

APENDICE 1  
METODOLOGIA DE CALCULO DE LA RENTABILIDAD  
DE AREAS PETROLERAS

*Áreas secundarias*

La estimación del retorno obtenido por las áreas secundarias y centrales se realizó utilizando el precio pagado por la concesión de cada área y una estimación de los *cashflows* entre 1991 y 1996 para las áreas secundarias a las que se suma un valor residual al año 1996. Los ingresos se computaron utilizando la producción de petróleo y gas de cada área, información que publica el Instituto Argentino del Petróleo y Gas, y que se adjunta en el Cuadro A.1. La valuación de esta producción se realizó con una serie de precios promedio de elaboración propia, que se presentan en el Cuadro A.2. El precio del crudo se tomó del precio promedio de venta de las áreas centrales. El precio del gas se estimó constante en 36 \$/M m<sup>3</sup>.

CUADRO A.2

Año	Precio Gas \$/M m <sup>3</sup>	Precio Petróleo \$/ m <sup>3</sup>
1990	36	80
1991	36	109
1992	36	104
1993	36	89
1994	36	79
1995	36	89
1996	36	115

De los ingresos brutos se dedujeron las regalías (12%), el costo de extracción y el costo de desarrollo. El costo de extracción se calculó multiplicando la producción de petróleo y gas expresada en barriles de petróleo equivalentes (BOE), por el valor promedio de costo de extracción por BOE para YPF en cada año considerado, valores que se presentan en el Cuadro A.3. En relación a los costos de desarrollo, se aplicaron los valores promedio del costo de desarrollo por BOE de YPF, también listados en el Cuadro A.3. El monto de reservas de petróleo a desarrollar se estimó de la siguiente manera. Se consideró que los yacimientos tienen en general una declinación anual del 12%, por lo que se estima necesario desarrollar la diferencia entre el nivel de producción observado y el nivel de producción correspondiente al año anterior declinado al 12%. Asumiendo una declinación del 12%, un barril desarrollado produce a lo largo de su vida útil unos 8.33 barriles. Como el costo de desarrollo se estima como el cociente entre las inversiones en desarrollo y los BOE totales producidos, a la producción por

CUADRO A.1

PRODUCCION DE PETROLEO Y GAS

Año	Producción de petróleo (en m <sup>3</sup> )							Producción de gas (en miles de m <sup>3</sup> )					
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1991	1992	1993	1994	1995	1996
AGUA DEL CAJON		25.302	56.754	37.649	31.654	51.775	71.850	64.504	108.238	106.954	232.477	636.700	967.523
AGUA SALADA		8.354	9.104	7.907	9.955	12.545	28.308	102.435	119.782	113.771	164.405	163.302	192.112
AGUADA BAGUALES	2.463	18.519	35.951	40.139	35.089	42.430	62.708	1.459	2.459	3.400	2.788	2.642	3.332
ATAMISQUI	13.045	55.838	82.612	84.275	76.801	62.922	56.840						
ATUEL NORTE		4.424	6.125	4.327	3.718	3.323	2.844						
BAJADA DEL PALO		14.173	11.587	10.217	10.725	7.615	6.494	1.128	1.254	811	310.096	177.924	122.491
BLOQUE 127			17.293	31.753	25.911	21.204	19.323				1.022	1.539	2.113
CACHEUTA	3.246	16.211	13.143	10.968	8.883	8.522	7.882	961	1.078	955	750	682	564
CAJON DE LOS CABALLOS	6.044	33.631	74.119	65.996	65.836	76.727	63.747	1.683	1.430	1.560	2.078	2.816	2.649
CAÑ. LEON - MESP						505.865	1.106.907					123.688	393.827
CAÑADON MINERALES	9.607	124.577	168.852	214.590	213.595	211.945	272.398	8.618	14.311	17.165	13.865	19.250	21.850
CATRIEL VIEJO		2.750	6.241	5.356	4.032	4.836	3.299	1.111				138	48
CENTRO ESTE		45.170	74.041	70.747	69.936	66.837	66.636		30.242	121.237	109.205	99.456	99.814
CERRO OVERO			4.798	7.622	5.857	4.403	3.359				214	265	15
EL CHIVIL		21.625	14.306	11.553	6.857	7.814	19.119		285	385	120		238
EL MANZANO		3.444	2.211	2.171	1.795	1.818	1.772	1.018	948	1.367	268	114	102
EL PORVENIR	6.460	56.480	120.300	163.123	167.357	180.150	189.220	1.349	3.116	4.964	2.775	3.220	4.140
EL SANTIAGUENO		33.512	47.678	43.944	40.520	35.410	34.307	23.697	49.943	40.988	27.214	28.983	20.396
EL SOSNEADO		25.316	36.329	35.411	29.344	42.593	111.786		2.308	5.883	3.926	4.358	8.289
JAGUEL DE LOS MACHOS	2.971	38.613	52.543	52.002	47.309	42.918	37.260	3.737	3.977	9.770	10.963	5.044	4.979
LAS HERAS (CADIPSA)	11.430	96.377	87.288	78.760	67.892	59.920	63.017	3.865	9.380	10.956	9.687	8.148	8.840
LOS BASTOS		17.393	33.634	22.625	13.677	8.134	5.615	38.578	150.349	163.717	149.349	95.035	52.037
LOS CHORRILLOS			14.686	23.924	21.187	18.349	12.830		366	2.611	879		
MESETA ESPINOSA NORTE	7.870	66.362	102.341	78.278	63.627	44.699	38.482	10.090	15.777	14.277	25.206	10.045	20.868
PIEDRA CLAVADA	637.909	747.202	875.806	887.738	903.691	742.083	665.275			1.482	2.508	7.654	7.149
PUNTILLA DEL HUINCAN		3.061	2.166	1.260	351	229	175	740	530	1.781	59	12	10
RESTINGA ALI		15.998	14.939	12.635	14.720	13.000	9.436		2.005	1.267	1.284	1.337	1.290
TRES PICOS			28.554	44.435	33.625	28.901	31.408				2.187	2.709	4.503
<b>Total</b>	<b>701.045</b>	<b>1.474.332</b>	<b>1.993.401</b>	<b>2.049.405</b>	<b>1.973.944</b>	<b>2.306.967</b>	<b>2.992.297</b>	<b>264.973</b>	<b>517.778</b>	<b>625.301</b>	<b>1.073.325</b>	<b>1.395.061</b>	<b>1.939.179</b>

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos del IAP.

desarrollar se la multiplica por 8.33, ya que ésta será la producción total que permitirá dicho desarrollo. En síntesis el costo de desarrollo se computa como: Costo de Desarrollo = (Producción del año en curso-0.88\*Producción del año anterior)\*8.33\*Costo de desarrollo por BOE.

CUADRO A.3

Año	Costo de Desarrollo US\$/ m <sup>3</sup>	Costo de Extracción US\$/BOE
1991	15.1	6.8
1992	20.8	4.8
1993	22.0	4.2
1994	22.7	3.7
1995	22.7	2.6
1996	22.7	2.5

Fuente: YPF S.A.

Al valor neto de ingreso se le descuenta el impuesto a las ganancias equivalente al 30% (tasa vigente al momento de la venta), tomando en cuenta los *carry-over* correspondientes a pérdidas previas.

Se consideró un valor residual de las mismas a fines de 1996. Para valorarlas se utilizó el nivel de reservas en m<sup>3</sup> equivalentes de petróleo (presentadas en la Tabla 1), las que se multiplicaron por un cuarto del precio del m<sup>3</sup> de 1996, presentado en el Cuadro A.2. Este descuento intenta capturar la diferencia de valor entre las reservas bajo el suelo y las reservas libres para ser vendidas.

#### Áreas centrales

En el caso de las áreas centrales, se utilizaron los valores de flujo de caja reales de cada área para los años 1991-1997. Como esta información, provista por YPF, no puede ser presentada sin violar las cláusulas de confidencialidad con sus socios, sólo se presenta el resultado de rentabilidad global, incluso sin identificar las áreas a las que corresponden. A partir de 1997, se consideró una reducción en la producción al 12% anual para estimar los ingresos entre 1997 y el año 2021, no imputándose costos de desarrollo para ese período. Los costos de producción se mantuvieron constantes a los de 1997. En nuestra estimación consideramos precios constantes e iguales a los de 1997. Como el período de estimación se extiende hasta el final del contrato no se consideró valor residual. Los valores de rentabilidad están afectados por una tasa de impuestos a las ganancias del 30%, tomando en cuenta los *carry-overs* apropiados.

CUADRO A.4

#### PRODUCCION DE AREAS CENTRALES

Año	Puesto Hernández		El Huemul		El Tordillo		Vizcacheras
	Petróleo	Petróleo	Gas	Petróleo	Gas	Petróleo	
1991	1266	344	116	356		385	
1992	2776	801	269	836		840	
1993	2699	902	239	901		891	
1994	2779	868	220	882		833	
1995	2560	824	218	875		753	
1996	2622	772	217	1052	23	721	
1997	2704	637	217	1262		702	

Producción de petróleo en M m<sup>3</sup> y la de gas en MM m<sup>3</sup>

CUADRO A.5

#### PRECIOS PARA LAS AREAS CENTRALES

Año	Puesto Hernández		El Huemul		El Tordillo		Vizcacheras
	Petróleo	Petróleo	Gas	Petróleo	Gas	Petróleo	
1991	120.1	103.8	35.8	104.9		106.7	
1992	115.9	100.6	35.8	99.9		100.9	
1993	94.9	88.0	35.8	87.8		84.2	
1994	83.3	77.0	35.8	76.2		80.5	
1995	93.6	81.6	35.8	90.5		90.0	
1996	117.1	112.7	35.8	114.8	35.8	113.7	
1997	101.0	100.6	36.0	96.5		97.2	

Precios del petróleo en \$/m<sup>3</sup> y del gas en \$/M m<sup>3</sup>

Se invita al lector a aproximar los valores reales con la metodología de estimación explicada para las áreas secundarias, usando la información de cantidades y precios aportada en los Cuadros A.4 y A.5.

#### Reconversión

La evaluación de las reconversiones se realiza con información para cuatro áreas obtenida de la Secretaría de Energía (1990b). En todos los casos no se modificaron los precios, es decir que los contratos y las áreas bajo el régimen de libre disponibilidad están evaluados según los precios acordados en el proceso de reconversión (la Tabla 7 muestra los relevantes para el área de Koluel Kayke). Para estos precios se computan los ingresos totales de venta bajo dos supuestos: la producción estimada por la comisión y la producción real hasta el año 1997

(este último estimado con datos del período enero-julio), posteriormente declinada al 12% anual. Se computaron los costos de producción en US\$ 6 por barril para el período que va hasta el año 2000. A partir de allí se consideraron costos de US\$ 4 por barril, más consistente con la hipótesis de una declinación al 12%, donde no se hacen gastos de desarrollo. Por una cuestión de espacio no se presentan los datos de producción y precios considerados, los que sin embargo están disponibles a través de los autores.

Las comparaciones que se presentan en el trabajo son las siguientes. Cuando se evalúa el contrato se considera la producción real de las áreas, estimando su vigencia hasta el año 1999 y utilizando los precios especificados para el contrato al momento de la reconversión (ver texto). Cuando se evalúa el área bajo libre mercado se asume que la concesión se extiende hasta el año 2020 y con los precios de libre mercado también especificados en la renegociación. Con esta metodología se construye la información del Cuadro 8. El 11% comentado en la sección 3.3.3a) se obtiene de comparar la participación que le correspondería a la empresa contratista en una evaluación del contrato similar a la explicada más arriba (con la única diferencia de que usó la estimación de producción acordada por la comisión), con la participación que se obtiene por comparar el diferencial de precios. Es decir, que este 11% mide, independientemente de toda otra consideración metodológica, el efecto de la modalidad usada en términos de asignación de participación al contratista.

## APENDICE 2

Definamos el beneficio de la empresa como:

$$\pi(p,q) = \sum_{t=0}^{\infty} \{p_{t+1}q_{t+1} - c(q_{t+1})\} (1/(1+\delta))^t.$$

Asumimos constantes los precios y las cantidades correspondientes a dichos precios:

$$p_{t+1} = p ; q_{t+1} = q(p) \quad \forall t+1.$$

Bajo estos supuestos los beneficios son iguales a:

$$\pi(p,q) = [(1+\delta)/\delta] \{p \cdot q(p) - c(q(p))\}.$$

La idea de la renegociación es mantener el beneficio constante. Si se elige a la participación del contratista  $x = p^e / p$ , ésta implicará una sobreestimación de los beneficios del contratista si:

$$\pi(p^e, q(p^e)) / \pi(p, q(p)) < p^e / p = x.$$

Dada la solución de los beneficios, esta inequación se cumplirá en tanto se cumpla que:

$$p \cdot p^e \cdot q(p^e) < p \cdot p^e \cdot q(p) + [c(q(p^e)) - p - p^e \cdot c(q(p))].$$

$$\text{Para } p > p^e, \text{ que implica que } q(p^e) < q(p),$$

una condición suficiente es que:

$$p / p^e > c(q(p)) / c(q(p^e)),$$

o equivalentemente, que los costos no cambien mucho entre un equilibrio y otro. Por otra parte, para el caso en que  $p < p^e$ , se puede verificar que el hecho de que los costos no cambien mucho es condición suficiente para que la metodología asumida genere una subestimación de los beneficios para el contratista.

## Notas

- 1 Una visión integral y actualizada, aunque un tanto sesgada por la participación del autor en el proceso, puede encontrarse en Llach (1997). Canavese (1991) y Canitot (1996) donde se discuten los cambios en el régimen monetario, asociados a la implementación de la Llanada ley de convertibilidad. Pessino y Gil (1996) discuten la evolución del mercado de trabajo durante este período. Gerchunoff (1992) realiza una reseña del proceso de privatizaciones. Más específicamente, la reforma en el sector eléctrico es analizada en Bastos y Abdala (1995), y Gadano (1998) describe con detalle la reforma en el sector hidrocarburoífero.
- 2 Del total de regímenes analizados en todo el mundo, la explotación de hidrocarburos en la provincia austral de Tierra del Fuego (que combina el régimen general argentino para la industria petrolera con la exención del Impuesto a las Ganancias incluida en un régimen promocional de la región) es el segundo régimen más favorable en el mundo y el primero con producción significativa. Ver World Bank (1995) y Barrows (1997). Una importante consultora energética internacional señalaba en 1995: "Estos países (Argentina y Perú) han atraído un gran número de inversores en exploración y desarrollo en un período corto de tiempo (3 ó 4 años). Las compañías están interesadas aunque Argentina y Perú tienen reservas probadas relativamente bajas. Estos países han establecido términos para la inversión que proveen una gran flexibilidad y oportunidad a los inversores para obtener una tasa de retorno razonable proveyendo también amplios recursos al Estado". Ver CERA(1995b).
- 3 Desde una perspectiva de política económica, la aparición de ciclos de política está discutida en Mondino, Sturzenegger, Tomassi (1996) y en Sturzenegger y Tomassi (1998).
- 4 Los conflictos entre los privados y el Estado eran permanentes (entre otros casos se destaca la disputa entre la Standard Oil y YPF en la provincia de Salta, en el norte argentino). Además, existía una constante presión política (principalmente sustentada por el Partido Radical de Hipólito Yrigoyen) para nacionalizar y estatizar completamente la producción de petróleo.
- 5 Las concesiones preexistentes no fueron expropiadas, por lo que siguió existiendo una cada vez más pequeña producción privada.
- 6 Ver Mallon y Sorrouille (1973) y Diaz Alejandro (1983).
- 7 El contrato otorgaba derechos exclusivos de exploración y producción en un área de 49.800 Km<sup>2</sup> en Santa Cruz durante 40 años renovables. El contrato también daba a la empresa amplias facilidades para su operatoria y garantías de libre remesa al exterior de las ganancias. Se establecía que el crudo extraído debía ser entregado a YPF o a una refinería propia a ser construida por Standard Oil de California, en tanto no se alcanzara el autoabastecimiento. Los precios se fijaban en relación a la cotización de crudos similares en el mercado americano. Mediante la aplicación de impuestos generales o específicos, el Estado y la empresa se repartían en mitades la ganancia de la operación. Ver Gadano (1997) para una descripción mayor del contrato y la política petrolera del período.
- 8 En su famoso libro "Petróleo y Política" (1956) Frondizi desarrolla sus ideas sobre la industria petrolera previas<sup>29</sup> a su gestión de gobierno. Sus ideas posteriores pueden verse en "Petróleo y Nación" (1963).
- 9 Más allá de estas consideraciones, existen indicios que, al pagar por trabajo realizado, los contratos indujeron una explotación deficiente de los yacimientos. Un estudio ex-post de técnicos de YPF señaló que el Flanco sur de la cuenca del Golfo de San Jorge fue desarrollado con exceso de perforaciones, muchas de ellas antieconómicas. Ver YPF (1972).
- 10 En 1972 existían 7 contratistas privados trabajando para YPF (Amoco, Occidental y 5 productores locales), que aportaban el 29% de la producción del país.
- 11 Como novedad el Plan Houston incorporaba la retribución con precios internacionales, pero mantenía el dominio en manos de YPF y establecía una amplia participación del Estado en la renta petrolera. Además de lo percibido por regalías –un impuesto proporcional a las ventas– y en concepto de canon –pago a los propietarios de las tierras donde se ubicaba el yacimiento–, YPF tenía el derecho a asociarse hasta en un 50% una vez realizado un descubrimiento.
- 12 Esquema que fue conocido como el Plan Olivos. Se consideraba a la producción incremental a toda aquella por encima de la curva de declinación natural del yacimiento. La declinación de la producción básica rondaba entre el 15% y el 20% anual.

- 13 Pistonesi (1990) ha estimado la brecha de precios en 19% entre 1977 y 1981, y 46% entre 1982-1986. De acuerdo a Givogri (1987), en 1984 la nueva estructura de precios de contratos dejó a YPF con precios de compra superiores a los de venta a las refinerías, con una pérdida estimada promedio de US\$ 35 / m<sup>3</sup> sobre un valor promedio del crudo de US\$ 176 / m<sup>3</sup>.
- 14 Ver Cánovas y Gerchunoff (1994).
- 15 La privatización de las empresas telefónicas, concretada a mediados de 1990, es un caso paradigmático, en el que se diseñó un marco regulatorio de exclusividad dirigido a incrementar el valor futuro de la empresa y, por ende, los ingresos fiscales por su privatización. Ver Gerchunoff (1992).
- 16 Se trata de los Decretos 1055, 1212 y 1589 del año 1989.
- 17 *Upstream* se refiere a los procesos de exploración y producción del sector hidrocarburoífero, en tanto que *downstream* hace referencia a la comercialización y distribución de la producción del sector.
- 18 La presencia de productores privados locales significativos diferenciaría al proceso de reforma argentino del que podría ocurrir en países como Brasil o México, donde este grupo no existe.
- 19 Existe una amplia literatura sobre el rol de las crisis para hacer políticamente viables a las reformas económicas. Ver los extensos *surveys* de Persson y Tabellini (1994) y Sturzenegger y Tomassi (1998).
- 20 Inicialmente se barajaron en el Gobierno diversas alternativas para YPF. La más firme era agrandaría (crear la Empresa Federal de Hidrocarburos sumando a Gas del Estado y Yacimientos Carboníferos Fiscales), y otra era darle una estructura de holding y subsidiarias al estilo Petrolios de Venezuela S.A. Sólo a fines de 1990 cobra fuerza la visión privatista. Ver Gadano (1997).
- 21 Inicialmente hubo fuertes choques entre la conducción de YPF que racionalizó y privatizó la empresa y el sindicato. La renegociación del Convenio Colectivo implementada a fines de 1990, reduciendo beneficios para los empleados y eliminando remas sindicales, fue una de las primeras fuentes de conflicto. Ver Valazza (1997) para un análisis de las relaciones sindicato-empresa en YPF.
- 22 Se trata de la empresa Minar, que pidió prórrogas para pagar argumentando que el dinero estaba en las 4 áreas que por la guerra del Golfo no lo podían girar a Nueva York. En la nueva licitación de US\$ 4 áreas se obtuvieron US\$ 47 MM frente a US\$ 55 MM ofrecidos por Minar. La diferencia obedeció fundamentalmente a un área donde nuestra estimación arroja una TIR cercana al 12%, que pasa a -6% si imputamos el precio de compra ofrecido por Minar.
- 23 La metodología de estimación se detalla en el Apéndice I.
- 24 Esta comparación tiene varios problemas. Por un lado, la tasa del 24% corresponde a los Bonex 89, título que tiene riesgo y madurez distintos a los de una concesión petrolera. Más grave aún es que, en realidad, el concepto relevante a la hora de evaluar la decisión de inversión es el retorno ex-ante y no el retorno ex-post. Como no tenemos una manera muy clara de identificar al primero, asumimos previsión perfecta (*perfect foresight*), lo que nos permite trabajar con los valores observados.
- 25 En situaciones con pocos participantes la maldición del ganador probablemente no es muy relevante. Queda por dilucidar, sin embargo, si el bajo número de ofertas corresponde a expectativas negativas sobre el potencial de las áreas involucradas, en cuyo caso sí existiría un problema de sobreestimación para el ganador, o a otras causales como diferencias tecnológicas y de percepción de riesgo.
- 26 Parte de esta presión se ejerció sobre la Comisión Bicameral de Seguimiento de las Privatizaciones, que propuso algunos cambios al pliego de licitación favorables a las empresas domésticas.
- 27 En 1992 la participación en la producción total de crudo del país creció a 16%.
- 28 Cuando la información sobre la que se decide la licitación es poco verificable, el Principal debería organizar la licitación a fin de favorecer (ex-ante) a las empresas con menor posibilidad de colusionar con los intermediarios.
- 29 Punto 5.1 del pliego de la licitación.
- 30 Puede haber en esta decisión un intento de discriminar en contra de las empresas nacionales, que tenían en general ventajas de información. Así fue percibido por las propias empresas, que enviaron 16 consorcios en carrera eran: Occidental; Pérez Compané/Shell; Amoco Andina; Total; Texaco; Texaco/Repsol; Texaco/Astra; Texaco/Repsol/Astra; Siderco/Agip; Pluspetrol/Union Pacific; Cadipgas/British Gas; Tecpetrol/Santa Fe Energy; Repsol; Pérez Compané Repsol; Astra/Repsol.

- Los descalificados fueron Quintana Petroleum, un consorcio húngaro; Enterprise Oil; Bradas/Coastal; Plains Resources y Petex Company.
- Este comportamiento resulta curioso considerando que, en general, el ganador de una licitación probablemente ajustó hacia abajo sus expectativas sobre el área cuando se le adjudica ésta. En este caso, sin embargo, la empresa que ganó la licitación aceptó incrementar su oferta aún más en un 40%.
- Para la metodología de cálculo, ver Apéndice 1.
- Se realizó un ajuste en función de la producción efectivizada en el área entre la primera y segunda oferta.
- Los precios eran fijados por el gobierno, sin una política consistente respecto de fijación de precios para los distintos segmentos de la cadena de industrialización. En algunos casos incluso ocurría que YPF pagaba por el crudo más de lo que recibía luego al vendido a otros refinadores.
- En la Figura 3 se ha estimado la evolución del precio de contrato para un área (Koluel Kayke), pero la tendencia puede extenderse a las restantes.
- Arabian Light.
- Para el tipo de cambio el resultado era de 1.890 australes por dólar, muy similar al tipo de cambio libre de enero 90.
- Gran parte de la información contenida en esta sección fue recabada de la Secretaría de Energía (1990b).
- La trayectoria de los precios internacionales del crudo, el elemento clave en el nuevo escenario de libre disponibilidad, no favorecía la reconversión desde la perspectiva de los productores. Tras un repunte en 1989, en los primeros meses de 1990 el barril de WTI cayó hasta llegar a valores cercanos a US\$ 16 a mediados de año. Junto con la apreciación de la moneda doméstica, precios internacionales tan bajos desalentaban el interés de las empresas por la inmediata resolución de la reconversión, ya que en la mayoría de los contratos las empresas estaban cobrando más a YPF de lo que podían obtener del mercado.
- Cuando la renegociación estaba prácticamente concluida, el fuerte aumento en los precios del crudo producido por la invasión iraquí en Kuwait obligó a una revisión. Como reacción al nuevo escenario de precios internacionales, las autoridades sugirieron tres alternativas a las empresas contratistas:
- a) Una contribución sobre la renta extraordinaria mientras dure el conflicto.
  - b) Reabrir la renegociación.
  - c) Participación móvil de YPF en función de los precios internacionales.
- En una acción coordinada, todas las contratistas rechazaron contundentemente las propuestas b) y c). Aceptando la primer propuesta, acrearon a la Comisión un borrador que contenía la aplicación de una contribución extraordinaria del 50% de la renta diferencial sobre 26 dólares (neto del pago de regalías), con una duración no superior a 6 meses renovables (o menos si las condiciones del mercado se normalizaban).
- El Gobierno pretendía cobrar un impuesto del 62/64% sobre la renta generada por precios superiores a US\$ 21' el barril, con una duración de un año a ser renegociado. Finalmente se incluyó una cláusula extraordinaria transitoria que se activaba con precios del crudo a US\$ 24 dólares por barril imponiendo un impuesto extraordinario del 50% sobre la diferencia de precio.
- Entre otras causas, las múltiples renegociaciones y modificaciones de los contratos habían dado lugar a juicios de las empresas contra YPF y el Estado.
- Resolución 94/91 ME 2609/1 MOSP, del 3 de abril de 1991.
- Los contratos combinan con dos precios: uno para la producción "básica", relacionada con la declinación del yacimiento, y otro superior para la producción "incremental", asociada a inversiones de desarrollo y recuperación secundaria.
- Nuevamente aquí se observa el problema de que el concepto relevante a la hora de evaluar el valor del contrato eran los valores esperados "ex-ante" de las variables involucradas. Aunque suponer que éstos coinciden con los efectivamente realizados es quizás incorrecto, pensamos que representa un punto de partida objetivo para evaluar las reconversiones.
- Vale la pena destacar que gran parte de los contratos incluían una cláusula que permitía rescindir las fórmulas de indexación si no habían cumplido con el objeto para el que habían sido conven-

- Puede llamar la atención lo bajo de los porcentajes de asociación otorgados a YPF, la que era, en última instancia, la dueña del recurso. La explicación reside justamente en que los precios que YPF estaba obligada a pagar eran muy altos (semejantes a los internacionales), con lo que los beneficiarios de dichos contratos se habían convertido en virtuales dueños de dichas áreas.
- Se le da un sentido preciso a esta afirmación en el apéndice 2, pero se da trivialmente en el caso de que los niveles de producción no cambien drásticamente con la reconversión. En general, este supuesto no es excesivamente restrictivo, ya que dichas áreas estaban produciendo a plena capacidad.
- La metodología de cómputo se detalla en el Apéndice 1. Se trata de las áreas de Carriel Oeste, Koluel Kayke, Pampa del Castillo, 25 de Mayo.
- Como queda claro de la discusión posterior, para computar dicho número se ha asumido (a) que los contratos tienen la misma longitud, (b) que los niveles de producción son idénticos y (c) que los precios de venta son iguales. Sólo se difiere en la metodología por la cual se define la participación del contratista.
- Para las cuatro áreas consideradas se estimó la producción de 1997 sobre la base de datos del período enero-julio, declinando posteriormente al 12%. Luego, se "llevaron" esos valores a 1990 con una tasa de descuento anual del 20%. El resultado se compara con la producción esperada total para el período 1990-1999 (ajustada por la tasa de descuento del 20%) que se utilizó durante las negociaciones asociadas a la reconversión. Si lo comparamos con la producción real (estimada de 1997-1999 con la misma metodología) la diferencia es del 11%.
- Esto refleja, en parte, las tareas de desarrollo realizadas en el yacimiento para poder mantener la producción en niveles estables.
- Es probable que este número represente una sobreestimación si se aplica a otras áreas, ya que se refiere a cuatro contratos donde hubo una doble negociación, por lo que la empresa beneficiaria obtuvo una participación mayor a la inicialmente acordada. También vale aclarar que ambos contratos están valuados a los precios acordados en abril del 90 como parte de la reconversión, por lo que estas pérdidas son independientes de cualquier diferencia de expectativas sobre valores futuros del crudo respecto de dicho precio.
- Probablemente tenían "venajías" sobre otros, porque ya habían operado y conocido bien el área.
- Resolución 94/91 del Ministerio de Economía y 260/91 del Ministerio de Obras y Servicios Públicos. Estas resoluciones constituían una amenaza para los contratistas ya que se presumía que negociar con YPF era más fácil que con otros actores privados.
- Una propuesta inicial sugiera crear la Empresa Federal de Hidrocarburos uniendo a la YPF estatal con las empresas Gas del Estado y Yacimientos Carboníferos Fiscales (YCF). Había otras propuestas, como la de Alberto Guadagni (funcionario del Gobierno) que proponía dividir a YPF en 5 empresas del *upstream* (una por cuenca) y una en el *downstream*, conformando un holding al estilo Petróleos de Venezuela. (Ver diario *Ambito Financiero* del 24 de mayo de 1990).
- En los primeros días de septiembre YPF le cortó el suministro a las centrales térmicas, a otras empresas y a los ministerios públicos.
- No está del todo claro en qué medida el grado de restructuración de YPF fue una decisión exógena impuesta por el Gobierno para mejorar el grado de competencia del sector, o fue decidida por la propia gestión de la empresa. Estiéssoro sugiere que al menos desde 1990 la restructuración fue decidida por YPF (con el auxilio de consultores internacionales). Ver CERA (1995a) y Knoop (1995).
- Palermo y Novaro (1996) destacan que al retirarse la oposición radical del debate sobre la privatización, los diputados oficialistas que debían garantizar el quórum quedaron con un poder mayor para reclamar "compensaciones" antes de aprobar el proyecto.
- Llach (1997), p. 235. Cabe destacar que en octubre de 1993 el oficialismo hizo una gran elección legislativa ganando incluso en la Capital Federal, tradicionalmente contraria al peronismo.
- Las siglas corresponden al programa de participación del personal. El 10% del capital accionario correspondiente a este programa fue prorrateado entre el personal de la empresa al momento de la privatización y recomendados a un fondo fiduciario a un valor de US\$ 19 por acción. El Gobierno iba cobrándose las acciones mediante el pago de los dividendos. Al momento de la venta, los empleados cobraron los dividendos acumulados más la ganancia de capital existente entre el precio de venta y los US\$ 19 a los que estaban valuadas las acciones. Estas finalmente fueron vendidas

- en agosto de 1997 a un precio de US\$ 29 por acción, momento en que dichas acciones pasaron a la clase D.
- 61 Estos derechos del Gobierno se mantienen inalterados en tanto éste mantenga al menos una acción. En la asamblea de abril de 1998 se decidió que en tanto el Gobierno mantuviera 1.000 acciones tenía derecho a mantener un director.
- 62 En la Ley original del Congreso se destinaban los recursos a "aumentar los haberes previsionales", artículo que fue vetado por Menem y sustituido por "capitalizar al régimen Nacional de Previsión Social".
- 63 De hecho, el *management* que condujo la restructuración de la empresa continuó a cargo en años subsiguientes. El éxito de este esquema ha motivado al Gobierno argentino a repetirlo en dos grandes privatizaciones por venir: la de los bancos Hipotecario y Nación.

## Referencias

- ARTANA, D. (1988). "Tax Policy and Resource Allocation in Argentina.", *PhD Dissertation*, UCLA.
- BARROWS (1997). *World Fiscal Systems for Oil 1997*, Vanneers & Associates for Barrows, Canada.
- BASTOS, C. y M.A. ABDALA (1995). *Transformación del Sector Eléctrico Argentino*, Pugliese Siena, Córdoba.
- CAMBRIDGE ENERGY RESEARCH ASSOCIATION (CERA) (1995a). *Transforming Latin America Energy Future*, Cambridge, MA.
- CAMBRIDGE ENERGY RESEARCH ASSOCIATION (CERA) (1995b). *Measuring the Competition*, Cambridge, MA.
- CANAVESE, A. (1991). "Hyperinflation and Convertibility Based Stabilization in Argentina.", *Conference on Stabilization and Growth*, Instituto Torcuato Di Tella, Buenos Aires.
- CANTROT, A. (1996). "La Recuperación de América Latina a los Ingresos de Capital (1990-1995).", *Documentos de Investigación*, Instituto Torcuato Di Tella, Buenos Aires.
- CANOVAS, G. y P. GERCHUNOFF (1994). "Las Privatizaciones en la Argentina: Impactos Micro y Macroeconómicos.", *Serías Reformas de Política Pública*, N° 21, CEPAL, Santiago de Chile.
- DIAZ ALEJANDRO (1983). *Ensayos sobre la Historia Económica Argentina*, Amorrortu eds., Buenos Aires.
- GADANO, N. (1998). "La Desregulación Petrolera Argentina.", mimeo, YPF.
- GERCHUNOFF, PABLO (1997). *Las Privatizaciones en la Argentina. Primera Etapa*, Instituto Torcuato Di Tella, Buenos Aires.
- GIVOGRI, C.A. y J.J. NOVARRA (1987b). "Síntesis Histórica de la Exploración y Producción Petrolera en Argentina.", *Seminario Nuevas Bases Institucionales para el Desarrollo Petrolero Argentino*, Instituto Torcuato Di Tella, Buenos Aires.
- GHIO, JOSE MARIA (1998). "América Latina Después de la Reforma: Incertidumbre Institucional y Crecimiento Económico", mimeo, Universidad Torcuato Di Tella.
- KNOOP, CARIN (1995). "YPF Sociedad Anónima.", *Harvard Business School Case Study*.
- LAFFONT, J. y J. TIROLE (1993). *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, MIT, Cambridge, MA.
- LLACH, JUAN (1997). *Otra Siglo, Otra Argentina*, Ariel Sociedad Económica, Buenos Aires.
- MALLON, R. y J.V. SOURROUILLE (1975). *La Política Económica en una Sociedad Conflictiva. El Caso Argentino*, Amorrortu eds., Buenos Aires.
- MONDINO, G.: STURZENEGGER, F.; TOMMASI, M. (1996). "Recurrent High Inflation and Stabilization: A Dynamic Game", *International Economic Review*, Vol. 37(4), pp. 981-996.
- PALERMO, V. y M. NOVARO (1996). *Política y Poder en el Gobierno de Menem*, Ed. Norma, Buenos Aires.
- PERSSON, T. y G. TABELLINI (1994). *Monetary and Fiscal Policy*, MIT, Cambridge, MA.
- PISTONEI, H.; F. FIGUEROA DE LA VEGA y S.M. TORRES (1990). "La Política de Precios del Petróleo Aplicada en Argentina", *Revista de Desarrollo y Energía*.
- RODRIG, D. (1994). "The Rush to Free Trade in the Developing World: Why So Late? Why Now? Will It Last?", en Haggard, S. y Webb S.B. (eds.), *Voiting for Reform: Democracy, Political Liberalization, and Economic Adjustment*, Oxford University Press, New York.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA (1990a). *Expediente 522906*, Comisión de Seguimiento Areas Centrales.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA (1990b). *Expediente 51103*, Comisión de Seguimiento Reconversión de Contratos.
- STURZENEGGER, F. y M. TOMMASI (1998). *The Political Economy of Reform*, en prensa, MIT Press, Cambridge, MA.
- VALAZZA, A.L. (1997). "La Gestión Política de las Privatizaciones en Tiempos de Ajuste: Estudio de los Casos de Enel e YPF (1989-1997).", mimeo, Tesis de Graduación Universidad de San Andrés, Buenos Aires.
- VICKERS, J. y G. YARROW (1988). *Privatization: An Economic Analysis*, MIT Press, Cambridge, MA.
- WORLD BANK (1995). "Fiscal Systems for Oil", en *Giance Note No 46*, Washington DC.
- YPF (1972). *YPF, una empresa al servicio del país 1922-1972*, Buenos Aires.