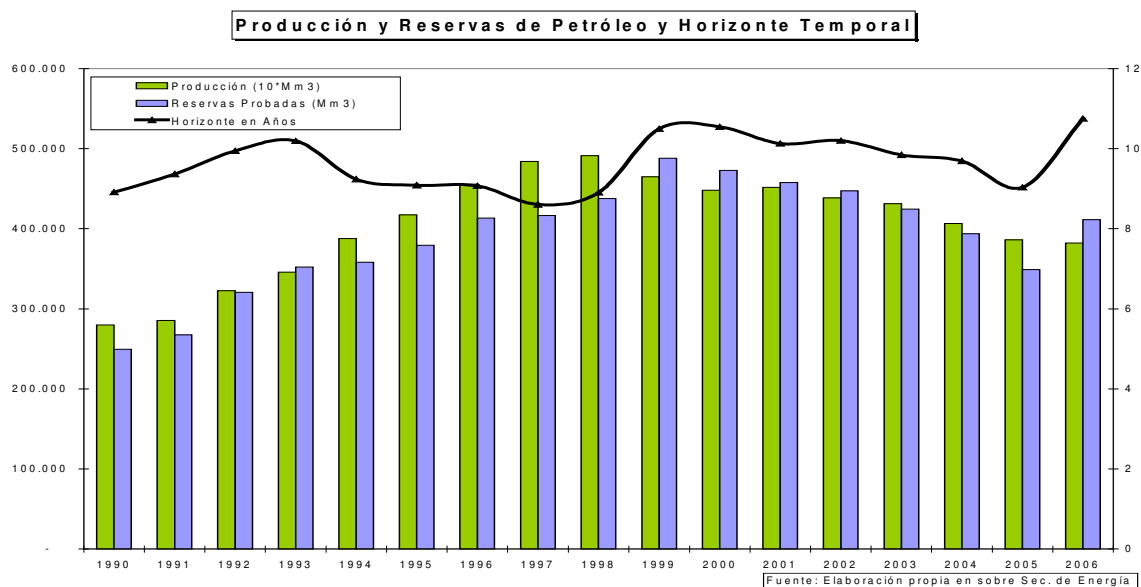
Por consiguiente, si luego de trazar la convergencia de los precios actuales a los del mercado internacional, se realiza una licitación de las concesiones, cada inversor podrá ofrecer, en una situación competitiva, un determinado monto y regalía por la obtención de un área. Si el nuevo concesionario difiere del actual, será conveniente para ambos llegar a un acuerdo sobre la manera de financiar las inversiones y la manera de distribuir la producción, ya que al concesionario actual le resultará conveniente llegar a un acuerdo con el nuevo concesionario para que éste realice inversiones obteniendo un porcentaje de la producción. El nuevo concesionario por otro lado puede anticipar parte de su ingreso y tener un área en plena producción en el momento en que sus derechos sean plenos. No es raro pensar en este tipo de acuerdos entre empresas petroleras en Argentina, hoy existen zonas donde las áreas concesionadas comparten yacimientos o acuíferos y en algunos casos los límites se operan en conjunto posibilitando un mejor resultado para ambos concesionarios (como por ejemplo en el límite entre Chihuidos y Trapial).

Debe hacerse una última mención para cuando se realicen las licitaciones por la renovación de las áreas o para las licitaciones que están abriendo las provincias. La licitación para las zonas de baja producción y exploración no deben realizarse sobre la base del porcentaje de regalía que ofrezcan las empresas. Ya que esa situación puede provocar conductas especulativas de quienes no inviertan y esperen los resultados de las prospecciones de las áreas adyacentes. Esta situación equivale a comprar una opción y aguardar, la opción puede valer cero o

puede valorizarse en caso que el área cercana resulte productiva. Este tipo de conducta está en contra del interés general de incrementar la prospección, las reservas y la producción, por lo tanto la licitación debe ser en base al compromiso de inversión y al monto ofertado.

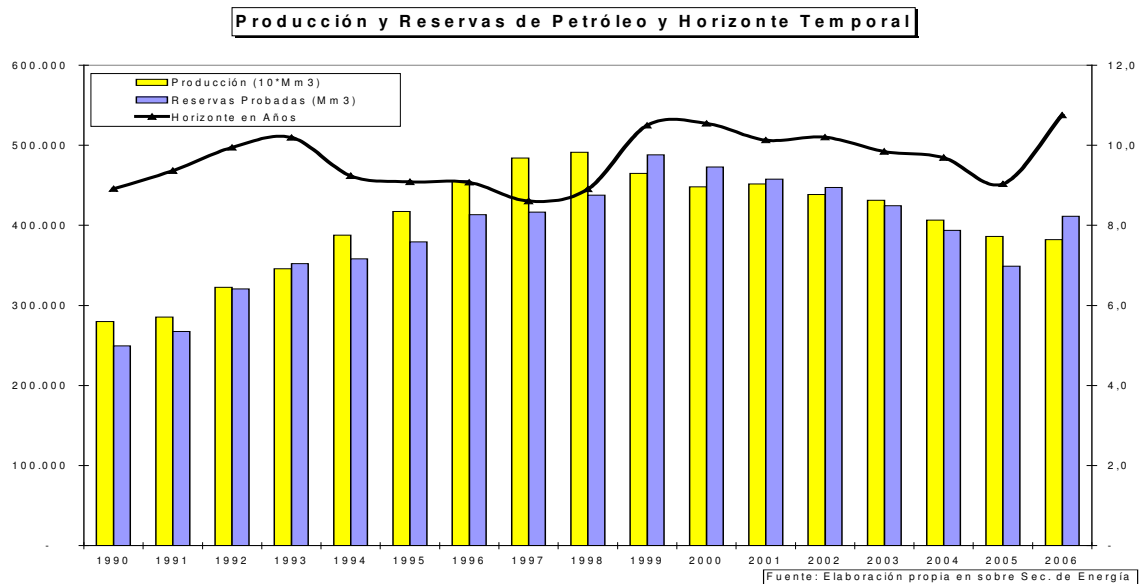
Incremento de las reservas

Es necesario brindar un marco para evaluar las posibilidades del incremento de las reservas. A partir de 1999 se observa una tendencial caída en las reservas de petróleo, con una significativa recuperación en 2006, sin embargo dado que la producción ha disminuido desde 1998, el horizonte temporal se ha mantenido entre los 9 y los 11 años.



La situación se ve más preocupante para el caso del gas, mientras que la producción se duplicó (+106%) entre 2006 y 1990, las reservas cayeron el 17%.

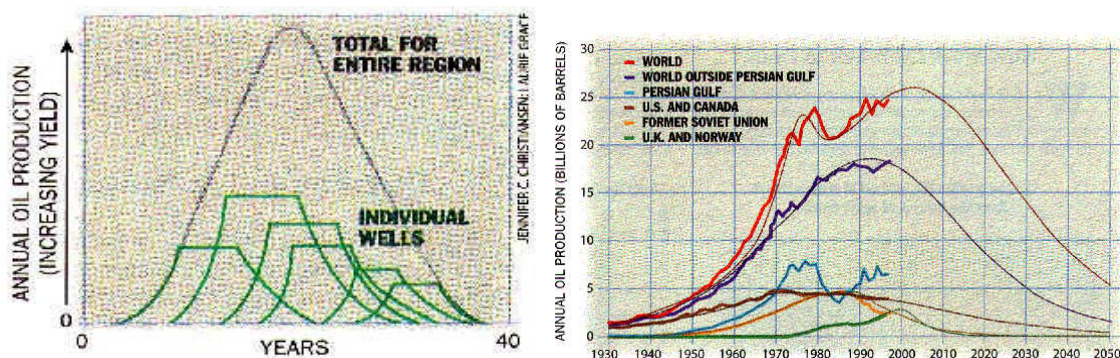
Disminuyendo el horizonte de reservas de 25 años a 8,6 años. En un primer momento este fue un objetivo tanto de la política económica como de las empresas productoras, ya que es financieramente costoso explorar por un recurso que se podrá utilizar en 25 años, pero ya es tiempo de volver a explorar para garantizar el suministro. El inconveniente es que los precios debido a que no son los de libre competencia, no indican lo mismo, el gas no tiene el valor que el ajustado horizonte temporal requeriría.



¿Cuál será el tamaño de los recursos? ¿Se descubrirán nuevas reservas de magnitud? ¿Podremos volver a los niveles de producción de 1998?

En 1956, M. King Hubbert, geólogo de Shell, predijo correctamente que la producción de crudo de Estados Unidos (exceptuando el estado de Alaska) alcanzaría su pico aproximadamente en 1969. De allí surgió la “Curva de Hubbert” que establece que la producción de petróleo de una región amplia comienza a

decaer cuando se extrajo aproximadamente la mitad del crudo posible de ser extraído. La producción adicional de campos de distintos tamaños y antigüedades, permite trazar una curva en forma de campana para la región como un todo.



Fuente: "The End of Cheap Oil". Colin J. Campbell and Jean H. Laherrère

¿Qué consecuencias podría tener para la Argentina?

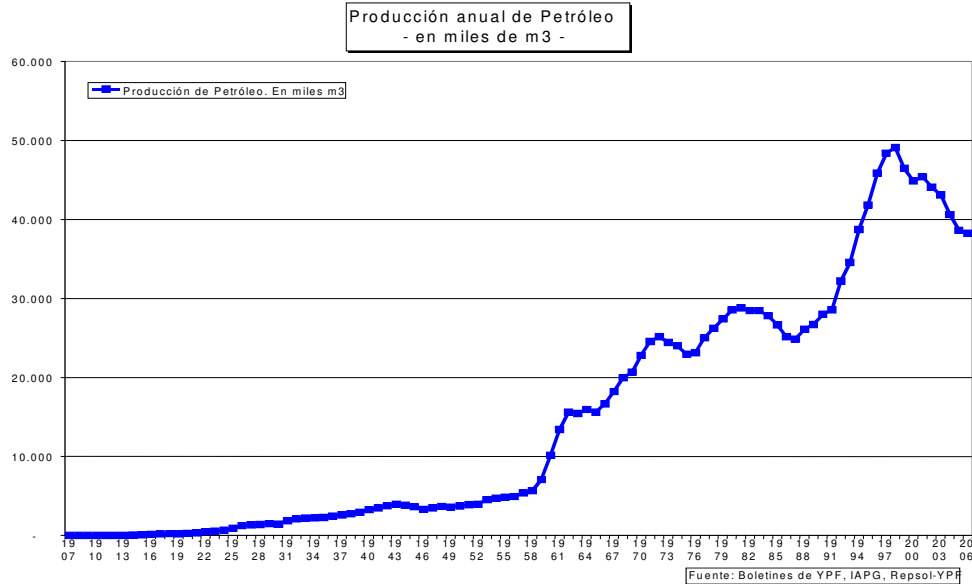
Primero hay que dejar en claro que este es un modelo matemático geológico que puede o no verificarse. Luego pasa a ser clave si la Argentina alcanzó su máximo histórico en 1998, o este será un máximo temporal, como ocurrió con los de 1943 y 1972 seguidos de 3 años de caída o el de 1981 al que siguieron 6 años de descenso.

Desde los inicios de la explotación en Comodoro, hasta 1998 se extrajeron aproximadamente 1.150 millones de metros cúbicos de petróleo. De aplicarse y ser válida la curva de Hubbert, ese monto sería aproximadamente la mitad del petróleo extraíble, y los recursos actuales según esta curva alcanzarían los 802 millones de metros cúbicos¹⁹. Sorprendentemente, los datos de la Secretaría de

¹⁹ La producción acumulada a 1998 menos lo producido desde esa fecha.

Energía señalan para 2006 recursos por 808 millones de metros cúbicos, compuestos de la siguiente manera reservas probadas 411, probables 149, posibles 219 y recursos 28.

La escalada en los precios debería llevar al incremento y reestimación de las reservas. Ya que determinan como reservas probadas cuando existe 90% de probabilidades de recuperar el monto estimado o más a los precios vigentes.



Igualmente, como señalan Campbell y Laherrere en el premonitorio artículo de 1998, "The End of Cheap Oil", destacan el efecto del proceso tecnológico. Mencionando en particular, la sísmica 3D y 4D, los pozos dirigidos, la inyección de dióxido de carbono, los sistemas de MWD, los pozos múltiples y la explotación offshore. Gracias a estas tecnologías se permite aumentar el grado de recuperación del petróleo in situ.

Las posibilidades que brinda el incremento en la tasa de recuperación son extraordinarias. La producción acumulada hasta hoy es de 1.500 mill m³, considerando un grado de extracción en los yacimientos explotados del 25%, el incremento del uno por ciento en la recuperación significaría un volumen 60% mayor a la producción anual actual (1.500 mill. M³ * (0,26/0,25-1) = 60 mill. M³).

Sin embargo la aplicación de los métodos para incrementar tasa de recuperación tiene costos, lo cual nos lleva al título del trabajo de Campbell, "The End of Cheap Oil", el petróleo barato se ha terminado, aunque en Argentina se pretenda actuar como si los precios internacionales no hubieran cambiado.

Ampliar la frontera exploratoria

Para incrementar significativamente las reservas se debe ampliar la frontera exploratoria. En Argentina se han identificado 19 cuencas sedimentarias. No obstante, hasta el momento las productivas son solo cinco, la Neuquina, la golfo San Jorge, la cuenca Cuyana, la del Noreste y la Austral. Como se ha mencionado esta es la última en haberse incorporado a la producción, en 1960.

La faja plegada y sectores profundos de la cuenca Neuquina y del Golfo de San Jorge y la Austral, junto margen continental constituye la frontera exploratoria. A pesar de la falta de éxitos iniciales de relevancia en la explotación offshore, hay sectores que se pueden considerar hoy como razonablemente prospectivos. Hoy se dispone de tecnología adecuada y económicamente eficiente para operar y

producir en ambientes rigurosos y en profundidades de agua del orden de los 2.000 m. Cabe aquí destacar que, con excepción de algunos pozos perforados en Malvinas Norte, en Argentina son escasos los pozos perforados offshore en aguas de más de 100 m de profundidad.

En el margen continental argentino, con una superficie de más de 3.000.000 de Km² de los que, aproximadamente 1.000.000 de Km² corresponden a la plataforma continental y el resto al talud, se conocen hasta hoy el desarrollo de 10 cuencas.



Fuente. Petróleo Internacional (2003)

El margen continental ha sido estudiado con diversa intensidad, principalmente por métodos geofísicos, hasta fines de 2001 se cuentan unos 300.000 Km de líneas

sísmicas 2D y 182 pozos exploratorios perforados, incluyendo los 6 pozos perforados en Malvinas Norte. Más recientemente, en diciembre de 2006, se ha firmado un convenio entre las petroleras Respol-YPF, Petrobras, Petrouuguay, Enarsa para la exploración de hidrocarburos en la cuenca Colorado Marina. Los trabajos previstos para la etapa de exploración incluyen la realización de 7.200 km de aerogravimetría y magnetimetría, 2.000 km de sísmica 2D, 500 km² de sísmica 3D y la perforación de un pozo de exploración.

Es interesante destacar que en la cuenca del Colorado se perforaron 18 pozos offshore, sin ningún descubrimiento comercial. Sin embargo, se ha podido recuperar petróleo de un ensayo del pozo Cruz del Sur de Unión Texas. Y en la cuenca de Malvinas se comprobó la presencia de hidrocarburos algunos de los 18 pozos perforados. Los dos descubrimientos más importantes fueron Exxon Calamar con 500 m³/d de petróleo y Exxon Salmón con 600.000 m³/d de gas. En ambos casos las reservas no son lo suficiente para justificar su desarrollo.

Conclusiones

Cien años de historia petrolera han cambiado la fisonomía del país. Siendo una fuente de desarrollo y de divisas.

El sector petrolero ha sido, una pieza fundamental como fuente de recursos tributarios. Siendo una fuente especialmente utilizada en los períodos de dificultades. Ha permitido sustituir importaciones, y a partir de los noventa contar con saldos exportables. También ha impulsado en desarrollo regional en los extremos del país gracias al efecto multiplicador de la actividad.

Por último, a lo largo de estos 100 años se han desarrollado capacidades tecnológicas y empresariales en la cadena de proveedores de la industria, sobre lo cual se han mencionado algunos ejemplos. Se debe cuidar este valioso capital social que se ha logrado desarrollar.

Hay recursos humanos y técnicos para enfrentar los desafíos que se plantea el día de mañana y el próximo Centenario. Los primeros consisten en valorar estos recursos no renovables como se valoran en el resto del mundo. Los desafíos del próximo Centenario serán ampliar las fronteras productivas y proyectar el capital social acumulado al exterior, generando exportaciones de alto valor agregado.

Bibliografía

- Bezchinsky, G., Dinenzon, M., Giussani, I., Caino, M., y otros (2007) “Inversión extranjera directa en la Argentina. Crisis, reestructuración y nuevas tendencias después de la convertibilidad”, Colección Documentos de proyectos, Oficina de la CEPAL en Buenos Aires.
- Bocanera, Rolando (2005) “Historia de una epopeya” Petrotecnia Octubre 2005.
- Boletín Informativo Techint (1983) “La fabricación de varillas de bombeo en Argentina “ N 230 Julio – Agosto – Septiembre 1983 Bondorevsky, D., Petrecolla, D (2005) “Integración de los mercados de gas natural del Cono Sur“ Boletín Informativo N 316 Enero – Marzo 2005.
- Coase, Ronald Howard (1991) “The Institutional Structure of Production” .Prize Lecture: Lecture to the memory of Alfred Nobel, December 9, 1991.
- Colin j. Campbell and Jean H. Laherrère. “The End of Cheap Oil”. Scientific American. March 1998. Volume 278. Number 3.
- Dirección Nacional de Cuentas Internacionales (2000) El proceso de privatizaciones desde una perspectiva del Balance de Pagos. , Ministerio de Economía.
- FMI (1993), Manual de Balanza de Pagos (Quinta Edición), FMI, Washington.
- Gadano, Nicolás (2006): “Historia del petróleo en Argentina”. Edhasa. Buenos Aires.

- Gadano, N. y F. Sturzenegger (1998): La Privatización de Reservas en el Sector Hidrocarburífero. El caso de Argentina. Universidad Di Tella, working paper.
- Gadano, N. (1998) “Determinantes de la Inversión en el Sector Petrolero y Gas de la Argentina”. CEPAL , Serie REFORMAS ECONÓMICAS
- Gil, Salvador (2007) “Gas natural en la Argentina: presente y futuro”, Ciencia Hoy. Volumen 17 N° 101 Octubre Noviembre 2007.
- Giussani, L. A. y L’hopital, M. F.(2003) La Inversión Extranjera Directa en Argentina 1992-2002, Dirección Nacional de Cuentas Internacionales, República Argentina, Ministerio de Economía, Secretaría de Política Económica, Instituto Nacional de Estadísticas y Censos.
- Guerchunoff, P. (1994): Privatización y Desregulación del Sector Petrolero en Argentina. CEPAL, Serie Reformas de Política Pública.
- Gulisano, Carlos. “La exploración onshore en la Argentina: historia reciente, presente y futuro” Petrotecnia • febrero, 2004
- Ministerio de Obras y Servicios Públicos. Secretaría de Energía (1982) “El gas y su contribución al desarrollo económico nacional”, MOSP.
- Montamat, D. (1995), Economía y Petróleo, Organización Editorial PV.
- Petroquímica, Petróleo, Gas & Química. Año 21. N°: 188. Septiembre 2003.
- Rocca, Agostino, Oromí Escalada, Miguel. “ Privatizaciones, experiencia y oportunidades”. Boletín Informativo Techint N° 287. Julio – Septiembre 1996
- Roiter, Daniel (1994) “La privatización de YPF” Boletín Informativo N 277 Enero – Marzo 1994

- Scheimberg, Sebastián (2007) “Experiencia reciente y desafíos para la generación de renta petrolera “aguas arriba” en la Argentina” Colección Documentos de proyectos, Oficina de la CEPAL en Buenos Aires.
- Turic Mateo (2003) “Actividades y perspectivas exploratorias en el margen continental argentino” Petróleo Internacional. Agosto del 2003.

Páginas web

- Cuentas Internacionales, <http://www.mecon.gov.ar/cuentas/internacionales>
- Enargas, <http://www.enargas.gov.ar/>
- FMI; <http://www.imfstatistics.org/imf/>
- Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), <http://www.iapg.org.ar/>
- INDEC, <http://www.indec.gov.ar/>.
- INDEC, <http://www.indec.gov.ar/> Matriz Insumo Producto, 1997
- Repsolypf,
http://www.repsolypf.com/es_es/todo_sobre_repsol_ypf/conocer_repsol_ypf/innovacion_y_tecnologia/historia/argentina/default.aspx
- Secretaría de Energía, <http://energia3.mecon.gov.ar/home/>
- Secretaría de Hacienda. Subsecretaría de Ingresos Públicos,
<http://www.mecon.gov.ar/sip/>
- Víctor, V., Legarreta L. “Petrolera Argentina San Jorge-Chevron San Jorge y la Sísmica 3D: Más de una Década Explorando, Descubriendo y Desarrollando Reservas”. <http://biblioteca.iapg.org.ar/>
- International Energy Agency, <http://www.eia.doe.gov/>

Anexos

Privatizaciones

(Montos en millones de dólares)

MES	AÑO	EMPRESA PRIVATIZADA	% Capital	INGRESOS FISCALES	EFFECTIVO	TITULOS DE DEUDA (VE)	FIDEICOMISOS	OTRAS FORMAS DE PAGO	PASIVOS ASUMIDOS	MONTO DE IED	IED BOP	MONTO DE IC	TITULOS DE DEUDA (VN)	% vendido a Residentes	% vendido a No Residentes	
10	1990	Areas petroleras marginales (28)	100%	241	241	-	-	-	-	-	-	-	-	100%	0%	
11	1990	Areas petroleras marginales (9)	100%	16	16	-	-	-	-	-	-	-	-	100%	0%	
11	1990	Aerolíneas Argentinas	85%	613	141	183	-	290	-	528	321	-	1.314	14%	86%	
11	1990	ENTEL - Zona Norte (Telecom Argentina)	60%	424	100	324	-	-	-	318	318	-	2.372	25%	75%	
11	1990	ENTEL - Zona Sur (Telefónica de Argentina)	60%	493	114	379	-	-	-	329	329	-	2.778	33%	67%	
8	1991	Areas petroleras marginales (22)	100%	141	141	-	-	-	-	-	-	-	-	100%	0%	
6	1991	Area Central Tordillo	90%	179	179	-	-	-	-	58	60	-	-	68%	33%	
	1991	Asociación con YPF														
6	1991	Area Central El Huemul - Koluel Kaike	70%	170	170	-	-	-	-	170	156	-	-	0%	100%	
	1991	Asociación con YPF														
6	1991	Area Central Puesto Hernandez	60%	286	286	-	-	-	-	107	116	-	-	63%	37%	
	1991	Asociación con YPF														
6	1991	Area Central Vizcacheras	90%	168	168	-	-	-	-	84	89	-	-	50%	50%	
	1991	Asociación con YPF														
12	1991	Area Central Santa Cruz I	70%	55	55	-	-	-	-	37	36	-	-	33%	67%	
	1991	Asociación con YPF														
3	1991	Inductor	30%	25	18	7	-	-	-	-	-	-	-	100%	0%	
3	1991	Monómeros Vinílicos	30%	13	9	4	-	-	-	-	-	-	-	27	100%	0%
3	1991	Petropol	30%	6	5	2	-	-	-	-	-	-	-	13	100%	0%
1	1991	Polisur	30%	21	14	7	-	-	-	-	-	-	-	41	100%	0%
12	1991	Tandano	100%	60	60	-	-	-	-	5	5	-	-	92%	8%	
12	1991	Telefónica de Argentina	30%	838	838	-	-	-	-	-	-	394	-	53%	47%	
7	1992	Altos Hornos Zapla - Aceros Zapla	100%	18	3	14	-	-	-	6	6	-	30	67%	33%	
1	1992	Areas petroleras marginales (5)		19	19	-	-	-	-	-	-	-	-	100%	0%	
6	1992	Areas petroleras marginales (22)		48	48	-	-	-	-	-	-	-	-	100%	0%	
1	1992	Area Central Tierra del Fuego	70%	144	144	-	-	-	-	68	68	-	-	52%	48%	
	1992	Asociación con YPF														
3	1992	Area Central Santa Cruz II	70%	142	142	-	-	-	-	28	28	-	-	80%	20%	
	1992	Asociación con YPF														
11	1992	Area Central Aguarague	55%	144	144	-	-	-	-	82	92	-	-	43%	57%	
	1992	Asociación con YPF														
11	1992	Area Central Palmar Largo	70%	36	36	-	-	-	-	16	16	-	-	55%	46%	
	1992	Asociación con YPF														
11	1992	Carboquímica Argentina	42%	1	0	0	-	-	-	-	-	-	1	100%	0%	
8	1992	Central Alto Valle	90%	22	22	-	-	-	10	13	13	-	-	40%	60%	
9	1992	Central Güemes	60%	86	10	76	-	-	50	65	65	-	144	25%	75%	
10	1992	SEGBA - Central Pedro de Mendoza	90%	9	9	-	-	-	5	-	-	-	-	100%	0%	
10	1992	SEGBA - Central Dock Sud	90%	25	25	-	-	-	5	-	-	-	-	100%	0%	
5	1992	SEGBA - Central Costanera	60%	90	90	-	-	-	21	79	79	-	-	13%	88%	
4	1992	SEGBA - Central Puerto	60%	92	92	-	-	-	50	92	92	-	-	0%	100%	
11	1992	SEGBA - Edlap	51%	139	5	134	-	-	-	68	68	-	282	51%	49%	
3	1992	SEGBA - Edenor	51%	428	30	288	110	-	95	257	257	-	568	40%	60%	
8	1992	SEGBA - Edesur	51%	511	30	283	198	-	135	345	345	-	590	33%	68%	
11	1992	Elevadores Puerto Diamante	100%	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	100%	0%	
11	1992	Empresa Distribuidora de Energía de San Luis S.A.	100%	19	19	-	-	-	-	12	-	-	-	33%	67%	
1	1992	Telecom Argentina	30%	1.227	1.227	-	-	-	-	-	-	510	-	58%	42%	
12	1992	Gas del Estado - Camuzzi Gas del Sur	90%	144	24	120	-	-	-	144	144	-	268	0%	100%	
12	1992	Gas del Estado - Camuzzi Gas Pamapeana	70%	226	18	208	-	-	-	226	226	-	458	0%	100%	
12	1992	Gas del Estado - Distribuidora de Gas Cuyana	60%	118	26	92	-	-	-	30	30	-	202	75%	25%	
12	1992	Gas del Estado - Distribuidora de Gas del Centro	90%	140	25	115	-	-	-	35	35	-	252	75%	25%	
12	1992	Gas del Estado - Distribuidora Gas Metropolitana	70%	320	106	214	-	-	-	131	131	-	490	59%	41%	
12	1992	Gas del Estado - Gas Natural Ban	70%	183	61	122	-	-	-	137	137	-	267	25%	75%	
12	1992	Gas del Estado - Gasnor	90%	74	22	52	-	-	-	29	30	-	118	80%	20%	
12	1992	Gas del Estado - Litoral Gas	90%	101	27	74	-	-	-	61	61	-	170	40%	60%	
12	1992	Gas del Estado - Transportadora de Gas del Norte	70%	233	66	167	-	-	-	142	142	-	371	39%	61%	
12	1992	Gas del Estado - Transportadora de Gas del Sur	70%	539	305	234	-	-	n/d	270	270	-	521	50%	50%	
3	1992	Hotel Liao-Liao	100%	8	3	5	-	-	-	1	1	-	13	90%	10%	
3	1992	Petroquímica Río Tercero	39%	7	7	-	-	-	-	7	7	-	-	0%	100%	
11	1992	Siderar SA (Somisa)	80%	140	140	-	-	-	-	-	-	-	-	100%	0%	
11	1992	Refinor (YPF - Refinería de Campo Durán)	70%	64	64	-	-	-	-	-	-	-	-	100%	0%	
1	1993	Central Sorrento	90%	9	5	2	2	-	6	-	-	-	4	100%	0%	
12	1993	Central Costanera	30%	97	97	-	-	-	-	-	-	44	-	55%	45%	
12	1993	Central Puerto	30%	134	134	-	-	-	-	-	-	63	-	53%	47%	
3	1993	Centrales Térmicas del Noreste	90%	0	0	-	-	-	2	-	-	-	-	100%	0%	
3	1993	Centrales Térmicas del Noroeste	90%	15	2	7	7	-	1	-	-	-	14	100%	0%	
4	1993	Central San Nicolás	88%	66	10	28	28	-	47	54	54	-	57	19%	81%	
12	1993	Centrales Térmicas Patagónicas	15%	5	2	-	3	-	2	-	-	-	-	100%	0%	
7	1993	Elevadores Terminales de Rosario	100%	4	4	-	-	-	-	-	-	-	-	100%	0%	
2	1993	Fábrica Militar de Vainas y Conductores Eléctricos (ECA)	100%	2	1	0	1	-	-	-	-	-	1	100%	0%	
3	1993	Fábrica Militar de Acido Sulfúrico	100%	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	100%	0%	
4	1993	Fábrica Militar General San Martín	100%	9	9	-	-	-	-	-	-	-	-	100%	0%	
2	1993	Fábrica Militar de Tolueno Sintético	100%	3	1	2	-	-	-	-	-	-	-	3	100%	0%
8	1993	Hidronor - Central Hidroeléctrica Alicurá SA	59%	178	48	130	-	-	180	144	144	-	192	19%	81%	
8	1993	Hidronor - Central Hidroeléctrica Cerros Colorados SA	59%	73	27	46	-	-	92	73	73	-	61	0%	100%	
8	1993	Hidronor - Central Hidroeléctrica El Chocón SA	59%	224	87	53	84	-	258	206	206	-	106	8%	92%	
12	1993	Hidronor - Hidroeléctrica Piedra del Aguila SA	59%	272	100	172	-	-	477	272	272	-	227	0%	100%	

Estimación del valor de la producción petrolera nacional.

A valores corrientes y constantes de 2006

	Producción de Petróleo. En millones de m3	WTI	Valor estimado. Millones de dólares corrientes	Estimación de Fletes y Seguros. Millones de dólares corrientes	Valor estimado. Millones de dólares corrientes	Estimación de Fletes y Seguros. Millones de dólares corrientes	Importaciones Totales. CIF en millones de dólares	Valor estimado / Importaciones Totales
1950	4	2.6	60	8	505	66	964	7%
1951	4	2.6	64	8	498	65	1,480	5%
1952	4	2.6	65	8	494	64	1,179	6%
1953	5	2.8	79	10	596	78	795	11%
1954	5	3.0	88	11	663	86	979	10%
1955	5	3.0	91	12	686	89	1,173	9%
1956	5	3.0	93	12	687	89	1,128	9%
1957	5	3.0	102	13	734	95	1,310	9%
1958	6	3.2	114	15	797	104	1,233	10%
1959	7	3.0	133	17	917	119	993	15%
1960	10	3.0	190	25	1,292	168	1,249	17%
1961	13	3.0	251	33	1,691	220	1,461	19%
1962	16	3.0	292	38	1,944	252	1,357	24%
1963	15	3.0	289	37	1,900	247	981	33%
1964	16	2.9	295	38	1,919	249	1,077	31%
1965	16	2.9	287	38	1,835	240	1,199	27%
1966	17	2.9	308	41	1,910	252	1,124	31%
1967	18	3.0	347	45	2,096	272	1,096	36%
1968	20	3.1	385	50	2,233	290	1,169	37%
1969	21	3.3	429	56	2,356	306	1,576	31%
1970	23	3.4	481	63	2,495	325	1,694	32%
1971	25	3.6	550	72	2,739	356	1,868	33%
1972	25	3.6	564	73	2,719	354	1,905	33%
1973	24	3.9	595	73	2,702	333	2,241	30%
1974	24	10.4	1,567	190	6,405	778	3,657	48%
1975	23	11.2	1,612	200	6,038	747	3,949	46%
1976	23	12.6	1,841	194	6,521	687	3,034	67%
1977	25	14.2	2,240	211	7,450	702	4,162	59%
1978	26	14.8	2,452	240	7,577	742	3,834	70%
1979	27	25.1	4,329	457	12,022	1,270	6,700	71%
1980	29	37.9	6,806	811	16,650	1,985	10,545	72%
1981	29	36.2	6,564	782	14,556	1,734	9,431	78%
1982	28	32.7	5,850	581	12,221	1,214	5,340	120%
1983	28	30.6	5,481	503	11,094	1,017	4,504	133%
1984	28	29.4	5,146	471	9,984	913	4,585	122%
1985	27	28.0	4,696	404	8,799	756	3,814	134%
1986	25	15.0	2,379	201	4,377	370	4,724	55%
1987	25	19.2	3,002	278	5,323	493	5,819	56%
1988	26	16.0	2,624	239	4,473	407	5,322	54%
1989	27	19.7	3,311	292	5,385	475	4,204	86%
1990	28	24.5	4,319	404	6,663	624	4,078	116%
1991	29	21.5	3,866	382	5,722	566	8,118	52%
1992	32	20.6	4,170	362	5,991	520	14,872	30%
1993	35	18.5	4,013	320	5,600	447	16,784	26%
1994	39	17.2	4,190	316	5,698	429	21,590	21%
1995	42	18.4	4,851	361	6,418	478	20,122	26%
1996	46	22.1	6,386	452	8,208	581	23,762	29%
1997	48	20.6	6,270	416	7,875	523	30,450	22%
1998	49	14.4	4,457	278	5,512	344	31,377	15%
1999	47	19.2	5,607	327	6,785	396	25,508	23%
2000	45	30.3	8,569	499	10,031	584	25,280	36%
2001	45	25.9	7,393	448	8,417	510	20,320	39%
2002	44	26.1	7,246	442	8,120	495	8,990	86%
2003	43	31.1	8,435	460	9,243	504	13,834	64%
2004	41	41.4	10,597	564	11,310	602	22,445	50%
2005	39	56.4	13,715	697	14,158	720	28,688	50%
2006	38	66.1	15,899	764	15,899	764	34,158	49%
Total 1950-200	1,417		186,034	14,344	316,931	28,096	465,227	43%

Fuente: Elaboración propia sobre la base de YPF, IAPG, Repsol-YPF y Fondo Monetario Internacional