

ATLAS HISTÓRICO Y GEOGRÁFICO DE LA ARGENTINA

Economía II



CONICET



I G E H C S

Este tomo de la colección *Atlas Histórico y Geográfico de la Argentina* continúa con el análisis del sector primario de la economía argentina desde una perspectiva crítica del extractivismo. Los sectores restantes de la estructura económica –industria y circuitos de la economía urbana– serán analizados en posteriores tomos.

En una primera sección, se analizan las redes de transporte, que están vinculadas con las actividades promovidas por las políticas económicas y sociales predominantes y las formas de inserción internacional de nuestra economía nacional.

En segundo lugar, se considera la agricultura en sus diferentes concepciones y particularidades: desde el ámbito de la unidad familiar hasta el de la producción industrial en todo el territorio argentino. También la transición de los diferentes sistemas agropecuarios a lo largo de las etapas históricas. Se destina un espacio para tratar las diversas alternativas que propone el cooperativismo ante el modelo hegemónico de producción, crédito, consumo y otros servicios.

En una tercera parte, se abordan la minería metalífera y las actividades hidrocarburíferas desde sus primeros pasos a mediados de los siglos XVI y XVII, respectivamente, considerando las implicancias territoriales y ambientales inherentes a sus redes de extracción, transporte y distribución a través del tiempo en nuestro territorio.

En un cuarto apartado, se exponen los diversos escenarios respecto de la energía, enfatizando la creciente preocupación por el cambio climático y la necesidad de contar con sistemas energéticos más sostenibles.

Finalmente, se analiza la dinámica del sector externo nacional, que ha sido tradicionalmente uno de los determinantes fundamentales del funcionamiento de la economía argentina.



ATLAS HISTÓRICO Y GEOGRÁFICO
DE LA ARGENTINA

ATLAS HISTÓRICO Y GEOGRÁFICO DE LA ARGENTINA

Economía II

DIRECCIÓN

Guillermo Velázquez

CODIRECCIÓN

Diana Lan
Hernán Otero
Marcelino Irianni
Lucía Lionetti

COORDINACIÓN DE ESTE VOLUMEN

Guillermo Velázquez
Fernando Manzano

AUTORES

Álvaro Álvarez
José Luis Berdolini
Silvina Carrizo
Luciana Clementi
Victoria de Estrada
Ana Fernández
Sebastián Gómez Lende
María Alejandra Ise
Fernando Manzano
Daniel Plotinsky
Guillermo Velázquez
Sofía Villalba
Micaela Zabalza

Instituto de
Geografía, Historia
y Ciencias Sociales
CONICET / UNCPBA
Tandil - 2024

Atlas histórico y geográfico de la Argentina : Economía II / Álvaro Álvarez ... [et al.] ;
Coordinación general de Guillermo Angel Velázquez. - 1a ed. - Tandil : Universidad
Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires, 2024.
Libro digital, PDF

Archivo Digital: descarga y online
ISBN 978-950-658-637-9

1. Atlas. 2. Geografía. 3. Historia. I. Álvarez, Álvaro II. Velázquez, Guillermo Angel, coord.
CDD 025.346

© 2024 - UNCPBA

Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires
Pinto 399, 7000 Tandil, Provincia de Buenos Aires, Argentina

1ª edición: noviembre de 2024

El contenido de esta obra fue sometido a evaluación externa.

Ilustración, documentación y archivo fotográfico
María Florencia Ramón & Luciano di Salvo

Cartografía y diseño con SIG
María Lorena La Macchia & Adela Tisnés

Corrección y maquetación
Ramiro Tomé & Silvana A. Gómez

Edición técnica y diseño de interiores
Ramiro Tomé

Diseño de tapa
Carolina Katz & Fabián Di Matteo

ISBN versión ebook: 978-950-658-605-8
ISBN obra completa, versión impresa: 978-950-658-517-4
ISBN obra completa, versión ebook: 978-950-658-518-1

- 7 Las redes de transporte. Del ferrocarril a la hidrovía.
Álvaro Álvarez
- 19 Agricultura familiar: una y diversa.
Ana Fernández & Victoria de Estrada
- 31 Agricultura industrial y agronegocios
Micaela Zabalza
- 43 Sistemas agropecuarios en transición
Ana Fernández, Álvaro Álvarez, Micaela Zabalza & Victoria de Estrada
- 73 Cooperativismo
Daniel Plotinsky
- 115 La minería metalífera:
Del período colonial al modelo agroexportador (1550-1930)
Sebastián Gómez Lende
- 169 La explotación de metales básicos durante la industrialización sustitutiva de importaciones
e inicios de la valorización financiera (1930-1989)
Sebastián Gómez Lende
- 233 La megaminería metalífera en la Argentina contemporánea (1989-2019) I:
Boom exportador, acaparamiento de tierras y redistribuciones estatales.
Sebastián Gómez Lende
- 295 La megaminería metalífera en la Argentina contemporánea (1989-2019) II:
La desposesión del recurso hídrico y el mercado de trabajo minero.
Sebastián Gómez Lende
- 339 Anexo estadístico sobre minería.
Sebastián Gómez Lende
- 355 Petróleo, gas y carbón. Cuestiones técnicas y teórico-conceptuales.
Primeros pasos en Argentina (1783-1929).
Sebastián Gómez Lende & Álvaro Álvarez
- 393 Política del petróleo, gas y carbón. La búsqueda del autoabastecimiento (1930-1975).
Sebastián Gómez Lende & Álvaro Álvarez

447	Entrega neoliberal y patria contratista. Privatización de hidrocarburos (1976-2001). <i>Sebastián Gómez Lende & Álvaro Álvarez</i>
495	Análisis de las políticas hidrocarburíferas. Inicios del siglo XXI (2002-2019). <i>Sebastián Gómez Lende & Álvaro Álvarez</i>
559	Hidrocarburos: redes de transporte y distribución. <i>Sebastián Gómez Lende & Álvaro Álvarez</i>
579	Hidrocarburos: trabajadores y configuración urbana (1907-2019). <i>Sebastián Gómez Lende & Álvaro Álvarez</i>
601	Escenarios argentinos de sostenibilidad energética <i>Luciana Clementi, María Alejandra Ise, José Luis Berdolini, Sofía Villalba & Silvina Carrizo</i>
619	El sector externo argentino durante las últimas décadas <i>Fernando Manzano</i>
665	Bibliografía

ENTREGA NEOLIBERAL Y PATRIA CONTRATISTA. PRIVATIZACIÓN DE HIDROCARBUROS (1976-2001)

Si bien la política petrolera del tercer gobierno peronista lejos estuvo de constituir el detonante del golpe militar de 1976, tampoco puede decirse que se tratara de una cuestión por completo ajena al levantamiento. Apenas un mes después del derrocamiento del gobierno constitucional, la cúpula militar encabezada por Videla dictó el Decreto n° 223, el cual creaba una comisión honoraria para resolver los conflictos con ESSO y Shell suscitados a raíz de la nacionalización de las bocas de expendio de combustibles y derivados. En 1977, el dictamen elaborado por dicha comisión derivó en la sanción de los Decretos n° 1.535 y 1.536, los cuales obligaron a YPF a reintegrarles las bocas de expendio a ESSO y Shell e indemnizar a ambas compañías con una suma de 13.000 millones y 14.000 millones de pesos, respectivamente. Finalmente, dos años después la dictadura emitió el Decreto n° 2.568, el cual dejó sin efecto el Decreto n° 632/74 (Hidalgo, 2009) y eliminó definitivamente la posibilidad de que la petrolera estatal volviera a centralizar la red de distribución comercial de combustibles y derivados.

El punto más saliente de la política petrolera de la última dictadura fue indudablemente el nuevo régimen de contratos petroleros que se implementó dos años después. Bajo el principio liberal de la subsidiariedad del Estado, el gobierno *de facto* había decidido que la autosuficiencia energética dependía estrictamente de la mayor participación del capital privado en la actividad para incrementar e intensificar la extracción de las reservas petroleras localizadas en el subsuelo argentino. Para ello, era menester desarticular el monopolio estatal e implementar programas de exploración y explotación del recurso por fuera de YPF. Sin embargo, y pese al antecedente que en ese sentido supuso la conversión en sociedad anónima y casi inmediata privatización de la Compañía Ferrocarrilera del Petróleo –que se convirtió así en Petroquímica Comodoro Rivadavia– (López, 2020), las fuerzas armadas eran renuentes a la venta de los activos de YPF. Esto obedecía a dos motivos: el carácter estratégico que el petróleo podía representar en una hipotética guerra, como la que casi estalló en 1978 con Chile y la que finalmente se concretó en 1982 con Gran Bretaña por las islas Malvinas, y la solvencia patrimonial de la compañía, que permitía a los militares obtener financiamiento para comprar armamento y sostener la fuga de capitales.

En el marco del “nacionalismo con objetivos” pregonado por la cúpula militar, la “solución” implementada fue la privatización periférica de YPF y Gas del Estado, por la cual actividades hasta ese momento desempeñadas por ambas compañías públicas (prospección, extracción, construcción y operación de ductos, etc.) pasaron a ser externalizadas, delegadas o tercerizadas en contratistas vinculados tanto a la cúpula de la “nueva” burguesía argentina –los grupos económicos diversificados– como a ciertas corporaciones petroleras extranjeras

LA «PATRIA CONTRATISTA»
Y EL «PROCESO DE
REORGANIZACIÓN
NACIONAL» (1976-1982)

Nuevo régimen de contratos

Privatizaciones

“Contrato de riesgo”

(Etulain, 1991; Castellani y Serrani, 2010; Barrera, 2012a; Sabbatella, 2009; Obra Colectiva, 2016).

En 1977-78, se estableció la figura del “contrato de riesgo” y mediante sendas licitaciones públicas se convocó a las empresas privadas a explotar algunos reservorios que debían ser cedidos por la petrolera estatal. Si bien originalmente las licitaciones preveían la cesión de diez áreas que contaban con 1.024 pozos, durante los años subsiguientes (y hasta 1980 inclusive) se fueron incorporando nuevos reservorios al régimen. Como resultado, se firmaron 22 contratos que abarcaban 1.198 pozos y 33 áreas de explotación (Etulain, 1991; Dachevsky, 2008; Hidalgo, 2009; Castellani y Serrani, 2010; Barrera, 2012a; Llorens, 2016a).

Considerar esa política como “contratos de riesgo” era un mero y equívoco eufemismo utilizado para disfrazar el generoso conjunto de redistribuciones estatales ejecutado para beneficiar al nuevo bloque de poder económico que se iría consolidando al amparo de la dictadura. Para empezar, las áreas transferidas al capital privado para su explotación habían sido previamente exploradas (e incluso explotadas) por YPF, con lo cual no existía ninguna incertidumbre acerca de su riqueza hidrocarburífera; así pues, el riesgo minero era nulo. A diferencia de las concesiones petroleras propiamente dichas, los convenios tampoco implicaban costos adicionales para las firmas contratistas (como el pago de un canon), sino más bien una transferencia gratuita de reservorios que estaba pautada en función de dos criterios: la cantidad de producción comprometida por las empresas sobre la base de un nivel fijado por YPF en función de la curva de extracción existente al momento de la convocatoria, y el precio propuesto por las compañías para el crudo que extrajeran y vendieran a la petrolera estatal. Por otra parte, los contratistas no gozaban de libre disponibilidad del crudo extraído, sino que estaban obligados a vendérselo a YPF. Esta aparente limitación, en realidad, enmascaraba el hecho de que tampoco existía riesgo comercial para el capital privado, pues si bien las compañías no tenían libre disponibilidad de su producción, la venta de ésta quedaba asegurada desde un comienzo a (como veremos más adelante) precios extremadamente redituables.

Figura nº 1. Estación de servicio oficial de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), Buenos Aires, 1951.
Fuente: Archivo General de la Nación.



Licitaciones

Asimismo, las licitaciones vinculadas a los contratos establecían precios diferenciales entre la producción “básica” –es decir, equivalente a la ofrecida por cada empresa adjudicataria al momento de la firma del convenio– y la producción “secundaria” –esto es, aquella que excediera tal volumen–. Esta última recibía precios más altos que la primera, lo que en la práctica suponía una suerte de

“premio por productividad” a las compañías privadas. Bajo el nuevo régimen, se “inventaba” la producción secundaria “de escritorio”: toda la producción “básica” que hasta ese momento YPF había obtenido del yacimiento o área cedida al capital pasaba a convertirse en básica y adicional en el mismo momento en que el reservorio era transferido al contratista, siendo el precio de la producción excedente tres veces mayor al de la básica. Esto determinó que, al momento del lanzamiento de la nueva política petrolera, las empresas buscaran ganar las licitaciones haciendo promesas de extracción básica que, a juicio de los expertos, eran muy poco creíbles, pues rebasaban en nada menos que un 92 % las proyecciones originales realizadas por YPF. Cabe añadir que si bien se fijó un sistema de multas ante la eventualidad de que las firmas adjudicatarias no cumplieran con los compromisos o cuotas de extracción pactadas, esas infracciones nunca fueron efectivamente penalizadas (Hidalgo, 2009; Castellani y Serrani, 2010; Barrera, 2012a; Sabbatella, 2012).

Como era de esperar, los nuevos contratos petroleros estuvieron rodeados de intereses espurios que sembraron un manto de numerosas sospechas acerca de su legalidad y transparencia. La primera cuestión a subrayar atañe a las objeciones planteadas por diversos organismos fiscalizadores y estudiosos del sector acerca de las –ya comentadas– fuertes discrepancias existentes entre los niveles de extracción estimados por YPF y los efectivamente ofrecidos por las empresas adjudicatarias de las áreas licitadas (Castellani y Serrani, 2010). No menos cuestionables eran las estrechas relaciones que existían entre compañías beneficiarias del nuevo régimen y funcionarios clave de la dictadura militar. Gracias a esta política, una veintena de grupos empresarios pudo iniciar o ampliar (según el caso) sus operaciones e influencia en el sector, como las multinacionales ESSO y Shell –que desarrollaron sus actividades en la plataforma continental–, las argentinas Pérez Companc, Bidas (familia Bulgheroni), Tauro, CADIPSA (grupo Techint, de la familia Rocca), Desaci, Socma (familia Macri), Pluspetrol, Astra, Vial del Sur, Decavial, Petrolera San Jorge y Supercemento y las norteamericanas Ryder Scott y Amoco, entre otras –que lo hicieron en tierra– (Scalabrini Ortiz, 1987; Favaro, 2001; Castellani y Serrani, 2010). Así, si en 1975 existían siete empresas ligadas al régimen de contratos petroleros, en 1983 –año de finalización de la dictadura militar– ya eran 42 firmas (Barrera, 2012a).

Como resultado, hacia 1983 el grupo Pérez Companc operaba en 10 áreas y controlaba el 30,3 % de los reservorios tercerizados, Astra explotaba 5 áreas y manejaba el 15,2 % de las zonas licitadas y Bidas hacía lo propio con 7 áreas y el 21,2 % del total, respectivamente. Estas compañías eran secundadas por el grupo Techint (4 áreas, el 12,1 %), la familia Macri (2 áreas, el 6,1 %) y las compañías Amoco, Ser. Ryder Scott, Pluspetrol e Inalruco, cada una de ellas con 3 áreas y el 9,1 % del total. La situación de privilegio de los tres grupos más concentrados de la burguesía nacional se tornaba más evidente cuando a las zonas bajo su control directo se le sumaban las áreas explotadas por compañías subsidiarias, como Apco en el caso de Bidas/Bulgheroni y SADE, Tecs y Quitral-Co en el de la familia Pérez Companc (Barrera, 2012a).

Las condiciones eran tan atractivas para la élite económica que algunos grupos llegaron a crear nuevas empresas exclusivamente para poder operar como contratistas de YPF. Tal fue el caso de Techint, que no conforme de continuar operando en el sector a través de su controlada CADIPSA, fundó en 1981 la compañía Tecpetrol para así ampliar su participación en el proceso de privatización periférica de la petrolera estatal. Como resultado, y a raíz de sus asociaciones combinadas y uniones transitorias con Pluspetrol, Socma, Selva Oil, Desaci, Butes Gas Oil y Quitral-Co, entre otras firmas, la familia Rocca pudo operar al Norte de la Dorsal (Cuenca Neuquina), Ramos (Salta) y Cinturón Costero (Chubut) (Basualdo y Barrera, 2015; Sabbatella y Nunes Chas, 2020). Otros casos fueron los de Petrolar –perteneciente al grupo Alpargatas, exclusivamente constituida para participar el negocio que se abría con la política de contratos petroleros de

Privatización periférica de YPF

Áreas controladas

la dictadura y liderada por un integrante del directorio de YPF– y Petrolera San Jorge –donde la familia propietaria de la firma también contaba con un miembro en la conducción de la empresa estatal– (Basualdo y Barrera, 2015).

Martínez de Hoz

Corroborando la tesis de Harvey (2007, 2014) respecto de que la acumulación por desposesión depende estrechamente de redistribuciones estatales asociadas a la colonización del Estado por parte del capital y la captura de los organismos reguladores por parte de las élites, los nexos entre las petroleras beneficiarias de los contratos y el gobierno militar eran inocultables. Para empezar, Martínez de Hoz, el ministro de Economía de Videla que dio inicio a la privatización periférica de YPF, era un representante formal de los intereses de la familia estadounidense Rockefeller, propietaria del pulpo petrolero Standard Oil; de hecho, había sido director de Pan American, abogado de ESSO y asesor internacional del Chase Manhattan Bank, todas empresas pertenecientes a Rockefeller. Por si fuera poco, Suárez Mason, quien fue designado interventor de YPF, era un expleado de Bidas, cuestión no menor si se tiene en cuenta que esta última fue una de las principales beneficiarias del nuevo régimen y que el grupo Bulgheroni también era sindicado como representante de los intereses de Rockefeller en la Argentina. Más adelante, ya hacia el término de la dictadura, la cúpula militar contaba con varios funcionarios ligados por vínculos laborales e incluso familiares a Bulgheroni, entre ellos el propio presidente Bignone. La relación entre petroleros y militares era tan estrecha que los primeros eran los únicos que tenían poder de intercesión ante los segundos para conocer el paradero de personas en los campos clandestinos de concentración, e incluso rescatarlas (Llorens, 2016a).

“Patria contratista”

Dado que muchas de las compañías contratistas guardaban vínculos accionarios entre sí e incluso explotaban conjuntamente algunas de las áreas licitadas, la privatización periférica de YPF derivó en una suerte de cartelización petrolera encabezada por ESSO y Shell, las que, a su vez, tenían en Bidas, Astra y Pérez Companc sus principales lugartenientes. Estos tres grupos empresarios de la llamada “patria contratista” fueron considerados por algunos autores como las “tres hermanas” –en irónica alusión a las “siete hermanas” anglonorteamericanas–, secundadas por “primas” como Macri y Soldati (Bonelli, 1984). Shell controlaba a Petrolar y, por intermedio de ésta, estaba ligada por participación accionaria o asociaciones combinadas a Pluspetrol, Tecniacua, Cospesa, Techint, Selva Oil, Socma, Desaci y Buttes. Por su parte, ESSO se conectaba a Pérez Companc y empresas vinculadas directa o indirectamente a este grupo, como Cadipsa, Quitral-Co, Compañía Química, SADE y Tecs y otras asociadas a él, como Texas, San Jorge, Supercemento, Burwardt y Dycasa. La filial de Standard Oil también estaba relacionada con el grupo Astra (Inalruco, Alianza P., Blocker, Evangelista y J.M. Aragón), la compañía norteamericana Amoco y la empresa argentina Bidas. A su vez, esta última explotaba varios yacimientos junto a Pluspetrol, Decavial, Ryder Scott, Vial del Sur, Cabot, Techint y la propia Astra. La situación era tan escandalosa que motivó la realización de una denuncia ante la justicia federal y la Comisión de Defensa de la Competencia. Y aunque la acusación fue rápidamente desestimada y las asociaciones combinadas entre las empresas fueron legalizadas por la reforma de la Ley de Sociedades, la propia ESSO se vio obligada a publicar una solicitada en la prensa para desmentir la ya inocultable existencia del cartel (Secretaría de Energía, 1984; Bonelli, 1984; Llorens, 2016a).

Condonación de multas

Aunque en reiteradas ocasiones no cumplieron con las cuotas de extracción pactadas, los contratistas se vieron beneficiados por la condonación de las multas que tales infracciones contemplaban (Hidalgo, 2009; Barrera, 2012). Peor aún, a menudo se les reconoció un precio cercano a la cotización internacional con libre convertibilidad de divisas (Favaro, 2001), privilegio más que significativo cuando se recuerda el contexto inflacionario doméstico, la sistemática y creciente fuga de capitales y el impacto sobre el valor del crudo de las turbulencias geopolíticas de la época. Si bien venía descendiendo debido a la explotación de las reservas *off shore* mexicanas y la fuerte expansión de la extracción en el Mar del Norte y Alas-

ka, el precio internacional fue seriamente afectado por las huelgas petroleras en Irán, el consiguiente descenso de las exportaciones hidrocarburíferas de ese país, la Revolución Islámica de 1979, la guerra entre Irak e Irán de 1980 y la merma de la producción petrolera de ambos países –que entre 1977 y 1981 acumuló una caída del 65 % y 75 %, respectivamente–. Como resultado, dicho precio llegó a los 40 dólares por barril en 1978 y subió otro 13,8 % en 1979, llegando a su cenit en 1980 y empujando a Suiza y Alemania a reconvertir parte de su matriz energética a la energía nuclear (Seifert y Werner, 2008; Dachevsky, 2013).

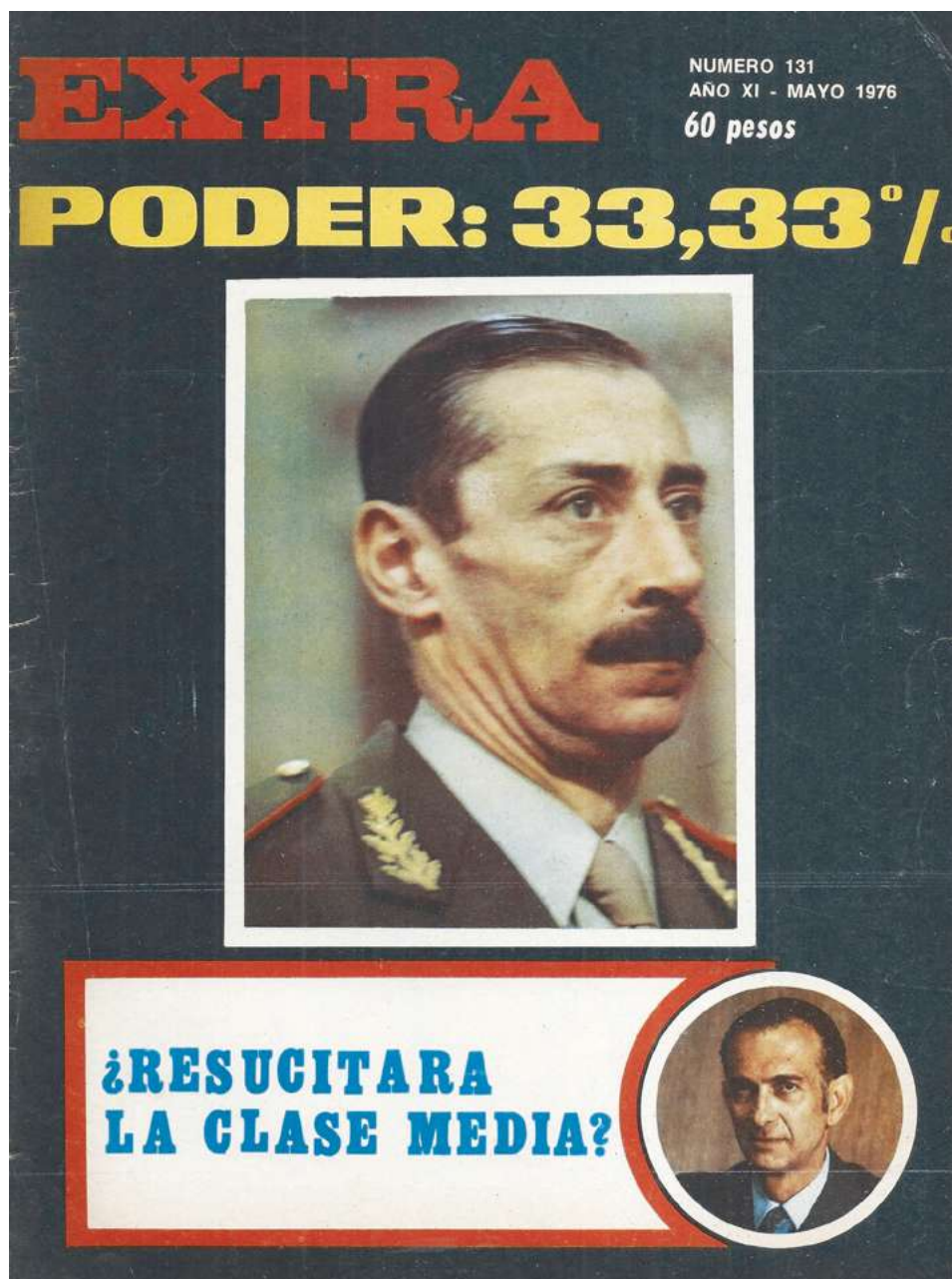


Figura n° 2. Portada de la revista *Extra*, en su edición n° 131 de mayo de 1976.
Fuente: CeGEHCS, IGEHCS, CONICET/UNCPBA.

En ese contexto, en Argentina los contratistas recibían precios que, en promedio, rondaban el 75 % del valor internacional y que en nada se correspondían con sus costos reales de producción. Algunos autores señalan que, en términos reales, las cifras percibidas por las empresas llegaron a superar en un 30 % el precio internacional, aunque lamentablemente no exponen con claridad qué datos utilizaron para efectuar la comparación (Dachevsky, 2008). Lo que puede afirmarse sin sombra de duda es que en 1979 el gobierno militar, a través de la resolución n° 684, llegó a reconocer el 100 % de la cotización internacional a las compañías contratistas, contraviniendo así las disposiciones de la Ley de

Precios



Figura n° 3. Publicidad de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), 1970. Fuente: CEGEHCS, IGEHCS, CONICET/UNCPBA.

Impacto de los contratos

Importaciones

Hidrocarburos vigente desde 1967. Asimismo, si se compara la evolución del precio BRENT del barril de crudo con el valor percibido por las empresas en el ámbito local, el primero aumentó un 186,6 %, mientras que el segundo hizo lo propio en una proporción ligeramente inferior (164,6 %) (Barrera, 2012a). Quizás eso explique que las empresas petroleras del grupo Pérez Companc, que en 1976-78 facturaban 100 millones de dólares anuales, hacia el final de la dictadura obtuvieran ingresos en el orden de los 300 o 400 millones de dólares (Llorens, 2021a).

Aunque los contratos habían sido justificados por la dictadura bajo el pretexto de que YPF no estaba en condiciones de realizar las inversiones necesarias para explotar las áreas tercerizadas, cabe aclarar que en todos los casos los precios pagados a los contratistas fueron holgadamente superiores a las erogaciones que la petrolera de bandera hubiese debido realizar para obtener el mismo volumen y calidad de crudo. En Chubut, los contratistas recibían 27,33 dólares por metro cúbico, pero a YPF cada m³ le hubiese costado apenas 13,13 dólares. En Santa Cruz, los privados percibían 37,85 dólares, contra los 18,59 dólares que la compañía pública hubiese debido desembolsar por su cuenta. En Catriel (La Pampa), la relación era 31,83 dólares contra apenas 9,86 dólares, mientras que en Plaza Huincul y Mendoza las empresas obtenían 31,97 y 41,49 dólares por m³, contra los 14,06 y 14,89 dólares que hubiera debido invertir la petrolera estatal, respectivamente (Etulain, 1991). Esto significa que YPF pagaba el petróleo tercerizado entre 2,04 y 3,23 veces más caro que si lo hubiese extraído por sus propios medios. En lo que atañe al gas natural, la situación fue diametralmente diferente, puesto que en la mayoría de los convenios de producción y recuperación secundaria firmados por YPF desde 1976 se fijó un valor cero a los hidrocarburos gaseosos obtenidos por los contratistas, quienes debían cederlo gratuitamente a la petrolera fiscal (Favaro, 2001).

Los contratos tuvieron múltiples impactos sobre el sector. A lo largo de la última dictadura militar, la producción argentina de crudo creció un 23,2 %, pasando de 23.147.000 a 28.474.000 m³. Desagregado en función del origen estatal y privado del capital, YPF aumentó la extracción en un 13,3 % (17,1 millones de m³ en 1976, contra 19,4 millones en 1983), mientras que los contratistas hicieron lo propio en el orden del 44,9 % (de 5,9 millones a 8,5 millones). Este mayor dinamismo del capital privado era una mera apariencia, pues en realidad cerca del 80 % del incremento logrado por los contratistas obedecía a un traspaso en la contabilidad de la producción de la petrolera estatal a las empresas adjudicatarias de las áreas licitadas y no a incrementos genuinos derivados de mayores inversiones (Barrera, 2012a). Eso explica que el peso de los contratistas sobre la producción petrolera argentina pasara del 23,3 % al 29,8 %, con picos del 35,4 % en 1981. Durante el gobierno *de facto*, la participación de los concesionarios también se incrementó, pasando del 0,8 % al 2,1 %, con lo cual el peso del capital privado sobre el total pasó del 26,1 % al 31,9 %. En el ínterin, la producción de gas creció significativamente, aumentando de los 11.032 millones de m³ registrados en 1976 a los 17.181 millones de m³ reportados en 1983.

Pese al bajo dinamismo extractivo de las empresas, en esta ocasión la política petrolera de contratos permitió efectivamente sustituir importaciones de crudo, las cuales entre 1976 y 1980 se desplomaron a menos de la mitad de sus guarismos habituales (de 3,5 millones a 1,5 millones de m³) y finalmente desaparecieron en 1982, cuando se alcanzó la meta del autoabastecimiento. Con respecto al petróleo procesado importado, la proporción también cayó, especialmente en el caso de las compañías privadas: si en 1965 el 65,7 % y el 95,4 % del petróleo procesado por Shell y ESSO era de origen importado, en 1982 ese peso se había desplomado a apenas el 1,6 % y el 0,9 %, respectivamente (Etulain, 1991; Favaro, 2001; Dachevsky, 2008; Barrera, 2012a).

No puede decirse lo mismo, empero, de la intensificación de la recuperación secundaria de pozos, que era uno de los pretextos aducidos por la cúpula militar

para justificar la privatización periférica de YPF. Si bien entre 1975 y 1983 el peso de esta modalidad sobre la extracción total se duplicó, pasando del 10 % al 21 % del volumen de crudo extraído en todo el país, el principal aporte al crecimiento de la recuperación secundaria provino de la petrolera estatal (71,6 %), empresa que a su vez fue la más dinámica al respecto; de hecho, la producción obtenida mediante este mecanismo creció un 112,9 % durante lapso mencionado, contra el 43,8 % de las firmas contratistas (Barrera, 2012).

Cabe añadir que el principal hallazgo de la época (Loma de la Lata, el reservorio de gas natural y crudo descubierto en 1977 en Neuquén) corrió a cargo de YPF, no de los contratistas, al igual que las zonas de gran potencial prospectadas en Formosa. El descubrimiento de Loma de la Lata y el dinamismo de Puesto Hernández, en el área de Rincón de los Sauces, catapultaron a Neuquén como una de las principales provincias hidrocarburíferas del país, con el 30 % de la producción de gas natural y el 12 % de la extracción de crudo, además de reunir el 70 % y el 17 % de las reservas de estos recursos, respectivamente. Sin perjuicio de la instalación de una planta separadora de gases, la creación hacia el final de la dictadura de una planta de fertilizantes nitrogenados (FERTINEU) y los fallidos intentos por radicar un polo petroquímico en la zona, sólo el 26,6 % de la producción hidrocarburífera neuquina se industrializaba en Plaza Huincul, en tanto que el 71 % era remesado fuera de la provincia, básicamente a las destilerías emplazadas en Río Negro, La Pampa, Chubut y el sur bonaerense (Favaro, 2001).

Pese a su bajo dinamismo extractivo, el peso de los contratistas sobre la producción total de crudo aumentó significativamente: si en 1976 estas empresas reunían el 25,3 %, en 1983 acaparaban el 29,8 %, aunque el pico máximo fue alcanzado en 1981, con el 35,4 %; y si a estos guarismos se le suma la extracción de las compañías que operaban bajo el régimen de concesión previsto por la Ley de Hidrocarburos de 1967, en idéntico lapso el peso total del capital privado pasó del 26,1 % al 31,9 %, con un techo del 37 % en 1981 (Barrera, 2012a). No puede extrañar a nadie que las empresas adjudicatarias hayan obtenido jugosas ganancias. Siguiendo a Castellani y Serrani (2010), entre 1977 y 1981 la rentabilidad sobre las ventas de Astra osciló entre el 4,3 % y el 15,1 %, la de Pérez Companc hizo lo propio entre el 3,2 % y el 26,2 % y la de Bidas fluctuó entre el 5,1 % y el 11,8 %. Medido sobre el patrimonio, el mismo indicador fue de entre el 3,3 % y el 27,9 % para estas tres empresas.

Loma de la Lata



Figura nº 4. Publicidad de ISAURA, revista *Gente*, 1970. Fuente: CEGEHCS, IGEHCS, CONICET/UNCPBA.

La situación empeoró a partir de 1982-83, cuando las empresas exigieron la renegociación de las condiciones contractuales. En respuesta, el gobierno militar les presentó un proyecto de privatización de los activos de YPF, pero éste fue rechazado por los contratistas, algo comprensible si se tiene en cuenta que a ninguna empresa le interesaba invertir y arriesgar sus capitales, sino prosperar a expensas de la petrolera estatal (Bonelli, 1984; Barrera, 2012a). Aduciendo que el fin de la “tablita cambiaria”, las sucesivas devaluaciones de 1981 (la primera del 10 % y las dos siguientes del 30 %) y los retrasos por parte de YPF a la hora de abonarles los precios pactados les dificultaban cumplir la producción comprometida y asegurar la rentabilidad de la actividad (Favaro, 2001), los nuevos acuerdos incorporaron condiciones sumamente ventajosas para las compañías. El objetivo buscado era doble y combinado: disminuir los compromisos de extracción y evitar futuras sanciones ante su eventual incumplimiento. No conformes con que les hubiesen condonado multas por 40,5 millones de dólares (Bonelli, 1984), los contratistas exigieron además la eliminación de penalizaciones, la fijación de cuotas de producción sustancialmente más reducidas que las vigentes hasta entonces, precios un 86,4 % más altos para la producción básica (de 26,1 a 48,7 dólares por metro cúbico) y el aumento del valor de la producción excedente (en promedio, más de 140 dólares por m³) (Castellani y Serrani, 2010; Barrera, 2012a).

Como resultado, a raíz de la renegociación los precios por m³ de crudo pasaron de un piso de 15,92 dólares (caso Amoco) a un techo de 92,06 dólares (Astra Evangelista), sufriendo aumentos que ningún caso fueron inferiores al 22,41 % y que llegaron a picos del 140,55 % (Pluspetrol) y 237,37 % –nuevamente se destaca el caso de la petrolera estadounidense Amoco– (Castellani y Serrani, 2010). Para ilustrar más claramente la situación, en 1983 –una vez finalizadas las renegociaciones del gobierno *de facto*– la petrolera estatal pagó a los contratistas no menos de 416,9 millones de dólares por un crudo cuyo costo real no hubiese superado los 103 millones de dólares en caso de que hubiese sido extraído directamente por YPF. Esto significó una transferencia neta de recursos de la compañía pública al capital privado por más de 314 millones de dólares en sólo un año –equivalente, dicho sea de paso, al 7,1 % de la deuda externa de la petrolera estatal– (Barrera, 2012a). Cabe añadir que los “nuevos” contratos también incluyeron la prórroga por cinco años de la cesión del rico yacimiento chubutense Cerro Dragón a la compañía Bidas, del grupo Bulgheroni (Llorens, 2016a). Se estima que, a precios de 2013, la política de contratos petroleros implicó que YPF perdiera 2.155 millones de dólares entre 1977 y 1983, lapso durante el cual los contratistas ganaron 3.702 millones a expensas de la firma (Basualdo y Barrera, 2015).

A la luz de las ruinosas condiciones descriptas, a YPF no le quedó otra alternativa que el endeudamiento. Si en 1970 los pasivos de la empresa sumaban 414 millones de dólares, y en 1975, alrededor de 730 millones –de los cuales sólo entre el 18,7 % y el 20,4 % era de origen financiero/bancario–, a partir de la dictadura militar la curva de endeudamiento se tornó exponencial: sus compromisos saltaron a 2.971 millones de dólares en 1979 y a 5.419 millones en 1983. Esto obedeció a la estrategia de la cúpula militar, que buscó cubrir el déficit operativo artificialmente generado a la empresa y aprovechar la elevada liquidez internacional para obtener financiamiento con el cual sostener el programa monetario (la “tablita cambiaria”) y viabilizar la fuga de capitales al exterior por parte de la cúpula empresaria –constituida por los mismos grupos de la “patria contratista” que desangraban a YPF–. En pleno escándalo por las llamadas “naftas adulteradas” durante la gestión de Suárez Mason al frente de YPF, la compañía fue obligada por el Poder Ejecutivo Nacional y la Secretaría de Energía a tomar 423 créditos que no ingresaron a las arcas de la petrolera estatal –o si lo hacían, la empresa recibía pesos en lugar de dólares–, sino que fueron destinados al Banco Central para financiar el ciclo de valorización financiera que beneficiaba a la élite

económica. El resultado fue que, al finalizar la dictadura, la deuda de la empresa equivaliera a 30 meses de ventas y la petrolera estatal llegara a considerar la posibilidad de incluir sus pasivos en la renegociación de la deuda externa argentina (Favaro, 2001; Barrera, 2012a; Farfaro Ruiz y Bil, 2012; Basualdo y Barrera, 2015; Sánchez, 2015).



Figura n° 5. Publicidad de Yacimiento Petrolíferos Fiscales (YPF) en la revista *Extra*, n° 108 de junio de 1974. Fuente: CeGEHCS, IGEHCS, CONICET/UNCPBA.

El empeño de los gobiernos de la época por sabotear a sus propias empresas hidrocarburíferas y así convertirlas en “ineficientes” a los ojos de la opinión pública era tan sistemático como deliberado. Así lo demuestra el caso de YPF. Ante las crecientes dificultades para afrontar su deuda en dólares (déficit operativo, presión fiscal, restricciones presupuestarias, inflación, corridas cambiarias, especulación financiera, descapitalización estructural, etc.), YPF solicitó a la cúpula de las fuerzas armadas la entrega de seguros de cambio para poder así cumplir con tales compromisos, pero el gobierno se los negó. Sin embargo, esa misma política fue aplicada a los grandes grupos económicos diversificados y ciertos conglomerados extranjeros, de modo tal que el Estado pasó absorber 8.234 millones de dólares correspondientes a pasivos contraídos por el capital privado (Barrera,

2012a). Entre los beneficiarios por esa discrecional prebenda se hallaban el *trust* norteamericano ESSO (Esso 55 La Penice, filial de Standard Oil de Rockefeller), la petrolera extranjera Selva Oil, la privatizada Petroquímica Comodoro Rivadavia y los grupos Bulgheroni, Pérez Companc, Astra y sus empresas-satélite vinculadas al sector hidrocarburífero y la “patria contratista” (Bridas, COGASCO, Compañía Naviera Pérez Companc, Astra Evangelista, Astra Compañía Argentina de Petróleo, etc.). En su conjunto, esas empresas externalizaron al erario público una deuda que totalizaba la friolera de 2.125 millones de dólares.

Endeudamiento de
Gas del Estado

La situación de Gas del Estado tampoco era mejor. El descubrimiento de Loma de la Lata había impulsado la reconversión de la matriz energética doméstica al gas natural, hidrocarburo cuyo consumo entre 1972 y 1989 creció a razón del 7,5 % anual, dejando de representar el 14 % de la oferta de energía primaria para acaparar el 42 %. Sin embargo, la producción continuó siendo insuficiente, obligando al Estado a importar gas boliviano por el Gasoducto del Norte a través de un contrato *take or pay* que obligaba a la compra de 6 millones de m³ diarios por un lapso de 25 años. La sangría de divisas que esto implicaba se veía reforzada, asimismo, por la política de ampliación de la red de gasoductos que dicha reestructuración energética trajo aparejada. Sobresalen, entre otros, hitos como la inauguración del gasoducto internacional entre el Cordón (Santa Cruz) y Posesión (Chile) en 1976, la construcción, en 1978, del tramo San Sebastián - El Cóndor - Cerro Redondo (o Transmagallánico) del Gasoducto Libertador San Martín y el tendido del penúltimo ducto que se construiría en el país para abastecer el mercado interno: el gasoducto Centro-Oeste, que con 1.100 km de longitud fue habilitado en 1981 para transportar gas neuquino hacia Cuyo, San Jerónimo (Santa Fe) y Campo Durán (Salta), con posteriores ramificaciones hacia La Rioja y Catamarca.

Gasoducto Centro-Oeste

La construcción del gasoducto Centro-Oeste fue un paradigmático ejemplo de la política de privatizaciones periféricas ejecutada por la dictadura militar. La adjudicataria de la obra fue el consorcio COGASCO, controlado por Bridas y otras empresas-satélite del grupo y ligado a la importación de tecnología “llave en mano” provista por la firma estadounidense American PetroFina. No conforme con haber obtenido la licitación para el tendido de la red, COGASCO asumió también su operación, quedando facultada para cobrar peajes o derechos de paso a Gas del Estado por el uso de esa infraestructura.

Yacimientos Carboníferos
Fiscales

Por su parte, Yacimientos Carboníferos Fiscales ingresó en una etapa de profunda crisis. A diferencia del período comprendido entre los quinquenios 1965-69 y 1971-75, cuando aumentó su producción un 25,3 % y alcanzó las mayores ventas de su historia (570.000 toneladas en 1972), durante la última dictadura militar la empresa estatal enfrentó una fase de declive derivada del debilitamiento de la compañía, los problemas de comercialización y la disminución de las remesas de fondos públicos para sostener la explotación. En gran medida, esto obedeció a que durante los años setenta el carbón fue paulatinamente marginado de la ecuación energética nacional, lo que condujo a la pérdida de rentabilidad, al aumento del déficit operativo de YCF –creció un 168,5 %–, a la caída de la demanda interna y a la merma de las inversiones estatales en el sector. La situación empeoró a partir del golpe de Estado de 1976. Después del pico histórico de 1,4 millones de toneladas brutas de carbón y 700.000 toneladas depuradas alcanzado en 1979, los fuertes altibajos productivos, las dificultades comerciales y la reducción de costos llevaron a YCF a un virtual estancamiento signado por el deterioro financiero y un nuevo incremento del déficit de la compañía –de hecho, entre 1971-75 y 1976-82 creció un 94,9 %– (Rofman, 1999; Nahón, 2005; Cabral Marques, 2008). Sin duda, un factor clave que contribuyó a esa decadencia fue la política laboral desplegada por la cúpula militar específicamente para con el personal de YCF, cuestión que implicó la racionalización de personal y la expulsión de los obreros chilenos, justamente la fuerza de trabajo más calificada y experimentada.

Planes de exploración

Aunque una cláusula lo habilitaba a revisar su continuidad, el gobierno constitucional de Alfonsín refrendó los contratos renegociados al final de la dictadura esgrimiendo la amenaza que suponía retornar a la importación de crudo para satisfacer la demanda interna (Espósito, 2009). La gestión radical no sólo renovó los contratos petroleros, sino que además diseñó nuevos proyectos que sin duda profundizaron la política de privatización periférica del sector iniciada por la dictadura (Barrera, 2012a).

El estancamiento y la posterior declinación de las reservas hidrocarburíferas comprobadas del país decantaron en la formulación del Plan Houston I. Aprobado por el Decreto n° 1.443/85, el plan aspiraba a adjudicar hasta el 88,6 % del total de la superficie sedimentada del país a la exploración por parte del capital privado extranjero. De los 1.508.927 km² que conformaban dicha área, se licitaron 165 bloques que reunían 1.130.062 km² en tierra firme y 207.460 km² costa afuera, reservando sólo 171.405 km² para las faenas prospectivas de YPF. Si se hallaban hidrocarburos, los contratistas podían explotarlos en asociación con YPF, contando con una participación en tal sociedad de entre el 50 % y el 85 %, pudiendo disponer libremente del crudo extraído y percibiendo precios que oscilaban en torno al 70-85 % del precio internacional, según la productividad de los yacimientos. Dado que la petrolera estatal debía afrontar el pago de regalías a los gobiernos provinciales, el costo real representaba entre el 82 % y el 97 % de la cotización externa. El proyecto no prosperó, razón por la cual el gobierno argentino impulsó en 1987 el Plan Comodoro Rivadavia, que pese a perseguir objetivos similares tampoco arrojó resultados positivos. En ese mismo año se lanzó el Plan Houston II, que flexibilizó las normas de su predecesor. Todo fue inútil; esta política sufrió un estrepitoso y rotundo fracaso, pues entre 1983 y 1989 las reservas cayeron de 389,5 millones a 344,6 millones de metros cúbicos (Kozulj y Bravo, 1993; Castellani y Serrani, 2010; Barrera, 2012a; Sánchez, 2015).



Figura n° 6. Roberto Dromi, ministro de Obras y Servicios Públicos, abre los sobres de postulantes por la privatización de YPF, en el marco de la Ley de Reforma del Estado (1989). En la foto se ven también el entonces director de YPF, José Estenssoro (izquierda), y el entonces Secretario de Energía, Julio César Aráoz.

En lo que concierne a la explotación, la gestión radical lanzó el Plan Huergo, que buscaba incrementar el volumen de crudo extraído por YPF mediante algunos incentivos, como el aumento del precio que se le reconocía a la petrolera estatal hasta niveles que rozaban el 80 % de la cotización internacional. Sin embargo, la hiperinflación y el estallido del problema de la deuda externa conspiraron contra el éxito del plan. En el ínterin, la crisis energética en ciernes se profundizaba debido a la política extorsiva llevada a cabo por la “patria contratista”, que reducía deliberada y sistemáticamente la extracción en los pozos tercerizados para de ese modo presionar para el pago de mejores precios –de hecho, en 1987 la producción

Plan Huergo

de los privados fue un 18,6 % más baja que la registrada en 1981 (8,3 millones de m³, contra 10,2 millones), no obstante todas las prebendas obtenidas a lo largo de esos seis años-. Como resultado, YPF se vio obligada a redoblar el esfuerzo extractivo en las zonas marginales y centrales más productivas, dejando ociosas a las áreas de menores rendimientos relativos. Todo sería inútil, puesto que en 1984-87 el volumen extraído por la petrolera de bandera retrocedió un 15,1 %, sufriendo durante el bienio siguiente una caída del 2,3 %. Como resultado, el peso de YPF sobre la producción petrolera nacional, que en 1975 ascendía al 75 % del total, retrocedería al 62,3 % en 1989 (Barrera, 2012). Por su parte, la participación de las firmas contratistas para todo el subperíodo 1983-89 rondó una media del 31,5 % (Kozulj, 2002), mostrando cierta tendencia a continuar creciendo.

Precios

Buscando congraciarse con las facciones más concentradas de la burguesía argentina, el gobierno de Alfonsín emitió los Decretos n° 3.870/84, 5/85 y 145/85, que disponían el pago de un precio diferencial al crudo que fuera extraído por encima de un nivel de base previamente pautado, pero con incrementos únicos (se eliminó la “producción excedente”) desacoplados de las cotizaciones internacionales, que en ese momento tendían a la baja. Asimismo, los precios podían ser renegociados cada tres años, en virtud de las inversiones realizadas. Dos años después, se lanzó el Plan Olivos I (Decreto n° 1.812/87), que fue diagramado con plena participación y acuerdo de los empresarios ligados a los grupos contratistas y contemplaba nuevos precios diferenciales equivalentes al 80 % de la cotización externa. Finalmente, en 1988 el gobierno radical diseñó el Plan Olivos II o Petroplan, el cual abría la puerta para una incipiente privatización de la petrolera de bandera, pues permitía al capital privado explotar no sólo áreas marginales (a través de la figura de *uniones transitorias de empresas*), sino también centrales en producción (mediante *joint-ventures* con YPF). Contemplaba, además, contratos de mayor duración, imponía laxas cuotas de extracción, aseguraba la libre disponibilidad del 80 % del crudo extraído y prometía la futura desregulación del mercado. Pese a sus atractivas condiciones para el capital, el Petroplan no prosperó (Kozulj y Bravo, 1993; Favaro, 2001; Castellani y Serrani, 2010; Barrera, 2012a; Sánchez, 2015; Sabbatella, 2013).

Los nuevos contratos eran aún más lesivos para el erario público que los anteriores, dado que se desarrollaron en un contexto en el que los precios internacionales del petróleo comenzaban a descender. Durante los años ochenta, el precio internacional del BRENT continuó su leve pero persistente caída hasta 1985 y sufrió una fuerte reducción en 1986, pero los precios domésticos pagados a los contratistas aumentaron fuertemente, medidos tanto en pesos como en divisas; de hecho, si se considera el período global 1977-86, la cotización local en dólares acumuló un crecimiento del 252 %, contra el apenas 3,7 % del precio externo (Barrera, 2012a). Ciñéndonos a la evolución de los precios pagados entre diciembre de 1983 y diciembre de 1988 a los adjudicatarios de los contratos renegociados en 1982-83 por la dictadura militar, la cotización del metro cúbico pasó de un piso de 55,2 dólares (Inaltruco-Evangelista) a un techo de 159,61 dólares (Astra Evangelista), con aumentos nunca inferiores al 23,7 % –la única excepción fue el caso de Decovial-Vial del Sur, que cayó un 19,4 %– y picos de nada menos que el 151,7 % (una vez más, Inaltruco-Evangelista). Si el análisis se focaliza exclusivamente en los contratos negociados durante el gobierno constitucional, la variación para Amoco, Pérez Companc y Pluspetrol-Techint-Socma fue de entre el 125,2 % y el 196,8 %, pasando del piso de 28,8 dólares por m³ registrado en diciembre de 1983 al techo de 108,30 dólares reportado de finales de 1988 (Scalabrini Ortiz, 1987; Castellani y Serrani, 2010).

El balance global del período 1976-87 arroja como saldo que los contratistas recibieron de la petrolera estatal un pago total de 1.742 millones de dólares por la venta de 35,4 millones de m³ de crudo, volumen que, si hubiese sido extraído por YPF, hubiese costado aproximadamente 896 millones de dólares. Es importante aclarar que esta transferencia de ingresos netos (es decir, descontando costos

operativos e inversiones) por alrededor de 846 millones de dólares no contempla los 2.600 millones de dólares que la petrolera de bandera cedió a los contratistas en concepto de reservas comprobadas e inversión en infraestructura instalada para operar los pozos al momento de la adjudicación de las áreas tercerizadas (Scalabrini Ortiz, 1987; Castellani y Serrani, 2010). Como resultados, los grupos contratistas lograron incrementar sustantivamente su tasa de participación en el monto total de utilidades generadas por la cúpula empresarial integrada por las cien firmas privadas de mayor facturación entre 1976 y 1988. Para Bidas, dicho indicador pasó del 1,6 % al 3,5 %, mientras que para Pérez Companc la evolución fue del 2,5 % al 8,1 %, y para Astra, del 0,2 % al 1,8 %. En los tres casos, las petroleras de esos grupos económicos ascendieron vertiginosamente dentro de la cúpula, pasando del 40° al 16° puesto en el caso de Bidas, de la 49° a la 29° posición en el de Pérez Companc y del 251° al 40° en el de Astra (Castellani y Serrani, 2010).



Figura nº 7. Portada del diario *Página/12* en su edición de 4 de mayo de 1988. Fuente: Biblioteca Nacional Mariano Moreno.

Redistribuciones estatales al capital

Aún así, la producción petrolera argentina adquirió un sesgo errático, con una caída global del 10,7 % entre 1984 y 1987 y un repunte del 7,5 % en 1988-89. En ese último año, su volumen fue de 26.713.000 m³, situándose por debajo de los guarismos registrados durante el primer año de la dictadura. Distinto fue el caso del gas, cuya extracción alcanzó un récord histórico de 24.207 millones de m³. Regresando al petróleo, es importante destacar que si bien en los subperíodos 1984-87 y 1988-89 el volumen de crudo extraído por los contratistas creció (0,4 % en el primer caso y 10,6 % en el segundo), tales incrementos se hallaban lejos de justificar los enormes sobrepuestos percibidos por la “patria contratista”. Lo mismo puede decirse de la extracción por recuperación secundaria, cuyo aumento a lo largo de la gestión radical se debió casi exclusivamente a la producción estatal. Si se considera el período global (dictadura militar y restauración democrática), YPF contribuyó con más de la mitad (53,6 %) del crecimiento experimentado entre 1975 y 1989 por esa modalidad de explotación, contra el 46,4 % aportado por sus contratistas (Barrera, 2012). Peor aún, YPF era prácticamente la única responsable por la actividad exploratoria, descubriendo el 90 % de las reservas existentes en 1989. La única excepción fue el hallazgo de un área en la Cuenca Marina Austral I - Tierra del Fuego por parte de un consorcio constituido por Total, Bidas y Deminex (Kozulj, 2000, 2002, 2005; Cacace *et al.*, 2006).

Las redistribuciones estatales a favor del capital se hicieron extensivas, además, al eslabón *downstream* de la cadena hidrocarburífera, pues no sólo la petrolera de bandera adquiría el crudo extraído por los grupos de la patria contratista a cotizaciones muy superiores a sus propios costos de producción, sino que además vendía esa materia prima a las refinerías de ESSO y Shell a precios subsidiados. Para sólo citar un ejemplo, en abril de 1989 el petróleo que YPF compraba a 60,2 dólares por m³ en el área Cañadón Seco era vendido a las destilerías de ambos grupos extranjeros a razón de 22 dólares por m³, arrojando como resultado un diferencial de -38,2 dólares (-63,5 %) en perjuicio de la compañía estatal. Al Norte de la Dorsal, la relación empeoraba, dado que la materia prima, que costaba 43,8 dólares por m³, era cedida a ambas empresas a sólo 23,7 dólares, resignando un margen de 20,1 dólares (-47,5 %). Lo mismo ocurría en las áreas hidrocarburíferas El Cordón y Centenario, donde el metro cúbico de crudo tercerizado costaba alrededor de 50 dólares pero era transferido a ESSO y a Shell a 23,6 y 21,8 dólares, generando diferenciales de 26,4 (-52,8 %) y 28,6 dólares (-57,2 %), respectivamente (Scalabrini Ortiz, 1987; Castellani y Serrani, 2010).

La situación empeoró un mes después, en mayo de 1989, cuando YPF acordó comprar el metro cúbico de crudo a 61,8 dólares y vendérselo a las refinadoras privadas a razón de 24,4 dólares, lo cual le ocasionó una pérdida anual de entre 12,6 y 24,6 millones de dólares corrientes (Barrera, 2012). Dando por tierra con el argumento militar de que el régimen de contratos le inyectaba mayor eficiencia a la empresa, esta política de precios fue devastadora para la petrolera de bandera, pues si bien en ciertos años la diferencia entre las cotizaciones pagadas a los contratistas y las cobradas a destilerías y distribuidoras fue compensada por el Tesoro Nacional, en última instancia fue el Estado el que sostuvo los diferenciales a favor del capital privado (Castellani y Serrani, 2010).

Simultáneamente, la restitución de la cuota de mercado a ESSO y Shell en el rubro de la distribución comercial de combustibles y derivados profundizó la descapitalización de YPF, ocasionándole una violenta caída en el volumen de venta de sus productos finales. La situación se agravó debido a la política regulatoria de la Secretaría de Energía que rigió a lo largo de la dictadura militar y del posterior gobierno constitucional, la cual se estructuraba en torno a la denominada “mesa de crudos”. Este sistema de administración centralizada implicaba la compra estatal de todo el crudo extraído por los contratistas y su posterior venta a cada refinería de acuerdo a cupos fijados desde la cartera energética. Bajo ese régimen se instauró un complejo mecanismo de precios oficiales que contemplaba no sólo la cotización abonada a los contratistas y los valores pagados por las refinerías



Figura nº 8. Publicidad del
Gas del Estado, 1973.

(el llamado “precio-tanque”), sino también el precio final de los derivados. Con respecto a este último punto, el precio de los combustibles, que había aumentado notablemente luego de la crisis internacional de 1973-74 y el “Rodrigazo” de 1975 del tercer gobierno peronista, descendió un 18 % en términos reales durante la gestión de Martínez de Hoz, manteniendo bajos los costos al público e incentivando el consumo en contra de la tendencia mundial. Todo ello contribuyó a agudizar la crisis de YPF y reducir su capacidad operativa, máxime en un contexto en el cual la empresa vio reducidos sus cupos de refinación y asumió la gestión de puestos de expendio de gasolina que abastecían al sector público y no eran rentables debido a su localización (Etulain, 1991; Favaro, 2001; Kozulj, 2002; Dachevsky, 2008; Sabbatella, 2013).

Como resultado, la situación de YPF se tornó insólita para una empresa petrolera: sus ingresos por ventas pasaron a ser inferiores a los egresos por costos de producción, generando sistemáticos y persistentes quebrantos operativos. Como resultado, la petrolera estatal, que en algunos de los años previos a la dictadura tenía utilidades del 10 %, sufrió doce años consecutivos de déficit (Pistonesi, 2001). Mientras que entre 1981 y 1986 los ingresos por ventas oscilaron entre 2.229,8 millones y 3.549,3 millones de dólares, los costos de producción fluctuaron entre 2.797,9 millones y 5.023,4 millones de dólares, con pérdidas que en el mejor de los casos fueron del 5,5 %, y en el peor, del 79,3 % (Castellani y Serrani, 2010). El bajo margen de la venta de combustibles que era apropiado por YPF debido a las retenciones fiscales empeoró aún más el cuadro. Si en 1965-74 la petrolera de bandera logró captar, en promedio, el 49,1 % del precio final de venta de la nafta especial, a lo largo del gobierno *de facto* esa alícuota cayó al 42,6 %. Durante la gestión de Alfonsín, las necesidades fiscales de la administración pública determinaron que entre 1984 y 1989 la compañía pudiera apropiarse de sólo el 33,5 % del precio de dicho combustible (Barrera, 2012a). Así pues, las pérdidas de la petrolera de bandera alcanzaron picos históricos durante los años ochenta, con una rentabilidad operativa promedio del -203 % (Farfaro Ruiz y Bil, 2012).

No menos importante, los cambios pautados en el régimen de pago de regalías hidrocarburíferas a las provincias tornaron insostenible la situación. Sancionado durante la dictadura militar, el Decreto n° 2.227/80 estableció al Arabian Medium como parámetro de referencia para determinar el valor de boca de pozo de la producción. Si bien la actualización fue gradual, aumentando a razón de 7 puntos porcentuales hasta finalmente alcanzar el 100 % de la cotización internacional en 1987 (Decreto n° 637), esta política ocasionó a YPF una deuda con las provincias de 2.500 millones de dólares, la cual recién sería saldada en 1993 con la privatización de la empresa (Barrera, 2012a).

Aunque la Ley de Hidrocarburos de 1967 relacionaba las regalías con el precio oficial del petróleo y el valor de transferencia del gas natural y fijaba el tributo en el orden del 12 % del valor bruto de producción en boca de pozo, la nueva normativa infringía las disposiciones de dicha legislación y elevaba la participación del fisco de las provincias productoras por encima del citado techo del 12 % (Favaro, 2001). Cabe destacar que en 1987 el Decreto n° 631 dispuso que el valor del petróleo en boca de pozo que fuera extraído por YPF pasaría a variar en función del índice de precios mayoristas del INDEC y fijó una compensación que sería abonada por el Tesoro Nacional a la petrolera de bandera para cubrir el diferencial existente entre las regalías provinciales (estimadas según la cotización internacional) y el precio mercado-internista de venta del crudo por parte de la compañía estatal a las refinerías privadas. Sin embargo, tales compensaciones fueron dejadas sin efecto al año siguiente por medio del Decreto n° 941/88 (Barrera, 2012a). La situación empeoraba cuando se recuerda que YPF no sólo debía pagar las regalías correspondientes a los hidrocarburos que extraía directamente, sino también por la producción obtenida por los contratistas privados (Kozulj, 2000, 2002, 2005).

Las bajas tarifas y la inflación hicieron el resto, especialmente en un contexto en el que YPF se desempeñaba como proveedora del fueloil a bajo costo con el

Crisis en YPF

Pago de regalías

que se satisfacía el 50 % de las necesidades de materia prima de las centrales termo-eléctricas y, por extensión, el consumo energético del sector industrial (Farfaro Ruiz y Bil, 2012). Continuando con la política heredada de la dictadura militar, la única alternativa fue profundizar el endeudamiento, que en 1985 alcanzó un pico de 6.600 millones de dólares. En el ínterin, la gravitación del sector financiero o bancario sobre tales pasivos osciló entre el 62 % y el 80,8 %, esto es, entre tres y cuatro veces más que durante el tercer gobierno peronista (Favaro, 2001; Barrera, 2012a; Farfaro Ruiz y Bil, 2012; Sánchez, 2015). A esto se sumaron los problemas estructurales que sufriría Gas del Estado durante la restauración democrática, período en el que operó bajo la dirección de Grazzani, otro ejecutivo de Bidas (Llorens, 2016a). En un contexto en el cual se tendió el último gasoducto para abastecer el mercado interno –NEUBA II, construido en 1988, cuyos 1.337 km conectan Loma de la Lata con la localidad bonaerense de Gutiérrez (Risuleo, 2012)–, la expansión de la red de gasoductos también estuvo asociada a la política de privatizaciones periféricas inaugurada por la dictadura y continuada por el gobierno constitucional de Alfonsín. Así, los contratos de ingeniería petrolera rubricados con consorcios privados para la finalización del sistema troncal de ductos, el polo petroquímico de Bahía Blanca y algunas destilerías derivaron en licitaciones que nuevamente tuvieron como beneficiarios a los grupos más concentrados de la élite económica argentina, como Techint, Pérez Companc, Macri y Bulgheroni.

Gas del Estado

También se privatizó la distribución de gas licuado envasado en cilindros, medida que acarreó un fuerte incremento en el precio final y quitó una importante fuente de renta a Gas del Estado. A esto debe añadirse que dicha compañía vendía a la industria química y petroquímica pública y privada los productos y subproductos derivados del tratamiento y separación de gases a precios subsidiados, lo cual le infligía fuertes quebrantos debido al diferencial entre el precio medio de venta del gas distribuido (tarifas sin impuestos) y el costo del gas adquirido, que se incrementó debido a la dependencia de las importaciones y la política de regalías provinciales (Serrani, 2013).

Como resultado de las condiciones descriptas y las bajas tarifas, Gas del Estado acumuló –sólo entre 1985 y 1992– un déficit operativo de alrededor de 1.400 millones de dólares (Gómez Lende, 2007, 2012). La crisis financiera de la compañía fue de tal envergadura que, si bien la figura de municipalización de los servicios de distribución de gas prevista por la dictadura militar primero y por la restauración democrática después no llegó a efectivizarse, la expansión de nuevas redes debió llevarse a cabo con financiamiento previo de los usuarios a través de mecanismos tales como las juntas vecinales y los convenios firmados con provincias y municipalidades (Serrani, 2013).

Yacimientos Carboníferos Fiscales

Yacimientos Carboníferos Fiscales también se vio en dificultades. Con la restauración democrática se pusieron en práctica políticas de ajuste heterodoxo que, si bien buscaron reducir el déficit de la empresa y ampliar la producción, estuvieron acompañadas de magras inversiones (Cabral Marques, 2008), razón por la cual el saldo fue inicialmente insatisfactorio. Aunque entre 1976-82 y 1983-87 las pérdidas de la compañía se redujeron un 57,5 %, la extracción de carbón también retrocedió, acumulando una caída del 19,7 %. La situación recién comenzó a revertirse entre los quinquenios 1983-87 y 1988-1991, ya en la transición al siguiente período, cuando la producción aumentó un modesto 5,3 % y el déficit sufrió una fuerte reducción del 56,1 % (Rofman, 1999).

EL SAQUEO NEOLIBERAL:
DESREGULACIÓN,
PRIVATIZACIÓN,
EXTRANJERIZACIÓN Y
BOOM EXPORTADOR
HIDROCARBURÍFERO
(1990-2001)

En América Latina en general y en la Argentina en particular, la llamada ‘década perdida’ de los años ochenta fue seguida por un decenio nuevamente gobernado por el signo del neoliberalismo. Los ejes de acumulación privilegiados por esta nueva lógica aperturista fueron indudablemente el comercio internacional, la racionalidad financiera cortoplacista y especulativa, las extraordinarias rentas asociadas a las privatizaciones y la explotación extranjerizada de recursos naturales

(Frechero, 2013). Todas estas políticas confluyeron en el surgimiento de un nuevo ciclo extractivo-exportador que, rompiendo con casi medio siglo de sostenida tradición mercado-internista, se independizaría casi por completo de las necesidades socioeconómicas domésticas –considerándolas meramente ‘residuales’– para articularse exclusivamente en función de las exigencias del mercado mundial.



PETROLEO

Sacamos al país del pozo.

Ahora licitamos las áreas secundarias.

Con más petróleo marchamos hacia la Revolución Productiva. Por eso, en los plazos previstos por la Ley de Reforma del Estado y el Decreto de Desregulación Petrolera, hemos llamado a licitación para otorgar a la iniciativa privada las áreas "marginales" o "secundarias," localizadas en Chubut, Formosa, Jujuy, La Pampa, Mendoza, Neuquén, Salta, Santa Cruz y Tierra del Fuego, en las que YPF extrae menos de 200 m³ diarios por yacimiento.

Sólo los derechos de exploración y explotación de las áreas, representarán para el Estado argentino un ingreso inicial aproximado a los **500 MILLONES DE DOLARES**.

Otros **500 MILLONES DE DOLARES** invertirán las empresas petroleras en la reactivación, para lograr duplicar a la brevedad, la producción de las áreas mencionadas.

Por eso ahora, en petróleo, las áreas secundarias son primordiales.

La Revolución Productiva comienza desde abajo.

MOSP MINISTERIO DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS SECRETARIA DE ENERGIA

YPF

Figura n° 9. Publicidad de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) en el diario *Página/12* del 18 de febrero de 1990.

Fuente: Biblioteca Nacional Mariano Moreno.

Así, la última década del siglo XX se convirtió en escenario de la implantación o expansión en el país de funciones de la división del trabajo asociadas al agronegocio (soja transgénica y, en menor medida, maíz, arroz, trigo, girasol, carnes, cultivos industriales), los hidrocarburos (petróleo, gas natural), la minería metalífera (oro, plata, cobre, hierro, plomo, litio, etc.), la depredación pesquera y la silvicultura y la industria forestal (madera, pasta de celulosa). Concretamente, fue en esta época que el agronegocio, la megaminería y los hidrocarburos pasaron a erigirse en el 'núcleo duro' por excelencia del extractivismo argentino, debido básicamente a los cambios estructurales llevados a cabo tanto en la legislación nacional –nueva Ley de Inversio-

Modelo neoliberal

nes Extranjeras de 1993, que dispuso la igualdad de trato, condiciones y promoción de las actividades de compañías foráneas respecto de las empresas nacionales— como sectorial —desregulación casi total del sector agropecuario, aprobación de las primeras semillas transgénicas, sanción del nuevo Código de Minería, ventajas fiscales, comerciales y financieras, concesión de yacimientos metalíferos y áreas hidrocarburi-feras, privatización de YPF, etc.— (Frechero, 2013). Todos estos procesos se desa-rrollaron en el contexto de un ciclo global de caída (en términos generales) de los pre-cios internacionales de alimentos y materias primas, lo cual favoreció la apropiación y la extranjerización a gran escala y a muy bajo costo de las reservas de los recursos naturales implicados (Gómez Lende, 2018). Justamente la actividad hidrocarburi-fera fue, junto con la minería metalífera, uno de los sectores pioneros en el proceso de rediseño de la matriz extractivo-exportadora durante la larga década neoliberal.

El modelo neoliberal acabó de consumir el proceso de vaciamiento que desde 1958 la petrolera de bandera YPF venía sufriendo —política de contratos petroleros mediante— a manos de los distintos gobiernos y las compañías privadas nacionales y extranjeras.

Figura n° 10. Portada
Página/12 en su edición
del 17 de mayo de 1990.
Fuente: Biblioteca Nacional
Mariano Moreno.



El resultado fue la acumulación por desposesión a gran escala, con la *commoditización* de los hidrocarburos, la privatización de reservorios, empresas e infraestructura en condiciones a todas luces lesivas para el erario público y el interés nacional y la transferencia de buena parte de la renta petrolera desde el Estado y los consumidores hacia las grandes empresas capitalistas. Librado el recurso a la lógica de la maximización de ganancias, los problemas derivados de su agotamiento se esfumaron de la agenda política y, con ellos, el necesario consumo racional basado en las necesidades de satisfacer la demanda del mercado interno, reponer reservas y reinvertir la renta petrolera en obras y tecnología que permitieran transitar, en el mediano y largo plazo, la transición hacia otra matriz energética. Así pues, se “desvaneció” todo el valor de uso directo de los hidrocarburos, dejándolos reducidos (para el capital y el Estado) a recursos únicamente portadores de valor de cambio, ya no indispensables para la estrategia de acumulación, sino más bien entendidos como meras fuentes de divisas e ingresos fiscales (Pérez Roig, Scandizzo y di Risio, 2016).

Desregulación

El primer paso dado en el proceso de neoliberalización del sector hidrocarburífero argentino consistió en la absoluta desregulación de la actividad en 1989, la cual se concretó una vez iniciado el proceso de reforma del Estado a través de sendos decretos y leyes. Organizando el proceso que más adelante decantaría en la privatización de YPF, el gobierno de Menem sancionó el Decreto n° 1.055/89, el cual, ante la necesidad de aumentar la productividad económica y reactivar la explotación petrolera, transfirió los mecanismos de control de la oferta y fijación de precios desde el Estado hacia el mercado. En ese mismo año, el Decreto n° 1.212/89 ratificó la transferencia de la potestad de la fijación de precios al sector privado, al igual que las cantidades asignadas por empresa, los valores de transferencias y las bonificaciones a los agentes situados en los diversos eslabones de la industria hidrocarburífera, prohibiendo al propio Estado intervenir para garantizar el abastecimiento del mercado interno e instaurando la libre negociación de precios y cantidades entre el *upstream* y el *downstream*. No menos importante, también liberalizó las exportaciones e importaciones de hidrocarburos y sus derivados –derogando la obligatoriedad de contar con permisos o autorizaciones gubernamentales para ello y permitiendo que se exportara hasta el 65 % de la producción de petróleo crudo– y desreguló el precio de dichos productos en el mercado interno con el objetivo de que las cotizaciones domésticas reflejaran las internacionales y fueran regularmente ajustadas en función de la evolución de los valores externos del crudo.

Ley de Emergencia Económica

El Decreto n° 1.589/89 garantizó la eliminación de aranceles y derechos de exportación y dispuso la libre disponibilidad del 70 % de las divisas que las compañías petroleras obtuvieran a raíz de sus ventas tanto en el mercado interno como en el exterior. Finalmente, la Ley de Emergencia Económica n° 23.697 sancionada ese mismo año suspendió los subsidios energéticos y descuentos tarifarios a la industria, eliminó el Fondo Nacional de Energía y, una vez más, desalentó la intervención estatal en el sector hasta que el mercado estuviera completamente desregulado. Con el pretexto de que la retirada del Estado presumiblemente contribuiría a mejorar la competitividad de la economía argentina y que la libre disponibilidad de hidrocarburos en bruto y procesados incentivaría la exploración y explotación del recurso, estas normas desregularon la oferta primaria y secundaria de petróleo y eliminaron la llamada “mesa de crudos”, mediante la cual la Secretaría de Energía asignaba cuotas o cupos de petróleo no procesado a cada refinería, permitiendo asimismo la libre ampliación de la capacidad instalada de refinación y la instalación de nuevas bocas de expendio de combustible (Espósito, 2009; Serrani, 2010, 2013; Barrera, 2012b; Sabbatella, 2012).

Es importante añadir que el Decreto n° 1.212/89 sentó, asimismo, las bases para el subsiguiente proceso de privatización de la petrolera de bandera y concentración del capital del sector. Por un lado, reconvirtió los antiguos contratos de exploración y explotación hidrocarburífera en asociaciones de privados con

YPF o en concesiones propiamente dichas. Por el otro, flexibilizó los límites fijados por la legislación (5 concesiones) en lo que respecta a la participación de cada empresa en áreas de explotación y prospección (Espósito, 2009; Serrani, 2010, 2013; Barrera, 2012b; Sabbatella, 2012). Ambas disposiciones implicaron modificaciones arbitrarias de la Ley de Hidrocarburos n° 17.319 vigente desde 1967, que a todas luces estaban reñidas con el espíritu y el texto de dicha norma.

Lo anterior fue apenas el comienzo. Bajo el pretexto de inyectarle eficiencia y competitividad a la empresa, el Decreto n° 2.778/90 recurrió al eufemísticamente llamado “Plan de Transformación Global” para convertir a YPF Sociedad del Estado en una sociedad anónima de capital abierto, manteniendo la propiedad estatal de la compañía pero colocando sus acciones en la bolsa de valores para de ese modo permitir el ingreso de empresas e inversores privados. Esta reestructuración fue acompañada por la fragmentación o desmembramiento de YPF en distintas áreas de negocios clasificadas conforme a criterios de carácter estratégico y rentabilidad inmediata. Mientras que las áreas que reunían ambos parámetros (importancia y rentabilidad) permanecían en poder de YPF, los segmentos, activos o eslabones considerados “periféricos” –es decir, que no otorgaban ganancias inmediatas o no se los consideraba empresarialmente estratégicos o económicamente viables– fueron sometidos a un esquema de asociación, venta o tercerización a través de un cronograma de desprendimiento supuestamente orientado a moldear a la petrolera de bandera conforme al perfil propio de una firma privada, sanear su situación financiera y de ese modo tornarla más apetecible para el capital privado.

En el marco de ese proceso –que se extendió desde comienzos de 1991 hasta mediados de 1993–, áreas como sísmica, perforación, aviones, flota de camiones, ingeniería, mantenimiento general, obra social, taller naval, boyas, puertos, plantas de despacho y distribución y activos tecnológicos fueron tercerizadas. Por su parte, los emblemáticos laboratorios de YPF en Florencio Varela, que habían sido inaugurados en 1940, fueron cerrados en 1994 aduciendo que no eran rentables, con lo cual se destruyó medio siglo de desarrollo científico-técnico (Palermo, 2012, 2013). También se enajenaron importantes activos de la flota naval, como buques-tanque y embarcaciones menores (Serrani, 2010, 2013). Paralelamente, se privatizaron los complejos de Campo Durán –constituido por la refinería salteña homónima y el poliducto que la une con la planta Montecristo, en Córdoba–, Dock Sud y San Lorenzo, así como la refinería de Luján de Cuyo, el complejo de La Plata y la destilería de Plaza Huincul. Asimismo, se transfirió a privados el 70 % del capital accionario del sistema de oleoductos y estaciones de bombeo Allen - Puerto Rosales –que pasó a llamarse Oleoductos del Valle (OLDEVAL)–, cuyos 1.000 km de longitud cuentan con una capacidad instalada de transporte de 24.000 m³/día de petróleo (el 33 % de la producción nacional de crudo). Lo mismo ocurrió con el 70 % de Terminales Marítimas Patagónicas (TERMAP), sociedad encargada de la prestación del servicio de almacenaje y embarque de petróleo en Caleta Córdova (Chubut) y Caleta Olivia (Santa Cruz), en el Golfo de San Jorge, operación que incluyó al traspaso a manos privadas de la infraestructura y la flota de buques-tanque de esas terminales marítimas (Barrera, 2012b; Sabbatella, 2013; Serrani, 2013).

Como paso previo y, al mismo tiempo, constitutivo de la privatización de YPF (Barrera, 2012b), esa “reestructuración” no se limitó al segmento *downstream* de la cadena. De las 105 áreas marginales o secundarias de explotación –entendiéndose como tales a aquellas inactivas durante los cinco años previos o con una producción inferior a los 200 m³ diarios–, 86 fueron adjudicadas mediante sendas licitaciones a capitales privados, con lo cual la todavía estatal YPF S.A. resignó el 13 % de la producción nacional de crudo. El proceso continuó con la habilitación del ingreso como socios de YPF de consorcios privados constituidos por uniones transitorias de empresas (UTES) para la explotación de nueve áreas centrales: Puesto Hernández, Vizcacheras, El Tordillo, Huemul (Cuenca

Neuquina), Tierra del Fuego y Santa Cruz I y II (Cuenca Austral) y Palmar Largo y Aguaragüe (Cuenca Noroeste), todas ellas con un perfil de rendimiento extraordinario. Estas asociaciones originariamente implicaban una participación privada que oscilaba entre el 35 % y el 50 % de las reservas de las primeras cuatro áreas mencionadas (Decreto n° 1.216/90), pero posteriormente se hicieron extensivas a los demás yacimientos citados, ampliando sustancialmente además el peso del capital privado –techo del 90 %– (Decreto n° 1.805/91). Tanto en el caso de las áreas marginales como en el de los reservorios centrales, la duración de la sociedad de las UTEs adjudicatarias con YPF contemplaba un lapso de 25 años, garantizándose –como en el resto del *upstream*– la libre disponibilidad de los hidrocarburos extraídos y del 70 % de las divisas obtenidas por la venta de los mismos (Kozulj, 2000, 2002, 2005; Barrera, 2012b; Sabbatella, 2012, 2013; Serrani, 2010, 2013; Morina y Cacace, 2014).

También se concretó lo dispuesto por el Decreto n° 1.212/89 y aquellas áreas hidrocarburíferas sujetas al régimen de contratos petroleros de locación de obra y servicios establecido durante los gobiernos de Frondizi (2 áreas), Onganía, Levingston y Lanusse (3) y la última dictadura militar (22) fueron sometidas a una reorganización jurídica, convirtiéndose en concesiones y asociaciones por lapsos de 25 años y prorrogables por otros 10 años adicionales (Barrera, 2012b). Como resultado, el capital privado –en su mayoría, con dichos convenios próximos a vencer– logró consolidar su posición estratégica en áreas con una producción de 8 millones de metros cúbicos diarios, equivalentes al 27 % de la producción nacional de crudo (Kozulj, 2000, 2002, 2005). Dicha reconversión se realizó al margen de la Ley de Hidrocarburos, que no sólo no contemplaba dicha posibilidad, sino que estipulaba claramente la nulidad de cualquier permiso o concesión que fuera adquirido de un modo distinto al previsto por dicha norma –esto es, la licitación internacional–. Como corolario de la privatización de las áreas marginales, centrales y bajo contratos, nada menos que el 94 % de la superficie hidrocarburífera no explorada del país quedó en manos de un puñado de firmas. YPF perdió la tercera parte de su participación en campos petrolíferos, con lo cual sus reservas probadas cayeron entre 1991 y 1995 de 4.100 millones de barriles de petróleo equivalentes (BPE) a 2.500 millones de BPE (Barrera, 2012b; Sabbatella, 2013).

Como resultado, de los 27 contratos reconvertidos al menos 4 –con una producción equivalente al 18 % de todos los convenios incluidos en el nuevo régimen– fueron transferidos en condiciones tan perjudiciales para los intereses del Estado que –como lo reconocen incluso los defensores del modelo neoliberal– este último debió resignar a favor del capital privado nada menos que 150 millones de dólares (Gadano y Sturzenegger, 1997, citados por Serrani, 2010). Peor aún, 19 de las 27 áreas reconvertidas no cumplían con el criterio básico para ser consideradas reservorios de interés secundario, pues allí los niveles de extracción diaria rebasaban el límite máximo estipulado (200 m³/día); de hecho, en promedio producían 899 m³ diarios, con casos como el de Anticlinal - Cerro Dragón, donde se extraían 6.528 m³ al día (el 8,3 % de la producción nacional). Algo similar ocurrió con las áreas marginales; si bien la mayoría se caracterizaba por detentar una extracción diaria inferior a los 100 m³ diarios o bien se hallaban directamente inactivas, ciertos reservorios con volúmenes de producción superiores a los previstos por la normativa fueron transferidos a empresas privadas (Barrera, 2012b).

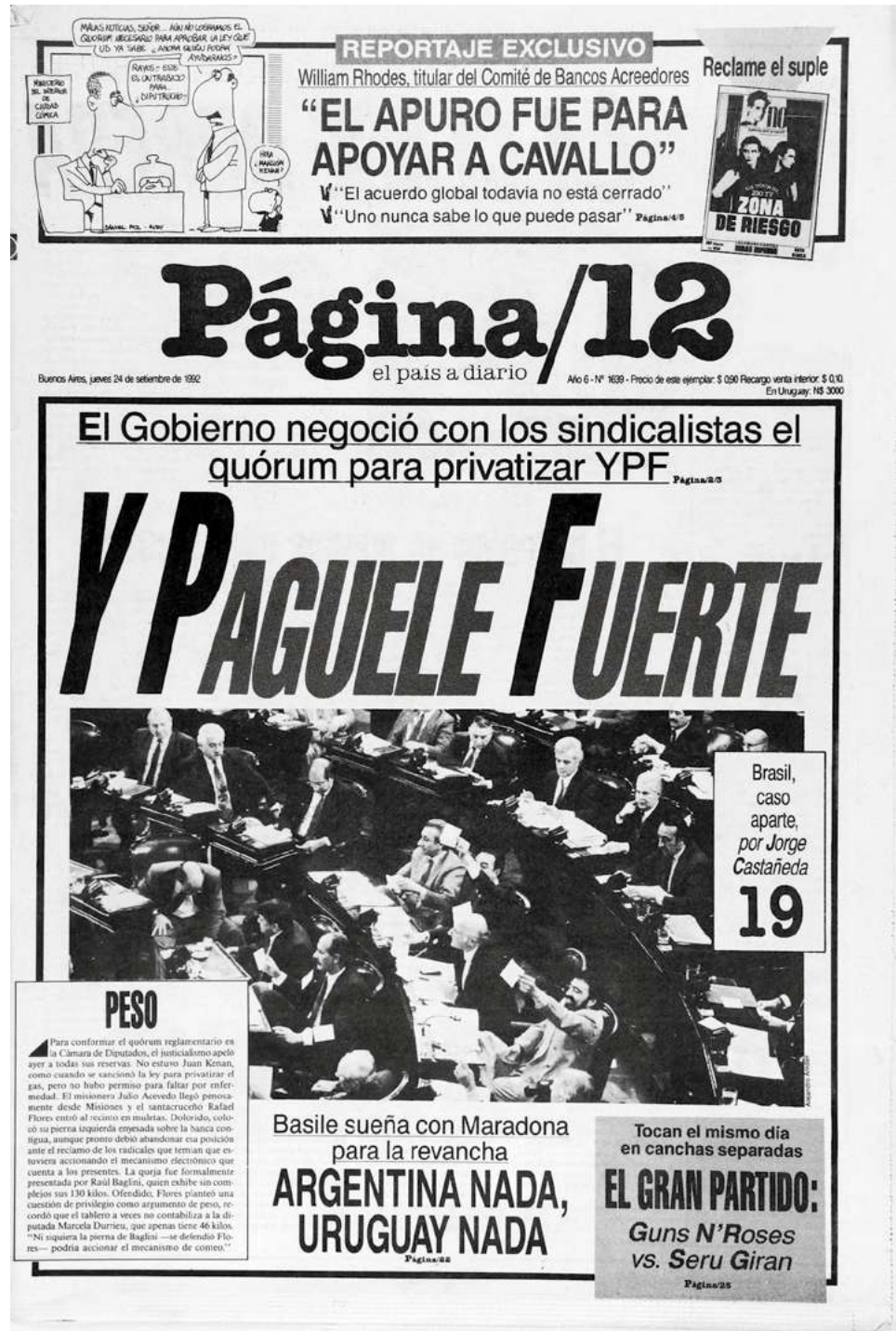
Así, mientras que la programación de la venta de los activos no estratégicos de YPF y la asociación de la petrolera de bandera con firmas privadas fue asignada a la consultora internacional McKinsey & Company, la valuación de las reservas a ser concesionadas fue delegada en otra consultora extranjera, en este caso la Gaffney, Cline & Associates, financiada por el Banco Mundial. Existe consenso en señalar que esta última compañía realizó una fuerte subvaluación de las reservas hidrocarburíferas argentinas a transferir, con estimaciones que en promedio fueron un 28 % inferiores a los recursos probados reales. De hecho, algunas fuentes señalan que, considerando a los 237 yacimientos evaluados por la consultora, las



Figura n° 11. El presidente Arturo Frondizi habla en la sesión vespertina de la Asamblea General de las Naciones Unidas, Nueva York, 1961. Fuente: Biblioteca Nacional Mariano Moreno.

reservas computadas por la firma fueron, en el caso del petróleo, 28,7 % inferiores a las cifras recabadas por YPF, brecha que fue del 27,9 % para el gas natural (Barrera, 2012b). Por ello, la estimación de la totalidad de las reservas hidrocarbúferas cayó de 4.000.000 a 2.700.000 millones de m³, pero misteriosamente retornó a su nivel inicial después de las licitaciones, lo cual sugiere la velada intencionalidad de la consultora internacional de favorecer a las empresas permitiéndoles comprar activos estatales por debajo de su precio de mercado primero y “demostrando” la eficiencia privada después, cuando las compañías adjudicatarias “descubrieron” petróleo ya explorado por YPF (Cacace *et al.*, 2006).

Figura n° 12. Portada del diario *Página/12*, en su edición del 24 de septiembre de 1994.
Fuente: Biblioteca Nacional Mariano Moreno



Capitales privados

De ese modo, el Estado obtuvo sólo 470 millones de dólares por la transferencia de 86 áreas secundarias que, conteniendo el 10 % de las reservas de crudo del país, pasaron a engrosar el mercado de libre disponibilidad de hidrocarburos (Kozulj, 2000, 2002, 2005; Barrera, 2012b; Serrani, 2013). La situación fue aún peor

en el caso de las áreas centrales. Si bien en el Plan de fragmentación de YPF se afirmaba que las áreas centrales relativas a las cuencas Cuyana, Neuquina y San Jorge permanecerían en poder de la empresa, finalmente fueron concesionadas en diversa proporción. El proyecto original consistía en transferir entre el 35 % y el 50 % de cuatro de dichos reservorios –Puesto Hernández, Vizcacheras, El Hue-mul y El Tordillo– al capital privado, previéndose que por la operación el Estado recaudaría no menos de 1.300 millones de dólares por la venta de los derechos de asociación. Sin embargo, la evaluación de Gaffney, Cline & Associates determinó que la estimación rápidamente descendiera a entre 223 millones y 447 millones de dólares. Dada la necesidad de aumentar los ingresos fiscales para pagar deuda externa, el gobierno decidió ampliar la participación privada a guarismos que oscilaban entre el 60 % y el 90 %, con lo cual lograría percibir nominalmente 803,6 millones de dólares, cifra que debe ser reducida a 550 millones debido a la política de precios de YPF vigente entonces (Barrera, 2012b; Serrani, 2013).

Lejos de limitarse a estas cuatro áreas de la Cuenca Neuquina –que, dicho sea de paso, representaban (dependiendo de la fuente consultada) entre el 12 % y el 16 % de las reservas petroleras del país y exhibían niveles muy altos de productividad debido al Plan Huergo llevado a cabo en 1987 por YPF–, la sed recaudatoria del fisco se extendió a dos áreas centrales de la Cuenca Noroeste y a tres reservorios clave de la Cuenca Austral que representaban el 11 % de la producción nacional de crudo y poseían con un importante potencial gasífero –entre el 6 % y el 9 % de las reservas nacionales–. Por la cesión del 50 % de estos yacimientos magallánicos, el gobierno obtuvo 247,7 millones de dólares, muy lejos de los entre 500 y 600 millones vaticinados inicialmente. Distinto fue el caso del NOA, donde se recaudaron 210,6 millones de dólares –un 43,7 % más que los 146,6 millones previstos al lanzar las licitaciones– por la venta de derechos de asociación para la explotación del 7 % de las reservas de crudo del país y entre el 8 % y el 11 % de los recursos gasíferos probados del subsuelo argentino (Barrera, 2012b).

Como balance general, por la cesión de entre el 50 % y el 90 % de las nueve áreas centrales que explicaban el 29,5 % de la producción nacional de crudo y el 15 % y el 20 % de las reservas de gas natural y petróleo del país, el Estado obtuvo 1.354,4 millones de dólares, casi el mismo monto que esperaba recaudar por la transferencia de entre el 35 % y el 50 % de las primeras cuatro áreas licitadas. Peor aún, si se incluye en el cálculo también a las áreas marginales, se privatizó el control tanto del 33,8 % de la explotación de crudo y el 19,7 % de la producción de gas natural como del 25 % y el 18 % de las reservas de estos hidrocarburos, respectivamente.

Es importante añadir que, contrariamente al argumento del discurso neoliberal oficial de que todas estas transferencias eran necesarias para fortalecer la desregulación del mercado y satisfacer las necesidades de materia prima de las refinerías privadas, las estadísticas indican que para lograr este objetivo hubiera bastado con la reconversión de los contratos a concesiones y la venta de los derechos de explotación de las áreas marginales, sin necesidad de comprometer los reservorios centrales. Cabe agregar que, a raíz de todo el proceso de privatización periférica descripto hasta el momento, la todavía estatal YPF obtuvo 2.059 millones de dólares por todo concepto, sufriendo en contrapartida la pérdida de nada menos que el 40 % de sus reservas y una reducción del 25 % en su producción de petróleo (Kozulj, 2002; Serrani, 2010, 2013; Barrera, 2012b).

Así, el proceso de privatización de YPF transfirió el poder de regulación de la actividad a un acotado número de firmas extranjeras y grupos económicos domésticos. Entre estos últimos se destacaban los mismos grupos que, en su condición de miembros de la “patria contratista”, habían prosperado al amparo de la dictadura militar y la restauración democrática: Pérez Companc, Techint, Pluspetrol, Astra y Bidas. En el *upstream*, la reconversión de contratos a concesiones y la transferencia de áreas centrales y marginales colocó a ese selecto reducto de la burguesía argentina en una más que privilegiada posición, permitiéndoles controlar –junto a sus socias extranjeras con las cuales formaron UTEs– buena

parte de las reservas hidrocarburíferas del país. Pérez Companc, por ejemplo, llegó a controlar como único operador 31 de las 147 áreas entregadas al capital privado, cifra que, considerando los reservorios con participación compartida, incluía 14 áreas reconvertidas, 29 secundarias y 3 centrales. Por su parte, Techint operó 22 áreas, teniendo injerencia en 24 reconvertidas, 17 marginales y 2 centrales. Siguiendo esa tesitura, Astra controló 15 reservorios, manteniendo bajo su órbita a 22 áreas reconvertidas, 48 secundarias y 2 centrales. Pluspetrol y Bidas llegaron a operar 13 áreas, en el primer caso manteniendo participación directa e indirecta en 23 reconvertidas, 42 marginales y 1 central y en el segundo haciendo lo propio con un reservorio central y 18 áreas antaño sujetas a contratos (Barrera, 2012b).

Petroleras extranjeras

En la mayoría de los casos, estos grupos económicos tuvieron como socios a petroleras extranjeras, como fue el caso de Pérez Companc con Occidental Exploration of Argentina en el yacimiento mendocino Vizcacheras, Tecpetrol con Santa Fe Energy y Energy Development Corporation para la explotación de El Tordillo en Chubut, Astra con Repsol para la operación del reservorio neuquino Puesto Hernández, Bidas con Chauvco Resources y Coastal Argentina para el caso de Tierra del Fuego, Pluspetrol y Soldati con Dong Won para Palmar Largo, y Tecpetrol y CGC con Braspetro para Aguaragüe. A esto se añaden los casos de Glacco (7 áreas), CGC –del grupo Soldati (7)– y empresas extranjeras como la francesa Total Austral (con 6 concesiones, entre las cuales sobresale El Huemul - Koluel Naike), las estadounidenses Pioneer Natural Resources (9), Vintage Oil (15) y Chevron - San Jorge (10) y la brasileña Petrobras (32). La mayoría de las empresas citadas violaba flagrantemente los artículos 25 y 34 de la entonces vigente Ley de Hidrocarburos de 1967, que estipulaba que ninguna firma podía detentar simultáneamente participación o titularidad directa e indirecta en más de cinco concesiones de explotación e igual número de permisos de extracción (Castellani y Serrani, 2010; Barrera, 2012b; Serrani, 2013; Cacace *et al.*, 2006).

Transporte del petróleo

Con respecto al transporte de petróleo, el 70 % de las acciones del oleoducto Allen - Puerto Rosales (OLDEVAL) cayó en manos de las argentinas Pérez Companc, Bidas, Pluspetrol, Astra y Tecpetrol y la empresa norteamericana Bolland, que pasaron así a controlar la circulación del 33 % de la producción de crudo argentina. Lo mismo ocurrió con TERMAP, la sociedad que controla el transporte del 35 % de la producción nacional de petróleo en las terminales marítimas de Caleta Olivia y Caleta Córdova, donde el consorcio inicialmente estuvo integrado por Pérez Companc, filiales del grupo Techint (Dapetrol, Cadipsa), las argentinas Bidas y Astra, la estadounidense Amoco y la francesa Total Austral (Barrera, 2012b). Gracias a la privatización inicial de los activos periféricos de YPF, las principales refinerías y complejos petroquímicos del país también pasaron a manos de la vieja “patria contratista” y sus socios extranjeros. Pluspetrol, por ejemplo, resultó adjudicataria del 70 % de Campo Durán, quedando el 30 % restante en manos de la estatal YPF. La Refinería del Norte (Refinor) fue transferida a un consorcio integrado por Pérez Companc, Isaura, Pluspetrol y Astra. Más evidente fue el caso de la refinería de Dock Sud, que fue íntegramente adquirida por el grupo Soldati a través de la Destilería Argentina de Petróleo (DAPSA). Finalmente, Pérez Companc y Soldati se apoderaron de la refinería santafesina de San Lorenzo, que pasó a llamarse Refisan y luego Oil Combustibles (Kozulj, 2000, 2002, 2005; Ortiz y Schorr, 2002; Gómez Lende, 2012; Sabbatella, 2012; Serrani, 2013; Stratta, 2013).

Descentralización

El proceso de privatización de áreas hidrocarburíferas fue fortalecido por la incipiente descentralización de la gestión de los recursos hidrocarburíferos. Respondiendo a un viejo anhelo de las provincias petroleras acariciado especialmente por las élites de Salta, Mendoza y Jujuy, las negociaciones desarrolladas en el Pacto de Luján de 1990 entre el gobierno central y los Estados provinciales derivaron en el reconocimiento del dominio y jurisdicción sobre sus respectivos recursos naturales, independientemente de su naturaleza renovable o no y de



Figura nº 13. Portada del diario *Página/12*, en su edición del 24 de septiembre de 1194.
Fuente: Biblioteca Nacional Mariano Moreno

su carácter superficial o subyacente. Buscando afianzar el apoyo de los gobernadores aglutinados en la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI) a las reformas estructurales neoliberales ensayadas por la gestión de Menem, dicho acuerdo derivó en la promulgación, en 1992, de la Ley n° 24.145 de “federalización de los hidrocarburos”, la cual estableció la transferencia del dominio público de los yacimientos de gas, petróleo y carbón desde el Estado nacional a las provincias en cuyos territorios se hallaren tales recursos.

La descentralización sería afianzada por la reforma constitucional de 1994, cuyo artículo 124 reafirmó jurídicamente el traspaso a las provincias del dominio originario –y, por ende, la propiedad– de sus recursos naturales, habilitándolas a gestionarlos a escala local pero reservando el poder para legislar sobre la materia al congreso nacional. Aunque el proceso de “federalización” incluyó hasta la cancelación de las deudas contraídas con las provincias en concepto de regalías mal liquidadas, la Ley n° 24.145 estableció como condición que la transferencia del recurso al dominio provincial se concretara después de que se sancionara y promulgara una legislación modificatoria de la todavía vigente Ley n° 17.319 de hidrocarburos (Sabbatella, 2012). De ahí que las provincias petroleras administraran apenas el 0,2 % de las áreas productivas del país y que, según la normativa de entonces, pudieran disponer de la facultad de otorgar concesiones recién a partir de 2017 (Cacace y Morina, 2008).

Esto último explica que fuera el Estado nacional y no el gobierno neuquino el que en el año 2000, ya bajo el gobierno de De La Rúa, emitiera el Decreto n° 1.252/2000 para dictaminar la prórroga de la concesión del yacimiento Loma de La Lata - Sierra Barrosa, uno de los más importantes de gas natural del país. Extendiendo dicha concesión hasta el año 2027, ese nuevo episodio de privatización y resignación de soberanía favoreció a la ya en ese momento privatizada YPF (para entonces en manos de la española Repsol), implicando una transferencia encubierta de beneficios que rondó los 40.000 millones de dólares y que tuvo como único argumento o justificación el hecho de que –a juicio del entonces presidente radical– la empresa ibérica había “dado buen cumplimiento” a sus obligaciones y era “imprescindible” que realizara “importantes inversiones” para la extracción y la “preservación ambiental” (Hidalgo, 2009; Pérez Roig, 2012).

Siguiendo esa tesitura, la Ley n° 24.145 también puso a disposición del capital concentrado el botín más jugoso que restaba por enajenar y así ultimar el proceso privatizador: la propia petrolera de bandera. Una vez desmembrada y fragmentada y despojada de sus activos “periféricos”, YPF fue intervenida por el Poder Ejecutivo Nacional, inaugurando así una etapa signada por la colonización de la compañía por parte de empresarios, representantes de la burguesía petrolera y allegados a los propósitos de ésta, quienes pasaron a detentar posiciones institucionales de privilegio. Al frente de la petrolera de bandera fue designado Estenssoro, un antiguo gerente de ESSO, director en ese momento de la refinadora Sol Petróleo y fundador de la firma petrolera EPP, la misma que encabezó el consorcio al que el Ministerio de Economía otorgaría a lo largo de su gestión derechos de explotación sobre El Vinalar y Del Mosquito, dos áreas marginales otrora pertenecientes a YPF. La colonización también incluyó el nombramiento de un alto cargo directivo de la petrolera estadounidense Amoco como vicepresidente del área de producción y exploración de la empresa estatal (Serrani, 2010; Sabbatella, 2013). Fue bajo su égida que YPF fue reestructurada como empresa privada bajo control estatal y se completó el proceso de enajenación de la compañía. Esto representó un punto de inflexión en la historia económica argentina por tres motivos: a) fue la venta más importante de una empresa pública que se haya realizado en el país; b) asimismo, se trató de la primera privatización que se produjo mediante la venta pública de acciones y; c) dado el carácter pionero de esa incursión de YPF en el mercado bursátil, abrió el camino para que las acciones y los títulos argentinos pudieran insertarse con más fluidez en los mercados internacionales de capitales (Serrani, 2013).

Si bien la Ley n° 24.145 disponía que el Estado debía retener el 51 % del paquete accionario de YPF, los apremios fiscales y financieros de un gobierno nacional necesitado de fondos frescos con los cuales abonar deudas previsionales y al mismo tiempo pagar a sus acreedores externos determinaron otra realidad. Inicialmente, el sector público conservó el 54 % del capital de la petrolera de bandera, transfiriendo el 45,3 % del paquete accionario a cambio de 3.040 millones de dólares en efectivo y 1.271 millones en deuda pública. De este monto total, el Estado se apropió de sólo 1.700 millones, quedando el remanente para las provincias productoras (Chubut, Santa Cruz, Neuquén, Mendoza y Formosa), personal de la empresa y tenedores de bonos de deuda previsional, permitiendo así que el gobierno rescatara títulos públicos por un valor de 3.000 millones de pesos. Como resultado, el Estado central sólo retuvo el 20 % de la empresa y tanto las provincias y el sistema previsional hicieron lo propio con el 12 %, en tanto que el personal de YPF y el sector privado pasaron a controlar el 10 % y el 46 %, respectivamente. Aún así, el nivel de extranjerización de la compañía era incipiente, pues el 66 % de sus accionistas continuaba siendo de origen argentino. Independientemente del precio fuertemente subvaluado al cual se vendieron las acciones –apenas 19 dólares por unidad, cotización que un día después ascendería un 13,9 % en la Bolsa de Nueva York, permitiéndole ganar a los flamantes accionistas nada menos que 420 millones de dólares–, las condiciones de dicha transferencia fueron ignominiosas para el erario público, pues el Estado asumió la totalidad de la deuda previa de YPF, valuada en 1.800 millones de dólares (Kozulj, 2000, 2002, 2005, Serrani, 2010, 2013).

Figura n° 14. Estación de servicio Repsol.



Repsol

Desembolsando 2.011 millones de dólares para de ese modo apoderarse del 14,99 % de las acciones de YPF, la principal beneficiaria de ese proceso fue la petrolera española Repsol, una compañía creada en 1987 por el Instituto Nacional de Hidrocarburos hispano. Si bien Repsol había nacido como una empresa estatal verticalmente integrada, rápidamente fue privatizada, cayendo en manos de entidades financieras como el Banco Bilbao Vizcaya Argentaria y el Chase Manhattan Bank, la petrolera mexicana PEMEX, fondos de inversión estadounidenses y españoles, la compañía de seguros La Caixa y la empresa energética ENDESA. Dotada de un capital más simbólico que real, a comienzos de los años noventa Repsol era una empresa sin reservas petroleras, razón por la cual se hallaba in-

mersa en un proceso de internacionalización en Europa y África y buscaba proyectarse a América Latina.

La sanción, en 1995, de la Ley n° 24.474 habilitó al Poder Ejecutivo Nacional a reducir aún más sus tenencias accionarias. Como resultado, tres años después el Estado nacional continuaba controlando el 20 % del capital de la firma, pero la participación de las provincias y del personal de YPF se había reducido al 4,7 % y al 0,4 %, respectivamente, en tanto que el peso relativo de los accionistas privados había trepado al 74,9 %. Finalmente, en 1999 los gobiernos provinciales se desprendieron de la totalidad de sus participaciones en YPF y el Estado central vendió el 14,99 % del capital que conservaba en su poder, reteniendo sólo la denominada “acción de oro”, equivalente a 1.000 acciones. Esta última maniobra constituyó una decisión simbólica que le permitió no renunciar completamente al control de la compañía y contar con un representante (sobre un total de doce) en el directorio y un síndico (sobre un total de tres) en la empresa. Esto aseguró que su domicilio fiscal se mantuviera en la Argentina y, de ese modo, poder influir sobre las decisiones estratégicas que se tomaran de allí en más (Sabbatella, 2012, 2013).

Gracias al desembolso de 13.158 millones de dólares, Repsol pasó entonces a controlar el 98,23 % de YPF, convirtiéndose así en una de las diez compañías hidrocarburíferas más grandes del mundo en términos de reservas y capitalización de mercado. También pasó a ser la petrolera más importante del país, secundada por la angloestadounidense British Petroleum-Amoco (controlante de Pan American Energy) y la brasileña Petrobras (Kozulj, 2000, 2002, 2005; Serrani, 2010, 2013; Palermo, 2012, 2013). Es importante destacar que la compra de YPF por parte de Repsol fue estratégica para el posicionamiento geopolítico de España como principal inversor extranjero en nuestro país; de hecho, significó el 58 % de todas las inversiones hispanas acumuladas en la Argentina entre 1990 y 1998 e incrementó en un 142 % los activos de la petrolera ibérica (Kozulj, 2000).

Por su parte, Yacimientos Carboníferos Fiscales corrió la misma suerte que YPF. La empresa, que pasó a llamarse Yacimientos Carboníferos Río Turbio (YCRT), fue objeto de una fuerte intervención que liquidó sus inmuebles y transfirió los servicios públicos que hasta entonces prestaba la compañía al gobierno de la provincia de Santa Cruz. Seguidamente, el Estado nacional desreguló parcialmente la comercialización residual de los excedentes de carbón que habían quedado sin vender de años anteriores y concesionó el complejo extractivo-ferroviario-portuario por veinte años a un consorcio integrado por la empresa Dragados y Obras Portuarias, ELEPRINT, la Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza y la compañía IATE (del grupo argentino Taselli), todos ellos bajo la operación técnica de la estatal checa Skoda. Dicha concesión se realizó en inmejorables condiciones para el grupo adjudicatario, dado que éste pasó a gozar de un subsidio fijo anual de 22,5 millones de dólares destinado a saldar el diferencial entre los ingresos y los gastos operativos de YCART, usufructuando además –gracias a los acuerdos de comercialización rubricados con agencias estatales– un mercado cautivo vinculado al pago de jugosos sobreprecios (Nahón, 2005).

Siguiendo esa tesitura, algo similar ocurrió con Gas del Estado. Bajo las pautas de la consultora internacional McKinsey & Company, la reestructuración de la compañía comenzó en 1991 con la sanción del Decreto n° 48/91 y rápidamente derivó en su desmembramiento y adjudicación al capital privado luego de la sanción de la Ley n° 24.076 en 1992. En este caso, se procedió a la desintegración vertical de la empresa, separando las áreas de transporte y distribución y recurriendo como figura jurídica para la privatización no a la enajenación de activos propiamente dicha, sino al otorgamiento de licencias de explotación por un plazo de 25 años, prorrogables por otros 10 años adicionales. Así, el sistema de transporte y distribución de gas natural más extenso de América Latina, con 9.800 km de gasoductos principales y secundarios y más de 50.000 km de redes de distribución domiciliaria, cayó en manos del capital concentrado nacional y extranjero

Acciones estatales

Yacimientos Carboníferos
Fiscales

Gas del Estado

en condiciones ignominiosas para el erario público; de hecho, el 83 % del pago de las licencias se concretó a través del rescate de títulos de deuda pública y la firma fue transferida a cambio una cifra equivalente al 40 % de su valor de reposición de activos y el 54 % de su valor comercial (Kozulj, 2000, 2002, 2005).

Figura nº 15. Yacimientos Carboníferos Río Turbio.



Traslado del gas natural

En lo que atañe al traslado del gas natural, el mercado interno argentino quedó dividido en dos transportistas: por un lado, Transportadora de Gas del Norte (TGN), por la cual el consorcio Transcogas –constituido por la Compañía General de Combustibles del grupo Soldati, Wartins, Techint, la malaya Petronas y las empresas TCW American Development, Firma & Finance y The Argentine Investment, con la canadiense Novacorp como operador técnico– pasó a explotar los gasoductos del Norte (Campo Durán-San Jerónimo), Centro Oeste (Loma de la Lata - San Jerónimo) y algunas redes troncales menores; y por el otro, Transportadora de Gas del Sur (TGS), con la cual Pérez Companc, el Banco Río y el Citicorp –con la estadounidense Enron Pipelines como operador técnico– se apropiaron de los gasoductos San Martín (San Sebastián - Gutiérrez) y NEUBA I (Sierra Barrosa - General Rodríguez) y II (Loma de la Lata - Las Heras) y la Planta Separadora de Gases de General Cerri. Más adelante ambos consorcios incorporarían a nuevos accionistas, como lo hizo TGN con la francesa Total, la norteamericana CMS Energy, la inglesa British Gas y la hispana Gas Natural de España (de Repsol), en tanto que TGS, por su parte, sumó a las italianas Italgas y Camuzzi y a la belga SOFINA.

Distribución de gas

Con respecto a la distribución, el discurso estatal del quiebre del monopolio nacional del gas contrastó con la realidad de los nuevos monopolios regionales privados: cada región del país quedó bajo el control exclusivo de una única firma proveedora por la cual, mimetizándose bajo diversas razones sociales y alianzas *ad hoc*, los monopolios lograron ocultarse detrás de una fragmentación empresarial que enmascaró el proceso de concentración del proceso de trabajo y de la acumulación de plusvalía (Silveira, 1999, 2003). Una vez más, el capital extranjero y los grupos económicos vernáculos se aliaron para repartirse el jugoso y reductible negocio que representaba el reparto segmentado del mercado cautivo de consumo residencial de gas natural, que así quedó escindido en ocho compañías distribuidoras. Integrada por Argentina Private Development Trust, Pérez Companc, Techint, British Gas y, más tarde, Astra-CAPSA, la compañía Metrogas se adjudicó la prestación del servicio en Capital Federal y el sur del Gran Buenos Aires (Almirante Brown, Avellaneda, Berazategui, Esteban Echeverría, Ezeiza, Florencio Varela, Lanús, Lomas de Zamora, Presidente Perón, Quilmes y San Vicente). Por su parte, Gas Natural BAN permitió que las españolas Repsol, La Caixa y Gas Natural FENOSA, la inglesa British Gas y la argentina Soldati pasaran a controlar el abastecimiento del norte bonaerense (Escobar, Carmen de Areco, Exaltación de la Cruz, General Las Heras, General Sarmiento, La Matanza, Luján, Marcos Paz, Mercedes, San Andrés de Giles, Suipacha, San Fernando, Vicente López, San Isidro, Pilar, Tigre, Campana, Moreno, San Miguel, Malvinas Argentinas, José C. Paz, Morón, Ituzaingó, Hurlingham, Merlo, Tres de Febrero y General San Martín).

Originariamente constituida por la italiana Camuzzi Gazometri y Bunge y Born –que posteriormente cedería su participación al Citicorp, SEMPRA Energy, Loma Negra (grupo Fortabath), Pacifics Interprise International (controladora de Southern California Gas, la mayor distribuidora de Estados Unidos) y CGN International Corporation–, el consorcio Camuzzi Gas Pampeana quedó como único operador en La Pampa y el resto de la provincia de Buenos Aires, exceptuando la franja situada al sur del río Colorado. Los mismos licenciarios se adjudicaron la explotación de Camuzzi Gas del Sur, la compañía que abastece a las provincias de Río Negro, Neuquén, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego y al partido bonaerense de Patagones. Seguidamente, la Distribuidora de Gas Cuyana fue adjudicada a SIDECO (grupo Macri) –que en 1997 vendería su participación a la norteamericana Louisiana Gas & Energy– e Italgas para prestar el servicio en Mendoza, San Juan y San Luis, consorcio que, a su vez, también se hizo con los derechos de Distribuidora de Gas del Centro para usufructuar la demanda de las provincias de Córdoba, Catamarca y La Rioja. Por su parte, GASNOR quedó en manos de la chilena GASCO y las argentinas Cartellone/Banco Francés (Gascart) y Cía. de Gas de Santiago para monopolizar la distribución en Jujuy, Salta, Tucumán y Santiago del Estero. Finalmente, la belga Tractebel-Distrigaz (SOFINA), la española Iberdrola y los grupos nacionales Bemberg, Techint y Garovaglio Zorraquín asumieron el control de Litoral Gas para cubrir el consumo de la provincia de Santa Fe y los partidos bonaerenses de Baradero, B. Mitre –hoy Arrecifes–, Colón, Pergamino, Ramallo, San Nicolás y San Pedro, en tanto que Bidas / Pan American Energy, Emprigas y Cartellone consiguieron adjudicarse la licencia de la distribuidora GASNEA para cubrir la reducida demanda gasífera de las provincias de Entre Ríos, Corrientes, Misiones, Chaco y Formosa –en realidad, dada la ausencia de redes de infraestructura y, por ende, de clientes o usuarios, pasó a prestar el servicio sólo en la provincia de Entre Ríos y Formosa capital–. En términos generales, puede apreciarse el fuerte peso del capital norteamericano y europeo en los consorcios adjudicatarios, determinando que el 79,3 % de la inversión extranjera directa destinada entre 1990 y 2000 en nuestro país a la provisión de gas proviniera de Estados Unidos, España, Italia y Canadá (MECON, 2002; Gómez Lende, 2012).

La privatización de YPF y de Gas del Estado dio origen a un fuerte proceso de concentración y centralización del capital e integración horizontal y vertical del sector petrolero argentino. Con respecto a la concentración horizontal, particular interés merece el caso de Repsol YPF, que gracias a haber heredado lo que restaba del patrimonio de la petrolera estatal y luego haber encarado un agresivo proceso de adquisiciones empresariales acabó acumulando 85 concesiones de explotación (Castellani y Serrani, 2010; Barrera, 2012b; Serrani, 2013; Cacace *et al.*, 2006). Esto obedeció a la agresiva estrategia de esa empresa. Lejos de limitarse a la compra de YPF, Repsol no sólo se expandió fuera del país –de hecho, llegó a tener presencia en una docena de naciones, destacándose la compra de la petrolera norteamericana Maxus (con filiales en Venezuela, Ecuador, Indonesia, Estados Unidos y Bolivia), la asociación con YPFB para la exploración del subsuelo boliviano, la constitución en ese país y Perú de filiales para prospección, explotación, refinación, *marketing* y transporte, la exploración conjunta con Petrobras y PDVSA en Brasil y México, la adquisición de acciones de Bitech Petroleum en Rusia y las operaciones en Cuyana, Malasia y Colombia–. Entre 1993 y 1997, antes de la privatización de YPF, la petrolera hispana se apoderó de Astra –en ese momento perteneciente al grupo Grünensein– y Pluspetrol –de las familias locales Rey y Poli– (di Risio *et al.*, 2012), iniciando así el proceso de extranjerización del sector. Este fenómeno se consolidó con el plan de reestructuración de activos estratégicos y desinversión programada desplegado por Repsol que, al transferir la propiedad de las empresas adquiridas a su casa matriz en España, determinó que la privatizada YPF perdiera el gerenciamiento de ellas (Sabbatella, 2013; Serrani, 2013). A esto deben sumarse sus pactos y alianzas con otras

Concentración y
extranjerización del capital

petroleras, como el acuerdo entre Repsol YPF y la francesa Total Austral –que implicó transferencias comerciales de áreas fueguinas *off shore*– y el convenio de la petrolera ibérica con Amoco –previamente a la formación de Pan American Energy– para la explotación de Cerro Dragón - Anticlinal Grande en el golfo San Jorge, repartiéndose costos (desembolso de canon y regalías) y beneficios (exención de impuestos nacionales).



Figura nº 16. Cerro Dragón, cuenca del golfo San Jorge, Chubut.

El proceso de concentración y extranjerización no se detuvo allí. Continuó con la adquisición, en 1999, de la Petrolera Argentina San Jorge por parte de la norteamericana Chevron (pasando así a llamarse Chevron - San Jorge), la cual dos años más tarde se fusionaría con otra de las “siete hermanas”, la también estadounidense Texaco. Además, debe mencionarse la fusión concretada en 1998 entre la inglesa British Petroleum y la estadounidense Amoco, firma que un año antes se había asociado con el grupo argentino Bidas para formar el consorcio Pan American Energy. Otro caso fue el de Pérez Companc, que, gracias a su propia petrolera, su control sobre Pecom Energía, su participación en el paquete accionario de la privatizada YPF y sus operaciones en Brasil, Venezuela, Bolivia, Perú y Ecuador, se había convertido en el mayor grupo energético independiente de América Latina. Quedándose con la concesión de 24 áreas hidrocarburíferas, en la agonía del modelo neoliberal (2002) la brasilera Petrobras adquiriría Pecom Energía al grupo argentino y compraría los activos de la petrolera estadounidense Santa Fe, pasando así a asumir una posición de importancia en el mercado (Barneix, 2012). La transacción, que implicó el desembolso de 3.000 millones de dólares, estuvo salpicada por denuncias del pago de coimas y sobornos por 100 millones de dólares para que la operación contara con el beneplácito de los funcionarios públicos ligados al área de defensa de la competencia (Llorens, 2021a).

En 1994, la todavía estatal YPF reunía el 40,5 %, secundada por Total Austral (17,6 %), Pluspetrol (14,5 %), Tecpetrol (7,7 %), Bidas (7,1 %) y Pecom (3,8 %). Cuatro años más tarde, YPF –ya en manos de Repsol– acaparaba el 27,3 %, concentrando junto a Total (24,4 %), Pluspetrol (12,8 %), Tecpetrol (10,6 %), Pecom (8,6 %) y Bidas (4,5 %) –ya integrada con Amoco y British Petroleum en Pan American Energy– nada menos que el 88,2 % del total. La caída de YPF y el ascenso de Total y Pecom obedecían básicamente a que en el ínterin la primera compañía cedió a la segunda el control de los yacimientos Aguada Pichana y San Roque (Cuenca Neuquina) en compensación por las supuestas pérdidas derivadas de la anulación del contrato de compra nº 19.044 de 1978 que la petrolera estatal tenía con la empresa francesa para la adquisición del gas proveniente de la Cuenca Marina, la venta de reservorios a filiales del grupo argentino Pérez Companc y la incorporación progresiva por parte de Total de reservas comprobadas en la Cuenca Marina Austral.

De todas maneras, gracias a su control sobre Pluspetrol y Astra la expetrolera de bandera poseía en realidad el 44,6 % de los reservorios, compensando con creces las pérdidas sufridas. Por su parte, Tecpetrol –el otro gran ganador de la

fase– incrementó su poder sobre las reservas gasíferas gracias a su ingreso en el consorcio que explota la Cuenca Noroeste y, particularmente, el yacimiento San Antonio Sur o Norte I, así como a su asociación con Pluspetrol en la operación del reservorio Ramos (Kozulj, 2000, 2002, 2005, 2007). La tendencia se consolidó hacia el final del período neoliberal, cuando la participación de Repsol YPF se estabilizó en torno al 25,6 %, seguida por Total Austral (21,1 %), Pluspetrol (11,7 %), Tecpetrol (9,7 %), Pan American Energy (9,2 %) y Pecom (9,3 %), esta última ya absorbida por la estatal brasileira Petrobras.

Con respecto al petróleo, las compañías líderes eran la privatizada YPF (25,2 %), Pecom / Petrobras (14,4 %) y Pan American Energy (11,5 %), secundadas por la estadounidense Chevron (8,7 %) y la petrolera del grupo Techint (6,4 %) (Barre- ra, 2013). En realidad, la participación de Repsol YPF era mayor a la consignada nominalmente, pues si se añadía el 11 % detentado por su controlada Astra llega- ba a reunir el 36,2 % de las reservas de crudo del país. Junto a la germano-nortea- mericana Wintershall y la estatal chilena Sipetrol, el puñado de firmas menciona- das ejercía un control oligopólico –y en algunos casos, incluso duopólico– sobre las reservas de las cuencas Neuquina (85 %), Austral (94 %) y Noroeste (100 %) (De Dicco, 2004a; Gómez Lende, 2012).

Naturalmente, lo anterior se replicó en la distribución empresarial de la produc- ción hidrocarburífera, acentuando los niveles de concentración preexistentes a la vez que reduciendo el peso relativo de la expetrolera de bandera. En 1999, apenas siete grupos empresarios controlaban el 88,5 % de la producción petrolera ar- gentina (Castellani y Serrani, 2010). Los casos más notables fueron los de Astra y Chevron - San Jorge, que entre 1992 y 2000 incrementaron su producción en un 337 % y un 243 %, respectivamente, seguidas por Repsol YPF (43 %), Pérez Companc (21 %) y Tecpetrol (16 %) (Ortiz y Schorr, 2002).

Con respecto al gas natural, entre 1993 y 2000 el peso nominal de YPF sobre la oferta total mermó del 47,5 % al 36 %. Una vez más, esta cifra no era fiel a la realidad, pues si se le añadía su participación en UTEs y áreas reconvertidas, la petrolera en manos de Repsol tenía intervención en una porción que oscilaba en- tre el 59,1 % y el 63,4 % del mercado mayorista –de hecho, sólo el peso relativo de su controlada Astra creció del 0,6 % a nada menos que el 11 %–. Dicha empresa era secundada por la francesa Total (5 %), los grupos argentinos Pérez Companc –cuya participación retrocedió del 14 % al 11 % antes de pasar a manos brasile- ras–, su controlada Pluspetrol (del 8,3 % al 3 %) y Tecpetrol (de 0 % al 4 %) y el consorcio Bidas - Amoco –donde la merma fue del 16,3 % al 7 %–. Este puñado de firmas, que a finales del modelo neoliberal explicaba el 78,1 % de la oferta pri- maria de gas natural, era seguido por Chevron - San Jorge, Vintage Oil, Glacco, la Compañía General de Combustibles, Petrolera Santa Fe, Chauvco Resources, Pe- troquímica Comodoro Rivadavia, CAPEX y Ampolex (Kozulj, 2000, 2002, 2005).

La misma situación se replicó en el *downstream*, tanto en el eslabón del trans- porte de crudo como en los segmentos de refinación y comercialización. Debido a las fusiones y adquisiciones empresariales concretadas a lo largo del modelo neoliberal, el oleoducto Allen - Puerto Rosales (OLDEVAL) pasó a ser controlado por cinco grupos económicos: Repsol, Pan American Energy, Petrobras, Techint y Bolland. Lo mismo ocurrió con TERMAP, donde hacia finales del período los sucesivos cambios de manos determinaron la inclusión en la sociedad de Pan American Energy –luego de la fusión entre Bidas y Amoco y de esta última con British Petroleum– y el desembarco en el país de Repsol y la estadounidense Vin- tage Oil. Repsol asumió el completo control de la refinería salteña de Campo Du- rán y desarrolló una situación de cuasi monopolio en el caso de Refinor debido a la absorción de YPF y Pluspetrol y el papel de Pérez Companc como accionista de la petrolera ibérica. Asimismo, Repsol también adquirió el paquete accionario del grupo Soldati, con lo cual la refinería de Dock Sud (DAPSA) quedó en su poder; casi inmediatamente después, adquirió participación en el mercado de gas licua- do mediante la compra de Algas y Poligas Luján, amén de su control sobre Astra.

Compañías líderes

Gas natural

Transporte, refinación,
comercialización

Figura nº 17. Logo de la petrolera Petrobras.



Hacia el final del período neoliberal, la brasileña Petrobras lograría –luego de la compra de Pecom Energía– controlar la refinería de San Lorenzo y parte de Refinor, así como también la destilería bahiense de Polisor BB, antaño perteneciente a Dow y Repsol. La petrolera mixta del vecino país también pasó a controlar Eg3, una empresa nacida en 1994 a partir de la fusión de las operaciones de Isaura, CGC y Astra como estrategia defensiva de los pequeños expendedores de combustibles frente a los gigantes de ese eslabón y que, tres años después, acabaría siendo absorbida por la privatizada YPF. El proceso de concentración se acentuaría aún más con la alianza de Repsol con Shell para la explotación de Petroken Petroquímica Ensenada y la “venta” de la refinería de ESSO en Campana a Axion Energy, otro tentáculo de la vieja Standard Oil (Kozulj, 2000, 2002, 2005; Ortiz y Schorr, 2002; di Risio *et al.*, 2012; Gómez Lende, 2012; Sabbatella, 2012; Serrani, 2013; Stratta, 2013).

Para entonces, en el eslabón comercial del circuito hidrocarburífero argentino la privatizada YPF, la estadounidense Axion, la angloholandesa Shell y la brasileña Petrobras (a través de Eg3) controlaban el 82 % de las bocas de combustible, secundadas por las estaciones de servicio no integradas –o “blancas”, como se las denominaba en la jerga del sector– y comercializadoras ligadas a Refinor y DAPSA. Cabe aclarar que esa reducción relativa de los niveles de concentración en el eslabón refinador y comercial obedeció básicamente a los dictámenes de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, que en 1999 había dispuesto que Repsol debía desprenderse de algunos activos, cosa que recién se efectivizó dos años después, hacia el final del período, cuando la petrolera ibérica cedió Eg3 a Petrobras a cambio de activos en Brasil (Ortiz y Schorr, 2002; Gómez Lende, 2012; Sabbatella, 2012; Serrani, 2013; Stratta, 2013).

Como resultado, la distribución nominal del *upstream* sufrió varios cambios, erosionando la participación histórica promedio del 60 % en el procesamiento de crudo y la producción y venta de combustibles que YPF había mantenido previamente a la privatización. Si en 1988 dicha compañía representaba el 69,2 % de la refinación, el 55 % de las ventas de nafta común y el 54 % de la comercialización de nafta super, en 1998 su peso relativo en el mercado se había reducido al 52,9 %, el 45 % y el 44 %. En el ínterin, la norteamericana ESSO había aumentado ligeramente su participación en la refinación (del 14,8 % al 15,4 %) y retrocedido levemente (del 16 % al 15 %) en las ventas de nafta común –manteniendo estable su cuota del 17 % en el segmento de las naftas súper–, mientras que Shell incrementó su peso en la distribución del crudo refinado del 13,1 % al 17,1 %. Lo mismo hicieron Refinor y DAPSA –que juntas llegaron a concentrar el 8,4 % del mercado hacia el final del período– y Eg3 y La Isaura, que pasaron a acaparar el 9,3 %. Secundadas por Astra y CGC, estas dos últimas firmas explicaban asimismo el 12 % y el 14 % de las ventas de naftas súper y común, respectivamente. Así, la variación conjunta de la participación de las tres empresas líderes (YPF, ESSO y Shell) en la refinación descendió del 97 % al 85 %, haciendo lo propio del 92 % al 88 % en lo que concierne a la comercialización de nafta común, pero manteniéndose por encima del 84 % en las ventas de nafta súper, el nicho más rentable del mercado (Castellani y Serrani, 2010). Junto a Eg3, estas tres compañías llegaron a dominar más del 90 % de la comercialización de naftas, el 80 % de la de kerosene, el 90 % de la de gasoil y más del 80 % de las de fueloil, por no mencionar su abrumadora participación (superior al 80 %) en el mercado de lubricantes y las bocas de expendio de combustible (Ortiz y Schorr, 2002). Esa situación de oligopolio se reforzó aún más debido al control ejercido por Repsol YPF, ESSO, Shell, Total, Petrobras y Transportadora de Gas del Sur en la comercialización de Gas Licuado de Petróleo (GLP) o de garrafa (Gómez Lende, 2012).

De lo anterior es fácil colegir y constatar que, aunque el marco regulatorio que guió el desarrollo de la reforma neoliberal del sector hidrocarburífero argentino claramente apuntaba a desmonopolizar la actividad e impedir la reintegración vertical de la cadena de acumulación, en la práctica lo que sucedió fue exactamen-



Figura n° 18. Logo de la petrolera EG3.

te lo contrario. Los objetivos declamados por el gobierno de Menem consistían en aumentar la eficiencia de la cadena energética en su conjunto y promover la competencia y el libre juego de fuerzas del mercado, impidiendo para ello que ninguna empresa con intereses en el transporte de hidrocarburos pudiera simultáneamente poseer participación en su distribución –y viceversa– (Kozulj, 2000, 2002, 2005, 2007; Ortiz y Schorr, 2002; Barrera, 2012b; Serrani, 2013; Serrani y Barrera, 2018). Todos los autores previamente citados coinciden en que nada de esto se cumplió; antes bien, los mismos grupos empresarios pasaron a controlar la cadena de acumulación en sus distintas etapas y eslabones, desde la extracción y el transporte hasta la distribución y el consumo. No fue en modo alguno casual que los grupos económicos que obtuvieron la mayor cantidad de concesiones en áreas secundarias, centrales y reconvertidas fueran los mismos que participaron en la asociación de refinerías, ductos, terminales (Barrera, 2012b) y compañías transportistas y distribuidoras; antes bien, esto respondió a una hábil arquitectura de transferencia de renta desde el erario público hacia el capital privado (Kozulj, 2007).

Ejemplo de esta reintegración vertical es el grupo Techint, que contaba con reservas y producción de crudo y gas en la Cuenca Neuquina y Noroeste, era accionista de TGN, OLDEVAL y TERMAP y participaba del control de las distribuidoras Litoral Gas y Metrogas, siendo asimismo uno de los principales consumidores del gas natural extraído de los yacimientos que explotaba (Kozulj, 2000, 2002, 2005, 2007). Otro caso digno de mención era el de Repsol, con presencia en prácticamente todas las cuencas hidrocarburíferas del país, OLDEVAL, TERMAP, el complejo Campo Durán, Refinor, la transportista TGN –a través de su controlada Gas Natural de España– y la distribuidora Gas Natural BAN –abastecida en un 86 % por la petrolera ibérica–, configurándose asimismo en un importante consumidor industrial de hidrocarburos gracias a sus inversiones en el polo petroquímico bahiense (Kozulj, 2002; Gómez Lende, 2012). A esto se le deben añadir las profusas relaciones de Repsol con empresas como Endesa, Iberdrola, Astra, Pluspetrol y Unión Fenosa, que le permitían participar en la propiedad de una importante cantidad de firmas vinculadas a la producción, transporte y distribución de petróleo, gas natural y energía eléctrica, como Central Costanera, Central Dock Sud, EDENOR, Metrogas, Transportadora de Gas del MERCOSUR, Litoral Gas, Compañía Mega, Petroken y Yacylec (Ortiz y Schorr, 2002).



Figura nº 19. Central Térmica Dock Sud, Buenos Aires.
Fuente: Ministerio de Economía de la Nación.

La cesión a Petrobras de parte de los activos citados, la compra por parte de aquella de Santa Fe Energy y la adquisición de firmas cedidas por Repsol determinó que la petrolera estatal brasilera también se convirtiera en un verdadero

pulpo, con injerencia tanto en TGS como en TGN, áreas de extracción, compañías de refinación y petroquímica, firmas de procesamiento y distribución (Eg3), detentando incluso control directo e indirecto de firmas de generación, transporte y distribución eléctrica (TRANSENER, Transba, Distrilec / EDESUR, Yacylec, Genelba, Pichi Picún Leufú, Uruguay-I, etc.) (Kozulj, 2000, 2002, 2005, 2007; Ortiz y Schorr, 2002). Menos destacados –aunque igualmente significativos– eran los casos de Pan American Energy y sus socios Bidas, Amoco y BP (áreas centrales y marginales, en OLDEVAL, TERMAP, Metrogas, Gas Natural BAN, GASNEA), así como del grupo Soldati a través de CGC (áreas de extracción, OLDEVAL, Gas Natural BAN, refinerías de Dock Sud y San Lorenzo, Eg3, etc.).

Esta reintegración vertical de la cadena de acumulación del sector energético pudo constatarse hasta en eslabones marginales como la explotación carbonífera. El grupo Taselli, líder del consorcio que se adjudicó la concesión de YCRT, era asimismo accionista de las Centrales del NEA, las Centrales Patagónicas y Sorrento, las transportistas eléctricas TRANSNEA y TRANSNOA y las distribuidoras eléctricas EdeCat y EdeFor (Nahón, 2005). Para sintetizar, el único operador que inicialmente no figuraba vinculado a alguna de las etapas del *downstream* era Total Austral, que acaparaba el 57 % de las reservas probadas y el 76 % de las probables de la Cuenca Magallánica y el 22 % de los recursos comprobados de la Cuenca Neuquina, obteniendo gratuitamente –como compensación por esa situación– áreas en dicha formación (Kozulj, 2005). Aún así, esto cambió a finales de los años noventa, cuando la petrolera francesa adquirió la participación de Nova Gas International en TGN, se incorporó como socio de TERMAP e incursionó en el negocio de la venta de GLP (Gómez Lende, 2012).

En resumidas cuentas, las reformas neoliberales forjaron un verdadero oligopolio energético en todas las etapas y eslabones del sector hidrocarburífero y eléctrico, concentrando fuertemente la oferta y propiciando un proceso de reintegración vertical de la cadena en manos privadas (Ortiz y Schorr, 2002). No menos importante, el control unificado de los resortes estratégicos de la cadena de acumulación rebasaba los propios límites de la actividad, pues el capital financiero también desempeñaba un importante papel debido a la integración del sistema por socios comunes a través del Citicorp, que participaba como accionista de Repsol YPF, TGS y las distribuidoras gasíferas de la italiana Camuzzi (Kozulj, 2000, 2002, 2005, 2007). Cabe agregar que los niveles de integración vertical por empresa consignados hasta el momento no incluían la participación de buena parte de los grupos empresarios citados en los oleoductos y gasoductos de exportación, cuestión sobre la que nos explayaremos a continuación.

Con el abandono del rol empresario del Estado y la pérdida de YPF en su doble papel de principal instrumento de ejecución de la política petrolera estatal y empresa testigo del sector, los hidrocarburos dejaron de ser considerados recursos estratégicos no renovables y escasos para pasar a ser concebidos como meros recursos económicos, es decir, como simples mercancías exportables (*commodities*) pasibles de convertirse en moneda de cambio corriente, con lo cual el histórico interés estatal por el autoabastecimiento pasó a un segundo plano (Barrera, 2012; Sabbatella, 2012, 2013, 2014). Bajo esa tesitura, los resortes fundamentales de la actividad fueron transferidos al capital privado sin normativas que obligaran a las empresas a reinvertir utilidades para ampliar la capacidad instalada y las reservas que se extraían, so pretexto de que la propia dinámica del mercado solucionaría esta situación (Serrani y Barrera, 2018). Esto determinó que la política corporativa que predominó en el *upstream* fuera extraer y exportar la mayor cantidad posible de hidrocarburos líquidos y gaseosos y reducir a su mínima expresión las inversiones de riesgo en lo que atañe tanto al gasto en prospección como a la expansión de la capacidad instalada de refinación y transporte (Kozulj, 2007).

Las estadísticas oficiales citadas por Morina y Cacace (2014) son elocuentes al respecto. En el caso del petróleo crudo, la extracción creció un 69 % entre 1989 (26.735.000 m³) y 2001 (45.182.000 m³), alcanzando en 1998 un pico histórico

máximo de 49.148.000 m³. En el ínterin, las exportaciones de ese hidrocarburo crecieron exponencialmente, incrementándose un 3.428,77 % al pasar de sólo 463.559 m³ a 16.357.929 m³. Así, si en 1989 la Argentina exportaba apenas el 1,73 % de su producción de crudo, en 2001 hacía lo propio con el 36,20 %, luego del pico del 41,45 % registrado en 1996, cuando 18.887.546 m³ fueron remesados al exterior. Hasta 1992, la participación de YPF en ese mercado fue cuasi monopolística, explicando el 90 % de las exportaciones del sector. Sin embargo, paulatinamente el dinamismo de la petrolera de bandera comenzaría a ralentizarse luego de su paso a manos de Repsol hasta representar sólo el 45 % de las remesas al exterior, con un crecimiento de éstas para el período 1988-1998 (1.790 %) equivalente a menos de la mitad del incremento de las exportaciones de todo el sector (3.974 %) (Castellani y Serrani, 2010).

Independientemente de las operaciones portuarias, el principal factor involucrado en ese *boom* exportador fue la construcción y puesta en funcionamiento del Oleoducto Trasandino Estenssoro - Pedrals, inaugurado en 1994 para enviar petróleo de alta calidad (bajo contenido de azufre) a Chile. Uniendo al yacimiento neuquino de Puesto Hernández con los puertos chilenos de Concepción y Talcahuano para de ese modo satisfacer la mitad de la demanda de la refinería de Petrox, en el vecino país, dicho oleoducto era controlado por la petrolera hispana Repsol YPF –que inicialmente detentaba el 35 % del capital accionario, pasando a apropiarse, en 1999, del 57,8 %–, la norteamericana Chevron - San Jorge, la estatal chilena ENAP y el Banco Río, empresas que, gracias a la comercialización de alrededor de 100.000 barriles diarios de crudo –cifra equivalente al 46 % de las exportaciones petroleras argentinas totales–, usufructuaban ingresos de 35 millones de dólares anuales en concepto de *by pass* físico (peaje) (Silveira, 1999; SE, 2004a, 2004b). Mientras nuestro país se daba el lujo de convertirse en el principal abastecedor subcontinental de hidrocarburos fluidos de la nación trasandina y comprometía para ello el 27,2 % de la producción de crudo de la Cuenca Austral y el 14,9 % de la extracción petrolera de la Cuenca Neuquina (SE, 2004a, 2004b), las importaciones argentinas de crudo, que en 1990 eran de apenas 53.000 m³ anuales –equivalentes al 0,19 % de la producción nacional–, treparon a nada menos que 1.719.956 m³/año en 2000, creciendo un 3.145,20 % hasta llegar a representar el 3,84 % del volumen de petróleo extraído del subsuelo.

Oleoducto Trasandino
Estenssoro - Pedrals



Figura nº 20. Oleoducto Trasandino Estenssoro-Pedrals.

Debido a la ausencia de un mercado mundial para el gas natural –dadas sus dificultades de transporte, este hidrocarburo no está regido por un precio internacional, sino por los acuerdos pactados en mercados regionales–, en este caso no podría hablarse de una *commoditización* similar a la sufrida por el oro negro (Sabbatella, 2012). Sin embargo, la realidad indica que dicho proceso existió, aunque

se manifestó más tardíamente y en menor cuantía (al menos durante el modelo neoliberal) que en el caso del petróleo.

Gas natural

Tanto en la extracción como en el transporte y la distribución de gas natural, las operadoras privadas desarrollaron una estrategia especulativa de maximización de ganancias. Si bien la producción de este hidrocarburo se duplicó a lo largo del modelo neoliberal –según datos presentados por Morina y Cacace (2014), pasó de 22.571 millones de m³ a 45.916 millones de m³ en 2001–, entre 1993 y 2001 la red de transporte permaneció prácticamente intacta: TGN sólo prolongó sus ductos un 9 %, mientras que TGS hizo lo propio un 1 %; de hecho, en ese lapso la red de gasoductos se mantuvo prácticamente estancada (12.651 km en 1989, 12.864 km en 2001), sufriendo incluso reducciones en años puntuales –como 1994, con 10.089 km– (Kozulj y Pistonesi, 2004; Serrani y Barrera, 2018). Para compensar ese pobre desarrollo, las licenciatarias optaron por expandir la capacidad construyendo *loops* y aumentando en un 67 % la potencia instalada de compresión para el mercado interno, con lo cual la capacidad de transporte pasó de 70 millones a 100 millones de m³/día (Kozulj, 2000, 2007; Kozulj y Pistonesi, 2004). Por su parte, las distribuidoras incrementaron (en promedio) un 27 % la extensión de sus redes pero sólo incorporaron un millón de nuevos usuarios al sistema, cifra magra si se tiene en cuenta que, durante el quinquenio (1984-1988) previo al modelo neoliberal, 2.500.000 consumidores fueron incluidos en la red (De Dicco, 2004b; Kozulj y Pistonesi, 2004).

Consumo residencial

Pese a este estancamiento general de las redes de transporte y distribución, el consumo residencial aumentó un 51,12 % entre 1989 y 2001, registrando una tasa de crecimiento del 5,5 % anual al pasar de 26.417 a 39.923 millones de m³, alcanzando el pico de la fase en 2000, con 40.492 millones de m³. Este fenómeno obedeció a la reconversión del parque de usinas termoeléctricas, que intensificó su demanda de gas debido a la adopción de la tecnología de ciclo combinado (Serrani y Barrera, 2018).

Lo llamativo del caso es que fueron los usuarios quienes, por la vía de los aumentos tarifarios –cuestión sobre la que nos explayaremos más adelante–, financiaron esas exiguas inversiones. No menos importante, tanto las compañías transportistas como las firmas distribuidoras contrajeron deudas en divisas en el exterior por valores superiores a las inversiones efectivamente realizadas, pero al mismo tiempo repartieron utilidades y dividendos por sumas muy superiores. Así, entre 1993 y 2001 las licenciatarias del servicio de transporte y distribución de gas natural obtuvieron 3.800 millones de dólares de beneficios netos, de los cuales el 81 % correspondía a dividendos. Peor aún, esa extraordinaria masa de ganancias fue en parte transferida al exterior mediante la fuga de capitales y la especulación financiera y en parte reinvertida (1.140 millones de dólares) en la construcción de diez gasoductos destinados no a abastecer el mercado interno, sino a la exportación a países limítrofes. Naturalmente, esto respondió a la doble estrategia desplegada por las compañías, que apuntaba a minimizar riesgos de inversión en el mercado interno e insuflar capitales a proyectos cuya contratación en dólares estaba asegurada por acuerdos de largo plazo (Ortiz y Schorr, 2002; UNIREN, 2004; Kozulj, 2000, 2002, 2005; De Dicco, 2005; Gómez Lende, 2007, 2012).

Gasoductos

Con una capacidad nominal de 128.200.000 m³ diarios, esta red fue iniciada en 1996 y culminada en 2003, quedando integrada por siete gasoductos a Chile (Gas Andes, Norandino, Pacífico, Atacama y Methanex YPF, SIP y PAE), dos a Uruguay (Petrouruguay y Cruz del Sur) y uno a Brasil (Uruguayana). De ese total, cuatro eran directamente operados por TGN y TGS, las licenciatarias del transporte para el mercado interno. Controlado por Total Austral, Pan American Energy, Repsol, British Gas, AES, Techint y CGC, el gasoducto internacional Gas Andes drenaba hacia la capital chilena tanto el gas natural extraído del norte de la Cuenca Neuquina –yacimientos mendocino de La Mora– cuanto el combustible transportado por el gasoducto Centro-Oeste para, de ese modo, alimentar a la compañía distribuidora de Santiago y a tres centrales eléctricas. Nacido en las

entrañas de Neuquén y exproliando también las reservas gasíferas de La Pampa, el Gasoducto del Pacífico –en manos de Repsol YPF, British Gas, Total Austral, Pan American Energy y ENAP– aportaba gran parte del consumo domiciliario, comercial e industrial de la VIII y IX Región de Chile, abasteciendo a plantas refinadoras y petroquímicas y centrales termoeléctricas y compañías distribuidoras del sistema eléctrico integrado chileno. En su conjunto, ambas redes explicaban el 35 % de las exportaciones argentinas de gas natural, satisfaciendo el 33 % del consumo trasandino.



Figura nº 21. Portada del diario *Clarín*, en su edición del 26 de julio de 1989.

Otros gasoductos de exportación a Chile, como Methanex YPF (El Cóndor - Posesión, de Repsol), Methanex Patagónico (de Pan American Energy) y Methanex SIP (Bandurria, de Sipetrol-ENAP, que conecta al yacimiento fueguino Poseidón con el polo petroquímico austral chileno), drenaban directamente parte de la producción de la Cuenca Austral a la fábrica homónima de metanol de Punta Arenas, considerada la más grande del mundo. Con epicentro en la Cuenca Noroeste y, más específicamente, en la localidad salteña de Tartagal, las redes de Noran-

dino y Atacama completaban el esquema exportador trasandino. Explotado por Tractebel, EDELNOR, Iberdrola, Enargas y Techint, el gasoducto Norandino unía los yacimientos de Ramos y Aguarañe con el puerto de Tocopilla, abasteciendo, además, a las centrales eléctricas trasandinas y a los usuarios industriales de las Regiones I y II. Conectando localidades salteñas –Cornejo– y jujeñas –San Pedro, San Salvador de Jujuy, Purmamarca– con el polo portuario-industrial de Mejillones, Gas Atacama era operado por CMS Energy, Endesa y Repsol para proveer de gas natural a dos centrales termoeléctricas trasandinas. Cabe añadir que estas dos últimas redes competían entre sí, buscando imponerse como abastecedores monopólicos de la minería chilena del cobre (Gómez Lende, 2007, 2012).

Suministrando combustible a las centrales eléctricas de Porto Alegre, el gasoducto Paraná - Uruguayana –en manos de la Transportadora de Gas del Mercosur, un consorcio formado por CGC, Techint, Total Austral, CMS Energy y Petronas– participó también del *boom* exportador. Nacida en la localidad santafesina de San Jerónimo –en la confluencia de los gasoductos Centro-Oeste y Norte–, dicha red unía a Aldea Brasileira, Concordia, Gualeduaychú y Paso de los Libres con las localidades brasileñas de Uruguayana y Porto Alegre, extrayendo diariamente alrededor de 2,5 miles de millones de m³ de gas de la Cuenca Neuquina para luego inyectarlos a la red troncal y entregarlos a Petrobras –que los vendía a las distribuidoras de Río Grande do Sul– para permitir la expansión de la generación térmica contemplada por el Plan de Emergencia Energética de Brasil y así reducir la alta dependencia de dicho país (90 %) de la hidroelectricidad. Con respecto al caso uruguayo, sobresalía el caso de Petrouuguay, red explotada directamente por TGN que unía a las ciudades entrerrianas de Paraná y Colón con Paysandú, para luego alimentar al eje Mercedes - Fray Bentos – Paysandú - Salto y abastecer la central térmica Casa Blanca. Finalmente, el gasoducto subfluvial Cruz del Sur –construido por Repsol y Tenaris, operado por TGS y perteneciente a Gas Link, consorcio formado por Pan American Energy, British Gas, Wintershall Energy y ANCAP– satisfacía las demandas energéticas residenciales e industriales de Colonia, San José, Canelones y el área metropolitana de Montevideo. Es importante añadir que estas dos últimas redes eran concebidas por el capital concentrado foráneo y nacional como el primer eslabón de una ruta energética mucho más amplia, cuyo trazado se proyectaba hacia el mercado eléctrico del sur brasileño, entrelazando a Río Grande do Sul y Pelotas (Gómez Lende, 2007, 2012).

Figura nº 22. Municipio de La Banda, Santiago del Estero.



Independientemente de la exactitud y veracidad de las cifras, lo cierto es que, mientras la demanda interna aumentaba un 41,2 % –de 60 millones a 84 millones de m³–, la demanda total del sistema hacía lo propio un 72,7 % –de 60 millones a 103 millones de m³– debido al auge exportador (Kozulj, 2002, 2005) –de

hecho, entre 1998 y 2001 las remesas de gas natural al exterior aumentaron a una tasa del 47 % anual– (Barneix, 2012). Más allá de las exportaciones, los únicos rubros dinámicos en cuanto a la demanda de gas natural a lo largo del período analizado fueron la generación eléctrica por ciclo combinado y el uso vehicular de GNC, en ambos casos con variaciones –de 16,3 millones a 24,4 millones de m³ y de 2,1 millones a 5,1 millones de m³, respectivamente– situadas muy por encima de las de la industria (de 21,2 millones a 26,4 millones) y el sector residencial (de 15,4 millones a 18,4 millones de m³) y comercial (de 2,4 millones a 2,8 millones de m³) (Kozulj, 2002, 2005; SE, 2006).

Los diez gasoductos internacionales mencionados, el Oleoducto Trasandino y las operaciones portuarias determinaron la fuerte especialización de algunas provincias en el comercio exterior de hidrocarburos. Entre 1993 y 2000, el peso conjunto del crudo, el gas natural y los derivados y subproductos del petróleo sobre la matriz exportadora de Neuquén pasó del 73 % al 93,2 %, creciendo del 56,1 % al 76,2 % en Tierra del Fuego y del 11,3 % al 62 % en Santa Cruz. Siguiendo esa tesitura, la participación relativa de los hidrocarburos sobre las remesas provinciales al exterior aumentó del 14,4 % al 45,6 % en el caso de Chubut, del 4,6 % al 30,6 % en el de Salta y del 27,2 % al 45,1 % en el de Mendoza, trepando del 7,6 % al 25,6 % en una provincia agropecuaria como La Pampa. Incluso en Formosa el petróleo llegó a representar el 85,7 % de las exportaciones, mientras que en Río Negro el peso de las remesas hidrocarburíferas sobre las exportaciones provinciales totales pasó del 18,3 % al 41 %. En ciertos casos, la variación relativa del valor exportado fue notable a lo largo del modelo neoliberal, con crecimientos del 905,8 % en Salta, el 1.662,7 % en Neuquén, el 1.667,9 % en Chubut y el 2.886,1 % en Santa Cruz (CFI, 2003; Gómez Lende, 2003, 2012, 2018; INDEC, 2019).

Mientras los consorcios operadores de los gasoductos internacionales se daban el lujo de convertir a la Argentina en el primer país exportador de hidrocarburos gaseosos del Cono Sur, a comienzos del siglo XXI el 34,5 % de los hogares de nuestro país no estaba –según datos censales– conectado a las redes domiciliarias de gas natural (INDEC, 2003). A excepción de Santa Cruz, Tierra del Fuego, Chubut, La Pampa, Neuquén, Río Negro, Buenos Aires, Mendoza y Capital Federal, la mayoría de las jurisdicciones manifestaban umbrales de carencia iguales o superiores al promedio nacional, con casos extremos como los de La Rioja (70,5 %), Entre Ríos (71,4 %), Catamarca (73,9 %) y Formosa (98,2 %). Más de cuarenta partidos bonaerenses superaban la media general, del mismo modo en que lo hacía la inmensa mayoría de los departamentos cordobeses y santafesinos, situados en pleno corazón de la pampa húmeda. La situación era peor en el resto del país. Con la honrosa excepción del departamento capitalino, ningún distrito detentaba, en Jujuy, un nivel de cobertura superior al 60 %, mientras que en San Luis sólo la capital provincial rebasaba la media nacional. A excepción de las ciudades cabecera de distrito y algunos departamentos, casi todas las localidades catamarqueñas, riojanas y sanjuaninas eran evitadas por las redes de distribución. Lo mismo ocurría en otras provincias del norte, donde sólo la ciudad de Formosa, el aglomerado Santiago - La Banda y los departamentos de Río Hondo y Choya rompían con el letargo. Existían incluso grandes vacíos de cobertura en provincias petroleras como Santa Cruz, Neuquén y Salta. ¿Qué decir entonces de Corrientes, Chaco y Misiones, donde todos los hogares estaban completamente excluidos de la prestación del servicio de gas natural?

A la luz de esta situación, es claro que las exportaciones gasíferas argentinas eran violatorias de la Ley de Hidrocarburos de 1967, en ese momento todavía vigente, que privilegiaba la satisfacción de las necesidades del mercado interno, y además infringían el artículo 41 de la Constitución Nacional, que obliga a la utilización racional de los recursos naturales y dispone que todas las actividades productivas deben satisfacer las necesidades presentes, sin comprometer las de las generaciones venideras. Si bien es cierto que las reformas habían otorgado a las empresas la libre disponibilidad del producto extraído, no los habilitaba a

Redes domésticas de gas

comprometer las reservas, con lo cual nada impedía que la Secretaría de Energía regulara el nivel productivo de cada área y pusiera coto a las exportaciones de gas natural a países limítrofes (Cacace *et al.*, 2006).

El *boom* exportador hidrocarburífero fue concomitante respecto de otras dos estrategias de acumulación del capital petrolero-energético: la suba de precios generalizada en todos los eslabones de la cadena y la desinversión en materia exploratoria en el *upstream*, con la caída de reservas como natural correlato.

Contradiciendo los postulados de la ortodoxia neoliberal, puede señalarse que, como balance general, el precio de la nafta común en Argentina se mantuvo casi siempre –exceptuando momentos puntuales, como junio de 1992 y junio de 2000– por encima del precio *spot* FOB fijado en Nueva York para la gasolina, sin guardar correspondencia alguna con la evolución del valor internacional del crudo (Ortiz y Schorr, 2002). Distinto fue el caso del fueloil utilizado para la generación de electricidad, cuyo precio doméstico fue entre un 20 % y un 45 % inferior al vigente en Estados Unidos, revirtiendo así la tendencia exhibida durante los años de hiperinflación, cuando se vendía a valores hasta un 300 % más altos que en el mercado norteamericano. Esto obedeció básicamente a la caída de los precios del crudo y a la paulatina sustitución de este combustible pesado por gas natural en la generación termoeléctrica (Farfaro Ruiz y Bil, 2012).

Con respecto al gas natural, si bien no existe un mercado internacional de referencia, el precio doméstico igualmente siguió la tendencia externa (Serrani y Barrera, 2018). En el segmento *upstream* de la cadena, el precio fue desregulado en boca de pozo y cabecera de gasoducto para que fuera fijado a partir de la ley de la oferta y la demanda, lo cual redundó en aumentos del 37 % para la Cuenca Neuquina y del 25 % para la Cuenca Noroeste. En lo que atañe al transporte y distribución de hidrocarburos gaseosos, la estructura tarifaria continuó sujeta a regulación pública, quedando bajo la égida del ENARGAS como autoridad de aplicación de la Ley n° 24.076. Una vez enajenada Gas del Estado, las tarifas de transporte y distribución no sólo fueron dolarizadas mediante contratos en pesos convertibles en paridad 1:1 conforme al régimen de Convertibilidad, sino que, a su vez, pasaron a regirse por una cláusula de indexación semestral ajustada en función del índice de precios mayoristas de los Estados Unidos (Serrani y Barrera, 2018).

Esto último suponía la aplicación del mecanismo *pass through*: en vez de que las empresas transportistas presionaran a los productores de gas natural para reducir los precios en boca de pozo o cabecera de gasoducto –algo por otra parte bastante improbable, teniendo que en muchos casos el mismo grupo económico local o conglomerado extranjero operaba en ambos extremos de la cadena de acumulación–, cualquier aumento de ellos era trasladado sin atenuantes al consumidor final, quien pasaba así a absorber la totalidad del incremento de costos (Serrani y Barrera, 2018). Esto respondía a la dinámica de “relación” entre productores, transportistas y distribuidoras, la cual se regía por contratos de largo plazo (2 a 5 años) del tipo *take or pay* o *delivery or pay*, con precios confidenciales cuya variación estaba atada a la del precio internacional del crudo y sus derivados (Kozulj, 2000, 2002, 2005, 2007).

A mediados de 1995, este sistema fue modificado por la implementación optativa del mercado *spot* para que las licenciatarias de la distribución de gas natural adquirieran este bien a precios menores tanto a los pactados en los contratos como a los fijados como referencia por el ENARGAS para cada cuenca productiva (Decreto n° 1.020/95). Así, si las distribuidoras compraban el hidrocarburo por debajo el precio de referencia, podían retener hasta el 50 % del diferencial obtenido, mientras que si lo hacían por encima de dicho parámetro sólo podían transferir el 50 % del aumento de costos a la tarifa cobrada a los usuarios residenciales e industriales. Sin embargo, y a pesar del hecho de que el ENARGAS no siempre permitió el paso del 100 % de los costos de los contratos entre productores, transportistas y distribuidoras a la tarifa final afrontada por el usuario,

la estructura fuertemente concentrada de la oferta, el peso decisivo del precio “desregulado” en boca de pozo –en rigor, regulado por el oligopolio petrolero– sobre la determinación de tarifas, la magra diferencia entre los precios *spot* y los de referencia (entre el 15 % y el 5 %) y los escasos volúmenes transados bajo esta modalidad (Kozulj, 2000, 2002, 2005, 2007; Ortiz y Schorr, 2002) determinaron que el presumiblemente positivo impacto que ese sistema tendría para los consumidores nunca se efectivizara.

Como resultado, mientras que entre marzo de 1991 y junio de 2001 el índice de precios al consumidor (IPC) aumentó en Argentina sólo un 15,8 %, en idéntico lapso las tarifas residenciales de gas natural se incrementaron un 127 % (Azpiazu, 2003). Lo llamativo del caso es que esto no repercutió negativamente sobre el poder adquisitivo doméstico debido al peculiar desdoblamiento de la estructura interna y externa de precios relativos derivado de la sobrevaluación monetaria que impuso el Plan de Convertibilidad. Mientras que para todos los consumidores las tarifas y precios fueron (medidos en dólares) los más altos registrados en la historia argentina de los últimos cuarenta años, para la mayoría de los usuarios esos mismos valores (expresados en moneda local) fueron inferiores a los vigentes en períodos previos. Corroborando el sesgo regresivo de las reformas estructurales neoliberales, quienes padecieron incrementos relativos en las tarifas de gas nominadas tanto en pesos como en dólares fueron justamente los sectores de menores consumos residenciales, es decir, las capas sociales que gozaban de poder adquisitivo más bajo (Kozulj, 2000, 2005, 2007).



Figura nº 23. ENARGAS, Ente Nacional Regulador del Gas.
Fuente: Ministerio de Economía de la Nación.

Por su parte, la desinversión en materia exploratoria fue notable. De hecho, los últimos yacimientos de importancia descubiertos durante el período neoliberal se remontan a principios de la década, como lo demuestran los casos de El Portón (1990), El Trapial (1991) y Sierra Chata (1993), todos ellos localizados en Neuquén y prospectados por YPF (Favaro, 2001; Pérez Roig, Scandizzo y di Risio, 2016). Naturalmente, esto repercutió negativamente sobre el número de perforaciones y la reposición de reservas. Si durante la década de 1980 la cantidad de nuevos pozos realizados rondó, en promedio, las 117 perforaciones anuales, en los años noventa ese mismo indicador fue de sólo 96 pozos/año, disminuyendo un 18 % (Sabbatella, 2012; Serrani y Barrera, 2018).

Por ello, YPF, que históricamente fue la primera empresa estatal del mundo, quedó reducida a un simple nombre utilizado por su prestigio histórico que ya ni siquiera respondía al significado que el mismo encarnaba: ya era nada más que pura sigla: ni yacimiento, ni petrolífera, ni fiscal (Cacace *et al.*, 2006).

Por añadidura, la escasa actividad exploratoria desarrollada por todas las empresas estuvo absolutamente exenta de riesgos, produciéndose en áreas ya explotadas y maduras (Kozulj, 2002). En otras palabras, el oligopolio hidrocarburífero

Desinversión en exploración

privado capitalizó en beneficio propio el hecho de que hubiese sido la YPF estatal la que, hasta 1989 inclusive, efectuara el 96 % de los pozos exploratorios y descubriera el 90 % de las reservas comprobadas (Sabbatella, 2012).

Naturalmente, la combinación del declive exploratorio con la expoliación de los yacimientos en actividad condujo a una fuerte caída de las reservas hidrocarburíferas argentinas. Según datos aportados por Morina y Cacace (2014), si en 1988 nuestro país contaba con reservas comprobadas de crudo para 13,88 años, en 1997 el *stock* registrado alcanzaba para sólo 8,61 años. Posteriormente, los niveles se recuperarían ligeramente hasta llegar en 2001 a los 10,13 años. La situación era aún peor en el caso del gas natural, donde el horizonte de reservas se desplomó de 36,74 años en 1988 a 16,63 años en 2001.

Cuencas hidrocarburíferas

Las cuencas hidrocarburíferas argentinas se convirtieron en territorios de extracción de renta en los que competían nuevos y viejos *trusts* extranjeros, la privatizada YPF y los grupos más concentrados de la burguesía argentina (Cacace *et al.*, 2006). En el *downstream* los resultados fueron aún más favorables debido a la sistemática alza de precios en el mercado interno.

Esto daba lugar a que las petroleras con operaciones en el país se apropiaran de una importante renta diferencial a escala internacional. A diferencia de países como Ecuador, Colombia o Venezuela, donde la existencia de petroleras estatales que funcionan como empresas testigo del sector permite disponer de estadísticas acerca de los costos de producción reales del sector y las utilidades de refinación y comercialización, en la Argentina neoliberal era imposible saber cuánto costaba producir un barril de petróleo, salvo las poco confiables declaraciones juradas de las empresas privadas. Aún así, las estimaciones disponibles hacían referencia a un costo de 4,70 dólares por barril, esto es, menos de la mitad del costo calculado para las áreas petroleras marginales del mundo (11,20 dólares por barril). Como resultado, el peso de la renta diferencial sobre la renta petrolera total argentina pasó del 37 % en 1996 al 97 % en 1998, retrocediendo al 43 % en 2000 (Cacace y Morina, 2008). Esto era asimismo potenciado por la aguda apreciación monetaria intrínseca al plan de convertibilidad, que permitía la captación de rentas extraordinarias derivadas de ventas a precios elevados en divisas y activos comprados a valores con costos hundidos (Kozulj, 2002, 2005).

Rentabilidad

Las diferencias de rentabilidad entre las distintas compañías obedecían en gran medida a su grado de integración vertical.

Es importante aclarar que la merma sufrida por el Estado nacional obedeció no sólo a la privatización de YPF y Gas del Estado, sino también a la derogación de la Ley n° 17.597/68 de Impuesto a la Transferencia de los Combustibles Líquidos (Decreto n° 2.733/90). La norma suprimida fue reemplazada por la Ley n° 23.966/1991 –que modificó la metodología de cálculo del gravamen– y la resolución n° 1.312/92, que dejó exento de impuestos al gasoil. En general, el impuesto a los combustibles dejó de destinarse al financiamiento de vialidad y el sector eléctrico y pasó a alimentar las arcas del Estado, el FONAVI y las provincias (Kozulj, 2000, 2002, 2005), con lo cual la renta que escapaba de la apropiación estatal debido al bajo precio del crudo retornó en parte bajo la forma de este gravamen (Farfaro Ruiz y Bil, 2012).

Impactos ambientales

Para finalizar, es menester efectuar una apretada síntesis de los impactos ambientales del modelo hidrocarburífero neoliberal. Después de todo, la década de 1990 fue justamente el momento en que el petróleo dejó de estar asociado al desarrollo para pasar a convertirse en una fuente de energía fuertemente criticada debido a sus consecuencias ambientales en lo que atañe a la etapa de extracción (derrames de crudo) y a la fase de consumo (efecto de calentamiento climático atmosférico) (Divito, 2002).

Salta y Jujuy

Los ejemplos abundan. Uno de ellos atañe al avasallamiento de comunidades aborígenes y los desmontes y explosiones ocurridos en Salta, en plena Cuenca Noroeste, durante la construcción de los gasoductos Norandino y Atacama para exportar gas natural a Chile, cuya traza afectó aproximadamente al 29 % y el 39 %

de las yungas, respectivamente, atravesando el 84 % de las selvas pedemontanas. Encerradas en dicha traza quedaron siete áreas ambientalmente críticas, como la Reserva Alto-Andina de la Chinchilla –en Jujuy– y el último refugio del yagareté –en Salta–, en ambos casos especies en peligro de extinción. Las posturas críticas de organizaciones ambientalistas como Greenpeace y Vida Silvestre y de comunidades locales como la salteña Tinkunaku y la jujeña Cianzo en Jujuy fueron desoídas, pese a las irregularidades constatadas en los informes de impacto ambiental, que, además de graves falencias, involucraban conflictos de intereses, puesto que habían sido elaborados por una empresa dependiente de la firma constructora de Norandino (el grupo Techint). Pese a las resistencias, la construcción de Norandino y Atacama convirtió a las yungas y otras selvas pedemontanas en escenarios de una devastación signada por la deforestación, el uso de explosivos y la destrucción de cementerios indígenas, casas y corrales, no obstante lo cual la empresa rehusó pagar las indemnizaciones correspondientes por los daños causados. Por si fuera poco, las economías de subsistencia de las poblaciones locales fueron arrasadas por los consecuentes derrumbes, torrentes de barro e inundaciones, así como por los frecuentes ‘incidentes’ técnicos –fugas, explosiones– suscitados por el funcionamiento de los ductos. Uno de ellos fue el ocurrido en el caso de Norandino apenas el gasoducto fue puesto en marcha en 2001 y 2002, con severos impactos como la calcinación de bosque nativo e incluso pequeños temblores ocurridos en las inmediaciones de la ciudad de Orán. A esto se le debe añadir la explotación hidrocarburífera llevada a cabo en otras áreas protegidas, como el Parque Nacional Calilegua, en el departamento jujeño de Ledesma, pese a que a la legislación vigente (Ley de Parques Nacionales n° 22.351) establece claramente la prohibición de explotación petrolera y minera en su jurisdicción (Gómez Lende, 2007, 2012; di Risio *et al.*, 2012).

Otro caso atañe al recurrente hallazgo de pingüinos empetrolados en las costas patagónicas. Luego de las auténticas masacres de la década de 1980, en la que se estimaba que los derrames petroleros en el mar argentino –como el de Bahía Bustamante de 1981 y el de Punta Tombo de 1982– habían ocasionado la muerte de alrededor de 40.000 pingüinos al año, la problemática continuó sin solución de continuidad. Sólo en 1991 un derrame ocasionó la mortandad de 17.000 pingüinos en la Patagonia central, con cadáveres a lo largo de 256 km de costa, por no mencionar otros tres derrames reportados en cinco meses de 1998. En ese mismo año, se firmó la ordenanza n° 13/98 de “Rutas de buques que transportan hidrocarburos y sustancias nocivas líquidas en navegación marítima nacional”, que estableció que los buques debían navegar a un mínimo de 20 millas náuticas de la profundidad de varadura para disminuir el riesgo de encallar y alejarlos de las colonias de animales costeros. Sin embargo, la polución crónica continuó afectando a estos miembros de la fauna marina –en peligro de extinción, dicho sea de paso– en sus viajes de migración invernal hacia Brasil. Es importante señalar que los derrames de crudo resultan extremadamente perjudiciales para estos animales, puesto que el plumaje empetrolado les ocasiona la pérdida de su aislamiento térmico y su flotabilidad, reduce su peso corporal por aumento del metabolismo y afecta sus niveles hormonales normales, interrumpiendo, por ende, la reproducción (Fundación Nuestro Mar, 2009).

La problemática de la contaminación ambiental por derrames petroleros no es exclusiva del transporte marítimo de crudo, sino que también ha sido reiteradamente informada a consecuencia de los accidentes ocurridos en las adyacencias de los pozos de extracción. La sucesión de incidentes ocurrida entre 1996 y 2001 en Plottier, Rincón de los Sauces, Puesto Hernández y Lomitas Sur (Neuquén), 25 de Mayo, La Adela y Gobernador Duval (La Pampa), Colonia Catriel y Allen (Río Negro) y Agapito (Mendoza) que fue protagonizada por Pluspetrol, Pérez Companc, Repsol YPF y Pioneer Natural Resources dejó como saldo la polución de campos, la interrupción de los servicios de agua potable y riego, la contaminación del río Colorado e incluso “lluvias de petróleo” en zonas puntuales debido

Figura n° 24. Desmontes en la provincia de Salta.



Patagonia

Derrames petroleros

al derrame de millares de litros de crudo y aguas de purga. La catástrofe obligó a que Repsol implementara un sistema de alerta temprano de alta tecnología, pero el mismo no cumplió los objetivos para los que fue concebido, pues el petróleo continuó contaminando los cauces fluviales sin que la población afectada pudiera ser oportunamente informada. La cuestión dio lugar a enconados debates entre funcionarios políticos y comunidades locales respecto de la presencia de metales pesados como mercurio y plomo en la sangre de los pobladores de las localidades citadas debido a la ingesta de agua contaminada con hidrocarburos y a las frecuentes declaraciones de estado de alerta epidemiológica por parte del comité que regula la cuenca del río Colorado y las municipalidades integradas a ella (Dillon, 2005).

La propia Organización de las Naciones Unidas publicó un informe sobre la problemática que analizó el daño ecológico provocado por YPF, San Jorge y Pérez Companc en el departamento neuquino de Confluencia en una superficie de 550.280 hectáreas. Allí, al igual que en Añelo y Pehuenches, en Río Negro, el pasivo ambiental dejado por las compañías fue valuado en 950 millones de dólares, pero el informe fue inicialmente ocultado por las autoridades provinciales, sin que jamás reclamaran a las petroleras la indemnización de rigor por los cuantiosos y graves daños causados (Gavaldá y Scandizzo, 2008; Aranda, 2015; Gómez Lende, 2018). Vale la pena destacar la complicidad de los funcionarios de turno con el capital, que insistían en atribuir los accidentes a “problemas de orden natural”, pese a que las propias compañías reconocían que se debían a roturas de caños de los oleoductos que pasaban por debajo del lecho del río (Dillon, 2005).

Figura nº 25. Loma de la Lata.
Fuente: Ministerio de
Economía de la Nación.



Comunidades mapuches

Mención aparte requiere el emblemático caso de las comunidades mapuches aledañas al yacimiento neuquino Loma de la Lata, donde un estudio realizado por los laboratorios alemanes Umweltschutz Nord GmbH y Caro Biotechnik GmbH cuantificó un total de 2.000 hectáreas afectadas por la ocupación de 65 pozos, 29 carreteras, 5 oleoductos principales y 83 secundarios, 4 estaciones compresoras, 23 edificios y 3 baterías y determinó tanto síntomas de intoxicación crónica por exposición rutinaria a hidrocarburos (vértigo, debilidad, nerviosismo, depresión, dolor de extremidades, dermatitis) como la presencia de entre 16 y 37 metales pesados (entre ellos, aluminio, magnesio, talio, plomo, cadmio, arsénico y níquel) en la sangre y los tejidos de todos sus habitantes. Se informaron, asimismo, numerosos casos de dolores óseos y articulares, cefaleas, trastornos renales, hepáticos y digestivos, afecciones cardiovasculares y neurológicas, alergias, cáncer, abortos espontáneos, ceguera, diabetes y nacimientos con malformaciones –entre ellos, un caso de anencefalia– entre la población local.

Según los resultados de dicho análisis, aproximadamente 630.000 m³ de suelo habían sido contaminados –en capas de hasta 6 metros de profundidad– con plomo, cromo, arsénico, naftaleno, pireno, fenentreno, benceno, etilbenceno, tolueno, compuestos aromáticos y fenoles, hallándose valores 700 veces más altos que los permitidos por la legislación vigente. A la tierra impregnada de solventes se le sumaba la presencia de agua fuertemente contaminada con nafta –de hecho, la mitad de las muestras de aguas registraban valores de metales pesados, hidrocarburos y fenoles superiores a los parámetros de referencia de la Ley nacional n° 24.051/92 de Residuos Peligrosos y la Ley provincial n° 326–, la mortandad de ganado caprino, la escasez de agua para la agricultura y la polución de la tierra con metilmercurio emanado de los mecheros y de los lagos Los Barreales y Mari Menuco –que proveen de agua potable a la capital neuquina– con residuos de hidrocarburos. A la fecha, la causa por remediación ambiental continúa sin resolución en la Corte Suprema de Justicia de la Nación (Gavaldá y Scandizzo, 2008, 2016; di Risio *et al.*, 2012; Aranda, 2015; Scandizzo, 2016).

Comunidades localizadas en las reservas mapuches de Kaxipayiñ y Paynemil cuestionaron fuertemente la política expansiva de Repsol YPF, la contaminación de sus tierras –de hecho, la propia empresa admitió en 1996 la contaminación del freático con gasolina, algo que fue constatado por los pueblos originarios de Añelo a tal punto que las aguas subterráneas extraídas para consumo humano entraban en combustión– y el trazado de gasoductos sin autorización ni consulta previa. Si bien la disputa se remontaba a años atrás, en el marco de la prórroga de la concesión de Loma de la Lata, el conflicto tomó estado público nacional recién en 2002, en el contexto del proyecto Mega –de Repsol, Petrobras y Dow Chemical– vinculado a la construcción de una planta separadora de gas en el yacimiento neuquino y el tendido de un gasoducto de 600 km de longitud hacia el polo petroquímico de Bahía Blanca. En represalia a la contaminación, las comunidades decidieron impedir el acceso de la empresa a la reparación de un caño maestro, con lo cual se interrumpió el transporte de materia prima (etano, propano y butano) entre Loma de la Lata y Bahía Blanca y se redujo el volumen de gas metano inyectado al NEUBA II, con destino a Buenos Aires. La comprobación del daño ambiental determinó que las comunidades demandaran a Repsol YPF por la suma de 445 millones de dólares y que la empresa española fuera condenada a costear la construcción de un acueducto para abastecer de agua potable a los mapuches. Sin embargo, fue el gobierno neuquino quien debió encargarse de proveer de agua envasada a los comuneros durante un lapso de 12 años, hasta que finalmente dicha obra de infraestructura fue habilitada. Actualmente, la causa judicial continúa sin sentencia (Clarín, 2002; Gavaldá y Scandizzo, 2008, 2015; Aranda, 2015; Scandizzo, 2016).

Los conflictos se extendieron también a áreas que permanecían como reservas, como ocurrió en las cercanías de Cutral Co y Zapala, donde las comunidades mapuches de Logko Puran y Gelay Ko protagonizaron cortes de ruta y tomas de instalaciones petroleras para detener la perforación de pozos en sus territorios y hacer valer los mecanismos de consulta y participación de los pueblos originarios contemplados en el Convenio 169 de OIT y la Constitución Nacional. Como era de esperar, el aparato del Estado nacional y provincial respondió con represión, judicialización y estigmatización. Otro caso fue el de Añelo, donde el agua potable de red está contaminada con plomo y mercurio. Estos metales pesados fueron detectados en la sangre de pobladores locales en niveles que eran entre un 40 % y un 650 % más elevados que los máximos permitidos por la legislación vigente –entre 0,14 y 0,17 ug/ml y entre 6,70 y 7,50 ug/ml, contra 0,1 y 1 ug/ml, respectivamente–. En este caso, la respuesta oficial se limitó al silencio como política institucionalizada. Como resultado, mientras el deliberado desinterés del capital petrolero por cuantificar sus impactos ambientales se combina con su política de externalización de dichas consecuencias –como lo hizo Repsol al afirmar que no se haría cargo de los pasivos generados arguyendo que el pliego de licitación de

Conflictos entre comunidades y Repsol YPF.

la privatización de la petrolera de bandera dejaba constancia de que esto correspondía al Estado–, la población local y las futuras generaciones pagan la desidia político-empresarial con salud o años de vida (Gavaldá y Scandizzo, 2016).

ANEXO ESTADÍSTICO

Grupo	1977	1983	Empresas propias	Empresas asociadas
<i>Pérez Companc</i>			Petrolera Pérez Companc TECSA Compañía Naviera Pérez Companc SADE Interamerican Quitral Co	San Jorge Bridas Inversiones Agropecuarias CADIPSA Compañía Química Interamérica Astra
- Cantidad de áreas	3	10		
- % de producción bajo contratos	18,1	37,7		
<i>Bridas</i>			Bridas APCO	Pérez Companc Astra Ryder Scott
- Cantidad de áreas	3	7		
- % de producción bajo contratos	7,3	20		
<i>Astra</i>			Astra	Compañía Naviera Pérez Companc Inalruco Evangelista Amoco Andina Sasetru
- Cantidad de áreas	0	4		
- % de producción bajo contratos	1	10,3		
<i>Techint</i>			Techint CADIPSA	Quitral Co Compañía Química SOCMA Inversiones Agropecuarias Pluspetrol Selva Oil Desaci Butes Gas Oil
- Cantidad de áreas	0	3		
- % de producción bajo contratos	0,6	1,6		
<i>Macri</i>			SOCMA Dycasa Supercemento	Techint Pluspetrol Selva Oil Petrolera San Jorge
- Cantidad de áreas	0	2		
- % de producción bajo contratos	0	4,4		
<i>Alpargatas</i>			Petrolar	Pluspetrol Tecnigagua Copesa
- Cantidad de áreas	0	1		
- % de producción bajo contratos	0,1	0,3		
<i>Subtotal</i>				
- Cantidad de áreas	6	27		
- % de producción bajo contratos	27,1	74,3		

Cuadro n° 1. Cartelización de los principales grupos económicos nacionales que operaron como contratistas de YPF durante la última dictadura militar. Empresas propias y asociadas, cantidad de áreas controladas y % de la producción de petróleo crudo bajo contratos. Argentina, 1977 y 1983.
Fuente: Basualdo y Barrera, 2015.

Año	Presidencia	Total petróleo	% YPF	% concesionarios	% contratistas	Importación	Gas natural
1976	Videla	23.147.000	73,8	0,8	25,3	3.524.000	11.032.000.000
1981	Viola	28.852.000	63	1,6	35,4	1.447.000	13.629.000.000
1982	Galtieri	28.470.000	65	1,9	33,2	-	15.523.000.000
1983	Bignone	28.474.000	68	2,1	29,8	-	17.181.000.000
1984	Alfonsín	27.838.000	67,5	2,5	30	-	18.764.000.000
1989	Alfonsín	26.713.000	62,3	2,4	35,3	-	24.207.000.000

Cuadro n° 2. Producción de petróleo crudo y gas natural (en m³) durante el Proceso de Reorganización Nacional y la restauración democrática, según presidencias y participación de YPF, contratistas y concesionarios. Argentina, años seleccionados. Fuente: elaboración personal sobre la base de Etulain, 1991, Barrera, 2012a, e IAPG, 2021a, 2021b.

Grupo / empresa	Áreas	%
Pérez Companc	10	30,3
Bridas	7	21,2
Astra	5	15,2
Techint	4	12,1
Amoco	3	9,1
Inalruco	3	9,1
Pluspetrol	3	9,1
Serv. Ryder Scott	3	9,1
Macri	2	6,1
Total	33	-

Cuadro n° 3. Participación de grupos económicos argentinos y empresas transnacionales en áreas hidrocarburíferas (en cantidades y porcentajes). Argentina, 1983. Fuente: Barrera, 2012a.

Grupo/ empresa	Único operador	%	Participación compartida	%	Total	%	Acumulado	%
Techint	8	9,3	9	10,5	17	19,8	17	19,8
Pérez Companc	10	11,6	2	2,3	12	14	29	33,7
Glacco	4	4,7	3	3,5	7	8,1	36	41,9
Pluspetrol	4	4,7	2	2,3	6	7	42	48,8
Astra	1	1,2	5	5,8	6	7	48	55,8
Resto	17	-	84	-	111	-	86	100
Total	86	-	86	-	86	-	86	-

Cuadro n° 4. Principales grupos económicos argentinos y empresas transnacionales con mayor participación en áreas secundarias (en cantidades y porcentajes). Argentina, 1989-1993. Fuente: Barrera, 2012b.

Grupo/ empresa	Único operador	%	Participación compartida	%	Total	%	Acumulado	%
Pérez Companc	7	24,1	7	24,1	14	48,3	14	48,3
Bridas	0	0	8	27,6	8	27,6	18	62,1
Astra	1	3,4	5	17,2	6	20,7	22	75,9
Pluspetrol	1	3,4	2	6,9	3	10,3	23	79,3
Techint	1	3,4	1	3,4	2	6,9	24	82,8
Resto	2	-	15	-	-	-	29	100
Total	29	-	29	-	-	-	29	-

Cuadro n° 5. Principales grupos económicos argentinos y empresas transnacionales con mayor participación en áreas reconvertidas a concesiones (en cantidades y porcentajes). Argentina, 1989-1993. Fuente: Barrera, 2012b.

Grupo/ empresa	Único operador	Participación compartida*	Total	%	Acumulado	%
Pérez Companc	-	3	3	33,3	3	33,3
CGC	-	3	3	33,3	6	66,7
Astra	-	2	2	22,2	7	77,8

Cuadro n° 6. Principales grupos económicos argentinos y empresas transnacionales con mayor participación en áreas centrales concesionadas (en cantidades y porcentajes). Argentina, 1989-1993. Fuente: Barrera, 2012b.

Grupo/ empresa	Único operador	Participación compartida*	Total	%	Acumulado	%
Tecpetrol	-	2	2	22,2	7	77,8
Total Austral	1	-	1	11,1	8	88,9
Bridas	-	1	1	11,1	9	100
Pluspetrol	-	1	1	11,1	9	100
Resto	-	12	12	-	9	-
Total	9	9	9	100	-	-

* Excede de 9 porque se contempla la cantidad de áreas en cada grupo en las que participa solo o en conjunto.

Cuadro n° 7. Principales grupos económicos argentinos y empresas transnacionales con mayor participación en áreas de exploración entregadas por Plan Argentina (en cantidades y porcentajes).
Argentina, 1989-1993.
Fuente: Barrera, 2012b.

Grupo/ empresa	Único operador	Único operador	Participación compartida	%	Total	%	Acumulado	%
YPF	-	-	4	17,4	4	17,4	4	17,4
Victrix	-	-	4	17,4	4	17,4	8	34,8
Bridas	2	8,7	1	4,3	3	13	11	47,8
Pluspetrol	-	-	3	13	3	13	11	47,8
Tritón	-	-	3	13	3	13	12	52,2
Chauvco Resources	-	-	-	-	2	8,7	14	60,9
Pérez Companc	-	-	1	4,3	2	8,7	16	69,6
Resto	-	-	14	-	20	-	23	-
Total	2	-	23	-	23	-	23	-

Cuadro n° 8. Principales grupos económicos argentinos y empresas transnacionales con mayor participación en sumatoria de áreas entregadas al capital privado –concesiones secundarias y centrales, reconversión de contratos y permisos de exploración– (en cantidades y porcentajes).
Argentina, 1989-1995.
Fuente: Barrera, 2012b.

Grupo/ empresa	Único operador	%	Participación compartida	%	Total	%	Acumulado	%
Pérez Companc	18	12,2	13	8,8	31	21,1	31	21,1
Techint	9	6,1	13	8,8	22	15	52	35,4
Astra	2	1,4	13	8,8	15	10,2	62	42,2
Pluspetrol	5	3,4	8	5,4	13	8,8	73	49,7
Bridas	3	2	10	6,8	13	8,8	81	55,1
Glacco	4	2,7	3	2	7	4,8	88	59,9
CGC	0	0	7	4,8	7	4,8	92	62,6
Resto	30	-	135	-	165	-	147	-
Total	147	-	147	-	147	-	147	100