

IX Jornadas de Sociología. Facultad de Ciencias Sociales, Universidad de Buenos Aires, Buenos Aires, 2011.

La arquitectura del mercado de hidrocarburos en la “posconvertibilidad”.

Mariano Barrera.

Cita:

Mariano Barrera (2011). *La arquitectura del mercado de hidrocarburos en la “posconvertibilidad”*. IX Jornadas de Sociología. Facultad de Ciencias Sociales, Universidad de Buenos Aires, Buenos Aires.

Dirección estable: <https://www.aacademica.org/000-034/171>

Acta Académica es un proyecto académico sin fines de lucro enmarcado en la iniciativa de acceso abierto. Acta Académica fue creado para facilitar a investigadores de todo el mundo el compartir su producción académica. Para crear un perfil gratuitamente o acceder a otros trabajos visite: <https://www.aacademica.org>.

**Título: LA ARQUITECTURA DEL MERCADO DE HIDROCARBUROS EN LA
“POS CONVERTIBILIDAD”**

Autor: Mariano A. Barrera

Referencia institucional: CONICET/FLACSO

e-mail: marianoabarrera@gmail.com

Resumen: El principal objetivo de la ponencia es analizar, desde la perspectiva de la economía política, las rupturas y continuidades en el “modelo petrolero” entre los patrones de acumulación de “valorización financiera y ajuste estructural” y el denominado “posconvertibilidad”. En este sentido, se realizará una breve presentación de la “arquitectura del mercado de hidrocarburos” conformada con las transformaciones estructurales iniciadas en 1989 en el sector, para luego compararla con la dinámica que éste adquirió luego de la crisis de 2001.

Conforme esto, en una primera instancia, se estudiarán las principales normativas sancionadas en ambos patrones de acumulación, con la finalidad de observar si implicaron un quiebre o, por el contrario, si potenciaron la dinámica de acumulación de las fracciones del capital que allí operan.

Por otra parte, se analizará, en términos estadísticos y comparando ambos modelos, la evolución de los principales indicadores del sector para apreciar si las nuevas normativas generaron transformaciones en la dinámica del sector, a partir del estudio de los pozos de exploración y explotación; la evolución de las reservas de gas natural y petróleo; el coeficiente de exportación e importación en ambos hidrocarburos y sus principales derivados.

Con este estudio se pretende dilucidar si el quiebre en el patrón de acumulación significó un cambio en el “modelo petrolero” o, por el contrario, no tuvo impactos trascendentes en el mercado.

Palabras clave: “arquitectura del mercado”; “convertibilidad”; “posconvertibilidad”; “fracciones del capital”; “modelo petrolero”

1. Las reformas de la arquitectura del mercado hidrocarburífero durante la convertibilidad

El funcionamiento del mercado primario de petróleo desde la creación de la Y.P.F. (1922) hasta el inicio del proceso de fragmentación de la empresa y reestructuración del mercado (1989) consistía en una dinámica dirigida por la petrolera estatal la cual, en conjunto con una serie de instituciones y amparada en un cúmulo de normas acorde, regulaba la actividad. Hacia 1988 Y.P.F. S.E. extraía de forma

directa el 65,2% del petróleo local, y de modo indirecto (por medio de contratistas) el 32,6%, por lo que disponía del 97,8% del crudo explotado en el país. El 2,2% restante era explotado por empresas que antes de 1935 habían adquirido las concesiones para operar en el mercado. A su vez, la empresa estatal tenía bajo su dominio el 99% de las reservas domésticas. El grueso de la exploración, por ende, era efectuada por Y.P.F. S.E. —desde su creación realizó 4.200 pozos exploratorios (el 96%), 100 de los cuales a cargo de empresas privadas contratistas (Kozulj y Bravo, 1993)—, salvo en aquellas áreas que estuvieran vigentes los contratos de riesgo de la última dictadura y el Plan Houston del radicalismo —que poco impacto tuvieron¹—. En esta línea, el petróleo obtenido, de dominio de Y.P.F. S.E., era distribuido por la mesa de crudos a las diversas refinerías existentes, a partir de las cuotas establecidas en función de los criterios fijados por ésta. Los privados que quisieran procesar no podían adquirir petróleo que no fuera de la entidad señalada, en tanto que la importación y exportación de los hidrocarburos y/o derivados estaban bajo la órbita de la empresa estatal —aunque existía, en rigor, la extracción marginal en disponibilidad de las viejas concesiones—. En este marco, con las regulaciones de los distintos mecanismos resaltados, los precios locales estaban desacoplados de los vaivenes internacionales, en tanto que toda la actividad giraba en torno de lograr el autoabastecimiento. Esta arquitectura del mercado primario de hidrocarburos característica del modelo de regulación pública, es la que ingresó en la agenda como cuestión socialmente problematizada, a partir de que los actores que se desenvolvían en dicho mercado y que, a su vez, eran parte constitutiva de los “generales de la economía” (Azpiazu, Basualdo y Khavisse, 2004), comenzaron a cuestionar la dinámica de la economía en su conjunto —en lo sustancial, porque ponía un límite a la dinámica de acumulación privada— y del sector petrolero, en particular.

En 1989, con la asunción al Poder Ejecutivo de Carlos Menem, se estableció un proceso de reforma integral de la estructura económica. Las leyes madre sobre las que se basó la transformación de la sociedad argentina en estos años, fueron las de Reforma del Estado y Emergencia Económica. La primera de ellas, al declarar en estado de emergencia las prestaciones de servicios públicos, la situación económica financiera de la Administración Pública Nacional y la ejecución de contratos, le confirió al Poder Ejecutivo amplios poderes para generar una considerable reforma de la dinámica estatal. En esta línea se encuentra la facultad concedida al Presidente para intervenir las empresas de propiedad del Estado ya sea para su privatización —total o parcial—, concesión o liquidación. El objetivo expreso de dicha reforma era “disminuir el gasto público, mejorar [las] prestaciones o aumentar la eficiencia”. Si bien, en términos generales, ésta era la intención manifiesta del artículo 60, vale señalar que, en cuanto a la reducción del gasto, su alcance se encontró limitado dado que en el artículo 15 se establecía que el “Estado Nacional asumi[ría por medio de empresas residuales] el pasivo total o parcial de la empresa a privatizar, a efectos de facilitar o mejorar las condiciones de la contratación”². En lo relativo a Y.P.F. S.E., esta Ley le otorgó el encuadre legal para incluirla dentro de las empresas estatales “sujetas a privatización”, por medio de la concesión y/o asociación en sus áreas de exploración y/o explotación, como así también a través de la conformación de sociedades mixtas en áreas de recuperación asistida.

En cuanto a la otra Ley mencionada, la de Emergencia Económica, cuya finalidad era “superar la situación de peligro colectivo creada por las graves circunstancias

económicas y sociales”, permitió implementar una serie de reformas de sustancial relevancia para el posterior desarrollo de la economía y la sociedad argentinas. Como se mencionó, entre sus principales disposiciones se encuentran la suspensión por 180 días de los subsidios, subvenciones y demás compromisos que se afectarían con recursos del Tesoro Nacional y/o las cuentas del balance del Banco Central, como así también los regímenes de compra nacional y promoción industrial y exportaciones, establecidos en el país.

El cúmulo de leyes y decretos que posibilitaron el diseño de la nueva arquitectura del mercado primario de hidrocarburos puede escindirse analíticamente en dos bloques: el primero, parcialmente desarrollado, conformado por normativas más generales tendientes a preparar el terreno a la posterior sanción de leyes específicas —el segundo bloque—, relativas al sector petrolero. En cuanto a este último, el Decreto inicial fue el N° 1.055/89 el cual tenía como objetivo explícito “la reactivación de la explotación de hidrocarburos mediante el aumento de su producción” en yacimientos hasta entonces operados por la empresa estatal, fundamentalmente, en aquellos que registraban bajo nivel de extracción “como consecuencia de su inactividad prolongada y/o estado de semiexplotación”. En esta línea, esta norma expresaba la intención del gobierno de emprender un profundo proceso de “desregulación” —o nueva forma de regulación— de la actividad, a partir de “reemplazar en forma creciente la intervención del Estado en la fijación de los precios, márgenes de bonificaciones, cuotas, cupos, etc, por los mecanismos de asignación del mercado y el libre juego de la oferta y la demanda”. Según entendía el gobierno, este proceso de eliminación de la intervención del Estado devendría en un “crecimiento de la producción de hidrocarburos, incremento de las reservas del país y equitativa participación en la distribución de la renta petrolera”. En virtud de expandir la extracción de hidrocarburos en los yacimientos que poseían bajos niveles de explotación, definidos como “áreas de interés secundario”, el gobierno dispuso su concesión. Dentro de esa categoría se incluían aquellas zonas que, por un lado, a la fecha del decreto “hayan permanecido inactivas durante cinco (5) o más años” o que, por el otro, su nivel de “producción diaria, promedio del año 1988, no haya superado los doscientos (200) m³ de petróleo” —excluyendo aquellos yacimientos que tuvieran contratos vigentes, concursos o adjudicaciones en curso de ejecución o, en las que Y.P.F. S.E. estuviera realizando tareas efectivas de recuperación asistida y secundaria—³. Los nuevos concesionarios obtendrían un petróleo de libre disponibilidad a partir de los 180 días, libertad de comercio tanto en el mercado interno como externo con tarifas compatibles con los precios internacionales. En cuanto a las áreas centrales, la norma establecía que el capital privado podría asociarse a Y.P.F. con una participación que oscilaría entre el 35% y 50% —posteriormente, por medio del Decreto N° 1.727/91 se ampliaría hasta el 90% para algunas áreas—.

Otro de los Decretos fundamentales en el proceso encarado fue el N° 1.212/89, el cual tuvo como objetivo central continuar la “desregulación” y apertura, con la finalidad de implementar “mecanismos de mercado” en la conformación de los precios —eliminando, de este modo, la “mesa de crudos” desde la cual se asignaban las cuotas de extracción a las distintas refinerías— e incentivar la competencia para obtener incrementos tanto en las reservas de hidrocarburos como en su extracción. Un punto de sustancial relevancia fue el establecido en las disposiciones complementarias, en tanto plasmó una de las principales

modificaciones en el sector. La Ley N° 17.319, establecía límites precisos a la titularidad de permisos de explotación o concesiones de explotación dado que fijaba que una persona física o jurídica no podía ser simultáneamente titular de más de cinco permisos, ya sea directa o indirectamente. En cuanto a las concesiones de explotación asignaba el mismo tope sin importar el origen de las mismas (si correspondía a exploraciones propias o adquisiciones de áreas con hidrocarburos comprobados). De este modo, el artículo 18 del decreto en cuestión, planteaba que el Ministerio de Obras y Servicios Públicos elevaría en el plazo de 30 días un proyecto de Ley —el cual nunca se promulgó— que derogara las restricciones previas y determinaba que, hasta tanto éste no se sancionara, para el cómputo de las limitaciones indicadas “cuando los titulares constituyan una persona jurídica distinta o asuman la forma de Unión Transitoria de Empresas o asociación, la restricción se aplicará exclusivamente respecto de dicha persona, Unión Transitoria de Empresas o asociación con igual composición de integrantes”.

Esta transformación del marco normativo, de dudosa legalidad⁴, posibilitó que las distintas empresas o grupos económicos adquirieran un número de áreas mayor a las establecidas en la Ley de Hidrocarburos a partir de la constitución de diversas uniones transitorias de empresas o asociaciones con distintas compañías, a partir de que la restricción se establecía en la unión o asociación “con *igual composición* de integrantes”. Mientras que las alianzas entre los distintos capitales se realizaran con distinta composición, estarían facultados —según expresa esta norma— para sortear las restricciones previas y, en este sentido, una empresa o persona jurídica podría adquirir más de 5 permisos de exploración o concesiones de explotación. La posibilidad emergente habilitó un mecanismo contrario a los principios de competencia expresados, ya que permitió la re-concentración de las áreas que Y.P.F. S.E. entregó en su proceso de fragmentación.

Por su parte, el Decreto N° 1.589/89 concedió ciertos beneficios al capital privado que se desempeñara en el sector. En este sentido, reglamentó que los capitales que extrajeran hidrocarburos en condiciones de libre disponibilidad pudieran retener hasta el 70% de las divisas provenientes del comercio establecido ya sea por la exportación⁵ —en cuyo caso no se encontrarían obligados a ingresar al país el monto correspondiente— o por la venta en el mercado interno de sus productos —a partir de lo cual estarían facultados para acceder a las respectivas divisas en el porcentaje señalado—.

De las descripciones realizadas puede observarse un proceso de, por un lado, acelerada supresión de la intervención del Estado en el mercado primario (junto con la transferencia de la capacidad regulatoria al capital privado) y, por el otro, paulatina pero persistente fragmentación de la empresa estatal. En rigor, esto expresa la convergencia de los procesos de eliminación del control estatal en el mercado (“desregulación”) y fragmentación de Y.P.F. S.E., en tanto que para convalidar la desarticulación de la empresa, era menester eliminar los diversos mecanismos regulatorios propiciados por el Estado, para que los capitales pudieran ampliar el proceso de acumulación.

2. La fragmentación de Y.P.F. y la transferencia de los principales activos a los grandes grupos económicos y conglomerados extranjeros

En base a lo señalado, los principales decretos sancionados durante los primeros años del gobierno de Carlos Menem, tuvieron como objetivo eliminar la intervención del Estado en el mercado y transferir la capacidad regulatoria, junto con una serie de activos de la empresa, al sector privado, particularmente, a un número reducido de actores.

Del conjunto de áreas de Y.P.F. transferidas pueden armarse 4 tipos conformados por las “marginales”, las “centrales”, las “reconvertidas” y los “permisos de exploración”. Dentro de las primeras se encontraban aquellas que Y.P.F. S.E. operaba en 1988 con una extracción diaria en promedio menor a los 200 m³ o que estaban en inactividad desde hacía 5 años considerando desde la fecha de sanción del Decreto N° 1055/89. En términos generales, las áreas transferidas al capital privado alcanzaron volúmenes que representaban el 13% de la extracción del conjunto del país (Y.P.F., 1991: 109). La gran mayoría se encontraban con una explotación diaria menor a los 100 m³ diarios o inactivas; sin embargo, existieron algunas con volúmenes superiores a los que exigía la norma para considerarlas marginales: tal es el caso de Cañadón Minerales (274,4 m³ diarios) y Meseta Espinosa (que en 1988, año anterior a su licitación, tuvo un rendimiento diario de, en promedio, 219 m³). En cuanto a las reservas hidrocarburíferas de estas zonas concesionadas, vale destacar que representaban el 10% en petróleo y el 4% en gas natural.

La desarticulación de la empresa estatal también implicó, en el marco de las Leyes N° 17.319 y N° 23.696 y, fundamentalmente, del Decreto Ley N° 1.212/89, las áreas agrupadas en el segundo tipo, las cuales implicaron la reconversión de los contratos de locación de obra y servicios otorgados entre 1958 y 1983 (con sucesivas renegociaciones, y que muchos estaban próximos a vencer), en concesiones de explotación por 25 años prorrogables por 10 años más. A la fecha de la cesión existían dos contratos vigentes que habían sido firmados en 1958 (en el gobierno de Frondizi), tres concretados entre 1967 y 1972 (bajo la dictadura de Onganía, Levingston y Lanusse) y veintidós rubricados durante 1976 y 1983 (en el marco de la última dictadura militar-civil). La conversión de contratos de explotación en concesiones de explotación, era la derivación lógica del proceso de eliminación de la intervención de Y.P.F. S.E. y del Estado en el mercado. En la vigencia del modelo anterior estas empresas que habían ingresado al mercado de forma subordinada a Y.P.F. S.E., con el paso de los años y las políticas implementadas principalmente por la última dictadura militar-civil y que el gobierno radical no revertió, terminaron condicionando tanto el propio accionar de la petrolera estatal como del sector en su conjunto. Esto se debió, en gran medida, a que los volúmenes que extraían las compañías (35,3% hacia 1989), necesarios para alcanzar el autoabastecimiento, las investía de un poder de presión de considerable magnitud.

Un rasgo característico del proceso de reconversión de estas áreas fue que, a diferencia de las “marginales”, en primer lugar, no fueron entregadas luego de un Concurso Público Internacional y, en segundo, no se realizaron desembolsos monetarios para su adquisición. Este dato es importante resaltarlo dado que, por un lado, se estaba transfiriendo el 33,8% de la explotación de petróleo y el 19,7% de la de gas natural, según los valores de 1990, último año de vigencia de los contratos. A su vez, los volúmenes de reservas representaban entre el 20% (según Y.P.F.

S.E.) y 25% (en virtud de los datos de la consultora Gaffney, Cline & Associates) para el petróleo y entre 13% y 18%, respectivamente, para el gas natural, en virtud de los datos de diciembre de 1989. Por otra parte, la gran mayoría de las reservas fueron descubiertas por la empresa estatal y entregadas al capital privado para su explotación, con lo cual, los costos operativos de las compañías eran marcadamente inferiores a los de la petrolera estatal. Finalmente, a diferencia de lo que estipulaba la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 para las concesiones, los contratistas nunca abonaron canon o pago alguno por la explotación que realizaron durante la vigencia de los contratos —vale agregar que las regalías eran saldadas por Y.P.F. S.E. y no por el sector privado, con lo cual hacía más rentable el negocio de éstas—.

El Decreto Ley N° 1.055/89 y las Leyes N° 17.319 y N° 23.696 establecieron el marco de referencia de la transferencia al capital privado de las principales áreas hidrocarburíferas del país en calidad de asociaciones con la empresa estatal —las denominadas “áreas centrales”—, hasta ese momento operadas por Y.P.F. S.E.. Las nueve áreas que estaban comprendidas (Tordillo, El Huemul-Koluel Kaike —del Golfo San Jorge—; Puesto Hernández —Cuenca Neuquina—; Santa Cruz I y II, Tierra del Fuego —Cuenca Austral—; Aguaragüe y Palmar Largo —Cuenca Noroeste—) tenían una extracción diaria de petróleo, en volúmenes de 1992, de 26.064 m³, 29,5% del total y un nivel de reservas de crudo y de gas natural de entre el 20% y 15%, respectivamente, del conjunto del país.

Finalmente, en el marco del XIII Congreso Mundial del Petróleo que se estaba desarrollando en la Argentina en 1991, el gobierno lanzó el “Plan Argentina de exploración”, el cual se basó en una licitación Pública Internacional para concursar 140 áreas en todas las cuencas sedimentarias del país, con la finalidad de expandir la actividad exploratoria por medio de permisos de exploración con los mismos beneficios descriptos para las concesiones de explotación —libre disponibilidad del hidrocarburo extraído y del 70% de las divisas generadas por su venta, libertad para exportarlo, etc.—. El objetivo explícito del gobierno era acrecentar el horizonte de reservas que estaba en descenso desde mediados de la década del 70. La implementación del Plan consistió en un sistema de apertura periódica de licitaciones durante los meses impares que, en una primera instancia, contempló alrededor de veinte zonas revertidas del Plan Houston. Las primeras rondas realizadas hasta 1993 dieron como resultado la adjudicación al capital privado de 23 áreas para su exploración.

Todo parece indicar que contrariamente al discurso del gobierno, el cual se basaba en generar un proceso de “desregulación” e ingreso masivo de capitales en un escenario de “competencia perfecta”, el proceso de fragmentación de Y.P.F. S.E. estuvo guiado por la disputa en el plano agregado entre el capital concentrado local (tanto nacional como extranjero) y los acreedores externos por la apropiación de los recursos del Estado⁶. De este modo, en el Cuadro I se puede observar la participación de los catorce primeros grupos económicos y conglomerados extranjeros en las áreas transferidas al capital privado en el marco del proceso de fragmentación señalado. En este sentido, tal como se aprecia, de las 147 áreas entregadas, dentro de las concesionadas a un único operador⁷, los primeros cinco grupos económicos (todos argentinos en su origen de capital) luego del proceso de fragmentación controlaban el 25,1% de ellas, número que ascendía al 27,8%

considerando los seis primeros grupos económicos o conglomerados extranjeros⁸. En efecto, teniendo en cuenta el total de áreas de cada empresa, Pérez Companc poseía injerencia en 31 de las 147 zonas transferidas (21,1% del total), Techint en 22 (15,0%), Astra Capsa en 15 (10,2%), Pluspetrol en 13 (8,8%) al igual que Bridas. Dado que en varias de estas áreas los grupos señalados operaban en consorcio, la suma simple de sus áreas daría una cifra alejada de la realidad si se quiere observar cuántas controlaban en total. Sin embargo, si se realiza un trabajo más analítico y se considera las zonas en las que operaban, ya sea con mayor o menor participación o como único operador o compartido, se advierte que los primeros cinco tienen injerencia, en 81 áreas (55,1% del total) cifra que asciende a 88 (59,9%) si se considera los primeros seis grupos económicos o conglomerados extranjeros y a 92 (62,6%) al contemplar las siete principales.

En conjunto, finalizado el proceso de fragmentación y luego de un desembolso monetario estimado en 1.804 millones de dólares, el capital privado pasó a operar sobre cerca del 40% de las reservas de gas natural del país y alrededor del 55% de las de petróleo, lo cual le permitió extraer, en volúmenes de 1993, el 53% y 62% de ambos hidrocarburos, respectivamente.

Conforme esto, la “distribución” inequitativa de áreas podría haber afectado la “competencia perfecta” del mercado que pregonaban desde el oficialismo y, de forma derivada, se podría haber generado una formación de precios oligopólica con la correlativa apropiación de renta extraordinaria por parte de un sector. En cuanto al argumento tanto del gobierno como de quienes participaban en el mercado, basado en que esta apertura al capital privado generaría inversiones de riesgo en el sector y, consecuentemente, un incremento en los niveles de reservas que le atribuirían una dinámica mayor al mercado, es preciso remarcar que, al igual que el Plan Houston, las empresas asumieron el menor riesgo posible e invirtieron en las zonas ya conocidas y de mayor productividad.

Cuadro I

Participación de los catorce primeros grupos económico y empresas transnacionales en las áreas entregadas al capital privado (concesiones de explotación de áreas secundarias y centrales, reconversión de contratos y permisos de exploración) (valores absolutos y %)

	Único operador	% sobre el total de áreas	Participación compartida	% sobre el total de áreas	Total	% sobre el total de áreas	Acumulado de áreas en las que tienen injerencia	%
Pérez Companc (Compañía Naviera Pérez Companc; Entre Ríos Inversiones; Petrolera Patagónica; Inter Rio Holding Establishment; Tecsa) (Argentina)	18	12,2	13	8,8	31	21,1	31	21,1
Techint (Tecipetrol y Cadipsa) (Argentina)	9	6,1	13	8,8	22	15,0	52	35,4
Astra Capsa (Astrafor; Unola Argentina; Phillips Petroleum Argentina Development Company) (Argentina)	2	1,4	13	8,8	15	10,2	62	42,2
Pluspetrol S.A. (Argentina)	5	3,4	8	5,4	13	8,8	73	49,7
Bridas (Bridas; Valdana; Apco) (Argentina)	3	2,0	10	6,8	13	8,8	81	55,1
Glacco Cia Petrolera S.A. (Canadá)	4	2,7	3	2,0	7	4,8	88	59,9
Compañía General de Combustibles (Soldati) (Argentina)		0,0	7	4,8	7	4,8	92	62,6

Triton Argentina Inc (Canadá)	4	2,7	2	1,4	6	4,1	96	65,3
Y.P.F. S.A. (Argentina)	2	1,4	4	2,7	6	4,1	96	65,3
Norcen Int. Ltd. (Canadá)	1	0,7	5	3,4	6	4,1	99	67,3
Tecnicagua S.A. (Argentina)	1	0,7	4	2,7	5	3,4	102	69,4
BG (luego Vintage Oil)	0		5	3,4	5	3,4	102	69,4
Petrouruguay S.A. (Uruguay)	0		5	3,4	5	3,4	103	70,1
Repsol (España)	0		5	3,4	5	3,4	103	70,1
Resto	22		105		127		147	100,0
Total áreas entregadas	147		147		147		147	100,0

*El total del porcentaje excede el 100% dado que se está contemplando la cantidad de áreas en las que cada grupo tiene participación tanto como operador único o compartido. No obstante, aquellas áreas en las que una empresa intervenía con otra de su propiedad fueron consideradas con una única participación.

Fuente: Elaboración propia en base a sistematización de información suministrada por Ley N° 24.145; Decretos Ley señalados; Dromi (1990); Informe sobre privatizaciones (1990-1994); Dromi (1991); Informe PEREL PERAL; Kozulj y Bravo (1993); Fundación “Consejo para el Proyecto Argentino” (1992).

En efecto, si se dejan de lado las áreas centrales —debido a su gran rentabilidad— y las zonas con contratos de explotación reconvertidos —las cuales ya estaban siendo operados por estas empresas con, por lo general, altos rendimientos—, se puede observar que las inversiones se destinaron hacia las zonas de riesgo bajo o moderado. El capital privado tendió a realizar inversiones en las áreas de mayor seguridad, relegando aquellas que presentaban alto o muy alto riesgo. En este sentido, concentró sus esfuerzos en las concesiones de explotación y postergó las relativas a los permisos de exploración. Más aún, cuando decidió invertir en estas últimas, lo hizo en las que más probabilidades de hallar hidrocarburos poseía (Barrera, 2010; Barrera, 2011).

Conforme lo señalado, en este marco, y frente a la necesidad del gobierno de incrementar sus ingresos para saldar tanto las deudas con los acreedores internacionales como las cuentas fiscales, se decidió iniciar el proceso de fragmentación de Y.P.F. S.E. con la finalidad de que estas fracciones que se desenvolvían en el sector acompañaran y legitimaran la posterior privatización de la empresa. Indudablemente, la dinámica macroeconómico-política condicionó la posterior resolución del conflicto, elemento que puede observarse a través del estudio de su “nudo”, la fragmentación.

En un escenario de transferencia de capacidad regulatoria desde el Estado al sector privado, la desarticulación de Y.P.F. S.E. cumplió con el objetivo de, por un lado, desintegrar parcialmente tanto vertical como horizontalmente la compañía eliminándola, de este modo, como empresa testigo y reguladora del mercado de hidrocarburos y, por el otro, ampliar el proceso de acumulación de capital de los operadores a partir de la adquisición de nuevos activos.

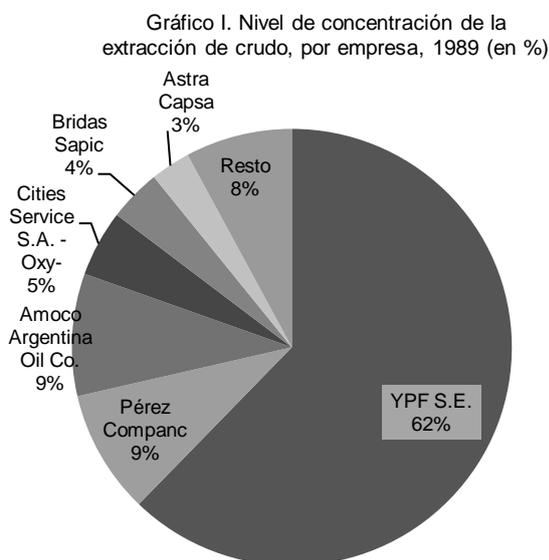
De esta manera, los procesos de fragmentación de la petrolera estatal y de reestructuración de la arquitectura del mercado primario de hidrocarburos fueron expresión de la colisión de intereses entre las fracciones de clase que integraban el bloque de poder gestado desde el último gobierno de *facto*. Este hecho marca una peculiar línea de continuidad entre las privatizaciones periféricas realizadas por el equipo económico de Martínez de Hoz y el gobierno de Menem, que contribuyeron a desarticular a Y.P.F. S.E., eliminando su capacidad de empresa testigo en el mercado.

3. Las consecuencias en el mercado primario de hidrocarburos de la privatización de la petrolera estatal, durante la convertibilidad

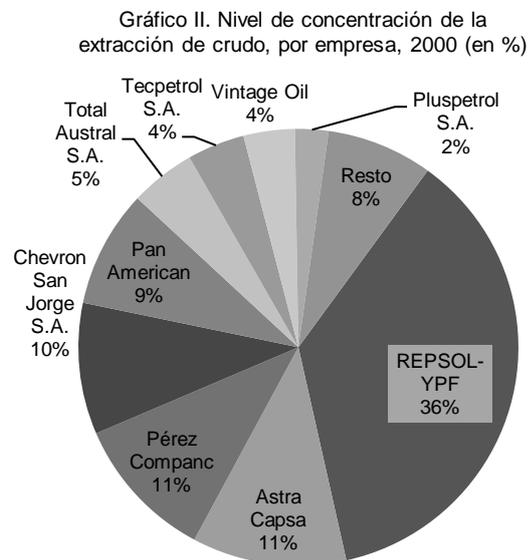
Desde lo discursivo, el gobierno de Menem inició la reforma del mercado primario de hidrocarburos con la finalidad de aumentar tanto su competencia, como los niveles de extracción y de reservas de petróleo y gas natural. A su vez, el objetivo de la fragmentación de la petrolera estatal, según expresaban, giraba en torno de incrementar su “eficiencia” y, de este modo, adaptarla al nuevo entorno “desregulado”. Sin embargo, como se analizó, el proceso de fragmentación de la compañía estuvo alejado de lo manifestado por el Poder Ejecutivo y se ciñó a eliminar a Y.P.F. como empresa testigo y reguladora del mercado para que, de esta manera, el capital privado no tuviera frenos en su proceso de acumulación.

Tal como se puede observar en los Gráficos I y II, luego del proceso de fragmentación y posterior privatización de la petrolera estatal, no existieron incrementos de competencia en el mercado primario de hidrocarburos. En efecto, en 1989 seis empresas concentraban el 92% del mercado de crudos —de forma directa e indirecta—⁹, mientras que en el 2000, la cantidad de firmas que extraían ese porcentaje había ascendido a solamente nueve¹⁰.

En rigor, lo que está expresando este proceso es que las transformaciones estructurales implementadas a partir de 1989 generaron que los más de 25 puntos porcentuales de producción que perdió la ex petrolera estatal (particularmente, a partir de la transferencia de sus áreas) fueran “distribuidos” entre los principales actores que participaban del mercado de hidrocarburos, en tanto no propició incrementos en la competencia, como se había expresado desde el gobierno.



Fuente: Elaboración propia en base al IAPG.



Fuente: Elaboración propia en base al IAPG.

En este sentido, lo que se observa es que, en términos de la estructura de la oferta, el proceso de fragmentación significó la consolidación del poder de mercado de los principales grupos económicos y conglomerados extranjeros que se encontraban operando antes de las transformaciones encaradas en 1989.

Conforme esto, la liberalización del mercado impactó en un importante incremento en los niveles de extracción de hidrocarburos, a partir de la ampliación tecnológica y de la puesta en funcionamiento de áreas marginales que Y.P.F. S.E. no se encontraba operando. De este modo, en base a lo presentado en el Gráfico III entre 1989 y 1998 (año de mayor extracción de petróleo de la historia nacional) la explotación de crudo creció un 84% al pasar de 26,7 millones de m³ a 49,2 millones de m³. A la par que aumentaba la producción, como consecuencia de la “desregulación” del mercado, comenzaron a generarse importantes volúmenes para la exportación¹¹. De este modo, a partir del incesante incremento en las ventas de crudo al exterior, se generó un significativo aumento en el coeficiente de exportación, al pasar de representar del 2,6% al 41,4% del total de la explotación doméstica, manteniéndose entre 1994 y 2001 por sobre el 30%.

En consecuencia, las formidables alzas en la extracción no redundaron en beneficios para el conjunto de la sociedad sino que se restringieron a un acotado grupo de empresas que pudieron exportar dichos recursos con la posibilidad de retener en el exterior hasta el 70% de las divisas ocasionadas por el comercio — tanto local como internacional—. Asimismo, dada la escasa inversión en exploración y los altos volúmenes de extracción, el horizonte de las reservas de petróleo descendió de 13 a 10 años.

La escasa inversión en exploración concomitantemente con el formidable incremento en la explotación de petróleo se puede apreciar, asimismo, en el Gráfico IV. En este sentido, mientras que durante la década del '80, tomando el promedio anual, se desarrollaron 656 pozos de explotación y 125 de exploración de petróleo terminados (con una relación de 5 a 1), hacia 1995, los de extracción habían llegado a 1.346 frente al incremento de, apenas, 21 pozos de exploración. Asimismo, hacia el final del modelo de convertibilidad, las inversiones para descubrir nuevas reservas habían descendido a 26 pozos contra los relativos a la explotación que habían arribado a 1.096 (marcando una relación de 42 a 1, muy superior a la vigente durante el modelo anterior). En síntesis, mientras que las inversiones en extracción ascendieron fuertemente (en derredor del 68% entre el promedio de la década del 80 y los valores de 2001), las relativas a la exploración, en el mismo período, descendieron también de modo considerable (-77%).

En parte, esto se puede explicar por la caída en la participación de Y.P.F. en el mercado de exploración, en tanto que, mientras en durante los años 80, en promedio, la petrolera estatal realizaba el 70% de los pozos de exploración, luego de la privatización esta relación descendió marcadamente hasta finalizar, con amplias oscilaciones, en el 2001 en el 27% (en promedio, durante la vigencia de la convertibilidad, la participación fue del 53%).

Esta sobre explotación de los yacimientos en conjunción con la subexploración, estarían explicando la caída del horizonte de reservas de petróleo. Las transformaciones implementadas a partir de 1989 que, según expresó el propio gobierno, se realizaron con la finalidad de incrementar la competencia en el mercado y, a partir de la mayor confluencia de capitales en disputa como consecuencia del nuevo entorno “desregulado”, generar incrementos en las reservas, en rigor, tendieron a transferir la capacidad regulatoria a un acotado número de actores que aplicaron una política tendiente a sobreexplotar los

yacimientos y sobreexportar el recurso, en conjunción con la subexploración del territorio. Esta consecuencia es producto de los “vicios de origen” del proceso, en tanto que se confeccionó una arquitectura legal que permitió la reconcentración — esta vez privada— de los yacimientos, reduciendo la competencia en el mercado.

Gráfico III. Evolución de la extracción, exportación, coeficiente de exportación y horizonte de reservas de petróleo, 1989-2001 (en miles de m³, % y años)

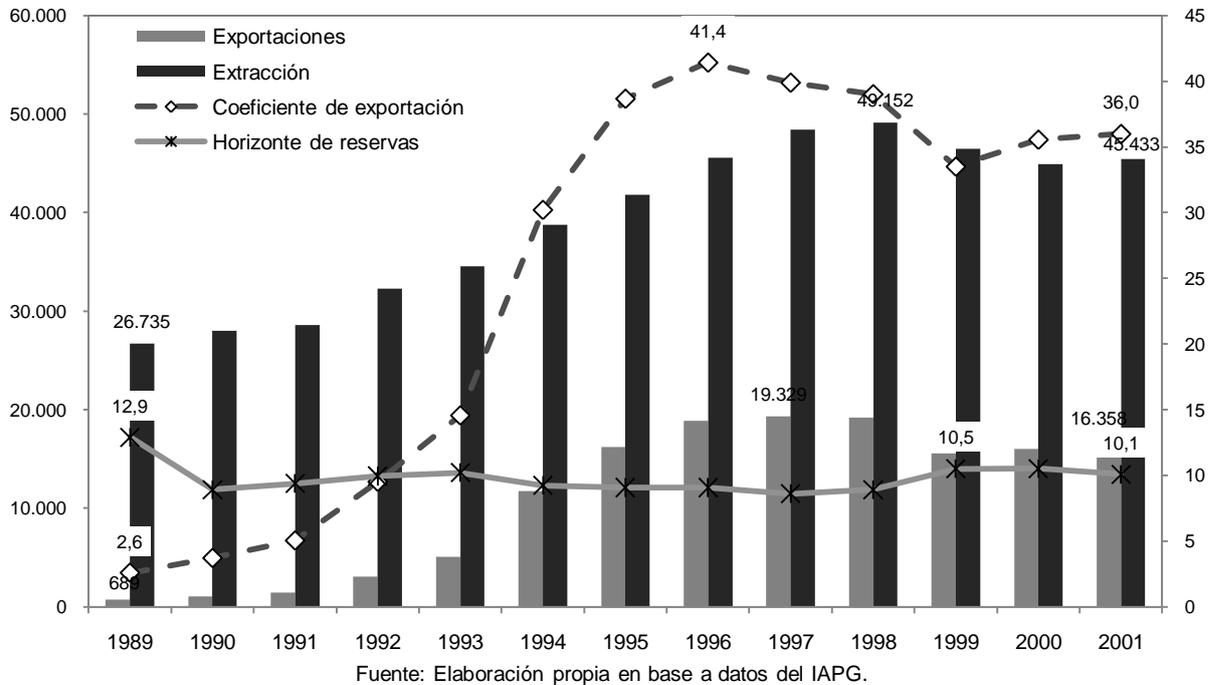
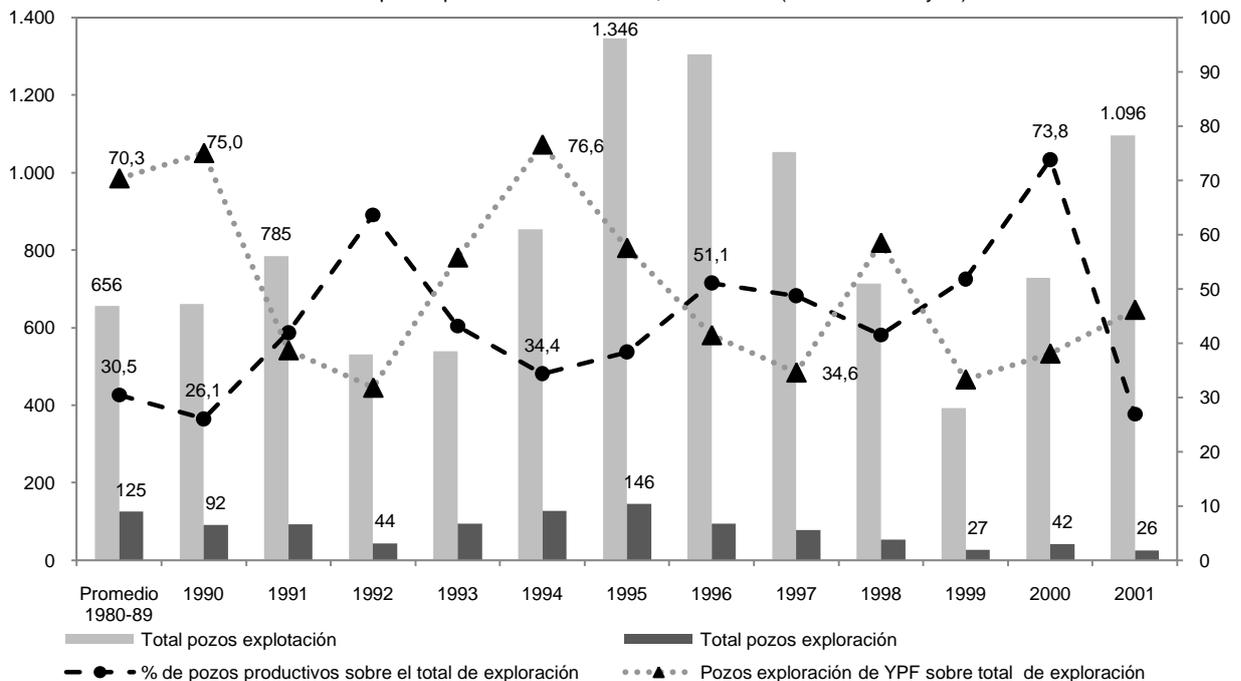


Gráfico IV. Evolución de los pozos de explotación de petróleo y exploración de gas natural y crudo y relación de pozos productivos sobre total, 1980-2010 (en cantidades y %)



4. La política petrolera en la convertibilidad: ¿nueva arquitectura del mercado hidrocarburífero?

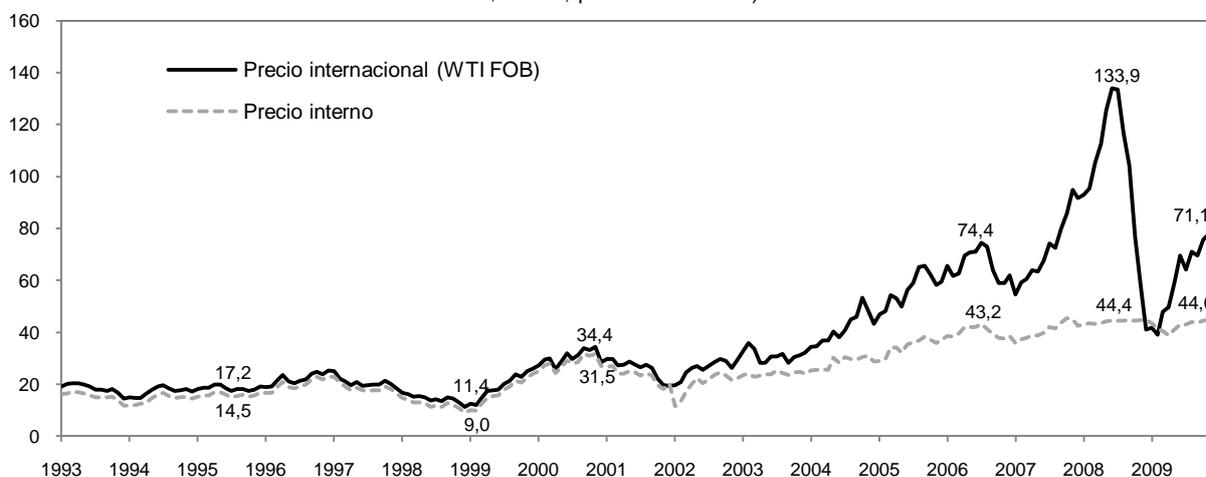
La insustentabilidad del modelo económico que tenía como uno de sus ejes nodales la caja de conversión, colapsó hacia finales de 2001 por la propia lógica estructural que presentaba y por la masiva movilización social. Luego de la sucesión presidencial, el 6 de enero de 2002 se sancionó la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario que, entre una serie de medidas, se encontraba la eliminación de la “caja de conversión” que ataba el peso al dólar, la pesificación de las tarifas de los servicios públicos que estaban expresadas en moneda extranjera y se facultó al Poder Ejecutivo a establecer derechos de exportación a los hidrocarburos con la finalidad de absorber parte de las ganancias extraordinarias que se producirían como consecuencia de la devaluación de la moneda doméstica.

Conforme esto, con el Decreto N° 310/02 se fijó, en cuanto al petróleo, un arancel a la exportación del 20%. A los dos años, y debido a la escalada del precio internacional del crudo como consecuencia de la invasión de los Estados Unidos a Irak, por medio de la Resolución 337/04 se estableció un nuevo valor del 25%. A partir de ahí, si bien los aumentos en la alícuota de las “retenciones” también tuvieron como finalidad que el Estado se apropiara parte considerable de la renta petrolera, comenzó a primar la intención de escindir los precios locales de los internacionales producto del proceso ascendente que éstos tuvieron luego de la invasión norteamericana (Gráfico V). En este sentido, a los tres meses por medio de la Resolución 532/04 se fijaron diferentes valores sobre los derechos de exportación conforme el precio del barril fuera subiendo (en caso de que el barril fuera igual o superior a los 45 dólares, la alícuota se establecería en el 45%, como valor máximo). Finalmente, en 2007 a través de la Resolución 394, se implementó un porcentaje móvil en función de un valor de referencia (que en petróleo es de 60,9 dólares el barril), un valor de corte (42 dólares el barril) y el precio internacional del crudo, lo que implicó que el precio se fijara en torno de los 44 dólares el barril.

Tal como se aprecia en el Gráfico V, el desfase de los precios domésticos respecto de los externos fue creciendo desde 2002, aspecto que permitió que, a través de los derechos de exportación, por un lado, el Estado se apropiara de una parte considerable de la renta petrolera; y, por el otro, los consumidores absorbieran también cierta porción de la renta al no pagar el precio pleno del crudo, en los derivados comercializados. En este sentido, es menester realizar cierta aclaración. Como se puede observar en el Gráfico en cuestión, si bien se generó un desacople de los precios que impidió que los extractores se apropiaran de la totalidad del valor del recurso, en promedio, luego de 2002 el precio en dólares fue considerablemente mayor al de la media de la década pasada. De esta manera, mientras que entre 2002 y 2009 osciló en torno de los 34,3 dólares el barril; entre 1993 y 2001 había girado en derredor de los 18,3; es decir, medido en moneda extranjera, el incremento fue del 87,7% (comparando promedios de cada período). Esto es importante resaltarlo, ya que uno de los argumentos vertidos por los “agoreros” del sector privado, respecto de por qué las inversiones en exploración durante la “posconvertibilidad” descendieron fuertemente, pone el énfasis en que las

“distorsiones” en el mercado eliminan los incentivos para invertir (Apud y otros, 2011; Lapeña, y otros, 2009).

Gráfico V. Evolución del precio internacional del crudo (WTI FOB) y del precio interno, 1993-2009 (en U\$/barril, promedio mensual)



Fuente: Elaboración propia en base a la U.S. Energy Information Administration y la Secretaría de Energía de Argentina.

En lo relativo al gas natural, la tendencia fue similar. Amparado en la Ley N° 25.561, en 2004, por medio del Decreto N° 645/04 se fijó el derecho de exportación al gas natural en un 20%. Posteriormente, con la Resolución 534/06 se elevó al 45%, y a los dos años, a través de la Resolución 127/08 se modificó la alícuota por el 100%, desacoplando, de este modo, los precios nacionales de los internacionales.

Por último, vale hacer una mención respecto de las naftas. En una primera instancia, cuando por medio del Decreto N° 310/02 se fijó una alícuota del 20% para el petróleo crudo, en lo relativo a las naftas se estableció un valor de 5% que quedó fijo hasta que la Resolución N° 394/07 determinó su movilidad en función de un valor de referencia (56 U\$/barril para las naftas para petroquímica y 113 U\$/barril para las demás naftas) un valor de corte (39 U\$/barril y 78 U\$/barril, respectivamente) y el precio internacional del crudo; que como mínimo pasó a ser del 45%, mientras que el precio del barril no fuera inferior a 45 dólares.

4.1. La dinámica del mercado primario hidrocarburífero durante la posconvertibilidad

Como se analizó, los últimos años de la convertibilidad presentaron un escenario significativamente complejo respecto de las inversiones tanto en explotación como, principalmente, en exploración. Luego de alcanzar un pico de extracción en 1998 y de pozos de exploración en 1995, ambos indicadores comenzaron a mostrar signo negativo. Esta tendencia que ya se estaba expresando en la fase final de la convertibilidad persistió durante el período posterior. Tal como se observa en el Gráfico VI, la explotación de petróleo crudo descendió a una tasa anual del 2,8% entre los años 2001 y 2009, al caer de 45,4 millones de m³ a 36,1 millones de m³. Algo similar se observa con las exportaciones de crudo, en lo sustancial, debido a la aplicación de los derechos de exportación y a la menor productividad de los yacimientos. De este modo, mientras que en el 2001 el volumen girado al exterior

era de 16,4 millones de m³, luego de la implementación de las “retenciones”, comenzaron a descender hasta alcanzar los 3,3 millones de m³ en el 2008 (-18,2%). Como contrapartida, y debido a que los derechos de exportación de las naftas se mantuvieron en el 5% hasta 2007, se aprecia un considerable aumento de la venta al exterior de los derivados señalados que se duplicaron en durante los 6 años señalados. En este sentido, el 2007 se registró un volumen superior de exportaciones de naftas que de crudo. Vale señalar que la exportación de estos derivados, alcanzó un límite debido a la escasa inversión realizada para aumentar la capacidad instalada de las refinerías, lo que ponía un límite a la producción. Todo parece indicar que el incremento posterior de petróleo crudo entre 2007 y 2009, concomitantemente con la nueva caída de las exportaciones de nafta, responde a que los derechos de exportación de éstas también devinieron móviles bajo el mismo sistema de cálculo que el crudo, por lo que las compañías, eliminada la ventaja económica de exportar el petróleo procesado, retomaron su práctica de destinarlas al exterior sin ningún tratamiento.

Conforme esto, luego de descender ininterrumpidamente el coeficiente de exportación del petróleo entre 2001 y 2008, al año siguiente se observa una considerable recuperación. En lo relativo al horizonte de reservas, al igual que en el período 1989-2001, durante la posconvertibilidad se perdió un año, principalmente, porque los niveles de extracción descendieron marcadamente —de haberse mantenido constantes, el horizonte hubiera caído a poco más de 6 años—. De esta manera, a pesar de percibir precios más altos que durante el período anterior (cercanos al 90%), los niveles de inversión en exploración no se incrementaron, motivo por el cual descendió el volumen de reservas.

En efecto, en base a la información presentada en el Gráfico VII se puede observar que durante la posconvertibilidad no sólo no se pudo quebrar la tendencia descendente en relación con los últimos años de la convertibilidad respecto de la inversión en exploración, sino que tendió a profundizarse, aun con precios percibidos por el petróleo extraído superiores a los del período anterior. En este sentido, el 2004 representa el año con menores pozos en exploración realizados (20). Contrariamente, la cantidad de pozos de explotación se mantuvieron relativamente constantes en torno de los 1.000 por año. Esta combinación —persistente inversión en extracción, a pesar de la caída de la productividad de los yacimientos, sumado a la aún menor exploración, y fuerte caída de reservas— generó la caída en el horizonte de reserva mencionado.

Asimismo, en el Gráfico señalado, comparado con el N° IV, se puede apreciar que la cantidad de pozos de exploración de YPF sobre el total de pozos de exploración presenta una caída de marcada consideración. En efecto, mientras que el promedio de la década del '80 era del 70% —valor similar al de 1990—, con el paso de los años la tendencia fue descendente, en paralelo a la caída de los pozos totales del país, hasta alcanzar el valor más bajo en la historia, del 11% en 2009.

Gráfico VI. Evolución de la extracción, exportación, coeficiente de exportación y horizonte de reservas de petróleo y exportación de distintas naftas, 2001-2009 (en miles de m³, % y años)

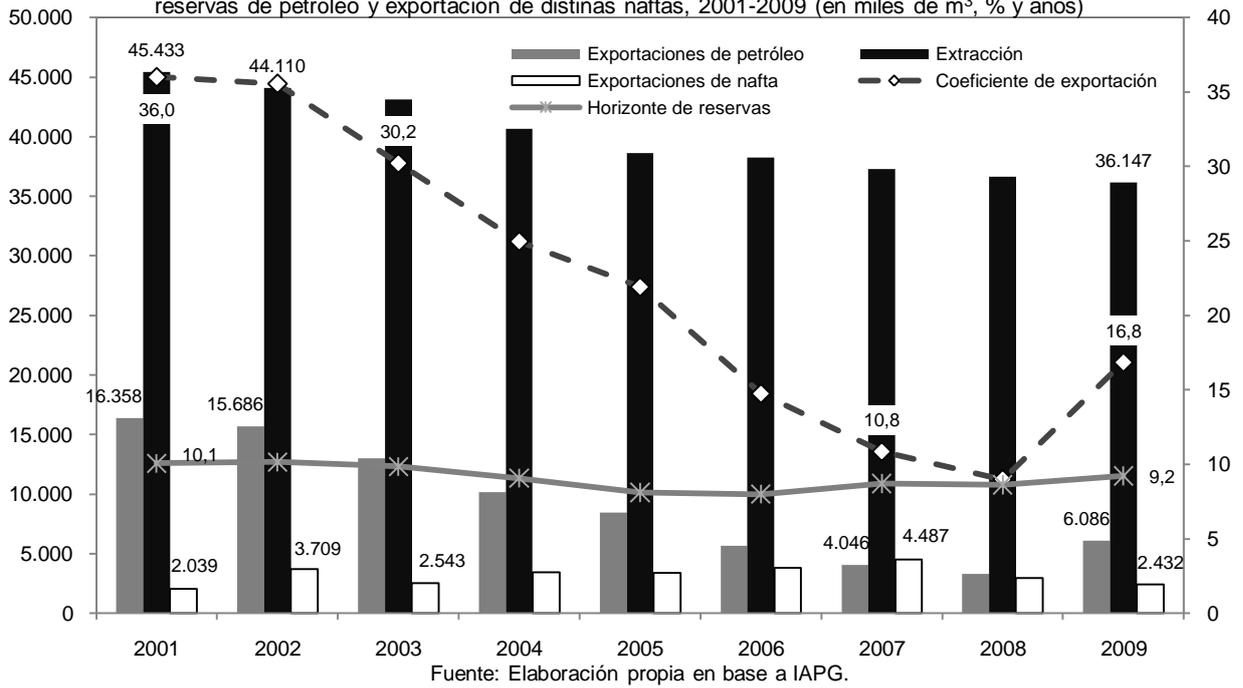
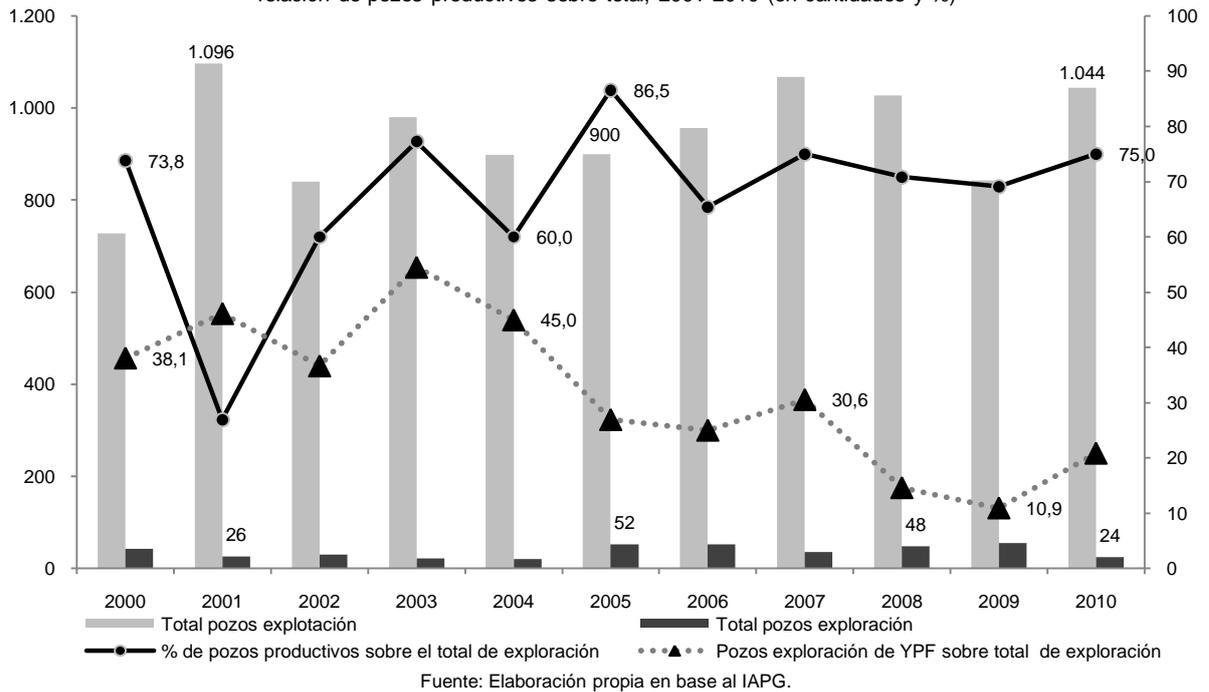


Gráfico VII. Evolución de los pozos de explotación de petróleo y exploración de gas natural y crudo y relación de pozos productivos sobre total, 2001-2010 (en cantidades y %)



De este modo, en los últimos años de la convertibilidad, los niveles se encontraban entre el 30% y el 40%, muy por debajo de los acontecidos bajo la administración pública de la empresa. Considerando que Repsol-YPF es la principal empresa del país, este descenso es preocupante en tanto que tracciona al conjunto del sector a la baja, principalmente, porque el capital privado no parece interesado en realizar inversiones de riesgo.

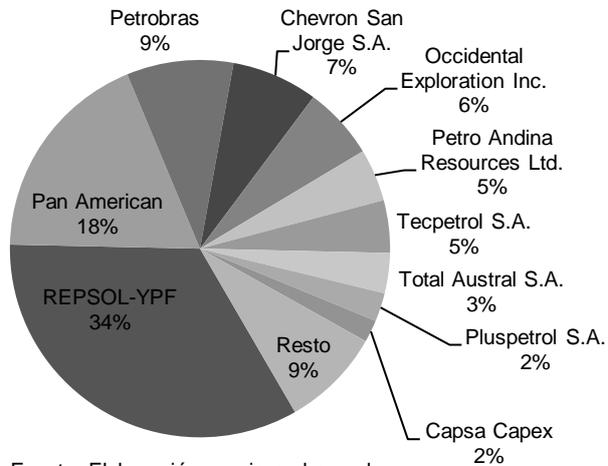
Finalmente, otro elemento importante para ser remarcado es la relación entre pozos productivos e improductivos de exploración. Mientras que en la década del 80, el promedio de productivos sobre el total alcanzaba apenas al 30%, durante la vigencia de la convertibilidad esta cifra había ascendido al 45% (con picos, en el 2000 del 74%). Esta situación empeoró aún más durante la posconvertibilidad que alcanzó un promedio del 71% (con momentos de 86,5% en el 2005), situación que no sucede ni en los países miembros de la OPEP. En definitiva, esta información estaría expresando—siempre asumiendo que los pozos de exploración registrados no son, en rigor, de extracción, que son computados como de riesgo¹²—, cuanto menos, que las empresas realizan escasas inversiones en exploración y cuando las ejecutan, son de escaso riesgo minero, en tanto que examinan en las zonas conocidas, relegando las cuencas menos exploradas. Conforme lo señalado, las apreciaciones del geólogo Carlos Gulisano parecen confirmar lo que los números expresan:

“Salvo alguna excepción, dichos grupos están mayormente concentrados en la exploración dentro de las cuencas tradicionalmente productivas, de menor riesgo pero con potencial más limitado y no están embarcadas en la exploración de las cuencas no tradicionales, poco conocidas y casi inexploradas. Precisamente, en dichas cuencas, de mucho mayor riesgo, es donde podrían detectarse acumulaciones de tamaños acordes a las dimensiones de dichas empresas. (...) Por su parte, las empresas en su conjunto, se presentan como “amontonadas” en las pocas cuencas productivas que tiene el país y han abandonado prácticamente la idea de explorar y descubrir reservas más allá de los límites de dichas cuencas” (Gulisano, 2004: 26-27).

En este sentido, el hecho de que el “éxito” de exploración sea tan elevado implica que no se están realizando inversiones “de frontera” con la consecuencia directa de que es difícil que se alcancen grandes descubrimientos de reservas convencionales. En cuanto a la concentración de la extracción, no parece visualizarse un cambio significativo en lo relativo al incremento de la competitividad. En efecto, como se observa en el Gráfico VIII, las primeras 10 empresas participan en el 92% de la extracción, situación similar al período de vigencia de la convertibilidad. En rigor, mientras la arquitectura legal conformada durante los primeros tres años del gobierno de Menem perdure, principalmente el Decreto N° 1.212/89 el cual avalaba que las empresas pudieran obtener, bajo distinto persona jurídica o física, más de cinco licencias de concesión y permisos de exploración, la desconcentración del mercado se presenta como un horizonte inalcanzable.

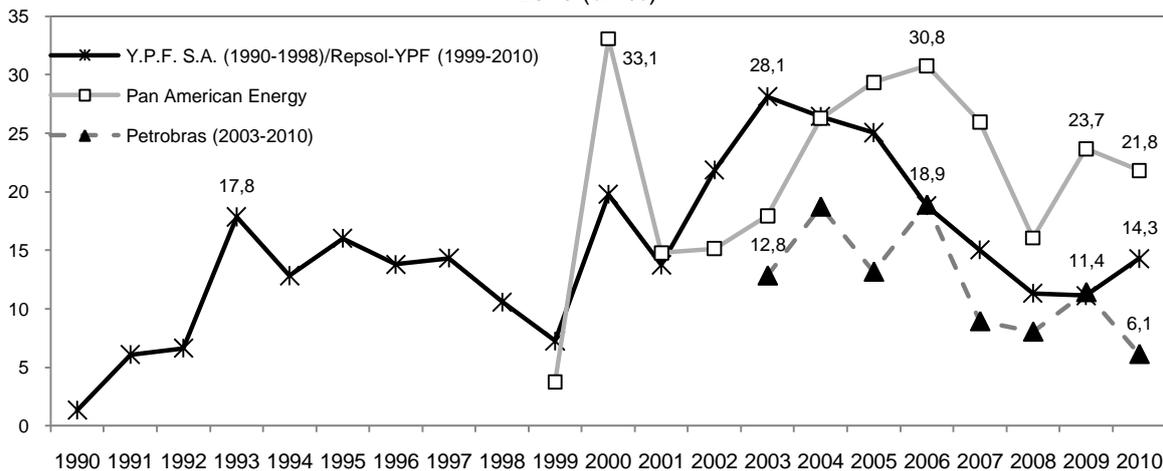
Esta concentración de la extracción en articulación de la escasa exploración, y la vigencia de precios internacionales (o domésticos) mayores a los de la década anterior generaron una rentabilidad de considerable magnitud, por lo menos, en las empresas líderes del sector. En base al Gráfico IX se puede observar que, con excepción de algunos años de Petrobras, la rentabilidad de Repsol-YPF, Pan American Energy y la brasilera, están por encima del 10% y alcanzan el 31%. Sin dudas, sin los derechos de exportación, hubieran alcanzado rentabilidades superiores; en este sentido, se puede observar la impronta de los derechos de exportación, en tanto que desde 2007 —año en que se estableció su movilidad— se frenaron las formidables ganancias que estaban obteniendo las empresas.

Gráfico VIII. Nivel de concentración de la extracción de crudo, por empresa, 2009 (%)



Fuente: Elaboración propia en base al

Gráfico IX. Ganancia sobre ventas de primeras tres empresas del mercado, 1990-2010 (en %)



Fuente: Elaboración propia en base a Memoria y Balances de las empresas.

Sin embargo, un dato a considerar es que, en promedio, las ganancias de Repsol-YPF durante la posconvertibilidad son mayores que las adquiridas por la firma desde 1990 hasta la crisis de 2001. De este modo, mientras que entre 1990-2001 (doce años) las ventas netas fueron de 60.290 millones de pesos y las utilidades de 7.384 millones de pesos (un ratio de 12,2%), en los nueve años de la posconvertibilidad los valores son de 67.860 millones de dólares y 12.212 millones de dólares, respectivamente (18,0%).

En este sentido, y bajo la información adquirida, no parecieran oportunos los regímenes de incentivo que se establecieron desde 2006 para el sector: exploración, petróleo plus, gas plus y refinación plus. Respecto de este último que consiste en que el Estado subsidia la creación de nuevas refinerías o la ampliación de las existentes, en base a la información suministrada por la Secretaría de Energía, se puede observar que la principal beneficiaria es Repsol-YPF S.A., la cual presentó un proyecto de inversión por 878 millones de dólares, y concentra el 79% de las inversiones que serán subsidiadas. Cabe preguntarse si una empresa que desde

2002 a 2010, según sus balances contables, presentó ganancias por 12.212 millones de dólares (a razón de 1.357 millones de dólares por año) necesita de un subsidio estatal para ampliar sus plantas, máxime considerando que con poco más del 15% de las ganancias de los últimos cuatro años hubiera podido cubrir los gastos de inversión.

Cuadro II. Inversiones inscriptas en el marco del Programa Refino Plus (en millones de dólares y %)

	Inversión	%
Repsol-YPF S.A.	866,8	79,1
Renesa	98,6	9,0
Petrolera Argentina S.A.	34,5	3,1
Patagonia Energética	24,2	2,2
Verasur S.A.	24,2	2,2
Argen Oil S.A.	18,8	1,7
DAPSA	15,7	1,4
Refinería del Norte S.A.	9,8	0,9
New American Oil	3,1	0,3
Total	1.095,7	

Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía.

5. Reflexiones parciales

En base al recorrido realizado se pueden plantear ciertas conclusiones parciales respecto de lo estudiado, en tanto que es una de las primeras indagaciones en el tema. En cuanto a la estructura legal conformada a partir de los Decretos N° 1.055/89, 1.212/89 y 1.589/89, el quiebre de la Convertibilidad y la asunción del nuevo gobierno a partir de 2003, no modificaron en lo sustancial la arquitectural heredada, elemento que impidió la desconcentración del mercado propiciada por las reformas implementadas en los 90. En términos de la estructura de la oferta, el proceso de fragmentación significó la consolidación del poder de mercado de los principales grupos económicos y conglomerados extranjeros que se encontraban operando antes de las transformaciones encaradas en 1989 y que perduran hasta la actualidad. Esto impactó en un incremento de las utilidades de las firmas, las cuales, durante el período de la posconvertibilidad superaron a los de la etapa previa.

A su vez, esto propició la transferencia de la capacidad regulatoria del sector público (a través de una serie de instituciones y, fundamentalmente, Y.P.F. S.E.) a un acotado número de actores del sector privado, los cuales operaron bajo la lógica de sobreexplotación y subexploración de los yacimientos, por medio de la exportación de la mayor cantidad de hidrocarburos posible. Conforme esto, las inversiones en pozos exploratorios comenzaron a descender desde mediados de la década del 90, de forma casi ininterrumpida hasta la actualidad (por más que existieron algunos períodos con mayores inversiones), lo que propició una marcada caída de las reservas. En este sentido, no se observan variaciones, en esta materia, en ambos períodos. Como sostiene Scheimberg, “en los noventa el cambio en la organización ha probado ser eficiente en relación a la maximización de la renta petrolera de corto plazo pero ha dado muestras de una insuficiente actividad exploratoria asociada a la sustentabilidad de largo plazo” (Scheimberg, 2007: 7). La estructura oligopólica del mercado, conformada luego de las reformas, implicó que esa mayor “eficiencia” en la “maximización de la renta petrolera” fuera apropiada por un acotado número de

actores. A partir de aquí, resulta cuestionable que las empresas sean beneficiadas con incentivos fiscales (exploratorios, petróleo plus, gas plus y refinería plus), en tanto que las utilidades percibidas permitirían que realizaran las inversiones señaladas.

Dentro de los elementos que pueden mencionarse respecto de ciertos quiebres, se encuentra el tratamiento otorgado a los hidrocarburos. Se alude, principalmente, a que se dejó de considerarlos como un *commodity* y se retomó la lógica de recursos estratégico, necesario para el desarrollo de la economía. En este sentido, se implementaron una serie de medidas tendientes a su conservación y se tendió a regular el precio doméstico escindiéndolo de la lógica internacional, contrariando la doctrina del libre mercado vigente en el decenio previo. En rigor, es menester señalar que esto aconteció en un período de escalada del precio en el escenario mundial, lo que generó que, por más que se separara, fuera un promedio un 90% superior en dólares al vigente durante la convertibilidad. Asimismo, se implementaron los derechos de exportación —como mecanismo tanto recaudatorio (con exportaciones cada vez menores) como, fundamentalmente, para escindir los precios locales de los foráneos— contradiciendo el esquema de libre comercio de la década del noventa.

Bibliografía

- Apud, Emilio y otros (2011). Sector energético argentino: Balance de la gestión de gobierno 2003-2010. Documento de los ex Secretarios de Energía. Buenos Aires.
- Azpiazu, Daniel; Basualdo, Eduardo y Khavisse, Miguel (2004). El nuevo poder económico en la Argentina de los años 80. Buenos Aires: Siglo XXI.
- Barrera, Mariano A. (2010). Análisis del proceso de fragmentación de Y.P.F.: lazos, rupturas y continuidades entre la dictadura militar (1976-1983) y el gobierno de Carlos Menem (1989-1999), desde los actores que participaron en el mercado de hidrocarburos. 2do Congreso Anual AEDA, “Lineamientos para un cambio estructural de la economía argentina. Desafíos del bicentenario”, 20 y 21 de septiembre 2010. Buenos Aires. CD del Congreso.
- Barrera, Mariano A. (2011). Análisis del proceso de fragmentación y privatización de Y.P.F.: un estudio de su transformación en el marco de la desregulación del mercado primario de hidrocarburos (1989-1999), Tesis de maestría en Economía Política con Mención en Economía Argentina (FLACSO), Mimeo, Buenos Aires.
- Dromi, José (1990). Privatizaciones en la Argentina. MOSP. Buenos Aires: Ministerio de Obras y Servicios Públicos.
- Dromi, José (1991). Reforma del Estado y privatizaciones. 3er volumen. Buenos Aires: Astrea.
- Fundación “Consejo para el Proyecto Argentino” (1992). Estrategia petrolera. Gabinete Paralelo. Informe N° 2. pp.18-55.
- Gulisano, Carlos (2004). La exploración *onshore* en la Argentina: historia reciente, presente y futuro. En Revista Petrotecnia. Febrero. Buenos Aires.
- Gussoni E. (1991). Informe y análisis de las perspectivas. Anteproyecto de Decreto para un programa agresivo de exploración. Buenos Aires.
- Kozulj, Roberto y Bravo, Víctor (1993). La política de desregulación argentina: antecedentes e impactos. Buenos Aires: Centro Editor de América Latina.

Lapeña, Jorge y otros (2009). Propuesta de una política de Estado para el sector energético argentino. Buenos Aires.

Scheimberg, Sebastián (2007). Experiencia reciente y desafíos para la generación de renta petrolera “aguas arriba” en la Argentina. Documento de Proyecto. CEPAL. Buenos Aires.

Y.P.F. (1991). Memoria y Balance General, 1990. Buenos Aires. Ejercicio N° 14. pp. 1-109.

¹ En rigor, en los primeros años de la Ley N° 17.319 se otorgaron permisos a los privados para explorar áreas marginales “que se extinguieron sin pena ni gloria por renuncia expresa de los titulares, a comienzo de la década de los años 70” (Gussoni, 1991: 8). En cuanto a la Ley de contratos de riesgo implementada por la última dictadura, un informe de la Subsecretaría de Inversión de 1991 señala: “Pese a estas ventajas instrumentales puede afirmarse que la ley, desde un punto de vista de la implementación del horizonte de reservas, constituyó un fracaso pues sobre 15 áreas adjudicadas, transcurrida más de una década desde su implementación solamente dos áreas arrojaron resultados exitosos”, Área Marina Austral y Río Negro Norte (Gussoni, 1991: 9). Finalmente, respecto del Plan Houston el informe señala que tuvo una “respuesta magra respecto de la sustancia del objetivo perseguido, cuyas causas deben buscarse en algunos errores estructurales del Programa, el cual en lugar de apuntar a la ampliación del horizonte de reservas pareció transformarse en una competencia en pro de la proclamación de más y más contratos firmados” (Gussoni, 1991: 12).

² Según lo expresado en el Presupuesto Nacional del año 1994 la absorción de los pasivos de las empresas públicas por parte del Tesoro Nacional alcanzó los 20.819,8 millones de dólares.

³ Vale recordar que el Plan Huergo, implementado por el gobierno radical en 1987, se basó en lograr incrementos en la extracción de hidrocarburos por parte de Y.P.F. S.E. a partir de concentrar sus esfuerzos en las zonas más productivas relegando, de este modo, las secundarias —de menor rendimiento—, por lo que gran cantidad de áreas que ingresaron en la clasificación de secundarias no eran necesariamente de baja productividad.

⁴ Para profundizar al respecto se puede consultar el artículo de De Simone (2010).

⁵ En rigor, la norma aclara en un párrafo aparte: “El porcentaje de libre disponibilidad de divisas regirá para toda exportación de petróleo crudo de libre disponibilidad o para la exportación de derivados provenientes del procesamiento de petróleos crudos de libre disponibilidad”.

⁶ Para una mayor profundización del proceso se puede consultar Basualdo (2006) o el capítulo 2 de Barrera (2011).

⁷ Ya sea por la reconversión de contratos, transferencia de áreas de interés secundario o central o como permisos de exploración.

⁸ Si bien por cuestiones de espacio no se puede desarrollar la distribución de áreas en cada uno de las zonas entregadas (áreas “marginales”, “centrales”, “reconversión” y “permisos de exploración”), lo singular del caso es que en cada uno de ellos fueron preponderantes los grupos mencionados. Al respecto puede consultarse Barrera (2010), Barrera (2011).

⁹ Es menester resaltar que si bien las empresas contratistas explotaban más del 30% del crudo nacional, éste le correspondía legalmente a Y.P.F. S.E.. En este sentido, formalmente hubo cierta desconcentración, pero en los hechos, existió una reconcentración privada.

¹⁰ Comparando con los valores registrados en 2009 en Estados Unidos, en donde las primeras 100 empresas concentran el 81% de la extracción, se puede apreciar que no se lograron significativos niveles de competencia en el mercado.

¹¹ Vale recordar que hasta las reformas de los noventa, se exportaban únicamente los saldos generados en el año, los cuales comenzaron a originarse recién en 1985 y no superaban el 2% de la extracción total.

¹² Vale recordar que con las reformas introducidas en los 90, se “privatizó” la información en tanto que son las propias empresas las que, por medio de declaración jurada, brindan las estadísticas del sector, sin ningún control estatal.