

El proceso de fragmentación de YPF: rupturas y continuidades entre el gobierno de facto y el de Carlos Menem

*Mariano A. Barrera**

El acelerado y extenso proceso de privatización de empresas iniciado durante la administración de Menem, elemento esencial de las reformas estructurales de esa década, incluyó la principal empresa nacional, YPF. Según sostenía el gobierno, era necesario reestructurarla vendiendo ciertos activos para acrecentar su “valor económico”: “más músculo y menos grasa”. Bajo esta señal, se gestó el proceso de fragmentación de la compañía cuya finalidad manifiesta era “incrementar su eficiencia” en el nuevo “entorno competitivo” para luego ser transferido su capital social al sector privado. Sin embargo, en el presente trabajo se discute dicha perspectiva al sostener que su fragmentación tuvo como finalidad que los sectores dominantes locales, que desde mediados de los '70 externalizaban costos e internalizaban renta de YPF, pudieran participar del “negocio”, al adquirir sus principales activos antes de que fuera privatizada. Este elemento se considera relevante en tanto que marcaría una peculiar línea de continuidad entre el último gobierno de *facto* y el menemista.

* Ver “El legado de la última dictadura en el mercado hidrocarburífero: la antesala de las reformas de los noventa”, en este mismo número, pág. 19.

Introducción

El cumplimiento de los 20 años de sancionada la ley de Privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) el 24 de septiembre de 1992, y la crítica situación actual del sector hidrocarburífero -debido a la amplia caída de reservas y de extracción-, en particular, y del sector energético, en general, presentan un escenario propicio para analizar cómo y por qué se enajenó la principal empresa estatal del país. En este sentido, el estudio de este proceso resulta trascendente dado que la forma en que se materializó y los motivos que lo posibilitaron, pueden contener embrionariamente la explicación de la posterior evolución del sector.

De este modo, el presente artículo centra el análisis sobre la fragmentación de YPF, aspecto previo -aunque constitutivo- de la posterior privatización. El estudio de este proceso permitirá desentrañar cuáles fueron los actores que se apropiaron de los principales activos de la empresa, en procura de analizar si los argumentos esgrimidos por el gobierno para legitimar su accionar se condicionan con lo acontecido. Para ello, resulta de sustancial relevancia el análisis de las principales normativas que posibilitaron y acompañaron los sucesos mencionados, como así también el modo en que se implementaron.

En este sentido, el proceso de fragmentación constituye el “nudo” a través del cual se puede observar la dinámica sociopolítica en conjunto: “«Hacia atrás», en la confluencia de políticas estatales y privadas que influyen en la aparición de cada nudo, y «hacia adelante», en las nuevas tomas de posición que, a su vez, contribuyen a generar y que significan desplazamientos hacia un próximo «nudo»” (Oszlak y O'Donnell, 1982: 117).

La fragmentación de YPF en el marco de la disputa por la apropiación de recursos del Estado

Como se mencionó, tanto la venta de los principales activos de YPF como su posterior privatización no fueron sucesos aislados, sino que se inscribieron en un proceso más amplio que incluyó a las distintas esferas del Estado. La crisis final del gobierno de Raúl Alfonsín con la hiperinflación que aceleró la entrega de su mandato respondió a una disputa por los recursos del Estado entre las distintas fracciones que integraban el bloque de poder en el interior del Estado dado que los sectores dominantes locales percibían el 13% del PIB (en concepto de transferencias fiscales y cuasifiscales), mientras que los acreedores externos se apropiaban de menos del 2% (por el pago de capital e intereses de la deuda) (Basualdo, 2006). Esto se potenció con la moratoria de hecho en la que ingresó en 1988 el gobierno ante la escasez de divisas para afrontar los pagos. La respuesta de los acreedores y organismos internacionales y del gobierno de los Estados Unidos consistió en *asfixiar* al gobierno para que “implementara un cambio radical” (World Bank, 1993: 16). Ante las presiones externas, el gobierno -marcadamente debilitado- eliminó el control sobre la divisa estadounidense lo que desencadenó la más férrea puja de intereses entre las distintas fracciones del capital, con el consecuente incremento de los precios locales producto de la corrida sobre el dólar.

De esta manera, la hiperinflación fue la forma que asumió el disciplinamiento por parte de los acreedores externos -a partir del ataque especulativo sobre la moneda local- para materializar un cambio en la dinámica de la distribución de recursos entre las distintas fracciones del capital. Conforme lo señalado, el marcado incremento de precios de 1989 sumado al de 1990, derivados del proceso mencionado, condicionaron el accionar del gobierno de Carlos Menem, por parte del *establishment* tanto local como internacional, para que se aplicaran las reformas estructurales que desde hacía un lustro reclamaban.

En consecuencia, el nuevo gobierno, amparado en el denominado *Consenso de Washington*, y por medio de las leyes de Reforma del Estado (23.696) y Emergencia económica (23.697), logró articular los intereses de los sectores dominantes en torno de la privatización de las empresas del Estado y la “desregulación” de los mercados, transfiriéndolos con fuertes posiciones dominantes y alta rentabilidad, a los principales actores económicos. Conforme esto, el programa implementado por Menem significó un verdadero “modelo privatizador” que transfirió la casi totalidad de los activos estatales al sector privado sin considerar, entre otras dimensiones, el rol estratégico que pudieran ocupar.

En lo relativo al sector hidrocarburífero, se sancionaron cuatro normas que transformaron el mercado. La primera fue el decreto 1.055/89 que habilitó la concesión de áreas secundarias y asociación en las centrales, otorgando libre disponibilidad sobre el petróleo extraído al suprimir la “mesa de crudo” por medio de la cual se fijaban las cuotas de crudo que se destinaba a cada refinería, como así también libertad en la fijación de precios. El segundo fue el decreto 1.212/89, el cual no sólo profundizaba la fragmentación de YPF al reconvertir los contratos de explotación en concesiones sino que también persistía en la eliminación de los mecanismos de control estatal al fijar fechas para el inicio de los precios “libremente pactados” y ratificaba la libertad para importar y exportar hidrocarburos. Asimismo -con dudosa legalidad- flexibilizó el límite de cinco concesiones de explotación e igual cantidad de permisos de exploración que fijaba la ley de hidrocarburos (17.319), lo que posibilitó el posterior proceso de concentración privada de las áreas.

El tercero fue el decreto 1.589/89 que además de consolidar las disposiciones previas y ampliar ciertos mecanismos desregulatorios -entre ellos, garantizar la eliminación de aranceles y derechos de exportación- permitía la libre disponibilidad del 70% de las divisas que obtuvieran del comercio local e internacional del petróleo y/o sus derivados. Finalmente, al año siguiente, se decretó la norma 2.778/90 que habilitó la etapa final del proceso de fragmentación, en tanto que detallaba el “Plan de Transformación Global” de YPF, al delimitar fechas para enajenar los principales activos de la compañía.

La articulación de estas normas sancionadas por parte del Poder Ejecutivo posibilitó una férrea reestructuración del sector hidrocarburífero en tanto que inició el proceso de fragmentación de la petrolera estatal.

El proceso de fragmentación de YPF como el “nudo” de la “cuestión”

Como se señaló, el estudio del proceso de fragmentación de YPF es un elemento de análisis sustancial para comprender la dinámica que adquirió la privatización de la petrolera estatal. Por *fragmentación* se entiende el proceso de desmembramiento, que se desarrolló entre 1989 y 1993, que en el discurso oficial se denominó “reestructuración” o “transformación”, de ciertos activos de YPF, como aspecto previo -aunque constitutivo- de la posterior privatización. Se refiere al proceso de escisión de determinados activos, entre los que se encuentran los buques tanque, embarcaciones menores, refinerías, ductos, áreas centrales y secundarias cuya finalidad u objetivo ulterior podría dividírsele analíticamente en dos aspectos: por un lado, el económico y, por el otro, el político. Conforme esto, en el plano preeminentemente “económico” (aunque lo “económico” y lo “político” forman una unidad indisoluble), se estima que, la fragmentación tuvo como objetivo, por una parte, desintegrar parcialmente tanto vertical como horizontalmente la compañía de modo tal que los grupos económicos locales pudieran ingresar al “negocio” mediante la compra de activos que estuvieran en relación con su capacidad financiera y de *lobby*. Por la otra, y como consecuencia de esta desintegración, la fragmentación tuvo como finalidad la entrega de la propiedad de la empresa al capital privado sin la capacidad cuasimonopólica que poseía bajo la administración estatal. Finalmente, la fragmentación, a través de la venta, concesión o asociación de los activos, permitiría transferir la compañía relativamente “saneada” en términos económicos.

En su aspecto preferentemente “político”, el proceso encarado con la fragmentación de YPF le confirió al gobierno de Carlos Menem una herramienta de invaluable importancia para obtener la legitimidad del capital en su conjunto ante el posterior proceso de privatización en tanto que parte de las fracciones del capital que adquirieron los activos de la empresa, eran las que durante la administración estatal de YPF externalizaban costos e internalizaban renta económica por medio de los contratos de locación firmados, fundamentalmente, desde 1977. Este flujo de recursos se obstruiría definitivamente con la transferencia al capital privado de la propiedad de la empresa y la liberalización de los precios con la “desregulación” del mercado ampliado de hidrocarburos. En este marco se inserta, incluso, la transferencia de la flota marítima al Sindicato Unido de Petroleros del Estado para obtener el beneplácito -o connivencia- de dicho actor ante el proceso iniciado.

La necesidad de fragmentar la empresa emergió en la literatura hacia finales de la década de los ochenta, cuando Daniel Artana y Luis Soto (1987) presentaban como modelo para tornar más “eficiente” a la empresa, dado que no existían las condiciones políticas para privatizarla, la “subdivisión” “en tantas firmas como cuencas existen en la actualidad. Quedarían así cinco sociedades anónimas de propiedad estatal en la faz productiva” (Artana y Soto, 1987: 37).

El argumento de la ineficiencia de YPF era recurrente en aquellos que sostenían la necesidad de privatizarla¹ y fue utilizado por el gobierno como *leitmotiv* (desde una retórica discursiva) para la fragmentación de la firma. Sin embargo, sobre la base de investigaciones previas (Barrera, 2011; Barrera, 2012) es posible cuestionar que la mala *performance* de la compañía se originara en su supuesta “ineficiencia” en tanto que puede sostenerse que estos desequilibrios se debieron a una sistemática política de desarticulación de la compañía que comenzó en 1976 con la última dictadura. A pesar de ello, la “reestructuración” era presentada como un instrumento necesario para incrementar el nivel de eficiencia y, de esta manera, el valor mismo de la compañía:

“La transformación y reestructuración de YPF, permitirá la oferta pública de sus acciones; la participación en los mercados bursátiles de mayor envergadura internacional (...) Debe subrayarse que este proceso [reestructuración] está reduciendo el tamaño físico de la empresa, pero aumentando sustancialmente su valor económico por la simple razón de eliminar los sectores antieconómicos y no necesarios para un desenvolvimiento” (Estenssoro, 1992: 92).

Sobre la base de los argumentos del Poder Ejecutivo, tanto el Estado como la empresa carecían de los recursos pertinentes para incrementar las inversiones en exploración y extracción, por lo que propiciaron, por medio de las cuatro normas señaladas, la fragmentación de la compañía. El descrédito de la firma por parte del gobierno era de tal magnitud que para evaluar las reservas de hidrocarburos contrataron los servicios de la consultora estadounidense Gaffney, Cline & Associates, financiada nuevamente por el Banco Mundial.

El estudio de la auditoría privada que evaluó los 237 yacimientos existentes al 31 de diciembre de 1989, dio como resultado un valor considerablemente inferior a los niveles que manejaba YPF. En efecto, la disminución de las reservas de petróleo alcanzó el 28,7% mientras que las de gas natural, el 27,9 por ciento.

La diferencia señalada en la práctica significó menores ingresos monetarios a las arcas estatales a partir de la inferior cantidad de hidrocarburos existentes en los yacimientos que, posteriormente, el capital privado adquiriría a través de las concesiones. Esta revaluación de los yacimientos se dio en un contexto en el que no existía desconfianza en los cálculos de reservas existentes al momento, por lo menos, por una parte de los propios empresarios que se desempeñaban en el sector².

¹ En esta línea se encuentran Gerchunoff y Guadagni (1987); FIEL (1989 y 2000); Vicente (1992); Montamat (1995 y 2007); entre otros.

² Al respecto, el presidente de Pérez Companc, Oscar Vicente, expresaba tres o cuatro meses antes de presentarse el informe de la consultora: “En ese año [1968] la relación reservas/producción era realmente crítica para el país [e] incorporamos a las reservas primarias las posibles reservas secundarias que podían obtenerse de todos los yacimientos del país. Así se logró mejorar la relación (...). A partir de ese momento teníamos que obtener producción por secundaria (...). Así fue como, de los éxitos y fracasos empezamos a comprender que no todos los yacimientos respondían como se había pensado que iban a responder, y fuimos reduciendo lentamente las reservas asignadas a secundaria. En una palabra, hicimos un **blanqueo** (...). Cuando realmente incorporábamos más, aprovechábamos para blanquear la **mentira** inicial. Así como en aquella época dudábamos de esos datos, hoy podemos decir que las cifras actuales son bastante correctas, tanto las que maneja YPF como aquellas que manejan las compañías privadas” (negritas en el original y cursivas propias, Vicente, 1990: 4.412).

A partir del método probabilístico utilizado para calcular las reservas -esto es, asumiendo cierta la probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas serán iguales o superiores a las estimadas-, el conocimiento empírico de los yacimientos deviene un elemento central para la evaluación más cercana de los hidrocarburos, dado que, como señaló Vicente, las previsiones teóricas, por diversas circunstancias, no siempre responden como se espera.

Asimismo, el fuerte descenso de las reservas tal como se presentaba en el informe, le otorgaba un marcado poder de legitimidad al gobierno frente a la opinión pública para profundizar el proceso que habían iniciado: a) mayor injerencia del capital privado en el sector; y, b) desarticulación de la petrolera estatal, para su posterior privatización.

En este sentido, el proceso de fragmentación encarado por el gobierno liderado por Menem, guardaba marcadas similitudes con el Petroplán lanzado -sin éxito de ser implementado- durante la administración radical (Barrera, 2012). En efecto, las áreas marginales eran definidas como aquellas en las que se extrajera menos de 200 m³ diarios y serían adjudicadas a las empresas que ofrecieran mayor cantidad de dinero por los derechos de explotación entregados, al igual que bajo el decreto 1.055/89. A su vez, el Plan radical tenía previsto la conformación de un mercado de petróleo de libre disponibilidad, como el creado luego de 1989. No obstante, también existieron diferencias de no menor trascendencia. Conforme esto, mientras que el Petroplán preveía que los ingresos por la concesión de las diversas áreas serían destinados a YPF, el decreto 1.055/89 estableció que el pago se realizaría al Tesoro Nacional³. Asimismo, en las áreas secundarias no existieron asociaciones entre YPF y el capital privado por medio de uniones transitorias de empresas sino que se entregaron en concesión luego de que las empresas abonaran los respectivos derechos de asociación (Kozulj y Bravo, 1993).

En suma, si bien los lineamientos generales entre ambos planes fueron los mismos (transferir áreas al capital privado, generar un mercado de libre disponibilidad del crudo, incrementar el poder del sector privado, etc.) también existieron ciertas diferencias, muy probablemente, debido a la nueva correlación de fuerzas favorable al capital en su conjunto.

La fragmentación de YPF/S.A.: “áreas marginales”

Dentro de la política desarrollada por el gobierno para incrementar la participación del capital privado en el mercado primario de hidrocarburos, se ubicó la transferencia de áreas que YPF operaba en 1988 con una extracción diaria en promedio menor a los 200 m³ o que estaban en inactividad desde hacía 5 años; las denominadas “áreas marginales” o “de interés secundario”⁴.

³ Esto, sin duda, estaba en función de la nueva relación de fuerzas y del interés por parte del Gobierno de incrementar la recaudación para mantener los pagos a los acreedores internacionales.

⁴ Es importante recordar que, a raíz del Plan Huergo implementado en 1987, la empresa estatal se concentró en las áreas de mayor productividad relegando o pasando a la inactividad las de menor rendimiento (Barrera, 2012). En este sentido, el hecho de que algunas áreas tuvieran una

Estas áreas transferidas al capital privado alcanzaron volúmenes que representaban el 13% de la extracción del conjunto del país (YPF, 1991: 109). La gran mayoría se encontraba 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.

Por otra parte, otro dato de considerable relevancia para mencionar es el de las reservas de petróleo y gas natural. La totalidad de las áreas de interés secundario cedidas al sector privado entre 1989 y 1993 contenían un 10% de las reservas de petróleo del país. Sin embargo, la revaluación de reservas realizada por la consultora internacional significó, para las 86 áreas transferidas, una reducción de petróleo crudo del 28,2% (9,9 millones de m³), similar a la disminución relativa del conjunto del país (-28,7%); lo que, en última instancia, terminó repercutiendo en el precio al que las empresas adquirieron las áreas.

En síntesis, por la concesión de las 86 áreas de interés secundario entre 1989 y 1993 el Estado recaudó en concepto de derechos de explotación un total de 450 millones de dólares y un flujo anual de extracción de petróleo operado por el capital privado cercano al 13% del país (YPF, 1991: 109) pasó a formar parte del mercado de libre disponibilidad de crudo. A su vez, las reservas de petróleo y gas natural bajo concesión al sector privado alcanzaron el 10% y 4% de las totales nacionales, respectivamente. La relación entre reservas de petróleo concesionadas y dinero abonado oscila entre 17,8 y 12,8 dólares el m³, muy por debajo de las estimaciones realizadas por Bravo (1990) respecto del valor de las reservas comprobadas que se estaban entregando y que, como mínimo, se encontraba en los 43,6 dólares el m³.

En efecto, la resolución del conflicto en torno de las zonas de producción secundaria significó un primer proceso de concentración privada de áreas por parte de las principales fracciones del capital -aunque, en rigor, la mayoría de los grupos económicos y conglomerados extranjeros que adquirieron activos estatales no se centraron únicamente sobre una actividad sino que procuraron consolidarse a partir de integraciones verticales, dinámica que coadyuvó a profundizar el proceso de centralización del capital en la economía-. Por otro lado, es dable resaltar un elemento que contraviene el cúmulo de normativas analizadas. El decreto 1.212/89 licuaba la restricción de participación establecida por la ley 17.319 y fijaba que la limitación de 5 áreas de explotación se aplicaría exclusivamente cuando los titulares constituyan una misma persona jurídica, una idéntica Unión Transitoria de Empresas o igual asociación. A pesar de ello, e incluso, por el incumplimiento de esas mismas laxas restricciones impuestas por la norma, Compañía Naviera Pérez Companc participó como único operador y con esa persona jurídica en siete áreas excediendo el límite marcado por la norma.

Al introducir el análisis en un plano más agregado, si se observa el **cuadro N° 1** se puede percibir que los primeros cinco grupos económicos o empresas de capital extranjero concentraron el 31,5% de las zonas entregadas a un único operador al participar en 27 de las 86 concedidas al capital privado. Ahora bien,

performance menor a los 200 m³ diarios, pudo deberse a que la petrolera centró sus actividades sobre las más rentables y no a que fueran yacimientos insignificantes.

Cuadro N° 1. Primeros 5 grupos económicos y empresas transnacionales con mayor participación en las 86 áreas de interés secundario, 1989-1993 (en valores absolutos y %)*

	Único operador	%	Participación compartida	%	Total	% sobre el total de áreas	Acumulado de áreas en las que tienen injerencia	%
Techint (Argentina)	8	9,3	9	10,5	17	19,8	17	19,8
Pérez Companc (Argentina)	10	11,6	2	2,3	12	14,0	29	33,7
Glacco Cía. Petrolera (Canadá)	4	4,7	3	3,5	7	8,1	36	41,9
Pluspetrol S.A. (Argentina)	4	4,7	2	2,3	6	7,0	42	48,8
Astra Capsa (Argentina)	1	1,2	5	5,8	6	7,0	48	55,8
Resto	17		94		111		86	100,0
Total de áreas de interés secundario	86		86		86		86	

*El total excede las 86 áreas dado que se está contemplando la cantidad de zonas en las que cada grupo tiene participación tanto como operador único o compartida.

Fuente: Elaboración propia sobre Barrera (2011).

si se considera la cantidad total de áreas en las que cada compañía participaba (ya sea como único operador o compartiendo con otra firma) se puede apreciar que el nivel de concentración es considerablemente superior. En efecto, las primeras cinco (Techint, Pérez Companc, Glacco Cía. Petrolera, Astra Capsa y Pluspetrol S.A.) controlaban 48 áreas, esto es, el 55,8 por ciento⁵.

La fragmentación de YPF: “áreas reconvertidas”

La desarticulación de la empresa estatal también implicó 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 más⁶.

⁵ Vale resaltar que ninguna de estas firmas participa conjuntamente en las 48 áreas señaladas, por lo que no existe superposición en su contabilización.

⁶ 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 del último gobierno de facto).

La conversión de contratos de explotación en concesiones de explotación, era la derivación lógica del proceso de eliminación de la intervención de YPF y del Estado en el mercado. Sin embargo, vale resaltar que la reconversión fue una suerte de adjudicación directa a las empresas que estaban operando en el mercado bajo la modalidad de contratos, circunstancia que estaba prohibida por la ley 17.319, que establece como único mecanismo la licitación internacional. La característica de estos acuerdos entre el capital privado y la petrolera estatal consistía en que, sobre áreas con reservas de hidrocarburos de dominio de esta última, se permitía el accionar de empresas privadas para que extrajeran los hidrocarburos a condición de que, con un precio pactado en el contrato, se los vendieran a YPF. En este sentido, estas empresas que habían ingresado de forma subordinada a YPF, con el paso de los años y las políticas implementadas principalmente por la última dictadura militar-civil y que el gobierno radical no supo -o no procuró- revertir, 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.

La forma en que se reconvirtieron los contratos varió en función de las características de éstos y estuvo asociada con diversas reuniones que se extendieron entre 1990 y 1992. En este sentido, en aquellos que luego de las recurrentes renegociaciones habían pactado un precio del crudo adquirido por YPF superior al internacional, se estableció la política de concesionar el área a la empresa privada. Contrariamente, si los precios del contrato eran inferiores a los internacionales, la empresa estatal se asociaría con la firma privada en la explotación de esos yacimientos (Kozulj y Bravo). Sin embargo, un rasgo característico del proceso de concesión de estas áreas fue que, a diferencia de las anteriores áreas marginales, en primer lugar, no fueron entregadas luego de un Concurso Público Internacional y, en segundo, no se realizaron desembolsos monetarios para su adquisición. Al igual que las disposiciones del decreto 1.212/89 -que limitaban las restricciones implementadas por la ley 17.319, de dudosa legalidad-, la "reconversión" de contratos se realizó al margen de la ley de Hidrocarburos en tanto que no existe como figura en la norma. La legislación señalada expresa que "son absolutamente nulos (...) c) Los permisos y concesiones adquiridos de modo distinto al previsto en esta ley". Este dato es importante resaltarlo dado que, primero, se estaba transfiriendo el 33,8% de la explotación de petróleo y el 19,7% de la producción de gas natural, según los valores de 1990. Segundo, los volúmenes de reservas representaban entre el 20% (según YPF) y 25% (en virtud de los datos de la consultora) para el petróleo y entre 13% y 18%, respectivamente, para el gas natural. Tercero, la gran mayoría de las reservas fueron descubiertas por la empresa estatal y entregadas al capital privado para su explotación, con lo cual, se les transfirieron áreas para extraer con reservas comprobadas para las cuales no habían invertido. Finalmente, a diferencia de lo que estipulaba la ley de Hidrocarburos 17.319 para las concesiones, los contratistas nunca abonaron canon o pago alguno por la explotación que realizaron durante la vigencia de los contratos.

Luego de un estudio de los costos de las principales áreas y de la posible evolución de los precios internacionales, Kozulj y Bravo (1993) realizaron estima-

ciones respecto del impacto que esto ocasionaría tanto para la petrolera estatal como para el capital privado

"Desde el punto de vista de YPF, la reconversión ha significado una reducción de sus egresos del orden de los 100 millones de dólares por las regalías que deja de pagar y un ingreso del orden de los 94 millones de dólares en concepto de ingresos por su asociación en base a los volúmenes actuales y precios de U\$S 18,5 por barril. Sin embargo, la reconversión le significaría a YPF un desembolso adicional de 81 millones de dólares si debiese adquirir todo el crudo de los ex contratistas a los precios internacionales actuales, estimados en 18,5 U\$S/bl" (Kozulj y Bravo, 1993: 122).

En efecto, los volúmenes diarios de extracción de petróleo en el conjunto de estas áreas reconvertidas alcanzaban, en 1990, los 24.285 m³ (8,9 millones de m³ anuales, 33,8%), niveles superiores a las necesidades de las refinерías privadas, aspecto que habilitaría el inicio del mercado de libre disponibilidad del crudo.

Al adentrarse en el análisis de los contratos reconvertidos se observa un dato de significativa relevancia: 19 de las 27 áreas de las que se tiene información, presentaban una extracción diaria en 1990 superior al límite establecido para definir las zonas de interés secundario, 200 m³ diarios⁷. La media de explotación diaria arribaba a los 899 m³, mientras que la máxima alcanzaba los 6.528 m³ (Anticlinal Grande-Cerro Dragón -descubierto por YPF en 1958-, la cual representaba el 8,5% de la extracción del país). En cuanto a las reservas, es importante detenerse para examinar los datos. El estudio de la consultora internacional arrojó como resultado que el conjunto de estos yacimientos poseían un total de 61,0 millones de m³ de petróleo, esto es, un 11,8% menos que los contabilizados por YPF, 69,1 millones de m³. Esta caída en las reservas es 16,9 puntos porcentuales menor a la media nacional (-28,7%). A su vez, respecto del gas natural, los volúmenes publicados arriban a los 98.095 y 98.358 millones de m³, respectivamente, lo que estaría expresando un descenso en torno del -0,3% con los datos de la institución internacional, 27,6 puntos porcentuales por encima del promedio del país (-27,9%). La comparación de ambos análisis demuestra que para el conjunto de estas áreas, la revaluación realizada por la consultora es considerablemente similar a la de YPF. Llama la atención que en estas áreas que serían transferidas al capital privado sin que mediara pago por derechos de explotación las reducciones en las reservas, producto de la revaluación realizada por Gaffney, Cline & Associates, se alejara tanto de la media nacional, o, en el caso del gas natural, sea similar a las de YPF.

El proceso de reconversión, como era esperable, consolidó el poder de aquellas fracciones que durante gobierno de *facto* potenciaron su intervención en el mercado primario de hidrocarburos, por medio de la apropiación tanto de una porción considerable de la renta hidrocarburífera como de las áreas de explotación, aspectos que contribuyeron al debilitamiento de la petrolera estatal y a la posterior imposición de una nueva arquitectura en el mercado de hidrocarburos (Barrera, 2012). De la sistematización de la información brindada por el **cuadro N° 2** se puede observar que la formidable inferencia que tres o cuatro grupos

⁷ En rigor, la norma establecía que esa magnitud debía haber sido extraída en 1988 para ser considerada marginal. Sin embargo, sirve para fijar un parámetro de comparación respecto de lo sustancial de estas áreas.

Cuadro N° 2. Participación de los cinco primeros grupos económicos y empresas transnacionales en las áreas reconvertidas en concesiones de explotación (en valores absolutos y %)*

	Único operador	%	Participación compartida	%	Total	%	Acumulado de áreas en las que tienen injerencia	%
Pérez Companc (Argentina)	7	24,1	7	24,1	14	48,3	14	48,3
Bridas (Argentina)	0	0	8	27,6	8	27,6	18	62,1
Astra (Argentina)	1	3,4	5	17,2	6	20,7	22	75,9
Pluspetrol S.A. (Argentina)	1	3,4	2	6,9	3	10,3	23	79,3
Techint (Argentina)	1	3,4	1	3,4	2	6,9	24	82,8
Resto	2		15		17		29	100
Total de áreas reconvertidas	29		29		29		29	

*El total excede las 86 áreas dado que se está contemplando la cantidad de áreas en las que cada grupo tiene participación tanto como operador único o compartido.

Fuente: Elaboración propia sobre la base de Barrera (2011).

económicos poseían en dichas áreas. En efecto, Pérez Companc consiguió como único operador tener participación en siete de las 29 áreas reconvertidas, esto es, el 24,1%. A su vez, si se considera el total de zonas en las que pasó a tener injerencia, el número asciende a 14 (48,3%). Por su parte, el grupo Bridas intervino de forma compartida en ocho áreas (27,6%), Astra Capsa en seis (20,7%), Pluspetrol S.A en tres (10,3%). Asimismo, sobre la base del **cuadro N° 2**, se puede observar que las primeras cinco tuvieron injerencia -ya sea como único operador o con participación compartida- en 24 de ellas, lo que representa el 82,8% del total (si se consideran las primeras tres, el número desciende a 22 áreas, 75,9%).

El análisis de las áreas concedidas al capital privado muestra una marcada concentración en un número acotado de grupos económicos o conglomerados extranjeros, en gran medida, permitido por la modificación de los límites que contenía la ley 17.319 dispuestos en el decreto 1.212/89. En segundo lugar, la comparación del **cuadro N° 1** con el **cuadro N° 2** permite encontrar ciertas líneas de continuidad en ambos procesos (concesión de áreas secundarias y reconversión de contratos de explotación) en tanto que, cuatro de los primeros cinco grupos o conglomerados extranjeros que participaron en las áreas marginales son los mismos que en las reconvertidas, con excepción de la canadiense Glacco Cía. Petrolera S.A. y la argentina Bridas.

La fragmentación de YPF: “áreas centrales”

El decreto 1.055/89 y las leyes 17.319 y 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, hasta ese momento operadas por YPF. Conforme las disposiciones de la primera norma, las firmas participantes deberían incorporar “las más modernas tecnologías”. El plazo de vigencia de estos convenios, sobre la base de la conformación de Uniones Transitorias de Empresas (UTEs) sería como máximo de 25 años y resultarían adjudicadas a las compañías privadas o extranjeras que ofrecieran el mayor monto -en un pago al contado- en concepto de derecho de asociación, el cual ingresaría al Tesoro Nacional. Al igual que en las demás concesiones, los hidrocarburos extraídos serían de libre disponibilidad al igual que el 70% de las divisas obtenidas por su venta.

En una primera instancia, el gobierno por medio del decreto 1.216/90, había establecido que la cesión giraría en torno del 35% y 50% de las reservas, la extracción y las instalaciones en cada área; sin embargo, un año después, aduciendo que “ese porcentaje respondió a políticas de privatización que, revisadas y actualizadas, indican la conveniencia de incrementar la participación del capital privado en la explotación de hidrocarburos asociado con YPF”, ampliaron la participación hasta el 90% a través del decreto 1.727/91 (rectificado por el 1.805/91). En rigor, las modificaciones en los porcentajes correspondían a la necesidad del Poder Ejecutivo de generar mayores ingresos al fisco para cubrir el déficit en las cuentas. Es dable recordar que en 1991 las finanzas públicas cerraron con un resultado operativo negativo de 4.538 millones de dólares, parcialmente corregido por los ingresos de las ventas de las empresas públicas, 2.194 millones de dólares (de los cuáles, el 36,6%, 803,6 millones de dólares correspondió solamente a la cesión del 60% de Puesto Hernández, el 90% de Vizcacheras, el 70% de El Huemul y el 90% de El Tordillo) dando como resultado fiscal final (incluyendo las privatizaciones) un déficit de 2.344 millones de dólares. A su vez, 1992 tuvo un saldo negativo entre ingresos y egresos en torno de los -298 millones de dólares sin considerar las privatizaciones, las cuales generaron entradas monetarias por 1.787 millones de dólares, lo que permitió alcanzar el superávit fiscal luego de varios años (1.489 millones de dólares) (Alexander, 2000).

El gobierno, iniciadas las gestiones, había calculado que por las asociaciones de entre el 35% y 50% en las primeras cuatro áreas centrales (Puesto Hernández, Vizcacheras, El Huemul y El Tordillo), recaudaría un valor no inferior a los 1.300 millones de dólares; no obstante, luego de la evaluación realizada por Gaffney, Cline & Associates, los valores estimados por la consultora por la venta de los derechos de asociación oscilaron en torno de los 223 millones de dólares (con un petróleo a 2 dólares el barril y con una asociación del 35%) y 447 millones de dólares (con un crudo a 3 dólares el barril y alcanzando el 50%). En consecuencia, ante la necesidad de incrementar los ingresos fiscales, desde el ejecutivo se decidió extender las participaciones del capital privado en las áreas con un valor de la nueva cesión que no sería “inferior al derecho de asociación abonado por las empresas asociadas en cada contrato, apli-

cado proporcionalmente sobre el porcentaje de participación que se cede y descontado el valor correspondiente a las reservas extraídas del área desde el último día del mes anterior a la fecha de vigencia del contrato hasta dos días anteriores a la fecha de pago del precio de la cesión”.

Estas cuatro áreas licitadas contenían, hacia 1989, alrededor de 40 millones de m³ de petróleo (entre el 12% y 16% de las reservas del país) y entre 5.318 y 9.722 millones de m³ de gas natural (cerca del 1% del total de la Argentina), dependiendo si se toma como fuente, respectivamente, a la consultora internacional o el informe de YPF. A su vez, en volúmenes de 1992, se extrajeron 5,2 millones de m³ de petróleo (el 16,3% del total). Esta marcada participación en la explotación de crudo del país se debió, además de a la alta productividad de estos yacimientos, a que, producto del Plan Huergo de 1987 (Barrera, 2012), YPF logró fuertes incrementos en su producción.

Luego de la ampliación de los porcentajes de participación, por la concesión de entre el 60% y 90% de estas cuatro áreas, el Estado Nacional recaudó 803,6 millones de dólares, un precio considerablemente menor al que habían estimado. El resultado de la licitación fue que el 70% del área El Huemul-Koluel Kaike se le adjudicó a la francesa Total Austral; el 60% de Puesto Hernández se le cedió a Pérez Companc, Occidental Exploration (Oxy), Petrolera Patagónica e Inter Río Holding Establishment (ambas propiedad de Pérez Companc); el 90% de Vizcacheras lo obtuvieron Astra y Repsol y el 90% de El Tordillo fue concesionado a Tecpetrol, Petrolera Santa Fe, Energy Development Corporation y Entre Ríos Inversiones (perteneciente a Pérez Companc). Como puede apreciarse, las empresas que consiguieron asociarse con YPF se encontraban operando en el país hacía varios años, por lo que no es plausible sostener que se generó un ingreso de nuevos capitales en estas zonas.

El programa de concesión de áreas centrales incluyó también las Cuenca Austral y Noroeste. En cuanto a la primera de ellas, las tres áreas licitadas (Tierra del Fuego y Santa Cruz I y II) tenían un potencial gasífero importante, entre el 6% y 9% de las reservas del país, mientras que poseían un flujo de extracción anual de petróleo del 11% en 1992, a pesar de contar con el 4% de las reservas de crudo nacional. Por estos yacimientos, desde el gobierno se pretendía recaudar entre 500 y 600 millones de dólares. En tal sentido, se fijó una primera base, por el 70% de las tres áreas de la Cuenca, de 356,3 millones de dólares. Sin embargo, al no conseguir interesados el gobierno decidió bajar el precio base, por las áreas restantes, a 247,7 millones de dólares. A partir de allí, se presentaron los distintos oferentes y se terminaron adjudicando las áreas. Por un lado, en Tierra del Fuego la petrolera estatal se asoció con el consorcio conformado por Bidas, Valdana (propiedad de Bidas), Chauvco Resources y Coastal Argentina. Por otra parte, Santa Cruz II fue concedida a Pérez Companc, Astra e Inter Río Holding Establishment (del primero de los *holdings*). Por el total de las áreas de esta cuenca, el Estado recaudó 340,1 millones de dólares.

Finalmente, en noviembre de 1992 se logró cerrar la licitación de las últimas áreas centrales, ubicadas en la Cuenca Noroeste: Palmar Largo y Aguarañe. Los yacimientos de estas zonas, eran ricos en petróleo (poseían alrededor del 7% de las reservas del país) y en gas natural (contenían entre el 8% y 11% de

los reservorios argentinos). Conforme la voluntad del Presidente, el precio base de ambas áreas se fijó en 146,6 millones de dólares. El proceso contó con la participación de cinco consorcios que se disputaron estos yacimientos y que, finalmente, fueron adjudicados por un precio de 210,6 millones de dólares (un 43,7% superior al precio base). En este sentido, el 70% de Palmar Largo fue concedido por 36,1 millones de dólares a Pluspetrol, Norcen, Compañía General de Combustibles (CGC, Soldati) y Dong Won. Asimismo, el 55% de Aguara Güe fue obtenido por Tecpetrol, Ampolex, CGC (Soldati) y Braspetro, por 174,6 millones de dólares.

En conjunto, por el total de las nueve áreas centrales, las cuales en 1992 representaban el 29,5% de la extracción de crudo del país y un nivel de reservas de petróleo y gas natural de entre el 20% y 15%, respectivamente, el Estado recaudó 1.354,4 millones de dólares, un monto similar de lo que esperaban cobrar sólo por las primeras cuatro áreas licitadas. Asimismo, y un dato no menor, si el objetivo, tal como lo expresaban, era crear un mercado de libre disponibilidad para abastecer a las refinerías privadas, con la reconversión de los contratos de explotación y las áreas de interés secundario, que sumaban un flujo de extracción de petróleo cercano a los 11,5 millones de m³, alcanzaba para satisfacer las demandas de las destiladoras privadas. De alguna manera, lo que está expresando este hecho, es la causa real de la reestructuración del mercado petrolero: la voluntad de los capitales que participaban en el sector, sumado a otros operadores internacionales que buscaban ingresar al mercado, de obtener una mayor participación en la renta petrolera.

En el **cuadro N° 3** se puede apreciar la participación que los respectivos grupos económicos o conglomerados extranjeros tuvieron en las nueve áreas centrales concesionadas al capital privado. Del análisis del cuadro emerge, en primer lugar, la existencia de una gran cantidad de empresas participando del negocio, lo que estaría señalando la gran productividad y rentabilidad de los yacimientos en cuestión. Segundo, nuevamente se observa que los grupos económicos con mayor intervención en las áreas son los mismos que crecieron fuertemente con el último gobierno de *facto* (Barrera, 2012) y que controlaron la mayor cantidad de áreas de interés secundario y áreas reconvertidas: Pérez Companc participaba en tres áreas, CGC (Soldati) en idéntica cantidad y Astra Capsa en dos al igual que Techint. Asimismo, si se contemplan las primeras tres firmas del cuadro, con sus respectivas subsidiarias, se puede observar que, con mayor o menor participación, tienen injerencia en siete de las nueve áreas (77,8%). En definitiva, sólo seis empresas (Pérez Companc, CGC, Astra Capsa, Tecpetrol, Total Austral y Bridas) tuvieron marcada intervención en todas las áreas.

La fragmentación de YPF: “permisos de exploración”

En octubre de 1991, cuando se desarrollaba en el país el XIII Congreso Mundial del Petróleo, Menem lanzó el denominado “Plan Argentina de exploración”, el cual consistía, en una licitación pública internacional para concursar 140 áreas en todas las cuencas sedimentarias del país, con la finalidad de expandir al sector privado la actividad exploratoria por medio de permisos de

Cuadro N° 3. Participación de los primeros siete grupos económicos y empresas transnacionales en las áreas centrales concesionadas (en valores absolutos y %)

	Único operador	Participación compartida*	Total	% sobre total	Acumulado de áreas en las que tienen injerencia	%
Pérez Companc (Argentina)		3	3	33,3	3	33,3
Compañía General de Combustibles (CGC) (Argentina)		3	3	33,3	6	66,7
Astra CAPSA (Argentina)		2	2	22,2	7	77,8
Tecpetrol (Techint) (Argentina)		2	2	22,2	7	77,8
Total Austral (Francia)	1		1	11,1	8	88,9
Bridas (Argentina)		1	1	11,1	9	100
Pluspetrol (Argentina)		1	1	11,1	9	100
Resto		12	12		9	
Total de áreas	9	9	9	100		

*El total excede las 9 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 sobre Barrera (2011).

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 1976. A su vez, si bien respondía a la nueva lógica que asumía el mercado a través de su nueva arquitectura institucional, este plan pretendía revertir los exiguos resultados del Plan Houston. A diferencia de este último, no obligaba a las firmas privadas a asociarse con la petrolera estatal, ni debían abonar ningún derecho para realizar la exploración, sino únicamente asumir un compromiso de inversión (que no debía ser inferior a 1,5 millones de dólares). Las áreas licitadas en el Plan Houston sumadas a estas nuevas realizadas en el marco del Plan Argentina transferían una superficie cercana al 94% del país, por lo que reducía notablemente las zonas de exploración de YPF.

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 áreas revertidas del Plan Houston. Las primeras rondas realizadas hasta 1993 dieron como resultado la adjudicación al capital privado de 23 áreas para su exploración.

Cuadro N° 4. Participación de los primeros siete grupos económicos y empresas transnacionales en las áreas de exploración entregadas en el marco del Plan Argentina (en 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	%
YPF (Argentina)			4	17,4	4	17,4	4	17,4
Victrix Petroleum S.A.			4	17,4	4	17,4	8	34,8
Bridas (Argentina)	2	8,7	1	4,3	3	13,0	11	47,8
Pluspetrol S.A. (Argentina)			3	13,0	3	13,0	11	47,8
Triton Arg. Inc. (EUA)			3	13,0	3	13,0	12	52,2
Chauvco Resources (Arg) S.A. (Canadá)	2	8,7			2	8,7	14	60,9
Pérez Companc (Argentina)	1	4,3	1	4,3	2	8,7	16	69,6
Resto	6		14		20		23	
Total de áreas de exploración	23		23		23		23	

*El total excede las 23 dado que se está contemplando la cantidad de áreas en las que cada grupo tiene participación tanto como operador único o compartido.

Fuente: Elaboración propia sobre Barrera (2011).

A primera vista, al igual que en los contratos de exploración propiciados por la última dictadura y en el Plan Houston del radicalismo, queda de manifiesto la aversión del capital privado para asumir inversiones de riesgo. Expresión de esto es que en tres años solamente se entregaron 23 permisos de exploración sobre 140 que se licitaron, apenas el 16,4%. Al analizar el **cuadro N° 4** se puede apreciar que el mayor número de empresas fue de origen extranjero. Sin embargo, si se consideran las de capital nacional, entre las que más áreas adquirieron se encuentran: Pérez Companc, Pluspetrol, Astra Capsa, Bridas y Techint (Cadipsa). Otro dato relevante es que la mayor empresa que adquirió derechos de exploración fue la petrolera estatal siendo, nuevamente, la que mayor riesgo asumió.

La fragmentación de YPF: otros activos

En virtud de lo establecido por el Plan de Transformación de YPF, siempre en el marco de las leyes madre que habilitaron los procesos de privatización, se dispuso la licitación de un conjunto de activos de la petrolera que, en los parámetros de la consultora McKinsey, no eran estratégicos y/o rentables.

Conforme esto, luego de las licitaciones pertinentes se privatizaron diversos activos de la empresa. El primero en ser vendido fue el complejo Campo Durán, conformado por la refinería ubicada en Salta y el poliducto que unía la destilería con la planta Montecristo en la provincia de Córdoba. En noviembre de 1992, el consorcio liderado por Pluspetrol resultó adjudicatario, por 64,1 millones de dólares, del 70% de sus acciones conservando YPF el 30% restante. La sociedad ganadora, la cual constituyó la empresa Refinería del Norte S.A. (Refinor), estaba integrada por Pérez Companc (28%), Pluspetrol (21%), Isaura (10,5%) y Astra (10,5%).

La siguiente refinería en ser vendida en enero de 1993 fue Dock Sud, adquirida en un 100% por Destilería Argentina de Petróleo S.A. (DAPSA) perteneciente al grupo Soldati, que abonó 11,7 millones de dólares. Finalmente, a los dos meses se firmó el decreto que habilitó la transferencia de la totalidad del paquete accionario de la última destilería, San Lorenzo, ubicada en la provincia de Santa Fe, al consorcio conformado por Pérez Companc (42,5%), PASA (perteneciente a este mismo grupo, 12,5%) y CGC (Soldati, 42,5%), por 12,2 millones de dólares. El primer análisis permite observar que tanto Pérez Companc como Soldati obtuvieron marcada participación en las refinerías transferidas al sector privado, lo que les permitió un marcado proceso de integración vertical.

El otro ducto en el que la petrolera estatal cedió el 70% de las acciones fue el Allen-Puerto Rosales, convertido luego en Oleoductos del Valle S.A.. Bajo esta operación se estaban transfiriendo al dominio privado los troncales de acceso al oleoducto Allen junto con el ducto que finaliza en la terminal Puerto Rosales, con una capacidad de transportar por una extensión de 1.000 kilómetros, alrededor de 24.000 m³ de petróleo crudo por día (el 33% de la producción del país). A la licitación se presentaron dos consorcios y en enero de 1993 se le adjudicó el conformado por Pérez Companc (23,1%), Bolland (14,0%), Bidas SAPIC (11,9%), Pluspetrol (11,9%), Astra (7,0%) y Tecpetrol (2,1%) que habían ofertado 77,1 millones de dólares.

A mediados de 1993 se llamó nuevamente a Concurso Público Nacional e Internacional para, en este caso, seleccionar las empresas que estuvieran interesadas en adquirir el 70% de las acciones de la Terminales Marítimas Patagónicas S.A., una sociedad encargada de la prestación de los servicios de almacenaje y embarque de petróleo crudo de las terminales marítimas de Caleta Córdoba, ubicada en la provincia de Chubut y Caleta Olivia, en Santa Cruz. Luego de recibir tres presentaciones, se las concedieron al consorcio que hizo el mayor ofrecimiento (10,1 millones de dólares) compuesto por Pérez Companc (13,8%) Astra Capsa (6,0%), Bidas SAPIC (4,8%), Dapetrol -Techint- (9,2%), Amoco Andina (20,3%), Cadipsa -Techint- (5,3%), CAPSA (3,2%), Total Austral (7,4%).

Por esta fase del proceso de fragmentación de la petrolera estatal⁸, se recaudaron 269,2 millones de dólares que, comparando con lo recaudado por la concesión de las reservas, no representa una suma muy significativa, pero sí contribuyeron a consolidar el proceso de desarticulación tanto vertical como horizontal de YPF y la constitución del oligopolio privado.

En otro orden, no es casual que los grupos económicos que obtuvieron la mayor cantidad de concesiones ya sea en las áreas secundarias, centrales o la reconversión de contratos (Pérez Companc, Techint, Astra Capsa, Pluspetrol S.A., Bidas, CGC -Soldati-), hayan sido las que participaron en la asociación tanto de refinerías, ductos como de terminales y transportes marítimos, en tanto que les confería una considerable posición dominante en el mercado a partir de la integración vertical adquirida, más allá de la concentración que en cada sector este proceso les confirió. A su vez, el control de las terminales marítimas patagónicas los posicionaba en un lugar estratégico para el comercio internacional de hidrocarburos y sus derivados, de ahí que el consorcio integrara a los principales grupos económicos. De este modo, esta parte del proceso de fragmentación contribuyó a consolidar un posicionamiento estratégico de los grupos económicos y conglomerados extranjeros, en la conformación del denominado *oligopolio petrolero* por la fuerte integración tanto vertical como horizontal que adquirieron.

La fragmentación como proceso de desarticulación de YPF como empresa testigo y de concentración privada en el mercado primario de hidrocarburos

El objetivo *manifiesto* del gobierno en relación con la amplia reforma desarrollada entre 1989 y 1993 en el mercado de hidrocarburos, tenía como puntos nodales, por un lado, la creación de un mercado “competitivo”, a través de los procesos de fragmentación señalados, en el que ningún operador pudiera controlar, como hasta entonces realizaba YPF, grandes magnitudes de petróleo y/o gas natural. Por el otro, y vinculado con el anterior, eliminar toda intervención del Estado y de la petrolera estatal en el sector, aspecto que contemplaba la desaparición de la “mesa de crudos”, la liberalización de los precios de dichos recursos y la anulación de la restricción para importar y exportar petróleo, gas natural y sus derivados, asumiendo que, a partir de esto y con un “mercado de competencia perfecta”, el precio estaría determinado por el costo marginal de extracción y el costo marginal de su uso, como resultado de la decisión descentralizada de productores maximizadores de beneficios en el marco del libre flujo entre la oferta y la demanda.

Dicha competencia entre productores que buscan maximizar ganancias, a su vez, propiciaría, por una parte, inversiones de riesgo en exploración con el consecuente impacto en el incremento de las reservas y, por la otra, un aumento en el flujo de explotación, lo cual produciría saldos exportables con la conse-

⁸ Por cuestiones de espacio no se incluyó en el análisis, pero sí en el monto de recaudación, las embarcaciones, buques tanque, máquinas de exploración y la Estación de Bombeo y Terminal Marítima Puerto Rosales (EBYTEM S.A.), que en su totalidad suman 94,0 millones de dólares.

cuenta generación de ingresos de divisas al país. En este mercado de “competencia perfecta”, argumentaban, la petrolera estatal no podía seguir funcionando con activos no rentables ni estratégicos que aumentaran su “ineficiencia”, motivo por el cual emprendieron el proceso de fragmentación -o reestructuración, en el discurso oficial- de YPF para que pudiera adaptarse al nuevo entorno. Finalmente, el objetivo de maximizar los beneficios por parte de los nuevos operadores, sumado a que en el mercado de “competencia perfecta” el precio de los hidrocarburos se igualaría al costo marginal de su provisión, originaría una redistribución más equitativa y eficiente de la renta petrolera entre todos los actores (extractores, refinadores, comercializadores, consumidores y el Estado), anteriormente captada por un “Estado ineficaz”. En función de estos objetivos se sancionaron los decretos 1.055, 1.212 y 1.589 todos de 1989, entre otras disposiciones.

Si bien desde la corriente neoclásica, sustento teórico de las políticas del gobierno, estos preceptos -desvinculados de la dinámica de desarrollo de cualquier sociedad- se cumplen, como no podía ser de otra manera, en la práctica no funcionaron así. Como se observa en el **cuadro N° 5**, dentro de las áreas entregadas a un único operador⁹, conforme las 147 que se concesionaron, los primeros cinco grupos económicos (todos argentinos en su origen de capital) luego del proceso de fragmentación controlaban el 25,2% de ellas, número que ascendía al 27,9% considerando los seis primeros grupos económicos o conglomerados extranjeros. 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%) y Bridas en 13 (8,8%). Al considerar 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 (**cuadro N° 5**).

En conjunto, finalizado el proceso de fragmentación y luego de un desembolso 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 -del planteo neoclásico- y, de forma derivada, se podría haber generado una formación de precios oligopólica con la correlativa apropiación por parte de un sector de una renta extraordinaria. En cuanto al argumento tanto del gobierno como de quienes participaban en el mercado, basado sobre 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.

⁹ Ya sea por la reconversión de contratos, transferencia de áreas de interés secundario o central, o como permisos de exploración.

Cuadro N° 5. Participación de los siete primeros grupos económicos 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	Acumulación de áreas en las que tienen injerencia	%
Pérez Companc (Argentina)	18	12,2	13	8,8	31	21,1	31	21,1
Techint (Argentina)	9	6,1	13	8,8	22	15,0	52	35,4
Astra Capsa (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 (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 (CGC) (Soldati) (Argentina)	0	0,0	7	4,8	7	4,8	92	62,6
Resto	30		135		165		147	
Total áreas entregadas	147		147		147		147	100

*El total excede las 147 dado que se está contemplando la cantidad de áreas en las que cada grupo tiene participación tanto como operador único o compartido.

Fuente: Elaboración propia sobre Barrera (2011).

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 observa que las inversiones de capital fueron hacia las zonas de riesgo bajo o moderado¹⁰.

¹⁰ Vale aclarar que si a estos datos se le agregaran los relativos a los contratos reconvertidos y los de las áreas centrales, los niveles de concentración de la inversión en las zonas de bajo o moderado riesgo serían todavía mayores (Barrera, 2011).

En efecto, es dable sostener que 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.

El análisis de la venta de los activos que no se ceñía a la concesión de las reservas otorgó una perspectiva similar. En este sentido, la adquisición de las diversas propiedades de YPF (refinerías, ductos, terminales marítimas, etc.) confería nulo riesgo al inversor y acrecentaba el poder dominante de los grupos económicos y conglomerados extranjeros que participaron, al permitirles generar procesos de integración vertical.

Reflexiones finales

Los objetivos *manifiestos* del gobierno, en realidad, colisionaban con el diseño e implementación de las políticas públicas que ellos mismos llevaron a la práctica, tanto en el sector petrolero como en el conjunto de la economía. Expresión de esto es la anulación de las restricciones establecidas en los segundos párrafos de los artículos 25 y 34 de la ley de Hidrocarburos, reemplazándolas por un límite de tal laxitud que permitieron concentrar una gran cantidad de áreas por parte del capital privado, contrario al (supuesto) “espíritu” del denominado proceso de “desregulación” que sostenían propiciar.

Todo parece indicar que contrariamente al discurso del gobierno, el cual se basaba sobre generar un proceso de “desregulación” e ingreso masivo de capitales en un escenario de “competencia perfecta”, el proceso de fragmentación de YPF 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 Estado¹¹. En un proceso en que los organismos internacionales reclamaban, por un lado, la privatización de las empresas públicas -con el objetivo de que el Estado incrementara sus ingresos para pagar el capital de la deuda externa y los intereses devengados y, a su vez, se habilitara el acceso del capital a mercados con alta rentabilidad- y, por el otro, la reestructuración de los diversos mercados -con la finalidad de que el Estado no interfiriera en el proceso de acumulación privada- se desarrolló la fragmentación de YPF, en el marco de la transferencia de la capacidad regulatoria al sector privado¹².

Conforme esto, la resolución del “conflicto”, a partir de la puesta en escena pública por parte de las diversas fracciones del capital en disputa, estuvo con-

¹¹ La fracción acreedora fue la gran beneficiaria en el proceso de venta del paquete accionario dado que obtuvo altos rendimientos especulativos de su inversión por la subestimación del precio de la compañía al momento de iniciar la enajenación.

¹² En esta línea, Basualdo expresó: “Si bien la privatización de las empresas estatales era una condición *sine qua non* de los acreedores, como forma de recuperar buena parte del capital adeudado por el Estado, el desarrollo de los acontecimientos hizo que la fracción dominante local coincidiera con ellos, porque percibió que de esa manera accedería a la propiedad de activos de enorme magnitud con elevada tasa de rentabilidad potencial” (Basualdo, 2006: 291).

dicionada por las presiones que ejercieron, en el plano local, los grupos económicos y conglomerados extranjeros, y en el internacional, por los acreedores externos, que se vieron beneficiados por las políticas sectoriales -e incluso, macroeconómicas- durante el último gobierno de *facto* y que no estaban dispuestas a perder sus lugares de privilegios (Barrera, 2012). Es menester recordar que parte de las fracciones del capital que adquirieron los activos de la empresa (Pérez Companc, Bidas, Techint y Astra), eran los que desde 1977 fueron beneficiados con las transferencias de áreas y que externalizaban costos por medio de los contratos de locación firmados (Barrera, 2012), drenaje que se obstruiría definitivamente con la transferencia al capital privado de la propiedad de la empresa y la liberalización de los precios con la eliminación de la intervención estatal en el mercado ampliado de hidrocarburos. A su vez, estas fracciones fueron las que durante el “decenio regresivo” de los ochenta (Azpiazu, 2011) por medio de persistentes presiones obtuvieron incrementos de precios de los hidrocarburos vendidos a la petrolera estatal, condicionando su solvencia económica. Los principales operadores del sector petrolero, producto de las políticas económicas instauradas por la última dictadura, no solamente se habían fortalecido en ese ámbito, sino que habían logrado una mayor diversificación e injerencia en el agregado nacional, deviniendo en “generales de la economía” (Azpiazu, Basualdo y Khavisse, 2004), lugar que les permitía presionar fuertemente para obtener respuestas favorables a sus reclamos.

En este marco, y frente a la necesidad del gobierno de incrementar sus ingresos para saldar las cuentas con los acreedores internacionales y reducir el déficit fiscal se decidió iniciar el proceso de fragmentación de YPF con la finalidad de que estas fracciones que se desenvolvían en el sector acompañaran y legitimaran (no sin contradicciones) la posterior privatización de YPF. Indudablemente, la dinámica macroeconómico-política condicionó la 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 YPF 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 del capital de los operadores a partir de la adquisición de nuevos activos. Como sostiene Thwaites Rey:

“Definida la estrategia global, ninguna otra racionalidad podía anteponerse. (...) Porque si desde la conducción del Estado se diseña una política pública cuyo resultado será una reducción significativa precisamente de la capacidad estatal para formular y ejecutar políticas públicas, cedida a las fuerzas espontáneas del mercado, va de suyo que no habrá plan alternativo que pueda ser siquiera discutido o meramente considerado” (Thwaites Rey, 1993: 66).

De esta manera, es plausible sostener que 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* y no el resultado del intento de generar un mercado competi-

tivo. 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 YPF, eliminando su capacidad de empresa testigo en el mercado. La intención de desmembrarla y profundizar la transferencia de renta al sector privado, iniciada desde 1976, se manifiesta, además, en el hecho de que no se cumplió con la propuesta inicial de mantener los activos estratégicos y rentables, entre los que podrían ingresar las áreas centrales de producción. En realidad, en el Plan de fragmentación de la empresa, figuraba que las áreas centrales relativas a las Cuencas Cuyana, Neuquina y San Jorge las mantendría la empresa, aunque finalmente fueron concesionadas en diversa proporción. A su vez, la concesión de estas áreas, estratégicas y de alta rentabilidad, tampoco era necesaria para crear el mercado de libre disponibilidad para abastecer a las refinerías, ya que alcanzaba con la extracción proveniente de las viejas concesiones, la concerniente a las áreas de interés secundario y la relativa a la reconversión de contratos.

En síntesis, la fragmentación de la petrolera estatal, en el marco de la disputa por la apropiación de los recursos del Estado, tenía entre sus principales objetivos *reales*, por un lado, transferir ingentes cantidades de reservas de petróleo y gas natural al capital privado y, con éstas, la capacidad de apropiarse de una porción mayor de la renta petrolera. Por el otro, eliminar definitivamente la regulación pública, en primer lugar, al generar una nueva arquitectura institucional del mercado de hidrocarburos en el contexto de la denominada “desregulación”, y, en segundo, al anular a YPF como empresa testigo. En definitiva, la finalidad era articular los intereses de los sectores dominantes para consolidar el modelo de “valorización financiera y ajuste estructural”.

Bibliografía

- Alexander, Myrna (2000). *Privatización en Argentina. En Banco Mundial. Privatizaciones e impacto en los sectores populares*. Argentina: Editorial Belgrano.
- Artana, Daniel y Soto, Luis (1987). Desregulación de la industria de hidrocarburos en la Argentina. Organizado por ADEBA. 5ta Convención. 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. (2011); *Análisis del proceso de fragmentación y privatización de YPF: un estudio de su transformación en el marco de la desregulación del mercado primario de hidrocarburos (1989-1999)*, Tesis de maestría, MIMEO, Buenos Aires.
- Barrera, Mariano A. (2012); “El legado de la última dictadura en el mercado de hidrocarburos: la antesala de la reforma de los ‘90”. **Realidad Económica** N° 267 (este número), abril-mayo.
- Basualdo, Eduardo (2006); *Estudios de historia económica argentina: desde mediados del siglo veinte a la actualidad*, Siglo XXI, Buenos Aires.
- Bravo, Víctor (1990). Valor económico de las reservas comprobadas de petróleo crudo. **Realidad Económica** N° 94, Buenos Aires., pp. 66-73.
- Estenssoro, José (1992). Transformación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales. En Gabinete Paralelo. Buenos Aires. Informe N° 2. pp. 81-93.

- FIEL (1989). *Los costos del Estado regulador*. Buenos Aires: Editorial Manantial.
- FIEL (2000). *La desregulación de la competencia y de los servicios públicos*. Buenos Aires.
- Gerchunoff, Pablo y Guadagni, Alieto (1987). Elementos para una reforma económica del Estado. Organizado por ADEBA. 5ta Convención. Buenos Aires.
- Kozulj, Roberto y Bravo, Víctor (1993); *La política de desregulación argentina: antecedentes e impactos*, Centro Editor de América Latina, Buenos Aires.
- Montamat, Daniel (1995). *Economía y Petróleo*. Buenos Aires: Organización Editora PV.
- Montamat, Daniel (2007). *La energía argentina: otra víctima del desarrollo ausente. Colección caminos de la Argentina*. Buenos Aires: Editorial El Ateneo.
- Thwaites Rey, Mabel (1993). "La política de privatizaciones en la Argentina: Consideraciones a partir del caso Aerolíneas". **Realidad Económica** N° 116, Buenos Aires, pp 46-75.
- Vicente, Oscar (1990). "Es necesario intensificar el Plan Houston y tener claro el sentido de la recuperación asistida". En *Revista Petroquímica, Petróleo & Química*. Año 8. N° 69. Buenos Aires. pp. 4.406-4.418.
- Vicente, Oscar (1992). "Panorama de la industria petrolera argentina: ejemplo de un caso a nivel mundial". En *Gabinete Paralelo*. Buenos Aires. Informe N° 2. pp. 101-116.
- World Bank (1993). *Argentina's privatization program: Experience, Issues, and Lessons*. EEUU: A World Bank Publication.
- Y.P.F. (1991). *Memoria y Balance General, 1990*. Buenos Aires. Ejercicio N° 14. pp. 1-109.
- Y.P.F. (1997). *Memoria y Balance General, 1996*. Buenos Aires. Ejercicio N° 20. pp. 1-116.