

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

ANÁLISIS DE LAS POLÍTICAS HIDROCARBURÍFERAS. INICIOS DEL SIGLO XXI (2002-2019)

A comienzos del siglo XXI, la profunda pérdida de legitimidad y la crisis sociopolítica sufrida por el neoliberalismo decantaron en una fase histórica híbrida y contradictoria. Las políticas neoliberales fueron parcialmente suplantadas por políticas públicas activas de reindustrialización, control del movimiento de capitales financieros, movilidad social ascendente, generación de empleo y redistribución del ingreso. Sin embargo, el neodesarrollismo argentino se erigió tanto sobre las bases legadas por el neoliberalismo como sobre la estrategia de reproducción de la nueva clase hegemónica nacida de dicho modelo (Félez, 2012). Siguiendo esa tesitura, el proceso que comenzó con el interinato de Duhalde, la ruptura del régimen de convertibilidad y la consiguiente devaluación monetaria y que continuó con las gestiones de Kirchner y Fernández de Kirchner centralizó aún más el ingreso en los grupos exportadores de *commodities*, mientras que un régimen de derechos de exportación permitió al Estado nacional captar parte de la renta exportadora y canalizarla hacia los sectores populares, pero sin atenuar la extranjerización y la concentración económica ni menos aún la depredación de los bienes naturales (Cortese *et al.*, 2013).

En materia de comercio internacional, el Estado nacional continuó apostando a un estilo de desarrollo extrovertido y aperturista, aunque suplantando parcialmente su subordinación respecto de Estados Unidos y Europa por la dependencia de China para pasar a desempeñar el doble rol de proveedor de *commodities* y receptor de las inversiones y las importaciones industriales del gigante asiático. El modelo primario-exportador se intensificó, desplegándose al compás del ciclo internacional de alza y bonanza de los precios de materias primas y alimentos surgido en la década de 2000 y consolidado a partir del estallido de la burbuja financiero-inmobiliaria estadounidense; de hecho, la participación de los bienes primarios sobre las exportaciones argentinas pasó del 67,4 % en 2001 al 73,3 % en 2016 (CEPAL, 2012, citado por Teubal y Palmisano, 2015; MH-INDEC, 2017). Lejos de sufrir una regresión, rasgos elementales del régimen de acumulación legado por el período anterior se afianzaron y agudizaron, sobre todo en lo que atañe al patrón de inversión extranjera directa (IED). Allí la continuidad de las normas propias del modelo neoliberal de atracción de capitales y el creciente dinamismo del sector extractivo de recursos naturales –cuya IED creció 43 % entre 2004 y 2010– sugieren que el renovado flujo de inversiones registrado entre 2002 y 2010 fue la fase B de la oleada de capitales foráneos iniciada durante la década de 1990 (Frechero, 2013).

Otrora antagónicos y contradictorios, los conceptos de ‘extractivismo’ y ‘desarrollo’ pasaron a tornarse discursivamente complementarios de la mano de la mayor intervención estatal y sus políticas de movilidad social ascendente. Sin

CAMBIOS EN LA
LEGISLACIÓN
HIDROCARBURÍFERA,
FEDERALIZACIÓN DEL
RECURSO. NUEVO ROL
DEL ESTADO NACIONAL.
ENARSA (2002-2015).

Comercio internacional

Intervención estatal

embargo, esta renovada avanzada del capital global sobre los recursos naturales latinoamericanos, en general, y argentinos, en particular, no significó la ‘salida’ definitiva del neoliberalismo, sino más bien la fase superior de un nuevo ciclo de recolonización (Machado Araújo, 2013).

Dimensiones de análisis

Dada la complejidad de la política hidrocarburífera desplegada por las gestiones neodesarrollistas, para mejor comprensión por parte del lector el análisis se desagregará en las siguientes categorías o dimensiones: a) régimen de propiedad del recurso y relación del Estado con el capital privado, b) derechos de exportación y desacople de los precios domésticos de las cotizaciones internacionales, c) redistribuciones estatales, producción política de rentabilidad y socialización del riesgo empresarial asociadas a los programas de subsidios y exenciones fiscales al capital petrolero y al precio sostén que implicó la política del “barril criollo”, d) dinámica extractiva, exploratoria y exportadora del sector hidrocarburífero argentino, e) distribución de la renta petrolera y ganancias empresariales, f) pérdida del autoabastecimiento hidrocarburífero y crisis energética y g) *boom* de la explotación por fractura hidráulica (*fracking*) y agravamiento de la problemática ambiental del sector.

Régimen de propiedad y relación del Estado con el capital privado: creación de ENARSA, “expropiación” de YPF, cambios en la legislación, federalización del recurso y concesiones al capital

Neonacionalismo

Una singularidad del neodesarrollismo fue su énfasis en una suerte de neonacionalismo petrolero que tuvo como horizonte y faro a la compañía noruega Statoil (actualmente Equinor). Bajo este modelo, la privatización lisa y llana dejó paso a un paradigma que apuntó a la propiedad estatal o mixta del recurso, pero al mismo tiempo otorgó autonomía legal y financiera a las empresas bajo control estatal, las cuales pasaron así a comportarse del mismo modo que las privadas (Pérez Roig y Scandizzo, 2016). Ejemplo de este neonacionalismo petrolero fue la creación de Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA). Sancionada en 2004, la Ley n° 25.943 fundó esta empresa y le asignó una amplia gama de funciones, desde operar todos los eslabones de la explotación hidrocarburífera hasta intervenir en las actividades referidas a la energía eléctrica, persiguiendo además el propósito de formar parte de PetroAmérica, una empresa supranacional constituida por las petroleras de bandera de Brasil, Venezuela y Uruguay para recuperar la soberanía energética de la región. Sin embargo –y corroborando la tesis de Gudynas (2009) de que en el neoextractivismo las empresas “estatales” operan con criterios mercantiles privado/corporativos–, desde su origen ENARSA funcionó como un apéndice de las petroleras extranjeras, facilitando la continuidad del régimen privatizador propio del modelo neoliberal de la década de 1990 (Gómez Lende, 2018).

ENARSA

Para empezar, vale la pena notar que, sugestivamente, la empresa fue llamada ENARSA y no ENARSE; el hecho de que su razón social haya sido la de una sociedad anónima y no la de una sociedad del Estado propiamente dicha no sería cuestión de mera semántica. No menos importante, el 35 % de la composición accionaria de su capital era de origen privado, con lo cual ENARSA operó en realidad como una sociedad anónima mixta, no público-estatal (Cacace *et al.*, 2006; Cacace y Morina, 2008; Sabbatella, 2012). Ambas cuestiones permiten entender el sesgo privatista que esta empresa adoptó casi inmediatamente después de su creación, así como la atmósfera de hermético secretismo que rodearía su intervención en el sector hidrocarburífero argentino. La Ley n° 25.943 otorgó a dicha compañía no sólo la titularidad de todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de la plataforma continental (bloques *off shore*) que no hubiesen sido adjudicados hasta al momento, sino también la posibilidad de asociarse con empresas privadas para la operación de yacimientos en actividad (Sabbatella, 2012). Si bien ambos mecanismos proclamaban como objetivo la atracción de

inversiones de riesgo en forma asociada y que el Estado volviera a contar con una firma testigo dentro del mercado (Barneix, 2012), en la práctica esta política imprimió continuidad al neoliberalismo petrolero de los años noventa, pues permitió que corporaciones extranjeras penetraran en la cuenca marítima, único reducto de reserva petrolera aún no privatizado (Varesi, 2010).



Figura nº 1. Portada del periódico *Página/12* del 17 de mayo de 2004, tras la creación de ENARSA. Fuente: Biblioteca Nacional Mariano Moreno.

ENARSA no sólo formó una unión transitoria de empresas (UTE) con la estatal Gas y Petróleo del Neuquén para explotar Aguada del Chañar en dicha provincia, sino que hizo lo propio con operadoras privadas como Pluspetrol, Petroandina Resources, Raiser y Americas Petrogas Argentina para desarrollar los reservorios neuquinos de Laguna Blanca y Zapala y el área Medanito Sur en La Pampa. Siguiendo esa tesitura, suscribió acuerdos para actividades *off shore* con la brasileña Petrobras, la española Repsol YPF, la uruguaya Petrouuguay, la chilena ENAP-Sipetrol, la china Sonangol, la francesa Total Austral y el conglomerado

Pan American Energy para la exploración de tres bloques del litoral marítimo rionegrino y marplatense. A esto se le añadió la sociedad con Petróleos de Venezuela (PDVSA) para explorar en dicho país la faja petrolífera del Orinoco y, dentro de la Argentina, la construcción (junto a Repsol) de una terminal de regasificación de GNL en el partido de Escobar (Cacace y Morina, 2008; Varesi, 2010; Sabbatella, 2009, 2012).

Privatización velada

La oleada privatizadora gestada durante el neodesarrollismo fue mucho más velada y menos cuantiosa que durante la década de 1990. Gracias a este mecanismo de UTE, los reservorios hidrocarburíferos fueron adjudicados discrecionalmente (sin licitación pública) al capital privado. Peor aún, amparándose en su condición de empresa sujeta a derecho privado, ENARSA nunca hizo públicos los contratos *off shore* rubricados con las empresas mencionadas, dejando sólo trascender que, en su condición de socia minoritaria de los consorcios por su intermedio constituidos, controlaría apenas el 11 % de la extracción de gas y petróleo (Cacace *et al.*, 2006; Cacace y Morina, 2008).

La misma opacidad se replicó en lo relativo a otros eslabones del circuito hidrocarburífero donde intervino ENARSA, como la licitación y adjudicación de la construcción del gasoducto de integración Juana Azurduy, la concesión del Gasoducto del Noreste Argentino, la operación de la Planta de Inyección de Propano Aire en Esteban Echeverría –pensada para abastecer con gas natural sintético a la demanda doméstica durante los períodos de mayor consumo estacional– y, sobre todo, la contratación de la provisión de gas natural licuado y la importación de gas desde Bolivia y combustibles pesados (fueloil) desde Venezuela (Sabbatella, 2012). En ambos casos, ENARSA utilizó aportes del Tesoro Nacional para adquirir esos insumos en condiciones poco transparentes a los países mencionados, para luego venderlos a precios subsidiados en el mercado interno a través una abultada caja fiscal (Morina y Cacace, 2014). Cabe añadir que, aunque la ley que la creó facultó a ENARSA para intervenir en el mercado para evitar situaciones de abuso de posición dominante (oligopólica o monopólica), dicha compañía jamás asumió la función de firma testigo para la cual había sido concebida, ni tampoco operó como agente regulador de precios, sin siquiera desarrollar infraestructura ni plantilla laboral propias (Sabbatella, 2012).

Reestatización de YPF

En la misma línea analítico-interpretativa debe situarse la pregonada ‘reestatización/renacionalización’ de YPF, que en realidad no fue más que una expropiación parcial. Repsol participó de la ampliación del Gasoducto Norte de TGN y de la construcción del nuevo Gasoducto del NEA, así como del proyecto Tecgas para importar gas boliviano y de la búsqueda de petróleo en la supercuenca brasilera *off shore* Campos. Sin embargo, y pese a que nunca en su historia había obtenido ganancias tan elevadas –hecho que debía atribuirse al alza del precio internacional del barril de crudo–, se rehusó tajantemente a desembolsar capitales en la ampliación de los gasoductos Centro-Oeste y Sur de TGS (donde paradójicamente era accionista a través de Metrogas), advirtiendo al gobierno que no habría más inversiones hasta tanto no se eliminaran los derechos de exportación (Kozulj, 2005).

Figura nº 2. Logotipo de la empresa Repsol YPF.



Aunque mientras tanto el Estado nacional continuó premiando a Repsol YPF como la mayor firma exportadora del país (Sabbatella, 2009), las asperezas continuaron. En 2007, el gobierno argentino alentó la incorporación a la compañía del grupo Petersen, perteneciente a la familia Eskenazi, el cual adquirió el 25,46 % de las acciones de la empresa. Aunque la idea acariciada era que, con el ingreso de un miembro de la burguesía nacional a la compañía, sería más fácil dialogar con Repsol, la iniciativa no hizo más que agudizar la estrategia de desinversión y fuga de utilidades al exterior que ya venía desplegando la petrolera privatizada. Esto fue así debido a que el ingreso de Petersen no implicó la inyección de capitales frescos genuinos a la empresa; antes bien, el grupo argentino debió endeudarse con los bancos Crédit Suisse, Goldman Sachs, BNP Paribas e Itaú y con la propia Repsol por un monto de 1.018 millones de dólares, compromiso que se saldaría con los dividendos obtenidos por su participación accionaria en la firma. Esto dinamizó la estrategia cortoplacista de fuga de ganancias de Repsol, que fijó un piso de distribución de dividendos entre inversionistas situado en el orden de nada menos que el 90 % –lo habitual es, en promedio, el 24 %– y repartió casi el 140 % de las utilidades que había obtenido entre 2008 y 2010 entre sus accionistas. Peor aún, asumió nuevos compromisos financieros –con la consiguiente sangría de divisas por el pago de capital e intereses– y destinó parte de sus ingresos netos a financiar sus inversiones en otros lugares del mundo estratégicos para los intereses de la petrolera española (Sabbatella, 2009, 2012; Pérez Roig, 2012). Esto determinó que entre marzo y abril de 2012 seis gobiernos provinciales rescindieran sus contratos de concesión de explotación de yacimientos con Repsol, considerando que no se había cumplido con las inversiones y la producción comprometidas (Bonney, 2016).

Fracasada la iniciativa gubernamental, la relación entre el Estado y la petrolera ibérica se tornó más conflictiva. Durante el trienio 2009-11, el gobierno nacional, acuciado por las dificultades para abastecer de gas natural al mercado interno y asumir el impacto de la sangría de divisas que suponían las importaciones de este insumo estratégico, comenzó a presionar a Repsol para que invirtiera en el desarrollo de los “megadescubrimientos” recientemente anunciados por la compañía como los mayores hallazgos de reservorios hidrocarburíferos de su historia. Se trataba de un depósito de hidrocarburos no convencionales que, abarcando una superficie de 428 km² en el yacimiento neuquino Loma de la Lata, poseía recursos equivalentes a 927 millones de barriles de petróleo y 4,5 millones de pies cúbicos de gas (Pérez Roig, 2012; Aranda, 2015). En vez de poner en producción dicho descubrimiento, Repsol continuó con su política de remesa de utilidades al exterior, pues la extracción y la refinación provenientes de los pozos en operación ya era suficientemente redituable y los altos costos que suponían las reservas halladas de *shale oil* y gas requerían inversiones (25.000 millones de dólares) que la petrolera hispana no deseaba afrontar (Farfaro Ruiz y Bil, 2012).

Lejos de detenerse allí, la tensión entre el gobierno argentino y la empresa escaló en 2011-12, cuando el primero denunció por posición dominante y cartelización a Repsol YPF, Shell, ESSO, Petrobras y Oil Combustibles debido a la política de sobrepuestos que aplicaban respecto de la venta de gasoil a las empresas de transporte de carga y pasajeros de larga distancia. Casi inmediatamente después, el llamado Informe Mosconi –que actuó como punta de lanza para justificar la expropiación parcial de YPF a Repsol– señaló que la petrolera hispana pretendía utilizar el desabastecimiento deliberado del mercado local como prenda de negociación para lograr una mejora en los precios internos de comercialización de los hidrocarburos extraídos. El diálogo entre ambas partes se tornó más ríspido aún cuando el Decreto n° 1.722/11, sancionado en el marco de una de las fugas de capitales más importantes de la historia argentina, puso transitoriamente fin al privilegio de las petroleras de remesar al exterior el 70 % de las divisas obtenidas por sus exportaciones y las obligó a liquidarlas en su totalidad en el mercado cambiario local. Repsol YPF fue una de las principales empresas que públicamente expresó su malestar por dicha medida (Sabbatella, 2014).

Trienio 2009-2011

Informe Mosconi

Finalmente, en 2012 el gobierno nacional decidió declarar de utilidad pública y sujeto a expropiación al 51 % de YPF y Repsol YPF Gas para hacerse con el control de ambas compañías. Justificada por la falta de inversión y la contaminación ambiental en que había incurrido la petrolera española, esta decisión motivó que esta última iniciara una demanda contra el Estado argentino ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI), perteneciente al Banco Mundial. Por su parte, el Estado nacional y los gobiernos provinciales insinuaron que los cuantiosos pasivos ambientales que Repsol había dejado luego de su paso por YPF reducirían notablemente el monto de la indemnización a pagar, hallándose muy lejos de los 10.500 millones de dólares reclamados por la empresa; de hecho, se estimaban costos por contaminación ambiental valuados en 5.000 millones de dólares para la cuenca Neuquina y 3.500 millones de dólares para la provincia de Santa Cruz. A esto se sumó que, al momento de la operación, YPF contaba con un patrimonio de 4.000 millones de dólares, de lo cual se deduce que la porción expropiada poseía un valor de no más de 2.000 millones de dólares, esto sin sustraerle los pasivos ambientales y otros daños e incumplimientos responsabilidad de Repsol (Sabbatella, 2012; Svampa, Viale y Observatorio Petrolero Sur, 2014; Morina y Cacace, 2014; Aranda, 2015). Sin contar los casos de Chubut, Tierra del Fuego, Cuyo y el Noroeste, esto significa que la monetización de los pasivos ambientales dejados por Repsol en el país representaba casi el 81 % de la indemnización reclamada por la firma (8.500 millones de dólares, sobre un total de 10.500 millones) y equivalía a 4,25 veces el valor de mercado de la porción expropiada por el Estado.

Figura nº 3. Portadas del periódico Clarín del 16, 17 y 18 de abril de 2012 con motivo de la estatización de YPF.



Tras dos años de negociaciones, las partes llegaron a un acuerdo a todas luces favorable para la compañía ibérica. El Estado argentino aceptó pagar –en términos nominales– 5.000 millones de dólares –esto es, una cifra situada un 150 % por encima del valor de mercado de la participación accionaria expropiada– por una compañía que era apenas la sombra de la petrolera de bandera de antaño, con un capital literalmente pulverizado –de hecho, entre 1998 y 2012 se habían inyectado 13.000 millones de dólares a la compañía, pero se habían retirado 22.000 millones, registrando un fuerte endeudamiento– y una participación en el mercado que ascendía a sólo un tercio del petróleo y el 23 % del gas extraído en el país. Peor aún, la indemnización fue cancelada con bonos del Tesoro que la petrolera hispana luego podía vender en el mercado internacional de capitales para obtener réditos financieros. Por esa razón, las ganancias de Repsol a raíz de la “expropiación” fueron de 11.000 millones de dólares (6.000 millones en deuda pública y 5.000 millones en intereses) (Sabbatella, 2009, 2012; García, 2014; Mercatante, 2014; Morina y Cacace, 2014; Aranda, 2015; Gavaldá y Scandizzo, 2016).

Finalmente, en abril de 2014 el convenio entre las partes fue ratificado por la Ley nº 26.741 denominada “Ley de Soberanía Hidrocarburífera”, con lo cual el concepto de pasivo ambiental, que había tenido una entrada en escena tan sor-

“Ley de Soberanía Hidrocarburífera”

presiva y fulgurante como efímera y fugaz, acabó difuminándose por completo (Svampa, Viale y Observatorio Petrolero Sur, 2014).

Si bien gracias a esta expropiación parcial el Estado avanzaría en la gestión y explotación de los recursos hidrocarburíferos, YPF no retornó plenamente a la esfera pública. Conforme a la ley de expropiación dictada, el gobierno nacional y las provincias aglutinadas en la OFEPHI rubricaron un pacto de sindicación por cincuenta años según el cual se prohibió la transferencia de acciones de la empresa sin el voto de una mayoría especial del Congreso. Sin embargo, la misma ley estableció la continuidad de la empresa como sociedad anónima, no sociedad del Estado, contemplando asimismo la posibilidad de que realizara toda suerte de asociaciones con operadoras privadas y otras compañías públicas. Como el propio gobierno se encargó de ratificar, no se trató, pues, de una estatización, dado que la firma continuó funcionando conforme al derecho privado y siguió cotizando en las bolsas de Buenos Aires y Nueva York (Sabbatella, 2012; Pérez Roig y Scandizzo, 2016).

No menos importante, y a diferencia del caso de Yacimientos Carboníferos Río Turbio –empresa que fue intervenida en 2002 y cuyo contrato de concesión fue definitivamente rescindido en 2004 (Nahón, 2005)–, el 49% del capital de YPF continuó en manos privadas. Esto fue justificado con el argumento de que una empresa tan desinvertida, endeudada y vaciada debía contar con inversores privados y asociarse a petroleras transnacionales para poner fin al déficit energético (Sabbatella, 2012; Observatorio Petrolero Sur, Svampa y Bertinat, 2014). Casi la mitad de la compañía es controlada, en su mayoría, por capitales extranjeros, sobresaliendo el magnate mexicano Slim y su par húngaro-estadounidense Soros, varios fondos especulativos de inversión –en su mayoría localizados en paraísos fiscales, como Delaware– (Lazard Asset Management, Mason Capital Management, Perry Corp., Burford Capital LLC, Third Point, Fidelity Management & Research, Morgan Stanley, BlackRock), el grupo Eskenazi/Petersen y petroleras como la propia Repsol –hasta la salida de ambos en 2014–, así como bancos extranjeros (Itaú, Crédit Suisse, BNP Paribas, Citibank y Standard Bank) (Gandini, 2014; Arelovich *et al.*, 2015; Sánchez, 2015). Esto pone en tela de juicio la presunta “recuperación de la soberanía nacional”.

Todo lo anterior determinó que YPF pasara a desempeñar la compleja función de obrar como puente en la dificultosa relación entre el Estado y las operadoras privadas, coordinar (al menos en términos nominales) el desarrollo del sector, captar parte de la renta hidrocarburífera para el erario público y mediar entre los intereses transnacionales, públicos, nacionales, locales y comunitarios (Observatorio Petrolero Sur, Svampa y Bertinat, 2014), siempre inclinando la balanza a favor de los primeros.

Ejemplo de esto último fue el leonino acuerdo rubricado con Chevron para la explotación de la megaformación de recursos no convencionales Vaca Muerta, en la provincia de Neuquén. Para empezar, dicho acuerdo requirió que el gobierno argentino operara para que la Corte Suprema de Justicia resolviera levantar el embargo de 19.000 millones de dólares que pesaba sobre la petrolera estadounidense debido a la catástrofe social, ecológica y sanitaria generada años atrás en la Amazonía ecuatoriana por Texaco, firma que más tarde se fusionaría con Chevron (Aranda, 2015). La gestión a cargo de YPF justificó el costo político de haber elegido a Chevron como socio con el argumento de que la petrolera norteamericana cumplía las condiciones financieras y tecnológicas necesarias para lograr los objetivos estratégicos trazados, aunque es probable que ello haya obedecido también a la necesidad de contar con un aliado de peso para neutralizar a Repsol una vez consumado el proceso de expropiación (Pérez Roig y Scandizzo, 2016).

Seguidamente, si algo ha caracterizado el acuerdo de YPF con Chevron ha sido el obstinado secretismo que rodeó al contenido de dicho convenio. Ni siquiera la legislatura neuquina, que refrendó el pacto, tuvo conocimiento cabal de todas sus cláusulas, en un contexto en el que el proceso de aprobación estuvo convul-

Acuerdo con Chevron

Cláusulas

sionado por fuertes protestas y represión policial. De los 30.000 km² de Vaca Muerta, la compañía mixta y su socia Chevron controlarían 12.000 km² –es decir, más de la tercera parte de la formación– hasta el año 2048. En realidad, este plazo es meramente nominal, puesto que, en el hipotético caso de que Chevron abandonara la sociedad y se retirara del país, igualmente continuaría recibiendo a perpetuidad los beneficios netos del 50 % de la producción que se obtuviera de los pozos que pusiera en marcha ante que tal hecho ocurriera; como resultado, YPF debió depositar cien millones de dólares en un banco estadounidense en concepto de garantía para que la petrolera norteamericana eventualmente pudiera cobrar las futuras utilidades del negocio. En caso de controversia o disputas entre ambas “socias”, la ley aplicable no es la argentina, sino la del estado de Nueva York, y la jurisdicción no estaría constituida en tribunales nacionales, sino en la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional, en Francia. Por si fuera poco, el gobierno neuquino se comprometió a no aumentar las regalías, imponer cánones extraordinarios ni aumentar la alícuota del impuesto a los ingresos brutos. Cabe añadir que las condiciones del acuerdo se hicieron extensivas a otras empresas, como Exxon (también vinculada –al igual que Chevron– a la dinastía Rockefeller, Gas Medanita, la anglochinoargentina Pan American Energy y la Compañía General de Combustibles, perteneciente al grupo nacional Eurnekián (Svampa y Observatorio Petrolero Sur, 2014a; Morina y Cacace, 2014; Pérez Roig y Scandizzo, 2016).



Figura n° 4. Protesta y represión policial ante la legislación neuquina por la aprobación del acuerdo entre YPF y Chevron, 2013. Fuente: *El Mundo*, 2013; *La Izquierda Diario*, 2018.

Un día antes de la firma del convenio entre YPF y Chevron se había sancionado el Decreto n° 929/13. La norma creó un Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (convencionales y no convencionales) que prevé sustanciosos beneficios para las empresas titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación que se inscriban en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas y presenten proyectos de inversión directa no inferiores a los 1.000 millones de dólares, a ser desembolsados en los primeros cinco años del proyecto. Una vez culminado ese lapso, los beneficiarios del régimen pueden comercializar hasta el 20 % del crudo y el gas extraídos a precio internacional tanto en el exterior como en el mercado interno, exportar sin pagar retenciones –algo prohibido por la en ese momento todavía vigente Ley de Hidrocarburos de 1967– y remitir al exterior el 100 % de las divisas obtenidas por sus ventas internacionales. No menos importante, el Decreto n° 929 cedió a la demanda empresarial de triplicar el precio del gas en boca de pozo –que pasó de 2,5 a 7,5 dólares por BTU–, fijando una cotización de 100 dólares por barril para el petróleo crudo. Para el caso de los recursos no convencionales, la norma incluyó además el derecho a solicitar concesiones por 25 años prorrogables por otros 10 años adicionales, profundizando así la política privatizadora iniciada en los noventa (Svampa y Observatorio Petrolero Sur, 2014a; Morina y Cacace, 2014; Aranda, 2015; Llorens, 2016a; FARN, 2018).

Como resultado, el Decreto n° 929/13 entró en contradicción con la Ley n° 27.541 y su Decreto reglamentario n° 1.277/12, que apenas un año atrás, bajo

la consigna de la “soberanía hidrocarburífera” (Morina y Cacace, 2014), habían restablecido la concepción de los hidrocarburos como recursos estratégicos para un modelo de crecimiento económico e inclusión social, derogado la libre disponibilidad de la producción y puesto fin a la desregulación de los precios y la libre remesa de gas y petróleo al exterior (Sabbatella, 2012). El “decreto Chevron”, como lo denominaron varias voces críticas al acuerdo, también iba a contramano de disposiciones previas ya no vigentes, así como del Decreto n° 1.722/11 obligaba a las petroleras a liquidar en el mercado cambiario local las divisas obtenidas de sus exportaciones de crudo, gas y derivados.

Dado que la “nueva” YPF parece mostrar especial predilección por radicar sociedades en países y plazas financieras con protección de datos, como Holanda, Luxemburgo e Islas Caimán, no puede descartarse la posibilidad de que todos los nexos entablados entre YPF y las demás empresas privadas que operan en Vaca Muerta involucren prácticas similares (Observatorio Petrolero Sur, Svampa y Bertinat 2014; Arelovich *et al.*, 2015; Pérez Roig y Scandizzo, 2016). De hecho, en dicha formación de recursos no convencionales operan –bajo contratos de los cuales poco se conoce– las estadounidenses Dow Chemical y XTO Energy/Exxon Mobil, la angloholandesa Shell, la china Sinopec, la francesa Total, la germanoestadounidense Wintershall –que sólo cuenta con acceso a reservas de *shale* en Argentina–, la brasilera Petrobras, la malaya Petronas, la noruega Equinor (ex-Statoil), la multinacional Pan American Energy y las argentinas CGC (Eurnekián), Pampa Petrolera (grupo Mindlin), Pluspetrol y Tecpetrol (Techint), con lo cual una quincena de empresas se ha repartido el 80 % del área (Obra Colectiva, 2016).

Muchas de las compañías se han cartelizado para la explotación de reservorios puntuales del megayacimiento. A esto se le añade la participación de firmas de servicios petroleros como las norteamericanas Halliburton, Nabors, Tesco, Quintana Wei Service y Weatherford, la francoestadounidense Schlumberger/MiSwaco, la inglesa San Antonio Internacional, la sueca Skanska, la italiana Petreven y la noruega Archer DLS, así como de contratistas argentinos ligados al poder político nacional y provincial.

Cartelización



Figura n° 5. Excavaciones en Vaca Muerta.
Fuente: Ministerio de Economía de la Nación.

Otro rasgo de la “nueva” YPF ha sido su política de sistemático endeudamiento –la propia compañía admitía que el 20 % de sus inversiones en Vaca Muerta se basaría en la emisión de deuda– y aumento de precios de sus combustibles durante los años subsiguientes a la expropiación para financiar sus actividades en Vaca Muerta (Landriscini y Carignano, 2013; Observatorio Petrolero Sur, Svampa y Bertinat, 2014; Arelovich *et al.*, 2015; Pérez Roig y Scandizzo, 2016).

Endeudamiento de YPF

La “expropiación” de YPF desmontó el mito de que las compañías privadas son apolíticas y se guían solamente por reglas de mercado, así como la fábula de que las empresas “públicas” son puros instrumentos del Estado, demostrando que ambas son inherentemente políticas y están sujetas por igual a los imperativos del capitalismo.

GyP S.A.

Esa misma lógica de constitución de empresas “estatales” corporativizadas se ha replicado a escala provincial. Tal fue el caso de Gas y Petróleo del Neuquén Sociedad Anónima (GyP S.A.) que, fundada en 2008, sería reestructurada cuatro años más tarde por la Ley provincial n° 2.839, que dejó abierta la puerta para una eventual privatización de la firma. Dicha legislación determinó que GyP S.A. y cualquier otra empresa estatal que el gobierno neuquino creara a futuro podía poseer cualquier forma jurídica –siempre y cuando el Estado controlara al menos el 51 % de su capital accionario– y convirtió a la compañía en una sociedad anónima abierta para poder cotizar y vender acciones en la bolsa de valores. Si bien esto no llegaría a concretarse y el paquete accionario permaneció bajo el absoluto control del gobierno neuquino y la compañía pública HIDENESA, GyP S.A. siguió el mismo camino trazado por la “nueva” YPF: financiarse con la emisión de deuda y buscar el apoyo de socios privados extranjeros, transfiriendo parte de su participación en el yacimiento no convencional Aguada Federal a la germanoestadounidense Wintershall y asociándose, asimismo, con la brasilera Petrobras (Pérez Roig, 2012; Observatorio Petrolero Sur, Svampa y Bertinat, 2014; Obra Colectiva, 2016; Pérez Roig y Scandizzo, 2016).

Marco regulatorio

El proceso iniciado con la reforma constitucional de 1994 –que en su artículo n° 124 había consagrado el dominio provincial sobre todos los recursos naturales existentes en sus respectivos territorios, permitiendo así que los gobiernos subnacionales participaran de su gestión en sintonía con las políticas del Estado central– continuaría en 2003 con la firma del Decreto n° 546/03 –que por primera vez reconoció el derecho de las provincias a otorgar permisos y concesiones sobre áreas hidrocarburíferas en transferencia– y quedaría definitivamente sellado en 2006 con la rúbrica del Acuerdo Federal de Hidrocarburos y la sanción de la Ley nacional n° 26.197 de Administración de las Provincias sobre los Yacimientos de Hidrocarburos de sus Territorios, Lecho y Subsuelo del Mar Territorial (vulgarmente denominada “ley corta”). La nueva legislación reafirmó el dominio provincial sobre el recurso no sólo dentro del territorio continental, sino también en el mar adyacente hasta un límite de 12 millas marinas contadas a partir de la línea costera, transfiriendo a las provincias todos los permisos, concesiones y contratos aprobados hasta el momento por el Estado nacional y convirtiéndolas en autoridad directa de aplicación de la normativa que regula al sector. No menos importante, determinó, además, que las regalías petroleras y gasíferas pasaran a ser liquidadas directamente por los erarios públicos provinciales, sin intermediación alguna por parte del Estado nacional (Sabbatella, 2009, 2012, 2014). Es importante agregar que este cambio introducido por la Ley n° 26.197 no puso fin a la ilegal deducción de los derechos de exportación que las petroleras hacían de las regalías hidrocarburíferas al momento de ser liquidadas, estrategia que consistía en restarle al precio internacional el costo del flete desde el Golfo de México hasta el puerto bonaerense de Ensenada. Como resultado, sólo abonaban el 6 % o 7 % del valor en boca de pozo, es decir, la mitad del 12 % nominal, cifra esta última que, dicho sea de paso, no alcanzaba a representar la tercera parte de la alícuota promedio que habitualmente se aplica a nivel internacional para dicho impuesto (Cacace *et al.*, 2006).

Ley nacional n° 26.197

Caso inédito en el mundo, la “ley corta” vino a colmar las aspiraciones de los gobiernos de las provincias petroleras y paralelamente los expuso al gran poder de *lobby* del capital transnacional, quedando en situación de clara fragilidad y vulnerabilidad ante las petroleras extranjeras debido a la gran incidencia de las regalías hidrocarburíferas en los presupuestos provinciales. Por otra parte, en la práctica el Acuerdo Federal de Hidrocarburos y la “ley corta” no hicieron más que

profundizar la fragmentación de la soberanía jurídica sobre el recurso y la estrategia energética del país, debilitando la capacidad de regulación y planificación del Estado central en la materia y ocasionándole conflictos con los gobiernos provinciales, que en coalición de intereses con las petroleras privadas comenzaron a abogar por la disminución o eliminación de los derechos de exportación para, de ese modo, aumentar sus ingresos por regalías (Sabbatella, 2009, 2012, 2014). Esto sin duda diluyó el peso de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que el gobierno más tarde crearía con el objetivo de garantizar el abastecimiento del mercado interno (Sabbatella, 2012).

El hito más sobresaliente de las consecuencias de la “ley corta” fue la prórroga de la concesión de Cerro Dragón –uno de los yacimientos más ricos del país, con el 25 % de las reservas hidrocarburíferas convencionales argentinas– a Pan American Energy. Sin que mediara ninguna justificación basada en criterios técnicos o productivos (ni menos aún un llamado a licitación), dicha prórroga fue otorgada diez años antes del vencimiento de la concesión, con un plazo de extensión de veinte años para el caso de Chubut (hasta 2027) y de cuarenta años para el de Santa Cruz (hasta 2047) (Sabbatella, 2012), estableciendo además que ninguna legislación futura podía modificar la alícuota de regalías (12 %) que paga la empresa (Cacace y Morina, 2008). Esta política claramente tuvo notables paralelismos respecto de la prórroga de la concesión que, durante el régimen neoliberal, la gestión de De La Rúa había otorgado a Repsol YPF en el rico yacimiento gasífero Loma de la Lata - Sierra Barrosa.



Figura nº 6. Explotación hidrocarburífera.
Fuente: Ministerio de Economía de la Nación.

Para ello, en 2014 se sancionó la nueva Ley de Hidrocarburos n° 27.007 y su Decreto reglamentario (2.009/14), los cuales modificaron la legislación vigente desde 1967. La nueva norma amplió los plazos de explotación de nuevas áreas (de 25 a 30 años para bloques *off shore* y reservorios convencionales situados en el territorio continental y de 25 a 35 años para los yacimientos no convencionales, en todos los casos con posibilidad de ser prorrogados por otros 10 años), eliminó los límites vigentes al número de concesiones por empresa, permitió exportar el 20 % del crudo extraído –llevando esa proporción al 60 % en el caso de las explotaciones *off shore*–, otorgó beneficios fiscales que fluctúan entre el 20 % y el 60 % para la extracción en la plataforma marítima y autorizó la liquidación de utilidades en las casas matrices de las compañías a partir del quinto año de haberse iniciado la explotación. La ley también habilitó a las compañías a subdividir áreas convencionales y recibir adjudicaciones sin licitación pública,

Ley de Hidrocarburos n° 27.007

incorporó el régimen de inversiones creado por el Decreto n° 929/13 –aunque reduciendo los requisitos de inversión a 250 millones de dólares– y mantuvo las regalías abonadas a las provincias en el 12 % –con un techo máximo del 18 %–, uno de los porcentajes más bajos del mundo, sensiblemente inferior al pagado en países como Nigeria (19 %), Canadá (20 %), Australia (25 %), Colombia (25 %), Venezuela (30 %) y Bolivia (50 %).

Peor aún, dichas regalías pueden reducirse hasta un 25 % durante los primeros tres años de vigencia de la ley y autoriza que se les sustraiga otro 3 % adicional en función de la productividad constatada. Siguiendo el espíritu de las reformas de los años noventa, dicha legislación, asimismo, prohibió el otorgamiento de reservas de áreas hidrocarburíferas a empresas nacionales y provinciales con participación estatal (Aranda, 2015; Bolinaga, 2017; FARN, 2018). Así pues, queda claro que el nuevo andamiaje regulatorio diseñado por el neodesarrollismo afianzó, selló y completó la reforma hidrocarburífera iniciada por el neoliberalismo (Gómez Lende, 2018).

Concentración de capital

Todas estas medidas contribuyeron a consolidar e intensificar el proceso de concentración del capital iniciado durante los años noventa. Los primeros hitos al respecto fueron la adquisición, en 2009, de la red de expendio de combustible de Petrobras –así como su refinería sita en la localidad santafesina de San Lorenzo– por parte de Oil Combustibles, una compañía argentina perteneciente a Cristóbal López. Tres años después, la filial argentina de la norteamericana ESSO pasó a manos del conglomerado Pan American Energy, siendo rebautizada a partir de entonces como Axion Energy. Cabe señalar que esta operación involucró la transferencia de la refinería de Campana, una planta de lubricantes, tres terminales de distribución de combustibles en Campana, Galván y San Lorenzo y alrededor de 500 estaciones de expendio de combustibles (Basualdo *et al.*, 2012).

Presencia de China

Sin perjuicio de lo anterior, el cambio más notable del período fue la creciente presencia China en el sector hidrocarburífero doméstico; de hecho, las tres petroleras más importantes del país asiático comenzaron operar casi simultáneamente en la Argentina, que durante este período fue, después de Brasil, el principal destino de las inversiones energéticas del gigante asiático. El proceso se inició en 2010 con la compra por parte de Sinopec del 100 % del paquete accionario de Occidental Petroleum (OXY), operación que le permitió operar yacimientos en las provincias de Mendoza, Santa Cruz y Chubut. Seguidamente, continuó con la llegada de Petro AP a la provincia de Mendoza y finalmente quedó sellado ese mismo año con la adquisición por parte de la estatal China's National Overseas Oil Company (CNOOC) del 50 % de Bidas, desembolsando 3.100 millones de dólares. Pasando así a compartir el control de Pan American Energy con la inglesa British Petroleum y el grupo argentino Bulgheroni, CNOOC logró incorporarse a la explotación del yacimiento convencional más importante del país: Cerro Dragón. Pocos meses después, Bidas/CNOOC intentó apoderarse la totalidad del paquete accionario de Pan American Energy comprando la parte de British Petroleum, pero la operación no prosperó debido a que la compañía inglesa –que había manifestado su intención de desprenderse de su participación en el conglomerado para afrontar la multa que presumiblemente se le impondría por su catastrófico derrame de crudo en el Golfo de México– desistió de la transferencia al comprobar que la penalización efectivamente sufrida fue mucho menor a la esperada (Barneix, 2012; Basualdo *et al.*, 2012; Bolinaga, 2017; Marchetti, 2017).

Aun así, China, que hasta entonces era el vigésimo noveno inversor extranjero en el país, pasó a convertirse en el tercero. La fuerte gravitación del capital chino sobre la actividad –la cual se afianzaría en 2015 gracias a los convenios rubricados por YPF con Sinopec para la puesta en producción de Vaca Muerta– obedeció sin duda a la estrategia geopolítica desplegada por el dragón oriental. Las remesas de petróleo nacional sin procesar a China, que venían disminuyendo desde 2005, aumentaron fuertemente en 2010-15 hasta llegar a constituirse en el segundo rubro de importancia (después de la soja y sus derivados) en la ca-

nasta exportadora argentina con destino al gigante asiático. Esto determinó que otros mercados históricos o tradicionales para el crudo argentino, como Chile y Estados Unidos, quedaran relegados a manos del dragón oriental (Bolinaga, 2017; Marchetti, 2017).

Con respecto al *downstream* del sector gasífero, el capital accionario de las licenciatarias de transporte y distribución sufrió algunos cambios. Cambiando su nombre a Ecogas, la Distribuidora de Gas del Centro pasó a manos de la italiana Ente Nazionale Idrocarburi (ENI) y la estadounidense E.ON, en tanto que la española Gas Natural FENOSA vendió en 2008 parte de su participación en Gas Natural BAN a la argentina Chemo (grupo Sigman). Por su parte, Litoral Gas pasó a ser controlada por International Power, el grupo Techint y la francesa Engie, resultado de la fusión de Gas da France con Suez-Tractebel. A través de su filial local GN Holding, el grupo español Naturgy se incorporó junto a Cartellone, GASCO y Gascart al capital de Gasnor, mientras que GASNEA sumó como accionista a un grupo perteneciente a Uturbey, hermano del gobernador de la provincia de Salta. En el caso de Metrogas, hasta 2011 el control fue compartido entre Repsol YPF y British Gas. Sin embargo, luego de la expropiación parcial de YPF, la petrolera española debió retirarse de la sociedad, con lo cual la “nueva” compañía mixta asumió la propiedad del 70% del paquete accionario de la distribuidora, quedando un 8% para la ANSES. Finalmente, también existieron cambios de manos en TGN, dado que en 2011 la malaya Petronas vendió parte de su participación en la licenciataria a la firma RPM Gas –perteneciente al grupo local Caputo–, en tanto que Soldati vendió la Compañía General de Combustibles (CGC) a Eurnekián, transfiriéndole así su participación en el consorcio transportista.

Sector gasífero

Figura n° 7. Explotación petrolífera en Vaca Muerta.
Fuente: Ministerio de Economía de la Nación.



La cuestión de los derechos de exportación y el desacople de los precios domésticos de la cotización internacional: del progresismo a la claudicación ante el capital

Donde la política hidrocarburífera neodesarrollista indiscutiblemente se distinguió de su predecesora neoliberal fue en la cuestión de los derechos o retenciones a la exportación y el desacople de los precios domésticos de las cotizaciones externas. Aun así, el proceso no fue homogéneo, sino que mostró dos momentos o ciclos claramente diferenciados: a) por un lado, el subperíodo 2002-2011, fase en la cual ambas herramientas operaron como un tipo de cambio de diferencial que permitió al Estado captar parte de los ingresos extraordinarios generados por la devaluación y desacoplar la dinámica interna de la evolución de los precios internacionales, resultando relativamente eficaz para preservar los precios de los

Retenciones

bienes domésticos y la competitividad de la economía, controlar la inflación y redistribuir el ingreso transfiriendo un importante volumen de renta petrolera a los consumidores internos (Sabbatella, 2012; Pérez Roig y Scandizzo, 2016; Serrani y Barrera, 2018); b) por el otro, el subperíodo 2012-2015, en el cual esta tendencia se invirtió a tal punto que el Estado prácticamente renunció a la apropiación de la renta exportadora y al mismo tiempo obligó a los consumidores a subsidiar y financiar a los productores de hidrocarburos mediante el pago de sobreprecios en el mercado doméstico. Ni uno ni otro momento de la política energética afectaron estructuralmente la composición ni las premisas de funcionamiento del sector, sin provocar conflicto con su contradictoria inserción en la dinámica de acumulación del modelo (Pérez Roig y Scandizzo, 2016).

Con el fin del régimen de convertibilidad y la devaluación del peso argentino, el Estado nacional se amparó en el artículo n° 6 de la Ley n° 25.561 de Emergencia y Reforma del Régimen Cambiario para captar parte de la renta exportadora de varios bienes primario-extractivos, entre ellos los hidrocarburos, y de ese modo obtener divisas con las cuales afrontar pagos de la deuda externa. Sin embargo, inicialmente el gobierno interino de Duhalde rehusó imponer derechos de exportación al sector. Aun así, el gobierno nacional debió transigir ante una denuncia penal por violación de los deberes de funcionario público, aunque fijando una alícuota de apenas el 10 % que no se hizo extensiva a las exportaciones de gas (Llorens, 2016a). Finalmente, en 2002 el Estado argentino sancionó los Decretos n° 310 y 809, los cuales elevaron las retenciones a las exportaciones al 20 % para el petróleo crudo y el 5 % para los combustibles y los demás subproductos refinados, aunque dejando exceptuadas del gravamen al gas natural y las remesas hidrocarburíferas fueguinas.

Sin perjuicio de lo anterior, la imposición de las retenciones a las exportaciones hidrocarburíferas –teóricamente vigente por un lapso de cinco años– continuó siendo fuertemente resistida por las petroleras, las cuales llegaron a amenazar con retirarse del país debido a la supuesta vulneración de su “derecho” a exportar libremente sin pagar impuestos. Este argumento era poco creíble, teniendo en cuenta que en ese momento Pan American Energy, por ejemplo, obtenía de Argentina y Brasil el 71,4 % de su producción mundial de hidrocarburos y que Repsol y Petrobras expoliaban del subsuelo nacional el 61 % y el 40 % de su producción total de gas natural, controlando, en el caso del petróleo, el 73 % y el 60 %, respectivamente. Fracasada esa tentativa, las compañías petroleras integradas se decantaron por la estrategia de capitalizar la alícuota diferencial entre el crudo y los subproductos aumentando las ventas externas de los segundos y desacelerando las remesas del primero (De Dicco, 2004b; Cacace y Morina, 2008; Farfaro Ruiz y Bil, 2012; Sabbatella, 2012, 2014; Barrera, 2013; Morina y Cacace, 2014; Palma y Cantamutto, 2016; Gómez Lende, 2018; Serrani y Barrera, 2018).

Precio internacional

Conforme el precio internacional del petróleo aumentaba debido a la escalada en las tensiones geopolíticas internacionales derivada de las invasiones estadounidenses a Afganistán e Irak luego del atentado terrorista de septiembre de 2001, el gobierno argentino, ya en manos de Kirchner, modificó el esquema de retenciones original. En mayo de 2004, la Resolución n° 337 elevó el gravamen al 25 % para el petróleo crudo, en tanto que el Decreto n° 645/04 introdujo retenciones del 20 % para el gas natural. En agosto de ese mismo año, la resolución n° 532/04 incorporó una sobretasa móvil basada en la evolución de la cotización del barril WTI. Así, si el precio del barril fluctuaba entre 32 y 35 dólares, el gravamen adicional era del 3 %; si oscilaba entre 35 y 37 dólares, se le añadía un 6 % al derecho fijo de exportación; si variaba entre 37 y 39 dólares, se agregaba un 9 %; si el barril se mantenía entre los 39 y los 41 dólares, la alícuota adicional era del 12 %; si fluctuaba entre 41 y 43 dólares, se añadía un 15 % a la retención; si oscilaba entre 43 y 45 dólares, la escala móvil alcanzaba el 18 %; y si finalmente el precio del barril WTI superaba la barrera de los 45 dólares –cosa que efectivamente sucedió–, la alícuota era del 20 %. Como resultado, en la práctica los dere-

chos totales de exportación –es decir, la suma de la retención fija y móvil– para el crudo fueron del 45 % (Barneix, 2012; Farfaro Ruiz y Bil, 2012; Sabbatella, 2012, 2014). Dado que las retenciones a las remesas de naftas y otros subproductos se mantuvieron sin cambios (5 %), esta política consolidó la caída de las exportaciones de petróleo sin procesar e incentivó una mayor comercialización de derivados, nicho este último que se tornó muy lucrativo para las compañías petroleras debido a la combinación de precios internacionales en alza y derechos de exportación muy bajos (Cacace y Morina, 2008).



Figura n° 8. Planta procesadora de gas.
Fuente: Ministerio de Economía de la Nación.

A medida que el precio internacional del crudo aumentaba hasta rozar en 2008 su máximo histórico de 150 dólares por barril, el régimen de derechos de exportación sufrió nuevas modificaciones. A mediados de 2006, las exportaciones de petróleo y gas fueguino fueron alcanzadas por primera vez por el gravamen (Cacace y Morina, 2008; Morina y Cacace, 2014). Poco después, en enero de 2007, el gobierno nacional promulgó la Ley n° 26.217, que prorrogaba por cinco años la vigencia de las retenciones a las remesas hidrocarburíferas para, de ese modo, preservar el superávit fiscal; paralelamente, la resolución n° 394/07 instauró un nuevo esquema, conforme al cual los derechos de exportación dejaban de tener un componente fijo y otro variable y pasaban a unificarse. El gravamen continuaba siendo del 45 % mientras la cotización del barril WTI fluctuara entre 45 y 60,98 dólares y debía redefinirse en un plazo de 90 días si caía por debajo de ese piso, en tanto que, si el precio externo rebasaba (sin importar en qué medida) la barrera de los 60,98 dólares, el valor efectivamente percibido por las compañías privadas quedaría congelado en 42 dólares por barril, quedando el diferencial en manos del Estado (Barneix, 2012; Farfaro Ruiz y Bil, 2012; Sabbatella, 2012, 2014).

Sin embargo, en la práctica esto no ocurrió debido a la política de subsidio al capital privado instaurada por el gobierno. Si cumplían con una serie de metas de producción, las petroleras pasaban a usufructuar un crédito fiscal adicional, equivalente a 28 dólares por barril, con lo cual el precio realmente captado por las compañías privadas no era de 42 dólares por barril, sino de 70 dólares (Morina y Cacace, 2014). No menos importante, el nuevo sistema beneficiaba a las petroleras con operaciones en Neuquén y Tierra del Fuego en desmedro de las localizadas en el Golfo de San Jorge, permitiéndoles captar una renta diferencial, dado que los 42 dólares fijados como techo para la apropiación privada de la renta exportadora correspondían al valor del barril de crudo Escalante, de menor calidad, contra los casi 50 dólares del Medanita neuquino y los casi 56 dólares del Hidra fueguino (Cacace y Morina, 2008).

Nuevo régimen de retenciones

El Estado nacional también avanzó sobre la renta exportadora gasífera, aumentando los derechos de exportación al 45 % en 2006 (resolución n° 534/06) y llevándolos al 100 % en 2008 (resolución n° 127/08). Paradójicamente, esta política estuvo destinada a cubrir la brecha existente entre los precios de exportación e importación del gas natural, que se había ampliado debido a los costos adicionales introducidos por las renegociaciones del convenio celebrado entre Bolivia y Argentina para la compra del gas proveniente del vecino país (Barneix, 2012; Farfaro Ruiz y Bil, 2012; Sabbatella, 2012, 2014). A diferencia de los esquemas que lo precedieron, el nuevo régimen de derechos de exportación para el sector hidrocarburífero también se hizo extensivo a todos los derivados del petróleo, incluidas naftas, gasoil, fueloil, gas licuado, combustibles para aviación y lubricantes, que estaban gravados con un 5 % y pasaron a sufrir casi la misma alícuota que el crudo (Barneix, 2012), con un piso de retención fija del 45 % nominal y del 31 % real (Espósito, 2009). Según este último autor, la resolución n° 394/07, al gravar indiscriminadamente a todos los subproductos en lugar de hacerlo sólo con aquellos que demandaba el mercado doméstico (fueloil, nafta común de bajo octanaje) para así inducir a las empresas a venderlos a un precio desacoplado de la cotización internacional, desarticuló el normal funcionamiento de las refiné- rías, pues (dada su limitada capacidad de almacenamiento) las obligó a exportar el 25 % de su producción a precios inferiores al costo de la materia prima –el petróleo crudo– (Espósito, 2009).

Bajo este nuevo esquema, en 2011 los derechos de exportación impuestos al sector hidrocarburífero volvieron a ser objeto de una nueva prórroga de cinco años. Dada la constante ampliación de la brecha entre el aumento de la demanda interna y la caída de la extracción, los recursos obtenidos por la recaudación de retenciones –que originalmente buscaban desalentar las exportaciones para reorientar la oferta hacia la satisfacción del consumo interno– fueron redirigidos a paliar –como veremos más adelante– las crecientes erogaciones del Estado para importar combustibles líquidos y gaseosos y así garantizar el abastecimiento del mercado doméstico (Sabbatella, 2012).

Figura n° 9. Reconstrucción de la refiné- ría de coque de YPF en Ensenada, 2013. Fuente: Sitio oficial de Cristina Fernández de Kirchner.



Renacionalización parcial de YPF

Sin embargo, ese avance estatal sobre la renta hidrocarburífera fue efímero y quedó trunco a partir de 2012, cuando la renacionalización parcial de YPF coincidió con el comienzo del ciclo descendente de la cotización internacional del petróleo y el Estado nacional modificó su política en la materia para apuntalar la rentabilidad del capital concentrado del sector (Gómez Lende, 2018). En ese año, el gobierno de Fernández de Kirchner implementó un nuevo esquema de retenciones a las exportaciones de hidrocarburos basado en un sistema más complejo de valores de corte y referencia que fue utilizado para la proyección de los precios internos y el cálculo de las gabelas aduaneras impuestas al sector. El flamante régimen eliminó la citada compensación de 28 dólares y elevó el valor de corte

nominal a 70 dólares, aunque este último sólo regía si el precio externo del barril superaba los 80 dólares, en tanto que si éste caía por debajo de este umbral, el derecho de exportación continuaba equivaliendo al 45 % del precio neto (Morina y Cacace, 2014). Esto implicó que el Estado resignara parte de sus ingresos a favor de las empresas y tendiera a equiparar el nivel de rentabilidad entre el petróleo de exportación y el crudo para consumo local (Pérez Roig y Scandizzo, 2016).

Dichas modificaciones fueron refrendadas en enero de 2013 por la resolución n° 1/2013, que ratificó esos valores de corte y referencia para el petróleo crudo, determinando que, cuando este último fuera superado por el precio internacional, la empresa exportadora quedaría sujeta a una retención igual a la diferencia entre el valor de corte y el precio internacional. Siguiendo esa tesitura, en octubre de 2014 la resolución n° 803/14 volvió a modificar el régimen de retenciones a las remesas de crudo, estableciendo que, cuando el precio internacional fuera menor a los 80 dólares y mayor o igual a los 70 dólares por barril, la retención sería del 13 %, disminuyendo al 11,5 % si la cotización externa oscilaba entre 75 y 70 dólares y retrocediendo al 10 % si el precio de exportación era inferior a 70 dólares. Esta política de preservación de la rentabilidad del capital de las grandes compañías petroleras se acentuaría aún más un año después cuando, en plena caída de la cotización internacional del barril, la resolución n° 1.077/14 dispuso que, si el precio del crudo BRENT fuera inferior a los 71 dólares, los derechos aduaneros se reducirían a la irrisoria cifra de apenas el 1 %. Si bien la nueva normativa determinaba que, si la cotización internacional igualaba o superaba dicha cifra, la retención efectuada por el Estado incluiría la totalidad del diferencial entre el precio de corte y el valor internacional (Einstoss Tinto, 2016; Einstoss, 2020), esto último nunca ocurrió, pues éste continuó descendiendo hasta alcanzar los 46 dólares por barril.

Como resultado, el nuevo régimen de retenciones supuso una nueva claudicación del erario público ante los intereses de las grandes petroleras extranjeras y sus socios locales. De hecho, la política dispuesta entre 2013 y 2015 por el gobierno de Fernández de Kirchner benefició principalmente a Pan American Energy, la petrolera que, controlada por la inglesa British Petroleum, la china CNOOC y el grupo nacional Bulgheroni (socio y representante de los intereses de la dinastía Rockefeller en Argentina), concentraba nada menos que el 90 % de las exportaciones de crudo Escalante, el cual, al ser –por sus características técnicas– poco demandado por las destilerías locales, tiene casi como único destino el mercado mundial (Llorens, 2016a).

Redistribuciones estatales y producción política de rentabilidad: de los programas de subsidios y exenciones fiscales al capital petrolero al precio sostén del “barril criollo”

Buscando incentivar la inversión en exploración y extracción de hidrocarburos y el aumento en la elaboración de subproductos, el Estado instauró sendos programas destinados a subsidiar o, más bien, “premiar” anticipadamente a las empresas por futuros, hipotéticos y eventuales aumentos en la producción de gas natural, petróleo crudo y productos refinados, pagando precios situados muy por encima de los valores de referencia por los hidrocarburos “nuevos”, es decir, aquellos que fuesen extraídos de áreas no explotadas al momento de promulgarse la normativa (Gómez Lende, 2018).

El primer paso dado en ese sentido fue la sanción, en 2006, de la Ley n° 26.154 de Regímenes Promocionales para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, la cual estipuló una serie de generosos beneficios fiscales para incentivar la prospección y extracción en la plataforma continental de cuencas sedimentarias ya en producción, así como de otras que aún no habían comenzado a ser explotadas. El Estado garantizó beneficios fiscales tales como la exención del IVA, el Impuesto a las Ganancias y a la Ganancia Mínima Presunta y los derechos de importación, así como la prórroga de las concesiones por diez años adicionales.

Ley n° 26.154

Sin embargo, no tuvo la repercusión esperada, probablemente debido a que las empresas que se acogieron al programa estaban obligadas a asociarse con ENARSA (Cacace y Morina, 2008; Sabbatella, 2009, 2012; Aranda, 2015). Aun así, por un lapso de diez años la Ley n° 26.154 otorgó a las petroleras inéditos privilegios impositivos por un total de 1.500 millones de dólares, cifra equivalente a más de la tercera parte de la renta petrolera que el Estado y las provincias captaron en 2005 (Cacace y Morina, 2008).

Plan Gas Plus

Otros hitos en la materia fueron los planes Gas Plus (resolución n° 24/08) y Petróleo Plus y Refino Plus (Decreto n° 2.014/08), creados en 2008 para estimular las inversiones en exploración, explotación y refinación, incorporar nuevas reservas hidrocarburíferas y aumentar la producción de crudo, naftas y gasoil. Orientado a subsanar los problemas de abastecimiento que implicaron los sucesivos incumplimientos por parte de Bolivia del contrato de importación de gas natural –el Ministerio de Hidrocarburos del vecino país había indicado que para 2009 y 2010 sólo podía suplir el 31 % y el 37 % de lo pautado en los contratos con Argentina–, el plan Gas Plus garantizaba la libre comercialización del gas proveniente de áreas sin explotación, reservorios explotados que tuvieran características geológicas singulares (*tight gas*), o bien zonas que no registraran producción desde 2004 o hubieran incorporado nuevos yacimientos a los depósitos en operación. Los principales incentivos que contemplaba el programa se referían al reconocimiento de mayores precios para la producción adicional del gas natural comercializado directamente entre las petroleras y los grandes usuarios, así como al hecho de que ese “gas nuevo” no quedaba sujeto a las cláusulas del Acuerdo con los Productores de Gas Natural vigente para 2007-2011. En esta ocasión, las petroleras privadas se sumaron masivamente al plan, encabezadas por Repsol YPF, en ese momento la principal productora de gas del país (Barneix, 2012; Sabbatella, 2012).

Figura n° 10. La presidenta Cristina Fernández inaugura en Ensenada una planta de hidrodesulfuración de YPF, 2012.
Fuente: Casa Rosada.



Plan Petróleo Plus

Por su parte, el plan Petróleo Plus incluía una miríada de incentivos fiscales, reintegros impositivos y certificados de crédito fiscal transferibles que, aplicables al pago de retenciones –es decir, podían ser deducidos de los montos efectivamente pagados en concepto de derechos de exportación–, eran otorgados a aquellas empresas que incrementaran sus niveles de producción y reservas, incorporaran nueva tecnología a la operación de los yacimientos en actividad y realizaran obras para la exploración y explotación de nuevos reservorios. Similar tesitura siguió el programa Refino Plus que, articulado con el anterior, pretendía ampliar la capacidad ociosa de procesamiento –que venía estancada desde los años setenta– mediante incentivos fiscales dirigidos a la construcción de nuevas refinerías y la ampliación de las preexistentes, especialmente en lo referido a la producción de gasoil y nafta súper (Barneix, 2012; Sabbatella, 2012).

Contemplando, asimismo, un régimen especial de beneficios que tuvo como principales destinatarios a los pequeños refinadores no integrados, esta suerte de socialización del riesgo empresario y externalización de parte de los costos privados al erario público lejos estuvo de alcanzar los objetivos proclamados. Renuentes a realizar inversiones genuinas, las empresas se limitaron a explorar áreas con reservas comprobadas ya descubiertas por YPF durante su etapa estatal, mientras que el costo del barril de crudo pagado por las refinerías, lejos de descender, se duplicó entre 2008 y 2012 –pasó de 35 a 70 dólares– debido a la reducción de los saldos exportables. Insumiéndole al Estado la friolera de 1.752 millones de dólares que tenían como principales beneficiarios a la angloargentina Pan American Energy, la española Repsol YPF y su controlada Pluspetrol, la china Occidental-Sinopec, la francesa Total Austral, la chilena ENAP-Sipetrol y la brasileña Petrobras, los planes Petróleo Plus y Refino Plus fueron definitivamente suspendidos en enero de 2012 debido a sus magros resultados (Barneix, 2012; Sabbatella, 2009, 2012, 2014).

En la práctica, los subsidios otorgados no se limitaban a los hidrocarburos vendidos en el mercado interno, sino que alcanzaban también a las exportaciones, pues el Estado permitía a petroleras y refinadoras continuar remesando crudo y combustibles al exterior a cambio de garantizar un adecuado nivel de reposición de reservas de petróleo y gas, otorgándoles toda suerte de exenciones y créditos fiscales, reintegros impositivos y reducciones en el impuesto a las ganancias (Lahoud, 2013). De hecho, la resolución n° 438/12 había otorgado compensaciones económicas situadas en el orden de los 28 dólares por barril de crudo a las empresas exportadoras cuya producción diaria rebasara los 1.300 m³ en 2011 y a las compañías que, aun hallándose por debajo de ese umbral, realizaran ventas ocasionales de crudo en el exterior (FARN, 2018). Suspendidas a inicios de 2012, esas compensaciones a las exportaciones fueron restituidas retroactivamente a mediados del mismo año y prorrogadas hasta 2015 (Llorens, 2016a).

Otro ejemplo digno de mención es el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural –vulgarmente conocido como Plan Gas–, que a partir de finales de 2011 reemplazó al programa Gas Plus e implicó el pago a las empresas de sobreprecios con fondos del Tesoro Nacional a cambio del “gas nuevo” –esto es, el gas adicional al ya extraído por las compañías, resultante de nuevos esfuerzos de exploración/explotación– (Gómez Lende, 2018). Inéditos en la historia energética argentina, estos subsidios, que sólo en 2014 ascendieron a 1.500 millones de dólares anuales (InfoSur, 2016), acumularon durante el cuatrienio 2013-2016 erogaciones del Tesoro Nacional por 6.726 millones de dólares (Einstoss, 2017), cifra que equivale a admitir que el Estado cubrió con fondos públicos el 60 % de las inversiones totales ejecutadas durante el citado subperíodo para la exploración y la explotación de hidrocarburos no convencionales (FARN, 2018). Es importante señalar que el Plan Gas estuvo salpicado por frecuentes denuncias de fraude: dado que el “gas viejo” debía pagarse a razón de 2,50 dólares por millón de BTU, mientras que el “gas nuevo” percibía 7,50 dólares por unidad de medida, ciertas compañías se habrían apropiado ilegalmente de fondos públicos vendiéndole al Estado “gas viejo” pero haciéndolo pasar por “gas nuevo” para quedarse con el jugoso diferencial (IAE, 2016).

Peor aún, durante los últimos años neodesarrollistas la sistemática caída de la cotización internacional del crudo condujo a la implementación de una inédita política para el sector hidrocarburífero argentino: la instauración de precios mínimos o precios sostén, conocidos coloquialmente en la jerga de la actividad como “barril criollo”. Con el pretexto de mantener los niveles de extracción, estimular el aumento de la producción y asegurar el abastecimiento interno evitando recurrir a las importaciones masivas de crudo, la política de reducción de los derechos de exportación fue acompañada por la fijación, en 2014, de un precio móvil para la comercialización interna del crudo liviano (77 dólares por barril) y pesado (63 dólares por barril) (Serrani y Barrera, 2018; Einstoss Tinto, 2016;

Plan Gas

Precios mínimos



Figura n° 11. Barril de la empresa YPF.

Subsidios estatales

Einstoss, 2020), medida que ya había sido anticipada en 2010 con la aceleración del precio de los combustibles (Serrani y Barrera, 2018) y en 2012 por las subas de más del 100% en las naftas y el gasoil de YPF (Pérez Roig y Scandizzo, 2016).

Dejó de tomarse como referencia al precio internacional WTI –que venía descendiendo desde 2010 debido al exceso de oferta en el mercado norteamericano–, pasando a cumplir esa función la cotización del BRENT –que pasó a rebasar a la del crudo estadounidense–. Peor aún, no se tomaba como precio internacional de referencia al BRENT propiamente dicho, sino que a esa cotización se le sustraían 8 dólares, con lo cual el margen de ganancia para las compañías era mayor (Einstoss, 2020).

Legitimado por la ya mencionada Resolución n° 1.077/14, este cambio sirvió para justificar la disminución de las retenciones a las exportaciones y la implementación de un precio sostén en el mercado interno que resultó extremadamente redituable para el comportamiento oportunista del sector privado, que en 2015 pasó a percibir en el mercado interno cotizaciones promedio de 68 dólares por barril, esto es, un 52,8% por encima de la media “internacional” de 44,5 dólares (Einstoss, 2020). Asimismo, vale la pena señalar que en 2014, año en el que fue implementado el “barril criollo”, los costos totales de producción promedio del petróleo argentino oscilaban entre los 8 y los 12 dólares por barril (Morina y Cacace, 2014), con lo cual el sustancioso margen del que ya se apropiaban las compañías vendiendo el crudo a precio internacional pasaba, en el peor de los casos (costos de 12 dólares por barril), de 32 a 56 dólares por unidad.

Por si fuera poco, las petroleras usufructuaron un fuerte incremento de los subsidios directos a la producción (408 millones de dólares) y a las exportaciones (49 millones de dólares) que el gobierno otorgó con el pretexto de apuntalar la rentabilidad del sector (Serrani y Barrera, 2018). Esto obedeció a la instauración, en 2015, de un nuevo precio sostén promedio de 70 dólares por barril y el posterior aumento de este valor a 75-80 dólares por barril. Justificada por el desplome de la cotización internacional, que entre mediados de 2014 y abril de 2015 había retrocedido de una franja de 100-110 dólares a sólo 60-65 dólares (Pérez Roig y Scandizzo, 2016), esta política se fundamentó en la creación del Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo (Resoluciones n° 14/15 y 33/15). El flamante programa otorgó un subsidio de hasta 3 dólares por barril para las empresas que mantuvieran o elevaran su producción trimestral de crudo, con lo cual el precio de venta en el mercado interno trepaba a 84 dólares por barril para el petróleo tipo Medanito y a los 70 dólares por barril para el Escalante. También concedió una compensación de 2 dólares por barril a las compañías que remesaran al exterior crudo que por sus características técnicas no pudiera procesarse en el país, abonando 3 dólares por barril a las empresas que además aumentarían su promedio trimestral de exportación (Sabbatella y Burgos, 2018).

La principal beneficiaria de esa última política fue –una vez más– Pan American Energy, segunda productora y primera exportadora de crudo del país, con base de operaciones en el yacimiento Cerro Dragón, en la cuenca del Golfo San Jorge. Junto a otras petroleras, la empresa vinculada al grupo argentino Bidas/Bulgheroni, la inglesa British Petroleum y la china CNOOC se vio beneficiada, además, por la restitución, a fines de 2015, de los reembolsos a las exportaciones por puertos patagónicos (Decreto n° 2.229/15) (Llorens, 2016a), que habían sido eliminados en 2006. En esta ocasión, dichos reintegros tuvieron alícuotas superiores a las del pasado –entre el 8% y el 13% del valor exportado–.

Es importante señalar que algunas fuentes sugieren que el radical giro dado en su política petrolera por parte del gobierno argentino y su obstinado interés por congraciarse tanto con Chevron como con Pan American Energy puede haber obedecido a la necesidad de superar los adversos reveses que había sufrido a manos de las demandas judiciales de los “fondos-buitre” que no habían ingresado a los programas de canje y reestructuración de la deuda externa argentina (Llorens, 2016a).

Gracias a esta política de precios subsidiados al capital (Farfaro Ruiz y Bil, 2012), todas las petroleras con operaciones en el país –encabezadas por la mixta YPF, las extranjeras Pan American Energy, Pluspetrol, Sinopec, Chevron, Petrobrás y Total Austral y las nacionales Entre Lomas, Tecpetrol y CAP– recibieron en 2015 más de 2.300 millones de dólares sólo por este concepto (InfoSur, 2016), monto equivalente al 60 % de la renta hidrocarburífera que, según cálculos de Einstoss Tinto (2016), había sido captada por el Estado nacional el año anterior –3.805 millones de dólares– (Gómez Lende, 2018). Cabe agregar que el *lobby* corporativo para que el Estado nacional aumentara el precio del gas y el crudo fue reforzado por las presiones de los gobiernos de las provincias petroleras, que buscaban ampliar sus ingresos en concepto de liquidación de regalías hidrocarburíferas. Como veremos luego, estas alzas en el precio doméstico del petróleo se trasladaron a los consumidores, con lo cual la población absorbió gran parte del impacto de esa política regresiva y se convirtió en la variable de ajuste que subsidió el aumento de la renta empresarial y los erarios provinciales (Gavaldá y Scandizzo, 2012).

Como resultado, los subsidios energéticos en general aumentaron un 7.325,7 % entre 2005 y 2014, pasando de 2.020 a más de 150.000 millones de pesos y llegando así a representar el 60,6 % de los subsidios económicos estatales, el 12,3 % del gasto público y el 75 % del déficit fiscal (ASAP-IAE, 2015; Einstoss Tinto, 2016). Sumando sólo en 2015 la friolera de 18.961 millones de dólares, estas transferencias monetarias del Tesoro Nacional a las arcas privadas pasaron de absorber el 0,56 % del PBI en 2006 a acaparar el 3,51 % en 2014; pormenorizando en cada subsector, el peso de los subsidios a la distribución de gas natural y GLP pasó del 0,1 % del PBI en 2004 al 1,4 % en 2014, mientras que las subvenciones otorgadas a la extracción de petróleo oscilaban entre el 0,1 % y el 0,2 % de dicho indicador, aumentando un 2.039 % (Arelovich *et al.*, 2015; Serrani y Barrera, 2018; SGE, 2019).



Figura nº 12. Yacimiento gasífero.
Fuente: Ministerio de Economía de la Nación.

Como consecuencia de todo lo previamente señalado, la lógica de transferencia de ingresos entre productores y consumidores de hidrocarburos se trastocó por completo. Si en 2011, por ejemplo, el valor de comercialización del barril de crudo en el mercado interno era un 37 % inferior al precio internacional, en 2015 esa relación se invirtió, a tal punto que la cotización interna rebasó en casi un 40 %

al precio externo. Así, en síntesis Argentina no sólo se convirtió en el único país del mundo con precios sostenidos y subsidios de esta índole, sino también en uno de los pocos donde el valor de la nafta subía cuando el precio externo del crudo se desplomaba (InfoSur, 2016; Cabot, 2016).

Como resultado, las refinerías y los consumidores, que durante la segunda mitad de la década de 1990 se apropiaban de entre el 6% y el 11% de la renta petrolera y habían llegado a captar entre el 21% y el 27% en los primeros años neodesarrollistas (Mansilla, 2007), pasaron a tener en 2015 un papel mucho más marginal; de hecho, en ese año la distribución de la renta llegó a mostrar la anomalía estadística –explicable por las transferencias operadas a través del mentado “barril criollo”– de que las petroleras que operaban en el *upstream* se apoderaban de más del 100% de ella, en tanto que las refinadoras y los consumidores exhibían una participación de signo negativo en dicho reparto por pagar el barril a un precio superior al internacional (Einstoss, 2020).

Inicialmente, las deudas que las refinadoras no integradas –es decir, aquellas que sólo operan en el *downstream* y no pertenecen a empresas con intereses simultáneos en otros eslabones de la cadena de acumulación– fueron acumulando con las compañías productoras de petróleo habían ascendido a valores exorbitantes durante el ciclo de alza del precio internacional del crudo y colapsaron en 2004-05 (Espósito, 2009), con lo cual muchas de ellas salieron del mercado y fueron absorbidas por sus competidores. Esto se acentuó a raíz de la instauración del “barril criollo”: muchas refinerías quedaron al borde de la quiebra debido a que las petroleras integradas les vendían el crudo al mismo precio que abonaba el Estado, pero cuando las primeras intentaban insertar los combustibles elaborados en las bocas de expendio de las segundas recibían de éstas un precio equivalente a la cotización internacional, es decir, a casi la mitad de los 67 dólares por barril que inicialmente les cobraron por la materia prima (Cabot, 2016). Esto se hizo extensivo incluso a las grandes refinadoras de capitales extranjeros, como ESSO y Shell, para las cuales la rentabilidad, si bien fue positiva, resultó mucho menor a la obtenida durante el modelo neoliberal debido a que el costo del barril adquirido en el mercado local aumentó por encima del precio final de los derivados que comercializaban (Serrani y Barrera, 2018). La situación fue menos halagüeña para Refinor –que contaba con una pequeña red de estaciones de expendio de combustible– y la neuquina Más Energía, situada en el corazón de Vaca Muerta (Cabot, 2016).

Precios del gas natural

A propósito de la diametral inversión de la lógica de transferencia de ingresos entre productores y consumidores de hidrocarburos, otro hito a considerar de los impactos del modelo neodesarrollista en la materia fue la política de precios impulsada por el gobierno nacional para el gas natural y otros combustibles. Luego de la devaluación de 2002, la Ley n° 25.561 puso fin a la desregulación de los precios del gas natural, los combustibles y otros subproductos y los desacopló –derechos de exportación mediante– de la volatilidad de los valores internacionales. Inicialmente, esta política fue resistida por las petroleras, que se vieron perjudicadas por la pesificación o desdolarización de sus ingresos en el mercado interno –especialmente en lo que atañe al gas natural en boca de pozo, su transporte y distribución–, las decisiones unilaterales promovidas por el gobierno nacional para atemperar las consecuencias de la inflación y asegurar el abastecimiento doméstico y los acuerdos de precios pactados con las compañías.

Ejemplos de lo anterior fueron el Convenio de Estabilidad para el Suministro de Gas Oil (Decreto n° 652/02), la rúbrica de las Bases para el Acuerdo entre Productores y Refinadores para la Estabilidad de Precios de Petróleo Crudo y de las Naftas y el Gas Oil (resolución n° 85/03) –que determinó un precio fijo para el barril de crudo local–, el artículo n° 8 de la ya citada Ley n° 25.541 –que dejó sin efecto la indexación de las tarifas de servicios públicos, congelando los precios del gas natural para usuarios energéticos, residenciales e industriales– y el Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Pre-

cios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (Decreto n° 181/04, Resolución n° 208/04). Posteriormente, el Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011 (Resolución n° 599/07) seguiría esa misma tesitura, estipulando que, en caso de existir dificultades en el abastecimiento interno, la oferta hidrocarburífera podía ser reorientada al mercado doméstico, empezando por los volúmenes exportables de las empresas que no rubricaron el convenio (Kozulj, 2005, 2007; Sabbatella, 2012). El congelamiento de tarifas residenciales e industriales le valió al Estado argentino demandas ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias en Inversiones (CIADI, del Banco Mundial) por parte de las compañías distribuidoras “damnificadas”, las que llegaron incluso al extremo de cuestionar la decisión de haber salido de la convertibilidad devaluando el peso (Kozulj, 2005, 2007).

Aunque sigilosamente la Resolución n° 208/04 había desregulado nuevamente la tarifa para los usuarios interrumpibles y fijado un sendero de precios para el gas natural que preveía valores para 2006 muy similares a los de 1993-94 (alrededor de 1 dólar por BTU), las compañías respondieron a la sucesiva prórroga de la pesificación de las tarifas con una restricción en la oferta (Kozulj, 2005). Como resultado, en agosto de 2005 el *lobby* corporativo finalmente triunfó y el gobierno argentino liberalizó y dolarizó nuevamente el precio del gas en boca de pozo, permitiéndoles a las distribuidoras gasíferas y las generadoras eléctricas trasladar ese costo adicional a todos los usuarios –excepto los residenciales– (Barneix, 2012). Peor aún, entre noviembre de 2012 y enero de 2013 el gobierno nacional volvió a aumentar el precio del gas en boca de pozo, esta vez un 200 %, hecho que sugestivamente coincidió con la renacionalización parcial de YPF y la firma del acuerdo entre esta compañía y la estadounidense Chevron para la explotación de Vaca Muerta, teniendo como propósito seducir a los inversores extranjeros para alentar la extracción de recursos no convencionales (Svampa y Observatorio Petrolero Sur, 2014a; Pérez Roig y Scandizzo, 2016).



Figura n° 13. Transporte de gas licuado de petróleo.
Fuente: Ministerio de Economía de la Nación.

En el *downstream*, en cambio, los precios pagados por los consumidores se situaron por debajo del estándar mundial. En lo que atañe a naftas y gasoil, eran entre un 40 % y un 70 % inferiores a los que entonces regían en Estados Unidos (Farfaro Ruiz y Bil, 2012). Con respecto al gas, los planes Energía Plus y Energía Total se orientaron a priorizar el suministro de gas a los hogares. Para ello, la primera medida fue la prórroga, en 2010, del Fondo para el Consumo Residencial de Gas creado en 2002 por la Ley n° 25.565, extendiendo su vigencia por nueve años más (Ley n° 26.546). Dicho fondo imponía tarifas diferenciales inferiores al precio

nominal de mercado a los usuarios de gas natural Gas Licuado de Petróleo (GLP) envasado y a granel y gas no diluido de propano y era financiado con recargos de hasta el 7,5 % sobre el valor del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte y gravámenes aplicados a las facturas de todos los usuarios residenciales del país (FARN, 2018). Como resultado, el gas natural, que en la década de 1990 se movía siguiendo la cotización vigente en el mercado interno estadounidense y representaba entre la mitad y casi dos tercios de aquella, se mantuvo muy por debajo del umbral de referencia vigente en la plaza norteamericana a lo largo de todo el neodesarrollismo (10,7 dólares contra 88 dólares por BEP en 2002, 15,2 dólares contra 65,6 dólares por BEP en 2014) (Serrani y Barrera, 2018). Sin embargo, una mirada más atenta de estas cifras revela que, debido a la desregulación, dolarización e incremento del valor del gas en boca de pozo dispuestos en 2005 y 2013, respectivamente, el precio doméstico duplicó su peso sobre la cotización estadounidense, pasando del 12,2 % en 2002 al 23,4 % en 2014.

Lo anterior no impidió que, al igual que el *upstream*, el *downstream* también recibiera beneficios estatales asociados a la política de precios y tarifas. Ejemplos de ello fueron las compensaciones tarifarias para el consumo residencial de gas natural en zonas consideradas “prioritarias”, como la Puna, el sur mendocino (departamento de Malargüe) y las provincias patagónicas, y el subsidio para el consumo residencial de gas licuado de petróleo (gas envasado o garrafa) por parte de sectores de bajos recursos sin acceso a la red de gas natural. En el primer caso, las distribuidoras o subdistribuidoras zonales de gas natural y gas licuado de petróleo de uso domiciliario percibieron subsidios por la aplicación de tarifas diferenciales a los consumos residenciales, mientras que el segundo se refirió a la comercialización a precios inferiores a los valores de mercado de cilindros, garrafas o gas licuado de petróleo, gas propano comercializado a granel y otros para uso domiciliario en dichas áreas geográficas. Sólo en 2013, estas compensaciones sumaron 4.000 millones de pesos (Lombardi *et al.*, 2014) y sus adjudicatarios fueron Camuzzi Gas del Sur, Camuzzi Gas Pampeana, Distrigas, Distribuidora de Gas Cuyana, Hidrocarburos del Neuquén, Tecnogas, Coopetel El Bolsón, Gasnor, YPF Gas, Sartini Gas y Gas Austral, entre otras (FARN, 2018).

Otro caso fue el del Plan de Abastecimiento de Combustibles Líquidos (gas licuado de petróleo, gasoil, fueloil, naftas, etc.), que si bien apuntaba a favorecer a los usuarios residenciales sin acceso a la red de gas natural, en la práctica implicó subsidios directos a la oferta más que a la demanda de los sectores sociales más postergados (Lahoud, 2013). A lo anterior se le sumó la millonaria asistencia económica otorgada en 2015 a las distribuidoras de gas natural de todo el país para asegurar la normal prestación del servicio en tanto continuara el congelamiento tarifario (ASAP-IAE, 2015).

Las dinámicas del sector hidrocarburífero argentino: extracción, exploración, exportaciones y reservas

Corroborando el aserto de Morina y Cacace (2014), el esfuerzo exploratorio y la extracción exhibieron niveles fuertemente decrecientes, profundizando así el legado dejado por las reformas neoliberales de los años noventa. Entre 2002 y 2011, la producción de petróleo cayó un 24 %, acumulando en el trienio 2013-15 una caída de entre el 36,3 % y el 40 % (alrededor de 30 millones de m³) respecto del máximo histórico alcanzado en 1998 (49,1 millones de m³) (Morina y Cacace, 2014; Serrani y Barrera, 2018; Gómez Lende, 2018), registrando en el último año neodesarrollista una productividad (medida como promedio de extracción por pozo perforado) un 75 % inferior a la reportada en 1999 (Torroba, 2019).

La inyección de capitales que supuso la penetración del capital chino en Pan American Energy rápidamente determinó que en 2011 esta compañía se convirtiera en la segunda productora hidrocarburífera del país: acaparando el 19 % del crudo y el 13 % del gas natural extraído, respectivamente, el conglomerado sinoa-

ngloargentino explicaba –junto a Repsol-YPF (32%)– el 51 % de la producción petrolera obtenida en ese mismo año, concentrando junto a la expetrolera estatal (23 %) y la francesa Total Austral el 76 % de la extracción gasífera. La estructura oligopólica del sector se completaba con la los volúmenes explotados por la estadounidense Chevron, la brasileña Petrobras, las argentinas Pluspetrol y Tecpetrol y la china Sinopec (Barneix, 2012; Morina y Cacace, 2014). La concentración empresarial se agudizó durante los últimos años del modelo neodesarrollista, cuando la ya parcialmente expropiada YPF –luego de adquirir a la norteamericana Apache (Scandizzo y Pérez Roig, 2016)– logró elevar al 41 % su participación en la oferta de crudo, secundada por Pan American Energy (19 %), Pluspetrol (6 %), Sinopec (5 %) y Tecpetrol (4 %) (Einstoss, 2020). Así, sólo cinco firmas controlaban el 75 % del mercado, reforzando la estructura oligopólica del sector.

La caída era aún peor en lo que se refiere al horizonte de reservas, que para el caso del petróleo cayó de 14 años en 1988 a 8 años en 2006, recuperándose levemente durante el trienio posterior (11 años en 2011) (Cacace y Morina, 2008; Sabbatella, 2012).



Figura n° 14. Pozo petrolero.
Fuente: Ministerio de
Economía de la Nación.

A raíz de la sobreexplotación de las áreas en producción, la extracción de petróleo crudo a una velocidad muy superior a la de reposición de reservas y su remesa al exterior para potenciar la maximización del lucro privado, se estima que entre 1990 y 2010 se “fugó” hacia los mercados internacionales un volumen equivalente a más del 50 % de las reservas petroleras existentes en ese último año (Sabbatella, 2012; Barrera, 2013).

Paralelamente, la actividad prospectiva se tornó prácticamente inexistente. Exceptuando momentos puntuales, como el leve crecimiento registrado entre 2003 y 2006 en cuanto al número de pozos nuevos realizados (Barrera, 2013) y lo acontecido durante el trienio 2009-11, cuando la exploración representó una porción relativamente significativa de los costos empresariales (Torroba, 2019).

La decadencia se explicaba en gran medida por el comportamiento de Repsol, que entre 1999 y 2010 perforó un promedio de apenas 10-11 pozos anuales, con un mínimo de 6 en 2009 (Sabbatella, 2013; Barrera, 2013; Landriscini y Carignano, 2013). Si bien la tendencia pareció comenzar a revertirse a partir de 2012 luego de la expropiación parcial de YPF (98 nuevos pozos realizados), no logró sostenerse en el tiempo, cayendo a 83 perforaciones en 2013 y 70 pozos en 2015 (Einstoss Tinto, 2016; Einstoss, 2020).

El fracaso de la política de redistribuciones estatales fue aún más estrepitoso en el caso del gas natural. Desde 2004 en adelante, la extracción de este hidro-

Gas natural

carburo se redujo sin pausa a una tasa del 0,8 % anual, acumulando una caída del 13 % en 2011, tendencia que iba a contramano del paralelo aumento de la demanda doméstica hogareña (40,6 %), comercial (25 %), industrial/termoeléctrica (26,3 %), incrementándose en términos generales a razón de una tasa promedio del 2,4 % anual para el período 2002-2014. Para 2015, el declive de la producción gasífera se tornó aún más pronunciado, acumulando un descenso del 18 % respecto de 2002 y una caída del 20,3 % entre el año de máxima extracción del neodesarrollismo (2004, con 52,3 millones de m³, un 35,4 % más que en 1998) y el año de mínima producción del período (2013, con 41,7 millones de m³) (De Dicco, 2011; Sabbatella, 2012; Gómez Lende, 2018; Serrani y Barrera, 2018).

Reservas

Las reservas, por su parte, se desplomaron desde el horizonte de 36,7 años verificado en 1988 y 8,6 años en 1997 a apenas 7,5 años en 2005-2011. Salvo Total Austral, todas las compañías líderes del sector redujeron significativamente sus rendimientos y reservas, con caídas del 87 % para Tecpetrol, del 78,1 % para Pluspetrol, del 69,1 % para Petrobras, del 66,1 % para Repsol-YPF y del 17,8 % para Pan American Energy, en tanto que las demás compañías hicieron lo propio en –en promedio– un 56,1 % (Barrera, 2013; Pérez Roig y Scandizzo, 2016). Las operadoras justificaron su política con el pretexto de que la maduración de los yacimientos en explotación y el congelamiento del precio del gas en boca de pozo desalentaban la inversión en exploración (Landriscini y Carignano, 2013), olvidando convenientemente que en 2005 dicha cotización había sido dolarizada.

Inversiones privadas

Dado que ni TGN ni TGS expandieron las redes de transporte en los términos pautados (Cacace *et al.*, 2006), el Estado nacional una vez más apuntaló la rentabilidad privada mediante la construcción de nuevos gasoductos financiados en parte con fondos públicos (Kozulj, 2005). Sólo eso explica que entre 2002 y 2013 la red de gasoductos aumentara su extensión en un 21,7 % –pasó de 12.865 a 15.665 km– y que entre 2001 y 2010 la red de distribución de gas natural sumara a 3,6 millones de personas, expandiendo la cobertura en un 21,6 % –de 16,7 millones a 20,3 millones de habitantes– y duplicando el crecimiento demográfico intercensal (10,4 %) (Serrani y Barrera, 2018). En el *downstream* petrolero la situación tampoco fue mejor. Pese a que algunas grandes compañías integradas, como Repsol-YPF, desplazaron sus inversiones desde la fase exploratorio-extractiva hacia la venta de combustibles líquidos (naftas *premium* y gasoil, sobre todo) para pujar hacia un aumentado escalonado de los precios de su cartera de subproductos y derivados (Sabbatella, 2013), la capacidad instalada de refinación no se amplió en absoluto (Serrani y Barrera, 2018), manteniéndose estancada en torno a los 36 millones de m³/año (Espósito, 2009). Pese a los generosos subsidios otorgados por el plan Refino Plus, salvo excepciones –como las reformas para el mejoramiento y la diferenciación de la calidad de los productos (menos azufre, mayor octanaje) destinados a la exportación–, la persistente ausencia de inversiones se convirtió en un problema estructural arrastrado desde la misma privatización de la petrolera de bandera (Barneix, 2012) y potenciado por el aumento de los costos de refinación –debido a la importación de crudo para cubrir la caída de la producción doméstica– (Sabbatella, 2013) y la erosión del margen de ganancia de las compañías.

Según Espósito (2009), esto último obedeció a la ya comentada resolución n° 394/07, que afectó a tal punto al *upstream* que muchas empresas sufrieron márgenes operativos negativos del 25 %. Si bien en términos generales la capacidad de refinación fue excedentaria respecto de una demanda que rondó los 19 millones de m³/año, nuestro país continuó siendo superavitario en naftas (de bajo octanaje, fundamentalmente) y deficitario en gasoil, rubro este último que requirió importar 10 millones de m³ anuales para satisfacer el consumo doméstico. Ni los subsidios estatales ni la resolución n° 25/06 –que obligaba a las empresas a que el volumen de gasoil producido en cada año superara al suministrado en el año anterior en una proporción equivalente al crecimiento del PBI– (Espósito, 2009) sirvieron en absoluto para revertir esta situación. Como resultado, YPF logró re-

cuperar el terreno perdido en los años noventa, pues en 2012 sus refinerías explicaban más de la mitad (54 %) del crudo procesado en todo el país (Stratta, 2013).



Figura n° 15. Refinería de YPF en el Complejo Industrial de Luján de Cuyo.
Fuente: Portal educ.ar.

La combinación de la declinación del esfuerzo exploratorio, la caída de la producción primaria y el desplome de reservas se tornó crítica frente a otro factor de relevancia: las exportaciones de hidrocarburos, especialmente las de gas natural. Es cierto que los derechos de exportación contribuyeron a reducir ostensiblemente las remesas de petróleo crudo al exterior. En efecto, a lo largo del período 2002-2013 se redujeron un 85 % al pasar de 15.686.050 m³ a 2.283.526 m³, con lo cual su peso sobre la producción total se desplomó del 44 % a apenas el 7,2 % (Barneix, 2012; Morina y Cacace, 2014; Gómez Lende, 2018). Gran parte de ese retroceso obedeció al cese de operaciones del Oleoducto Trasandino, que a principios del siglo XXI explicaba el 46,2 % de las exportaciones argentinas. Pese a que en 2003 este sistema figuraba entre los 30 principales consorcios energéticos más rentables del país –de hecho, figuraba en el décimo octavo puesto, con un 30 % de ganancias netas sobre las ventas realizadas–, quedó definitivamente paralizado en 2006 por razones técnicas vinculadas al descenso de la cantidad y de la calidad de la producción, la incapacidad de la red para transportar volúmenes inferiores a los 5.000 m³ diarios y la lenta pero sostenida retirada, entre 2001 y 2004, de Repsol del consorcio que lo explotaba. Esto determinó que el petróleo antaño destinado a Chile pasara a ser drenado hacia Bahía Blanca y Luján de Cuyo (Gómez Lende, 2012). Sin embargo, esta ruptura respecto de la fase neoliberal no se materializó en el caso de los combustibles, derivados y subproductos –cuyas exportaciones aumentaron durante los primeros años del modelo neodesarrollista debido a su exclusión inicial del régimen de retenciones–, y menos aún con respecto al gas natural, respecto del cual la inercia de la lógica expoliadora prevaleció.

Si bien entre 2002 y 2011 las exportaciones argentinas de gas se redujeron a razón del 25 % anual (muy por debajo de la tasa del 47 % anual del cuatrienio 1998-2001) (Barneix, 2012), estas cifras globales no permiten dar cuenta de las dinámicas verificadas en años puntuales del período neodesarrollista. En 2003, por ejemplo, las exportaciones gasíferas alcanzaron los 6.460,5 millones de m³. Un año después, ese pico sería superado con la remesa de 7.348,1 millones de m³. Recién en 2007, cuando la crisis energética obligó a la interrupción momentánea de las exportaciones a Chile, ese flujo comenzó a menguar, con 1.245 millones de m³, cifra prácticamente equivalente al volumen de gas que el Estado nacional debió importar ese año para satisfacer la demanda doméstica. Como resultado, el peso nominal de las exportaciones sobre la producción gasífera argentina, que

Exportaciones

era relativamente alto a comienzos de la fase (13 % en 2002, 17,2 % en 2003, 14,1 % en 2004) se redujo a sólo el 5,2 % en 2007 (Sabbatella, 2009; Barneix, 2012; Morina y Cacace, 2014; Gómez Lende, 2018).

En realidad, durante los primeros años neodesarrollistas la participación real de las remesas al exterior sobre la extracción fue mucho mayor a la estimada más arriba, absorbiendo entre el 34 % y el 40 %. Esto obedecía a la existencia, en las estadísticas, de cifras englobadas en el rubro “destino desconocido” que representaban entre el 20 % y el 26 % del gas producido en el país. Dado que estos volúmenes no pueden explicarse por pérdidas del sistema de transporte o venteo –que históricamente han representado menos del 3%–, lo más plausible es que reflejaran exportaciones ilegales y consumos no fiscalizados de productores y transportistas (De Dicco, 2005). Así, entre el 22 % y el 35 % del volumen de gas inyectado a la red troncal desde las cuencas Neuquina, Noroeste y Austral fue destinado a la exportación en 2005 (Gómez Lende, 2012).

Si bien en 2007 se decretaron sendas interrupciones a las exportaciones para paliar la crisis energética estas restricciones, aunque importantes, no fueron definitivas, pues afectaron sólo a Chile (no a Brasil y Uruguay) y tuvieron un carácter errático y transitorio. De hecho, y pese a que el 35 % de la población argentina carecía –según datos censales– de acceso a la red de gas natural (Gómez Lende, 2007) y la crisis energética no daba señales de remitir, el gobierno nacional trasgredió la Ley de Hidrocarburos de 1967 –que prioriza el abastecimiento doméstico sobre el comercio exterior– y continuó con su política de exportación a países limítrofes; paralelamente, implementó un aumento nominal de los precios industriales y decretó un incremento camuflado de las tarifas residenciales a través del llamado Programa de Uso Racional de la Energía (PURE), que penaliza a los usuarios que al momento de la facturación no acrediten ahorros de consumo respecto del año anterior. Recién a finales de 2013, la gravedad de la crisis instó a la suspensión casi total de las remesas de gas natural, aunque esto no bastó para poner fin a la crisis ni recuperar el nivel de reservas (Morina y Cacace, 2014; Gómez Lende, 2018).

Figura nº 16. Surtidores de una estación de servicio de la empresa YPF.
Fuente: Ministerio de Economía de la Nación.



Naturalmente, la caída de las exportaciones de crudo, gas y carburantes determinó que entre 2002-04 y 2015 la gravitación del sector hidrocarburífero en el comercio exterior se redujera a su mínima expresión en casi todas las provincias petroleras argentinas. Los desplomes fueron especialmente pronunciados en los casos de Mendoza (del 30,7 % a 0 %), Salta (del 47,3 % a 0 %), Neuquén (del 93,5 % al 8,1 %), Santa Cruz (del 54,3 % al 6,5 %) y Formosa (del 73,7 % al

8,6%), aunque también fueron muy significativos en Tierra del Fuego (del 61,2 % al 21,5 %), La Pampa (del 16,5 % a 0 %), Chubut (del 60,3 % al 32,1 %) y Río Negro (del 20 % al 3,3 %) (CFI, 2002; CAC, 2016; INDEC, 2019).

La cuestión de la distribución de la renta hidrocarburífera durante los gobiernos neodesarrollistas

Pese al *boom* del precio internacional del petróleo, el auge inicial de las remesas del gas al exterior y la imposición de derechos de exportación, el Estado nacional no consiguió a lo largo del período neodesarrollista apropiarse de una parte sustancial del excedente generado por la explotación hidrocarburífera. A partir del empalme y cruce de datos aportados por distintas fuentes bibliográficas (Mansilla, 2006; Lahoud, 2013; Einstoss Tinto, 2016), es posible afirmar que la participación del Estado nacional sobre la renta hidrocarburífera ha descendido durante la fase neodesarrollista en comparación a la etapa neoliberal.

Durante la fase neodesarrollista, al impuesto a las ganancias se añadió la imposición, a partir de 2002, del régimen de retenciones a las exportaciones y, desde 2012, los dividendos arrojados por la explotación directa derivada de la expropiación del 51 % de YPF, cuya propiedad compartida o mixta permitió que el Estado capturara parte de la renta petrolera que fluía hacia otros sectores, como la industria (Farfaro Ruiz y Bil, 2012). Sin embargo, la información disponible muestra que, mientras la participación del Estado sobre la renta trepó del 31,8 % registrado en 1996 y el 39 % reportado en 1999 al 40 % en 2002 y el 47 % en 2006, se desplomó a valores que oscilaron, según la fuente, entre el 17,9 % y el 22 % en 2011, recuperándose luego ligeramente hasta llegar en 2014 al 29,1 %, esto es, diez puntos porcentuales por debajo de los guarismos de fines del siglo xx (Mansilla, 2006; Campodónico, 2008; Lahoud, 2013; Einstoss Tinto, 2016).

Las ganancias usufructuadas por las petroleras privadas, lejos de mermar, fueron mayores en el marco del régimen de acumulación neodesarrollista que durante el auge del modelo neoliberal. Aunque la crisis de 2001-02 golpeó con dureza a YPF (Farfaro Ruiz y Bil, 2012), la situación fue bastante halagüeña para gran parte de las petroleras privadas. Calculada como utilidades sobre ventas, la rentabilidad del oligopolio petrolero-gasífero integrado alcanzó un promedio del 12,97 % entre 1991 y 2001 –con picos máximos del 17,58 % (1993)–, indicador que se situó en el orden del 18,66 % entre 2002 y 2008, registrándose un pico del 25,04 % en 2004 (Barneix, 2012). Otras fuentes hacen notar que el mismo indicador en 2003 fue del 71,6 % para Total Austral, del 36 % para Chevron-San Jorge, del 45 % para Sipepetrol, del 51,2 % para Tecpetrol, del 21,9 % para Repsol YPF y del 18 % para Pan American Energy, con tasas del 32 % para TGS, pese al congelamiento de tarifas de gas natural. Si las ganancias eran medidas sobre el patrimonio, los resultados eran aún más notables, con tasas del 614,3 % para Total, 101,3 % para Chevron-San Jorge, 72,7 % para Sipepetrol, 54,8 % para Tecpetrol y 33,9 % para Camuzzi (Gómez Lende, 2012).

Durante el neoliberalismo y el neodesarrollismo, la tasa de ganancia del sector superó ampliamente la rentabilidad promedio de la cúpula empresarial argentina, duplicándola y hasta casi quintuplicándola. Aun así, este panorama no fue homogéneo. Así, Repsol-YPF y Petrobras obtuvieron dividendos mucho más jugosos que ESSO y Shell, supliendo los acotados márgenes de rentabilidad del *downstream* con las extraordinarias utilidades obtenidas en la extracción del recurso y convirtiéndose así en las grandes ganadoras del período posconvertibilidad (Barneix, 2012). De hecho, mientras que Repsol y Petrobras pudieron paliar su exigua o negativa rentabilidad en el segmento de refinación (7,2 % y -0,5 %, respectivamente) con las altas tasas obtenidas en el *upstream* (36 % y 21,1 %), compañías sólo abocadas al *downstream* como Shell y ESSO sufrieron pérdidas del -2,3 % y el -0,5 %, respectivamente (Basualdo *et al.*, 2012).

Participación del Estado

Ganancias de petroleras privadas

Sin perjuicio de lo anterior, debe aclararse que la rentabilidad promedio de las compañías extranjeras fue menor a la obtenida en otros países donde tienen operaciones (Serrani y Barrera, 2018).

El problema metodológico para dilucidar esta cuestión reside en que, pese a las supuestas pretensiones del gobierno de que ENARSA operara como una firma testigo dentro del sector, no existen estadísticas fiables acerca de los costos reales de producción de un barril de crudo en Argentina, pues los datos en la materia dependen únicamente de lo declarado por las empresas en sus estados contables. Así, por ejemplo, los autores más críticos de la dinámica de acumulación de las compañías petroleras mencionan costos de entre 3 y 5 dólares por barril para la década de 1990 y de entre 6 y 27 dólares para el período neodesarrollista (Mansilla, 2007; Cacace y Morina, 2008; Einstoss, 2020), mientras que sus defensores –los cuales rara vez cuestionan la veracidad de las cifras aportadas por las compañías– señalan erogaciones de 10-12 dólares y 30-50 dólares, respectivamente (Torroba, 2019).

Costo de extracción

Considerando las estimaciones aportadas por las fuentes críticas del modelo, es indudable que el costo de extraer petróleo en Argentina siempre ha estado lejos tanto de las erogaciones exigidas en las áreas hidrocarburíferas marginales del mundo como del precio internacional. Como se mencionó en un acápite previo, en 1996 el costo unitario por barril de crudo se situó en el orden de 4,70 dólares, contra los 11,20 dólares de las áreas marginales. En 2004, esa relación se situó en 6,40 dólares a nivel local contra 38,30 dólares del área marginal. Como resultado, el peso de la renta diferencial sobre la renta petrolera argentina pasó del 37 % al 91 % debido a la combinación de la devaluación del peso argentino y la fuerte alza de la cotización internacional del crudo (Mansilla, 2007; Cacace y Morina, 2008). Las mismas ganancias extraordinarias pueden ser verificadas cuando se comparan los costos de producción con los precios internacionales. En 1996-2000, los costos promedio de 3-4 dólares por barril representaron el 16 % de la cotización WTI de esos años –promedio de 25 dólares–. En 2007, los 6-8 dólares que insumía producir un barril de crudo en la Argentina eran equivalentes a menos del 8 % del valor internacional (100 dólares por barril). Finalmente, en 2015 dicho costo osciló –dependiendo de la fuente consultada– entre los 15 dólares y los 27,3 dólares por barril, cifras equivalentes a entre el 32 % y el 59 % de la cotización internacional (46 dólares) y entre el 21 % y el 38 % del precio sostén estatal (Cacace y Morina, 2008; InfoSur, 2016; Gómez Lende, 2018; Einstoss, 2020).

Figura nº 17. Edificio del Ente Nacional Regulador del Gas.
Fuente: Ente Nacional Regulador del Gas.



Es importante aclarar que si bien algunas de las fuentes previamente citadas incluyen en la estimación realizada las variaciones atribuibles a fenómenos de retraso cambiario y devaluaciones de la moneda, ninguna de ellas incorporó al cálculo la cuestión de las diversas redistribuciones estatales (subsidios, exenciones impositivas y fiscales, compensaciones, etc.) que, reduciendo ostensiblemente los costos –o mejor dicho, externalizándolos en gran parte al erario público–, contribuyeron a engrosar las ganancias empresariales y la renta petrolera diferencial a escala internacional.

La pérdida del autoabastecimiento hidrocarburífero y la crisis energética

Debido a la insuficiente extracción y el agotamiento de reservas, a partir de 2010 la Argentina perdió el autoabastecimiento energético y comenzó a depender de las importaciones de combustibles líquidos y gaseosos para garantizar la satisfacción de la demanda doméstica.

La crisis recién sería formalmente reconocida por el gobierno argentino en 2006-07, cuando la resolución n° 534/06 aumentó –como ya vimos– los derechos de exportación de gas y lanzó el programa Energía Plus, que obligó al sector industrial a hallar por cuenta propia oferta de electricidad que le permitiera satisfacer la demanda que estuviera por encima de su promedio del año 2005, lo cual repercutió negativamente al encarecer los costos energéticos de la actividad manufacturera y derivar en cortes programados del suministro que redundaron en suspensiones de turnos y personal (Sabbatella, 2009, 2012). Ante esa situación, la respuesta gubernamental consistió en la creación del programa Energía Total (resoluciones n° 459/07 y 121/08, disposición n° 287/08), destinado fundamentalmente a garantizar el abastecimiento interno de combustibles líquidos y gaseosos para que los grandes usuarios industriales no debieran afrontar mayores costos energéticos. Financiados con parte de las retenciones a las exportaciones hidrocarburíferas y un fondo fiduciario que inicialmente iba a ser sostenido por los usuarios residenciales –cosa esta última que no prosperó– (Sabbatella, 2012), el plan Energía Plus y el programa Energía Total representaron claros ejemplos de la política neodesarrollista de subsidiar a la burguesía industrial local mediante el acceso a energía y combustible subsidiado (Farfaro Ruiz y Bil, 2012). Aun así, existieron cortes puntuales en industrias, usinas termoeléctricas y grandes usuarios gasíferos intensivos durante los meses invernales (Serrani y Barrera, 2018).

Energía Plus

Con la pérdida del autoabastecimiento sobrevino la necesidad de importar para satisfacer la demanda doméstica. Poniendo fin a los veintiún años de superávit comercial energético ininterrumpido y a la bonanza de los primeros años neodesarrollistas –entre 2003 y 2010 el excedente fluctuó entre 1.760 y 6.100 millones de dólares–, en 2011 el déficit en la materia oscilaba (según las fuentes consultadas) entre 2.300 y 3.100 millones de dólares, acumulando durante el cuatrienio 2011-14 un balance negativo consolidado de 17.726 millones de dólares y alcanzando en 2013 el récord anual de 6.900 millones de dólares (Sabbatella, 2012; Serrani y Barrera, 2018; SGE, 2019).

Importaciones

Los protagonistas de esas importaciones fueron los combustibles líquidos y gaseosos. En el primer caso, las dificultades habían comenzado en 2003 con la importación de gasoil y se agudizarían en 2009 con la compra de naftas en el exterior (Barneix, 2012), agravándose con la adquisición de fueloil, rubro inexistente en 2002 en la balanza importadora energética pero que en 2011 alcanzó su pico de 1.297 millones de dólares anuales. Incluso las importaciones de petróleo crudo, que desde 2001 venían reduciéndose (aunque con altibajos) y habían desaparecido entre 2009 y 2011, resurgieron en 2012-13. Peor aún fue el caso del gasoil, cuyas importaciones treparon entre 2002 y 2014 de 93 millones a 3.066 millones de dólares. Con respecto al gas natural en sus distintas formas (licuado y gaseoso), las compras en el exterior crecieron exponencialmente, registrándose valores totales de apenas 2 millones de dólares en 2002 y nada menos que

5.436 millones de dólares en 2014, explicando el 79,2% de las importaciones energéticas argentinas. Así, el gasoil representó el 44,7% del crecimiento de las importaciones de combustibles realizadas entre 2003 y 2011, seguido por el gas natural licuado (21,8%) y el fueloil (11,8%). El volumen de gas adquirido a otros países para satisfacer la demanda interna pasó de 99.459 m³ en 2002 a 3.537.170 m³ en 2011 y 11.809.503 m³ en 2013, con lo cual su peso sobre la oferta total en el mercado argentino aumentó del 0,21% al 7,10%, con un pico del 29% en 2014 (Basualdo *et al.*, 2012; Morina y Cacace, 2014; Gómez Lende, 2018; Serrani y Barrera, 2018).

Esa importación masiva de insumos energéticos fue llevada a cabo por el gobierno argentino mediante diversos mecanismos. Inicialmente, la gestión firmó un convenio con Venezuela para la compra de fueloil y gasoil a cambio del suministro de vaquillonas y la venta de bienes de capital –básicamente, ascensores de fabricación nacional y provisión de tecnología en materia sanitaria– (Cacace *et al.*, 2006). Posteriormente, el Estado nacional implementó un sistema de inyecciones de gas adicionales coordinado por la Subsecretaría de Combustibles para asegurar el abastecimiento doméstico, recurriendo para ello a las importaciones de dicho hidrocarburo desde Bolivia (Sabbatella, 2014). El arribo de gas importado boliviano fue asimismo complementado con la compra de gas natural licuado que desde ultramar era transportado por buques regasificadores y metaneros hasta su arribo a los puertos bonaerenses de Bahía Blanca y Escobar, llegando incluso a preverse la construcción de una tercera planta regasificadora en el golfo rionegrino de San Matías (Morina y Cacace, 2014).

Figura n° 18. Explotación hidrocarburífera en Vaca Muerta.
Fuente: Taller Ecologista.



Para solventar esta dependencia del abastecimiento externo, el gobierno creó tres fideicomisos administrados por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) destinados a subsidiar las operaciones de importación de gas realizadas por ENARSA y de combustibles líquidos ejecutadas por CMMESA, transfiriéndolos a precios más bajos a las operadoras locales y financiando la diferencia con fondos del Tesoro Nacional y, marginalmente, con aportes de los consumidores residenciales, energéticos e industriales (Kozulj, 2007; FARN, 2018; Gómez Lende, 2018; Serrani y Barrera, 2018). Dada la incompatibilidad de la política energética boliviana y argentina –la primera preocupada por mejorar el precio de exportación del recurso gasífero y la segunda empeñada en asegurar el consumo interno sin que ello resintiera las exportaciones de gas natural con destino a Chile, Brasil y Uruguay (Sabbatella, 2009)–, la brecha entre los precios locales y de importación se amplió hasta alcanzar niveles insostenibles: el precio del gas en boca de

pozo pasó de 2 dólares por millón de BTU en 2011 a 2,5 dólares en 2013 –trepando a los 7,5 dólares si se trataba de gas “nuevo” subsidiado por los programas estatales–, mientras que la cotización del gas boliviano importado aumentó de 7,4 a 11 dólares por millón de BTU. La situación era aún peor para el GNL (16,5 dólares) (Landriscini y Carignano, 2013; Morina y Cacace, 2014).

Orientada a importar los faltantes de energía sin modificar estructuralmente la dinámica de acumulación del oligopolio energético, esta política cristalizó un desajuste estructural entre el sostenido crecimiento económico y la incapacidad estatal para controlar el sector hidrocarburífero, poniendo en jaque el superávit comercial en cuanto pilar del modelo neodesarrollista argentino (Sabbatella, 2012; Serrani y Barrera, 2018). De hecho, la pérdida del autoabastecimiento fue una de las principales causas de la sangría de divisas y el ciclo recesivo de restricción externa que, a partir de 2011, ralentizó el crecimiento económico en general y el industrial en particular. Dado que el sector hidrocarburífero comenzó a demandar más divisas de las que aportaba a la economía, el erario público se vio obligado a comprometer cada vez más partidas de subsidios para evitar que los combustibles importados fueran pagados en la economía local a precios internacionales, con los consiguientes impactos negativos sobre la inflación y la competitividad doméstica (Serrani y Barrera, 2018). Como resultado, entre 2006 y 2014 el sector energético llegó a representar –en promedio– el 81 % del déficit de la cuenta corriente y el 159 % de la caída del superávit comercial (Serrani y Barrera, 2018), con años puntuales –2013, por ejemplo– en los que representó el 15 % de las importaciones totales del país (Bertinat *et al.*, 2014). En ese año, la sangría fue equivalente al 42 % de las reservas del Banco Central, con montos muy similares a las erogaciones que insumió el pago de la deuda externa (Morina y Cacace, 2014). He aquí la paradoja del primer país exportador de gas natural del Cono Sur convertido en un importador energético masivo que adquiría en el exterior volúmenes de gas 5 y 22 veces mayores que los comprados en 1989 y 1998, respectivamente (Gómez Lende, 2018).

Déficit comercial

*La respuesta del Estado y el capital ante la crisis energética:
el fracking. El agravamiento del problema ambiental.*

Para finalizar, mención aparte requiere el ensanchamiento de las fronteras del modelo en términos sectoriales y geográficos. Esta avanzada no se limita a la expansión de la frontera hidrocarburífera tradicional en provincias como Salta y Mendoza, a los ambiciosos planes de explotación *off shore* concebidos para el mar argentino (Pérez Roig, 2012) o al tendido de nuevos gasoductos en Salta para alimentar el meteórico crecimiento de la minería del litio en la Puna argentina (di Risio y Scandizzo, 2012). También tiene como motor la ampliación y redefinición de la frontera tecnológica del modelo, asociada al *boom* de los llamados ‘recursos no convencionales’ y la creciente adopción de su contraparte: la técnica de fractura hidráulica, conocida como *fracking*.

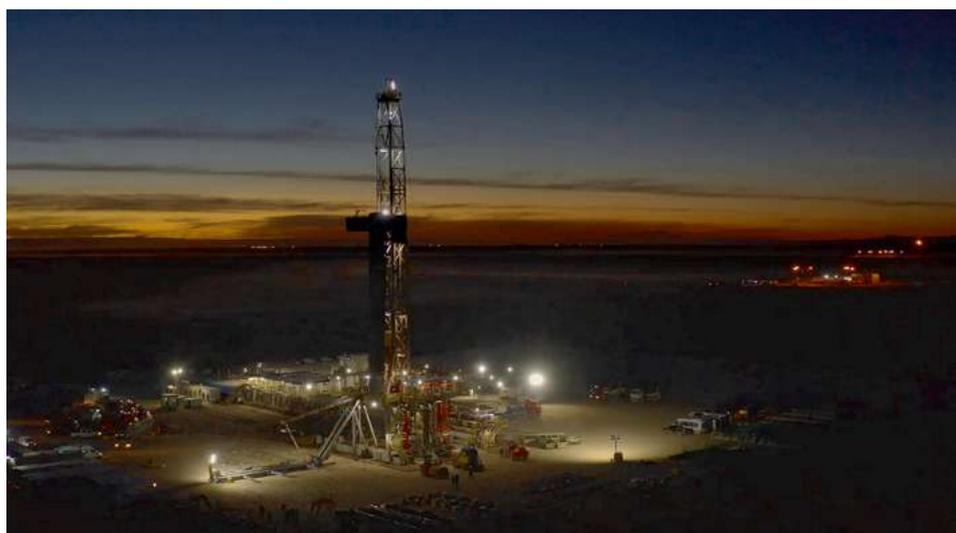
Si bien tanto los recursos no convencionales como la técnica de fractura hidráulica son conocidos por la industria petrolera desde hace décadas, la inusitada y reciente relevancia que han cobrado a escala mundial obedece fundamentalmente a la escasez y agotamiento de los reservorios convencionales (D’Elía y Ochandío, 2014b). Puesto que las corporaciones petroleras promueven extraer cualquier tipo de petróleo o gas sin reparar en costos sociales ni ambientales, algunos países, como Estados Unidos, viven –o mejor dicho, padecen– actualmente la llamada “revolución de los no convencionales”, incrementando exponencialmente su oferta interna de hidrocarburos a partir de la explotación masiva de yacimientos *tight gas* y *shale gas*. Como resultado, y a diferencia de otros países y regiones donde esta forma de extractivismo ha sido prohibida (Francia, Bulgaria, el cantón de Vaud en Suiza) o ha sido frenada o al menos severamente cuestionada por múltiples moratorias a nivel subnacional (Canadá, Irlanda del Norte, Holanda,

Recursos no convencionales

Nueva Zelanda, Australia, Sudáfrica, Alemania), el peso relativo del gas extraído de este tipo de reservorios sobre la producción estadounidense pasó del 14 % al 50 %. Esto ha estimulado el avance del modelo a tal extremo que se estima que alrededor de 15 millones de norteamericanos residen a menos de un kilómetro y medio de un pozo de *fracking*, existiendo alrededor de un millón de perforaciones en todo el territorio. Así, Estados Unidos logró convertirse en el primer país petrolero del mundo, llegando incluso a superar a Arabia Saudita en 2014 (Pérez Roig, 2012; D’Elía y Ochandio, 2014a; Morina y Cacace, 2014; Aranda, 2015; Obra Colectiva, 2016; Novas, 2018). Enarbolando la cuestión de la “soberanía energética” como bandera y haciendo caso omiso de la evidencia de los riesgos ambientales del *fracking* en el Reino Unido y los propios Estados Unidos, desde 2012 en adelante el Estado argentino ha decidido temerariamente imitar el modelo hidrocarbúfero norteamericano, focalizándose en la explotación de Vaca Muerta y otras formaciones de hidrocarburos no convencionales.

La existencia de depósitos de gas no convencional en la Argentina se conocía desde mucho antes que Repsol anunciara sus “descubrimientos” en Loma de la Lata; en rigor de verdad, lo que la petrolera hispana hizo en 2011 fue considerar las reservas posibles estimadas como “reservas probadas” para valorizar el capital bursátil de YPF (Mansilla, 2010). Una vez concretada la expropiación parcial de la empresa, la llamada fiebre de los no convencionales se desató, a tal punto que comenzó a hacerse referencia al sur argentino como a “la Arabia Saudita de la Patagonia”, a la ciudad de Neuquén como “la Houston argentina” –en referencia a la famosa ciudad petrolera tejana estadounidense– y a la localidad rionegrina de Añelo como “la capital del *shale*” (Obra Colectiva, 2016). El *boom* obedeció básicamente al enorme potencial que presuntamente encerrarían Vaca Muerta y otras formaciones similares en el país, lo cual –según la US Energy Information Administration norteamericana– convertiría a la Argentina en la tercera reserva de hidrocarburos no convencionales del mundo (después de Estados Unidos y China), con recursos técnicamente recuperables de *shale oil* por 27.000 millones de barriles (cuarto escalón a nivel internacional) y 802 trillones de pies cúbicos de *shale gas* (segundo peldaño), con cifras equivalentes a 123 años del consumo nacional actual en el primer caso y a entre 410 y 500 años en el segundo (Pérez Roig, 2012; D’Elía y Ochandio, 2014a; Aranda, 2015; Arelovich *et al.*, 2015; Obra Colectiva, 2016; Novas, 2018).

Figura nº 19. Explotación hidrocarbúfera de la empresa YPF.
Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales.



Fracking

Aunque las justificaciones oficiales (tanto gubernamentales como corporativas) al avance del *fracking* en nuestro país consideraron en su momento que los yacimientos identificados eran “de clase mundial” y que su explotación debería considerarse como una “urgencia nacional” y una “vacuna contra el déficit energético” capaz de aumentar el PBI argentino entre un 3 % y un 4 % (Pérez Roig,

2012, 2016; Obra Colectiva, 2016; Scandizzo, 2016), conviene interpretar las cifras previamente reseñadas con un razonable nivel de suspicacia. Esta cautela se fundamenta en la habitual práctica de las compañías petroleras de realizar maniobras especulativas tendentes a sobreestimar los recursos explotables para, de ese modo, aumentar su cotización bursátil y presionar a los gobiernos para obtener subsidios o mejores precios de comercialización de los hidrocarburos extraídos. De hecho, los primeros años de la fiebre del *shale* estuvieron preñados de sospechas al respecto –de las cuales se hizo incluso eco hasta el afamado diario estadounidense *New York Times*–, dado que los rimbombantes anuncios citados más arriba se realizaron cuando apenas se había certificado un irrisorio 0,14 % de los recursos totales de Vaca Muerta.

La incertidumbre acerca de los recursos reales no sólo obedece a la interesada inflación de expectativas por parte de las petroleras y a sus exageradas estimaciones respecto de la productividad de los pozos sin tener en cuenta su corta vida útil, sino también a que, por la propia naturaleza geológica de los yacimientos no convencionales y la baja permeabilidad de la roca donde se halla el recurso, es imposible conocer anticipadamente los límites físicos de la formación y, por ende, el volumen de hidrocarburos que allí se aloja. Sólo una vez transcurridos entre 12 y 18 meses después de la primera fractura para la explotación del pozo es posible evaluar con más precisión (aunque no con exactitud) la magnitud de reservas de un yacimiento de *shale* o *tight*. Y si las reservas argentinas se ajustaran utilizando como parámetro de referencia las tasas reales de recuperación reportadas en Estados Unidos, su envergadura se desplomaría brutalmente, pasando de representar 67 veces las reservas comprobadas actuales del país a ser sólo 18 veces mayores (D'Elía y Ochandío, 2014a; Arelovich *et al.*, 2015; Pérez Roig y Scandizzo, 2016; Obra Colectiva, 2016).

Aun así, la evidencia disponible sugiere que nuestro país podría contener recursos no convencionales en una proporción treinta veces superior a la de los hidrocarburos convencionales (Novas, 2018). El Estado y las corporaciones no han vacilado en incluir en el modelo a numerosos territorios considerados 'improductivos' décadas atrás y que, repentinamente, desde hace apenas algunos años se han tornado aptos (y codiciados) para la implantación y desarrollo a gran escala de la actividad. Se estima que existen en el país al menos 19 cuencas sedimentarias que abarcan una superficie de 1,5 millones de km², lo cual permitiría no sólo intensificar la producción de las provincias petroleras, sino también extender la frontera hidrocarburífera a distritos hasta entonces absolutamente ajenos al sector, como Entre Ríos, Chaco, Santiago del Estero y Buenos Aires. Eso explica que el Estado nacional haya impulsado la expansión de la Organización Federal de los Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI), institución originalmente integrada por diez provincias de tradición petrolera que ahora reúne a todas las jurisdicciones del país, previa modificación de sus respectivas legislaciones para favorecer el otorgamiento de concesiones a las compañías (Morina y Cacace, 2014; Aranda, 2015).

El relanzamiento del plan exploratorio de YPF y las apetencias de sus socias privadas han iniciado la extracción por fractura hidráulica en la Cuenca Neuquina –provincias de Neuquén, Río Negro y sur de Mendoza, proyectos Vaca Muerta, Los Molles, Agrio, Lajas y Mulichinco– y el Golfo de San Jorge –Chubut y Santa Cruz, proyectos D-129, Aguada Bandera–. Sin perjuicio de lo anterior, las compañías han encarado la prospección de reservorios similares en provincias y regiones con escasa o nula tradición hidrocarburífera. Ejemplo de ello es la cuenca Chaco-Paranaense, que con 1.084.063 km² de superficie está integrada por Brasil, Uruguay, Paraguay, Bolivia y Argentina, alberga al acuífero Guaraní –tercer reservorio de agua dulce subterránea más grande del mundo– y reúne a 1.500 municipios y 23,5 millones de habitantes. Secundado por Chaco y Formosa, el principal bastión del lado argentino de esa cuenca es la provincia de Entre Ríos, que en 2010 firmó un convenio de exploración con Repsol-YPF y en 2013 inició estudios geológicos con imágenes satelitales para evaluar el recurso en la costa

Plan exploratorio de YPF

del río Uruguay (Federación y Concordia) y la zona de Paraná, siendo la mejor posicionada del país dada su profusa hidrografía (41.000 km de ríos y arroyos) (di Risio *et al.*, 2012; Pérez Roig, 2012; Svampa *et al.*, 2014; Morina y Cacace, 2014; Pérez Roig y Scandizzo, 2016; Novas, 2018).

Por su parte, en la cuenca de Tarija (compartida con Bolivia) sobresalen algunos depósitos situados en Salta y Jujuy (formación Los Monos), del mismo modo en que lo hacen Cacheuta y Potrerillos en la cuenca Cuyana. Otros casos son los de la cuenca Austral - Magallánica –con el yacimiento Magnas Verdes–, la meseta de Somuncurá en Chubut y Río Negro y la cuenca de frontera Claromecó, en el sur bonaerense, donde el gas está asociado a mantos de carbón. Aun así, los principales focos de avance del *fracking* son Aguada Federal, Loma Campana, El Orejano y Bandurria, en Vaca Muerta, los yacimientos cercanos a Allen, localidad con el potencial de convertirse en el segundo mayor productor de gas no convencional del país. Sin perjuicio de las operaciones independientes de petroleras extranjeras como Wintershall y Total Austral y empresas argentinas como Tecpetrol, entre otras, el principal ariete de esa expansión de la frontera hidrocarburífera es YPF, que luego de su nacionalización parcial formuló el eufemísticamente llamado “Plan de los 100 Días”, que contemplaba la inversión (sólo en Neuquén) de 12.000 millones de dólares hasta 2017 –esto es, casi la tercera parte de los 37.200 millones de dólares que en ese lapso el sector petrolero preveía invertir en todo el país–. El objetivo era aumentar la producción de gas natural en un 23 %, incremento del cual el *shale gas* y el *tight gas* explicarían el 80 %. También con epicentro en Vaca Muerta, el citado plan buscaba además aumentar la producción de crudo –*shale oil*, básicamente–, meta para la cual preveía destinar 19.000 millones de dólares (Pérez Roig, 2012; Landriscini y Carignano, 2013; Observatorio Petrolero Sur, Svampa y Bertinat, 2014; Morina y Cacace, 2014; Aranda, 2015; Pérez Roig y Scandizzo, 2016; Obra Colectiva, 2016).

Figura nº 20. Torres petroleras de Vaca Muerta, la principal explotación por *fracking* de la Argentina. Fuente: Livingstone, 2016. Alarcón, 2021.



Impactos ambientales

Párrafo aparte requieren las consecuencias ambientales del nuevo modelo hidrocarburífero argentino, tanto las potenciales como las que ya se han manifestado en el país. En Estados Unidos (Pensilvania, California, Nueva York, Ohio, Colorado, Wyoming, Dakota del Norte, West Virginia, Texas, Oklahoma, Wisconsin, Alabama, Arkansas, Kansas, New Mexico, Columbia Británica), Canadá (Alberta) y el Reino Unido (Lancashire) se han reportado los siguientes impactos ambientales y sanitarios del *fracking*: remoción de material de suelo en volúmenes casi diez veces mayores a los pozos convencionales; degradación del suelo, el aire y el agua, con subproductos como el naftaleno, el metano y el ácido fórmico, los cuales en caso de penetrar en un acuífero lo contaminarían irreversiblemente; venteo de metano (precursor del calentamiento climático) y gases tóxicos formados por compuestos orgánicos volátiles, hidrocarburos aromáticos, metales pesados y elementos radiactivos; impacto del gas no convencional sobre la atmósfera 20 % a 40 % mayor que el carbón y entre un 50 % y un 250 % mayor que el petróleo tradicional; desmontes masivos, mortalidad de fauna y agravamiento de la erosión y el riesgo de inundación y otros daños en los ecosistemas (CHP, 2016).

Contaminación hídrica

En cada proceso de fractura se producen desechos líquidos en un volumen que oscila entre 1.300 y 23.000 m³, los cuales contienen agua, los químicos utiliza-

dos, componentes orgánicos tóxicos, metales pesados y materia natural con residuos radioactivos. Es importante señalar que la toxicidad del fluido que regresa a la superficie puede llegar a ser mayor que la del utilizado para la fractura hidráulica y que el material que no se recupera en el proceso de reflujo permanece bajo tierra, constituyendo una muy potencial fuente de contaminación. Siguiendo esa tesitura, la polución hídrica suele ser frecuente debido a que las perforaciones realizadas atraviesan varios acuíferos, lo que produce una comunicación entre éstos y otro tipo de formaciones, determinando que tanto los fluidos de fractura como el gas y el petróleo del reservorio tengan el potencial de contaminar las capas de agua dulce o incluso la superficie con metano, metales pesados, elementos radiactivos, compuestos orgánicos, hidrocarburos aromáticos, químicos y otros productos (Pérez Roig, 2012; D'Elía y Ochandio, 2014b; Ochandio y Bertinat, 2014; Scandizzo, 2016).

Lo anterior constituye apenas la punta del *iceberg*. En los países citados se ha documentado la contaminación hídrica debido a vertidos de fluidos y aguas residuales y la migración subterránea de productos químicos y gas hacia pozos de agua para consumo, así como la polución de agua y atmósfera con compuestos cancerígenos o neurotóxicos (benceno, formaldehído, hexano y sulfuro de hidrógeno, naftaleno, benzopireno, tolueno, etilbenceno, xileno) y la filtración de arsénico a aguas subterráneas. A la contaminación del recurso hídrico se suma su intensivo uso (entre 4 millones y 5,1 galones de agua por pozo esto es, entre 15,4 millones y 19,3 millones de litros). Para ilustrar la cuestión, basta señalar que la demanda de agua de la industria petrolera estadounidense creció 25 veces a partir de la difusión del *fracking* en dicho país. Otra consecuencia es el ascenso a la superficie de materiales radiactivos, como lo atestigua el caso de Pensilvania, estado norteamericano que, a partir de la llegada de la industria del *fracking*, pasó a liderar el ranking nacional de concentraciones de gas radón. Se ha reportado, asimismo, una fuerte correlación de esta forma de explotación hidrocarburífera con muertes infantiles, nacimientos con malformaciones y bajo peso al nacer, así como con el aumento en los casos de silicosis debido a la exposición ocupacional y ambiental al polvo de sílice de la arena utilizada en el proceso de fractura (CHP, 2016).

No menos importante: en los casos de Alberta, Oklahoma, Colorado, Columbia Británica y Lancashire, se ha comprobado la influencia de la fractura hidráulica en la generación de terremotos y actividad sísmica de hasta 4,4 e incluso 5,3 grados en la escala Richter debido a la inyección de aguas residuales en pozos conectados a fallas geológicas, estimulando un deslizamiento primario gradual de éstas que luego da lugar a sismos repentinos. La evidencia es tan abrumadora que en Oklahoma – Estado que no reportaba actividad sísmica antes de la llegada del *fracking*– el gobierno local y la justicia han autorizado a los titulares de viviendas afectadas a demandar a la industria hidrocarburífera por daños a la propiedad y lesiones en caso de terremoto (CHP, 2016). Se presume que esto ocurre debido a que la inyección de fluidos de desecho a gran presión puede lubricar fallas estratigráficas que estaban selladas a través de las edades geológicas, o bien levantar las formaciones, generando temblores no lo suficientemente intensos como para derribar una vivienda pero sí lo bastante potentes como para rajarse sus paredes y cimientos. Todos los riesgos enumerados se tornan aún más críticos e inaceptables, aun cuando se recuerda que la vida útil máxima de un pozo de *fracking* es de sólo seis años, con caídas de la producción del 70 % después del primer año de explotación y de entre el 79 % y el 95 % pasados 36 meses luego de la primera perforación (D'Elía y Ochandio, 2014b; Ochandio y Bertinat, 2014).

La situación amenaza con ser aún peor en Argentina, país donde las regulaciones ambientales (cuando existen) son a todas luces ineficaces para limitar el avance del capital extractivista. Contribuyen a ello varios factores. Para empezar, el *fracking* es una técnica experimental. No menos importante: poco es lo que se sabe realmente acerca de los productos químicos utilizados en la fractura hidráulica. El problema se originó en los Estados Unidos, cuando la llamada “enmienda

Actividad sísmica

Halliburton” de 2005 desplazó a la Agencia de Protección Ambiental norteamericana para controlar los fluidos y aditivos utilizados en tales operaciones y facultó a las compañías a negarse a revelar su composición, identidad y concentración, cuestión que invoca el “secreto comercial” ligado a patentes y derechos de propiedad intelectual para también evitar mayores regulaciones ambientales (Novas, 2018). Eso determina que la información existente en nuestro país sea un *puzzle* parcialmente ensamblado donde se conjuga la información proveniente de investigaciones independientes con los datos recabados por el gobierno de algunos Estados norteamericanos (Nueva York, por ejemplo) (Pérez Roig, 2012).

Figura n° 21. Protesta contra el fracking de la Confederación Mapuche de Neuquén.
Fuente: La Izquierda Diario.



Aunque el *lobby* corporativo se esfuerce por mantener oculta la composición de los fluidos utilizados en el *fracking* y al mismo tiempo justifique su uso señalando que se trata de elementos inocuos presentes en productos de limpieza y alimentos (D’Elía y Ochandio, 2014b), se sabe que entre tales aditivos químicos figuran entre 600 y 996 surfactantes, bactericidas, reticulantes, estabilizadores de arcillas, ajustadores de acidez, biocidas y anticorrosivos, muchos de los cuales están fuertemente vinculados con distintos tipos de cáncer, disrupción endocrina, mutaciones o teratogénesis, abortos espontáneos, nacimientos prematuros, cefaleas, asma y afectación de piel, fertilidad, ojos y sistemas inmunológico, nervioso, respiratorio y cardiovascular en seres humanos, y para los que en gran medida la ciencia médica no conoce niveles seguros de exposición. Sobresalen, entre otros agentes, productos como butoxietanol, acetaldehído, ácidos acético, bórico, fórmico y tioglicólico, alcohol isopropílico, formaldehído, cloruros de colina, sodio y tetrametil-amonio, complejo de zirconio, acrilamida, acrilato de sodio, hexano y sulfuro de hidrógeno, destilados de petróleo (kerosene y gasoil, que contienen benceno, etilbenceno, tolueno, xileno, naftaleno), eritorbato de sodio, glutaraldehído, hidróxidos de potasio y sodio, laurilsulfato, metaborato de potasio, metanol, óxido de magnesio, peróxido de magnesio, persulfato de amonio, policarboxilato de sodio, sales ácidas fosfónicas y boratadas, tetraborato de sodio y zirconato de trietanolamina (Fracfocus, 2011; D’Elía y Ochandio, 2014a; 2014b; CHP, 2016).

A esto se suma el hecho de que los monitoreos ambientales (cuando existen) son realizados únicamente por las compañías, sin controles estatales ni independientes, con lo cual sólo el paso del tiempo puede determinar las consecuencias (D’Elía y Ochandio, 2014b). En caso de “incidentes ambientales”, como los deno-

mina la jerga técnica petrolera, las empresas deslindan responsabilidades debido a la enorme cadena de tercerizaciones a través de contratistas que prolifera en este segmento, donde una firma (o más) es titular de la concesión del área, otra realiza las perforaciones, una tercera verifica el estado de válvulas y demás instrumental técnico y una cuarta supervisa todo el proceso (Obra Colectiva, 2016). Cabe añadir que las profundidades a las cuales se realiza esta técnica (entre 2.000 y 3.000 metros) en Argentina son muy similares a las de casos ya emblemáticos de contaminación del agua por efecto del *fracking*, como la formación Marcellus Shale en Estados Unidos (D'Elía y Ochandio, 2014a; 2014b; Svampa *et al.*, 2014). Por si fuera poco, muchas compañías –como la norteamericana Apache (luego adquirida por YPF), la germanoestadounidense Wintershall, la francesa Total y la propia YPF– han operado sin autorización en zonas donde residen comunidades aborígenes e incluso en áreas intangibles de reservas ambientales –como Auca Mahuida, por ejemplo–, avasallando familias campesinas, chacareras e indígenas y utilizando agua a gran escala, recurso del que estos agentes subalternos suelen carecer. A esto se añade el desarrollo de la explotación hidrocarburífera dentro de los propios ejidos urbanos; de hecho, está documentado que el desarrollo de la actividad cerca de escuelas y que las perforaciones por *fracking*, al ser ramificadas por “multifractura”, involucran el paso de cañerías por delante o incluso debajo de las viviendas de los habitantes del lugar (Scandizzo, 2016).

Debido a la escasa o nula rentabilidad que les reporta su actividad, numerosos pequeños y medianos fruticultores patagónicos han abandonado y vendido sus predios a compañías petroleras para el desarrollo de operaciones extractivas convencionales y no convencionales. Quizás el caso más emblemático de la avanzada petrolera a expensas de la fruticultura sea el de la localidad rionegrina de Allen, principal productora frutícola de la región y capital nacional de la pera. El ingreso de la petrolera Apache (actualmente, Yacimientos del Sur) propició que, en un acto de desesperación, pequeños chacareros le ofrecieran parte de sus tierras en alquiler mediante contratos anuales de servidumbre que se renuevan automáticamente. Esta estrategia se tornó aún más habitual luego de la expropiación del 51 % de YPF a Repsol, la rúbrica del contrato secreto con Chevron y la radicación masiva de compañías petroleras para la explotación de Vaca Muerta. Desde 2013 se han licitado seis áreas hidrocarburíferas en el Alto Valle este y el Valle Medio, en tanto que la zona rural de Allen cuenta con más de 70 pozos petroleros activos, en un contexto en el cual las plantaciones frutales y las alamedas son desmontadas y el paisaje extractivo avanza de la mano de artificios como las torres petroleras, las plataformas multipozo, los gasoductos, las flotas de camiones y los grandes depósitos de arena.

Situación de fruticultores



Figura nº 22. Condiciones habitacionales de las comunidades cercanas al yacimiento Vaca Muerta. Fuente: Livingstone, 2016.

Para algunos chacareros, el *boom* petrolero presume ser una salvación, dado que el alquiler de una hectárea les reporta un ingreso mensual diez veces mayor al que obtendrían por el cultivo, cosecha y comercialización de peras y manzanas. Sin embargo, y a pesar que el Estado asegura que ambas actividades son perfectamente compatibles y pueden coexistir sin problemas, la fiebre hidrocarburífera y, sobre todo, el avance del *fracking*, tienen más el potencial de acelerar la crisis frutícola que de revertirla. Así lo demuestran el abandono de chacras y cultivos frutales, los altos riesgos de contaminación de napas y aguas superficiales, el

Consecuencias del *fracking*

eventual rechazo de la fruta en los mercados de exportación y los serios problemas de polución acústica, contaminación del suelo y el agua por derrames de crudo, explosiones, incendios y roturas de caños y deterioro de viviendas debido al continuo tránsito de maquinaria pesada. La inclusión de la zona de Villa Regina en las licitaciones petroleras ha sembrado más incertidumbre y preocupación entre los fruticultores del Alto Valle del Río Negro que permanecen en el sector (Svampa, 2014; Rodil, 2015; Catoira, 2017).

Incipientemente, algunos de los impactos ambientales atribuidos a la fractura hidráulica comenzaron a verificarse en Argentina poco tiempo después del inicio de las operaciones, entre ellos explosiones, incendios, escapes de gas metano y ácido sulfhídrico, movimientos sísmicos y contaminación debido a la pérdida de pastillas radiactivas para la exploración de pozos (Svampa *et al.*, 2014; Morina y Cacace, 2014). Otro caso digno de mención es la contaminación del agua para consumo humano y animal, especialmente en las comunidades aborígenes que residen en las inmediaciones de Vaca Muerta. Los chacareros y los habitantes cercanos a Añelo han denunciado incluso la prevalencia patologías asociadas al venteo de gases, las perforaciones y la emisión de sustancias químicas peligrosas (afecciones respiratorias, irritación de ojos y mucosas, estrés, insomnio, abortos espontáneos, cáncer, etc.) (Svampa, 2014; Rodil, 2015; Catoira, 2017).

Ordenanzas contra el fracking

Como resultado, las resistencias al modelo se han extendido como un reguero de pólvora en todo el país. Sólo en Entre Ríos unos 37 municipios (sobre un total provincial de 78, con gran predominio de los ubicados en los departamentos de Paraná, Concordia, Gualaguaychú, Uruguay y Federación) se declararon libres de *fracking*, prohibiendo la fractura hidráulica en su territorio y sentando un precedente jurídico que fue seguido por varias localidades del país, entre ellas Claremeó, en el sur de la provincia de Buenos Aires, cuya iniciativa vecinal permitió el literal blindaje de una decena de municipios (Scandizzo, 2016). Menos suerte tuvieron iniciativas similares llevadas a cabo en Neuquén (Junín de los Andes, Aluminé, Zapala, Vista Alegre) y Río Negro (Añelo), donde el peso de la inexpugnable coalición formada por los gobiernos provinciales, el Estado central, las empresas petroleras, los sindicatos del sector, los partidos políticos y los grupos de “expertos” con intereses creados en el avance de la frontera hidrocarburífera (Instituto Argentino del Petróleo y el Gas, por ejemplo) tarde o temprano acabaría decretando la nulidad –so pretexto de inconstitucionalidad– de las ordenanzas contra el *fracking* debido a que los municipios carecen de autoridad jurídica para regular la explotación y la gestión de sus propios recursos naturales (Novas, 2018).

Consecuencias de la explotación hidrocarburífera convencional

Las consecuencias ambientales de la fractura hidráulica han venido a sumarse a los impactos de la explotación hidrocarburífera convencional, corroborando así la tesis de Gudynas (2009) respecto del agravamiento de los impactos ambientales del modelo neoextractivista. Basta señalar que, durante el período 2002-2015, se reportaron nada menos que 16.050 incidentes en la cuenca del Río Colorado, la cual abarca cinco provincias, entre ellas algunas petroleras como Mendoza, Neuquén, Río Negro y La Pampa. Con una media de 1.100 episodios anuales y 3 eventos diarios, dichos incidentes implicaron la contaminación de una superficie de 350,2 hectáreas con 74.685.000 litros de hidrocarburos y agua de producción e inyección. A estas cifras deben añadirse otros siete graves accidentes ocurridos en 2014 que dejaron como saldo la polución de 512 hectáreas con 15.427.000 litros (CFT, 2015, 2017). En el resto de la Patagonia, la situación no es diferente. Sólo durante el bienio 2012-2013, en Chubut se registraron 130 derrames petroleros, a razón de un evento importante cada 5 días y medio (Baeza y Chanampa, 2016).

En esa provincia, las propias autoridades políticas han reconocido pasivos ambientales asociados a la actividad situados en el orden de los 3.500 millones de dólares (D’Elía y Ochandío, 2014b), cifra que, en el caso los propietarios de tierras afectadas por contaminación petrolera en Neuquén, rondaría los 5.000 millones (Aranda, 2015). A esto se suman las denuncias de pobladores de Catriel, Barda del Medio, Fernández Oro, Añelo, Confluencia, Collón Curá, Zapala y Pe-

huenches por la contaminación de campos y predios y el lavado de cisternas de camiones que transportan petróleo a la vera de las rutas y en cercanías de zonas de chacras. No menos importante era la problemática de la erosión del suelo, en la cual la explotación hidrocarburífera es, después de la ganadería ovina, la principal actividad económica implicada. Un nuevo informe de Naciones Unidas elaborado para Neuquén estableció en 2001 que este flagelo abarcaba dos terceras partes del territorio provincial, donde reside el 70 % de la población, con nada menos que 934.909 hectáreas gravemente afectadas y 1.478.872 hectáreas con impactos moderados. Otro reporte remarcó en 2010 las implicancias ambientales de la descarga de efluentes petroleros en la margen sur del río Colorado.

Algo similar ocurre en el arroyo salteño Sauzalito, en la Cuenca Noroeste, donde se estimaba que, por cada 100 litros de agua vertida a su cauce, llegaban al arroyo Yuto nada menos que 10 kg de aguas de formación a elevadas temperaturas, con intensos efectos ecotóxicos sobre la fauna silvestre. La cuestión se agrava cuando se advierte el elevado consumo de agua que la extracción hidrocarburífera requiere –sólo en Salta y Jujuy se estima el uso de 70.000 litros diarios para separar el crudo de las aguas de formación–, puesto que, si bien las empresas en teoría deben utilizar fuentes no aptas para consumo humano, en la práctica no siempre sucede así. Obviamente, esto implica riesgos de secado de napas y mezcla de aguas subterráneas de diferentes calidades debido a fallas en el funcionamiento de los pozos o averías en las cañerías (Gavaldá y Scandizzo, 2008; di Risio *et al.*, 2012; Pérez Roig, Scandizzo y di Risio, 2016).



Figura n° 23. Derrame petrolero ocurrido en Rincón de los Sauces en enero de 2015. Fuente: Catriel Informa, 2015; Rincón, 2015.

Párrafo aparte merece el alud de finales de febrero de 2009 ocurrido en Tartagal, que cubrió barrios enteros luego de que copiosas precipitaciones arrasaran con suelo que había quedado desnudo debido a la deforestación del bosque nativo perpetrada por la industria forestal, el agronegocio y la actividad hidrocarburífera. Si bien esta última realiza –a través de la apertura de picadas y locaciones– desmontes parciales muy diferentes de los masivos ejecutados por los terratenientes ganaderos y sojeros, su impacto es muy significativo debido a que se desarrollan en zonas donde, por la escasez de lluvias, la regeneración del bosque seco es muy lenta y los suelos devienen sensibles a la erosión. Para ilustrar la gravedad de la cuestión, basta mencionar que los desmontes que la estatal YPF realizó en los años setenta en el departamento salteño de Rivadavia son aún hoy día visibles por imágenes satelitales, es decir, cuarenta años después de haber sido llevados a cabo. La problemática afecta a comunidades de pueblos originarios (wichí, chorote, tapiete, chulupí, toba-qom) que sufren la realización de picadas petroleras a literalmente escasos metros de sus viviendas (di Risio *et al.*, 2012).

Alud en Tartagal

Continuando el legado heredado de los años neoliberales, el neoextractivismo neodesarrollista continuó, asimismo, insistiendo en la expansión del modelo hidrocarburífero en áreas protegidas, no obstante el hecho de que la Ley de Hidrocarburos de 1967 claramente declaró, en su artículo n° 79, la nulidad de las concesiones que se superpongan con zonas vedadas a la actividad. Quizás el ejemplo más sobresaliente sea el caso de la cuenca Nirihuau, emplazada dentro de la Reserva de Biosfera Andino-Norpatagónica creada en 2007 por la UNESCO, el propio Estado argentino y los gobiernos de Río Negro y Chubut, la cual se extiende desde las proximidades del Parque Nacional Nahuel Huapi hasta Esquel y

Impacto en el ecosistema marino y costero

desde Río Chico hasta Gualjaina (Gavaldá y Scandizzo, 2008; Mombello, 2016; Scandizzo, 2016).

Por su parte, el ecosistema marino y costero del golfo San Jorge y la Cuenca Austral ha sido fuertemente contaminado por la explotación y el transporte de hidrocarburos, lo cual ha puesto en jaque la supervivencia de numerosas familias que dependían de la pesca artesanal (Svampa y Observatorio Petrolero Sur, 2014b). A esto se suma la problemática de los derrames de crudo ocurridos en la cercanía de la costa marítima, como ocurrió en 2006 en Cabo Vírgenes –que dejó como saldo 400 pingüinos empetrolados– y en 2007 en Caleta Córdova –con 1.500 aves afectadas–, en ambos casos a raíz de accidentes de origen desconocido por los cuales ninguna empresa se responsabilizó. El más notable fue el derrame de 2007, que dejó una mancha de 4 km de petróleo en la costa chubutense y motivó una denuncia del gobierno provincial contra TERMAP (de Repsol, Vintage Oil, Pan American Energy, Total Austral, Depetrol, Capsa y Shell) por su presunta responsabilidad en el hecho. Estos “incidentes”, como se los llama en la jerga petrolera, son habituales debido al intenso tráfico de buques-tanque de hasta 150.000 toneladas de capacidad, el frecuente vertido de crudo y lodos de perforación al mar durante la carga o el transporte de hidrocarburos y la limpieza de tanques, todas actividades que se desarrollan amparadas por la impune soledad que brinda la operación en alta mar. A esto se le suma el impacto de la exploración sísmica con cañones de aire comprimido, que genera ondas sonoras de hasta 250 decibelios que brindan información acerca de la estructura geológica y afecta los sensibles radares de los cetáceos –tornando más frecuentes los varamientos en las costas– y ocasiona, además, cambios de comportamiento y lesiones en la vejiga natatoria, los ojos y el oído interno de la fauna ictícola (Gavaldá y Scandizzo, 2008; Fundación Nuestro Mar, 2009).

Comodoro Rivadavia

Cuna histórica de la actividad, Comodoro Rivadavia se ha convertido en una de las ciudades con mayor pasivo ambiental de la Argentina: los vecinos denuncian frecuentes filtraciones de petróleo y gas a través del suelo de sus viviendas, así como también que la tasa de mortalidad por cáncer se sitúa –debido a la polución del agua potable– entre las más altas del país. Algo similar ocurre en las ciudades del norte santacruceño, donde la contaminación de acuíferos con hidrocarburos ha sido reiteradamente sindicada como causante de las altas tasas de prevalencia de patologías oncológicas registradas entre sus habitantes (Svampa y Observatorio Petrolero Sur, 2014b; D’Elía y Ochandio, 2014b; Gómez Lende, 2018). La ruta del cáncer conduce a Cutral Co, Plaza Huincul, Añelo y Cinco Saltos, donde varios médicos denuncian la frecuente ocurrencia de nacimientos con malformaciones, específicamente fallas en el tubo neural que implican desde casos de espina bífida hasta eventos de anencefalia en recién nacidos. La problemática sanitaria asociada a la explotación petrolera es tan evidente en Neuquén que hasta las autoridades sanitarias de la provincia no tuvieron más alternativa que admitir que allí las enfermedades oncológicas constituyen la primera causa de mortalidad, a diferencia de lo que señala el promedio nacional, donde el liderazgo corresponde a las patologías cardiovasculares (Gavaldá y Scandizzo, 2008).

Modelo neodesarrollista

Regresando a la cuestión del *fracking*, sus costos ambientales han sido sistemáticamente negados o justificados por la imperiosa necesidad del autoabastecimiento energético. Pero lo peor del caso es que ha servido para que las gestiones neodesarrollistas recuperaran las metas exportadoras trazadas por el neoliberalismo. Lejos de aprender la lección del pasado, cuando el recurso hidrocarburífero fue imprudentemente concebido como superavitario o excedentario, la apuesta del gobierno “progresista” de Fernández de Kirchner a los “no convencionales” obedeció a la intencionalidad de obtener saldos exportables que permitieran mejorar la balanza de pagos. Así lo reconoce la mentada ley de “soberanía hidrocarburífera” sancionada a raíz de la expropiación parcial de YPF. Esto no sólo supone recaer en las mismas falacias del pasado, también implica una flagrante contradicción respecto de la situación del país en la materia (yacimientos convencio-

nales maduros, escasez de reservas, balanza comercial energética negativa) y del supuesto ideal estatal de garantizar una explotación “racional y sustentable” y el autoabastecimiento a largo plazo (Pérez Roig, 2012; Sabbatella, 2012). Es difícil conciliar esto con los fundamentos de la ley que impulsó la expropiación parcial de YPF a Repsol, donde se declamaba el retorno a la concepción estratégica de los hidrocarburos y el abandono de la noción de *commodity* (Sabbatella, 2013).



Figura n° 24. Portadas de *Crónica*, periódico de Comodoro Rivadavia, que aluden al derrame de petróleo en Caleta Córdova en 2007.

Ese nuevo modelo hidrocarburífero surgido al calor de la fase final del neodesarrollismo es, asimismo, incompatible con las pregonadas metas del “crecimiento con inclusión”. Como proféticamente lo señalaran Farfaro Ruiz y Bil (2012), la explotación de los recursos no convencionales requiere tecnología más costosa que tarde o temprano se traducirá en mayores ajustes tarifarios para los consumidores, tal como ocurrió –según veremos a continuación– pocos años después durante la presidencia de Macri. En síntesis, la política hidrocarburífera del neodesarrollismo, si bien transformó radicalmente el mercado petrolero argentino, también impuso una reregulación promercado (Barneix, 2012), por la cual las distintas formas de producción política de rentabilidad y socialización del riesgo empresarial –privilegios impositivos, exenciones fiscales, transferencias multimillonarias de recursos desde el erario público hacia las arcas privadas del capital concentrado, etc.– (Gómez Lende, 2018) se combinaron con un preocupante recrudescimiento y agravamiento de los costos ambientales de la actividad. Así pues, las políticas redistributivas implementadas en materia energética por los regímenes “progresistas” no han hecho mella en la principal victoria del modelo neoliberal de los años noventa: la generación de un sentido común de gobierno en el que los hidrocarburos pueden administrarse como una mercancía más, privilegiando su valor de cambio (renta) en el mercado por encima de su valor de uso (Pérez Roig, 2012).

Una vez agotado el modelo neodesarrollista, el recambio gubernamental de finales de 2015 sometió a nuestro país a una nueva experiencia neoliberal, la tercera del largo y tortuoso ciclo iniciado en 1976. Las elecciones de diciembre de 2015 catapultaron a la presidencia del país a Macri, gracias a sus promesas de “revolución de la alegría” y “pobreza cero”. El flamante gobierno se empeñó en reforzar la seguridad jurídica de los derechos de libertad y propiedad privada, reducir la presión tributaria sobre el capital, aumentar la rentabilidad empresarial, profundizar la reprimarización productiva y desregular la economía, las finanzas y el comercio exterior. Realineándose con la banca internacional, los organismos multi-

LOS CEOS AL GOBIERNO, LA “PATRIA CONTRATISTA” Y EL CAPITAL EXTRANJERO AL PODER: LA POLÍTICA HIDROCARBURÍFERA DEL GOBIERNO DE MACRI (2016-2019)

Modelo neoliberal



Figura nº 25. Logotipo de la empresa Metrogas.

Ministerio de Energía y Minería

Funcionarios estatales

laterales de crédito, Estados Unidos, China y la Unión Europea, el tercer régimen neoliberal ejecutó una brutal apertura importadora y una agresiva estrategia de endeudamiento externo, desplazando una vez más el eje de la acumulación de capital hacia la valorización financiera y forjando así una nueva burbuja especulativa e inflacionaria que estalló entre mediados de 2018 y principios de 2019. En el marco de esa suerte de restauración neoliberal/neoconservadora, en numerosas ocasiones la praxis política gubernamental corroboró la tesis de Harvey (2007) de que cuando los principios neoliberales chocan con la necesidad de restaurar o sostener el poder de la élite, o bien son abandonados o bien se tergiversan tanto que acaban siendo irreconocibles, ilustrando sobradamente lo poco que tiene que ver la teoría neoliberal con su práctica. La política hidrocarburífera constituiría uno de los ejemplos de dicha contradicción.

Sin solución de continuidad, las ya de por sí generosas redistribuciones estatales ejecutadas durante el neodesarrollismo a favor del capital concentrado del sector hidrocarburífero alcanzaron su clímax en un contexto signado por la absoluta colonización del Estado nacional por parte de la élite económica. De la noche a la mañana, quienes conducían áreas estratégicas de la economía privada pasaron a regularlas desde el Estado, forjando una suerte de gobierno del gran empresariado por y para él mismo (Varesi, 2016; García Delgado y Gradin, 2017) y determinando que la composición de las diferentes carteras y ministerios se nutriera principalmente de altos puestos gerenciales de la cúpula empresarial –los llamados CEOs (*chief executive officers*)–.

La situación de conflicto de intereses era igual o peor que durante la década neoliberal de 1990, pues los intereses del capital dejaron de ser mediados por funcionarios públicos para encontrarse directamente personificados por figuras que muy poco tiempo atrás dirigían el sector privado (Sabbatella y Burgos, 2018).

Como resultado, todos los miembros de la conducción política apuntalaron sus empresas desde la esfera pública y privada, proclamando la ausencia de conflictos de intereses mientras transferían fortunas a sus propias compañías (Katz, 2018). Naturalmente, el sector hidrocarburífero no fue una excepción a la regla: la primera política que el flamante gobierno implementó en la materia fue la creación del Ministerio de Energía y Minería y la colocación, al frente de dicha cartera, de Aranguren, expresidente de la filial argentina de la compañía angloholandesa Royal Dutch Shell. Dicho nombramiento tuvo cierto aire de revancha, dado que el mencionado era CEO de Shell en el momento (año 2004) en que el gobierno de Kirchner hizo un llamado público a toda la población argentina para que realizara un boicot a la compra de combustibles y lubricantes en las bocas de expendio de la transnacional angloholandesa en respuesta a la política de precios llevada a cabo por la firma (Seifert y Werner, 2008).

No fue el único caso: el nuevo ministerio fue la cartera que ostentó mayor cantidad de funcionarios con trayectorias privadas “puras”, dado que el 50 % de sus integrantes venía de ocupar altos cargos en empresas del sector energético, como Esso/Exxon, Axion, Pan American Energy –socia de Shell en el consorcio Acambuco, que explota el yacimiento salteño Macueta–, Repsol, EDENOR, EDESUR, Transportadora de Gas del Sur. Quienes se habían desempeñado como secretarios de la cartera energética durante gestiones neoliberales (Montamat, Apud) fueron asimismo nombrados representantes del Estado en el directorio de la firma mixta YPF, al igual que ex-CEOs de las empresas Telefónica de España y Telecom, el grupo financiero J. P. Morgan y la petrolera francesa Total. A esto se añadió la designación del entonces directivo de Metrogas como interventor del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) –pasando así a “controlar” a su antiguo empleador– y el nombramiento, como asesor en materia de reestructuración tarifaria, de Guadagni, funcionario de la última dictadura militar muy ligado a Bidas-Bulgheroni, el grupo que junto a British Petroleum y SINOPEC controla Pan American Energy. En síntesis, la cúpula empresaria del sector tomó por asalto no sólo la jefatura del Ministerio de Energía y Minería, sino también

las secretarías de Planeamiento Estratégico, Recursos Hidrocarburíferos, Energías Renovables, Refinación y Comercialización, Energía Térmica y Exploración y Explotación y el directorio de YPF, ENARSA y ENARGAS (Cieza, 2016; Llorens, 2016a; Varesi, 2016; Astarita y De Piero, 2017; Sabbatella y Burgos, 2018; EJES, 2019). En otras palabras, este fenómeno dio curso a un proceso de acumulación por desposesión basado en la cooptación por parte del capital de los organismos reguladores en la materia, poniendo –como diría Harvey (2014)– a los zorros a cuidar el gallinero.

Seguidamente, la política hidrocarburífera del gobierno argentino se encaminó hacia la desregulación del mercado hidrocarburífero (Decreto n° 272/16), la disolución de la Comisión de Planificación Estratégica de las Inversiones Hidrocarburíferas (Landriscini, 2019), el desfinanciamiento e intervención de la empresa estatal Yacimientos Carboníferos Río Turbio (FARN, 2018) y la sanción del Decreto n° 882/17, que fusionó ENARSA con la compañía Emprendimientos Energéticos Binacionales (EBISA) y renombró a la nueva entidad como Integración Energética Argentina (IEASA) (SGE, 2019). Lejos de detenerse allí, la avanzada del capital petrolero se tradujo en la liberalización tanto de la importación de crudo, insumos, componentes y equipos como de la transferencia de utilidades al exterior, dilatando los plazos para la liquidación en el mercado financiero local de las divisas obtenidas por la exportación de crudo y derivados (primero a 5 años, luego a 10) y luego eliminando la obligatoriedad del ingreso de tales recursos al país (Sabbatella y Burgos, 2018; Landriscini, 2019). Es importante destacar que, pese a la liberalización de las importaciones de crudo y gasoil premium, no se permitió la participación de YPF en el negocio: de hecho, la compra en el exterior de 5,79 millones de barriles de crudo quedó en manos de Oil Combustibles, la brasileña Petrobras y, sobre todo, la transnacional Shell y la empresa Axion Energy, subsidiaria de Pan American Energy, perteneciente al grupo Bulgheroni-Bridas, la inglesa British Petroleum y la china SINOPEC (Sabbatella y Burgos, 2018).

Sin alcanzar los extremos del modelo neoliberal de los años noventa, la nueva gestión también se caracterizó por alentar la acumulación por desposesión a partir de la privatización y apropiación neocolonial o imperial de recursos hidrocarburíferos. Tal fue el caso del lanzamiento de una licitación pública internacional para la adjudicación de permisos de exploración *off shore* en aguas someras, profundas y ultraprofundas, la primera que se realizaba en más de treinta años. Comprendiendo las cuencas marinas Argentina Norte, Austral y Malvinas Oeste, el Concurso Costa Afuera I dispuesto por la resolución 276/19 adjudicó 18 áreas a 9 consorcios o UTE's constituidas por 13 empresas que, a cambio de una inversión de 724 millones de dólares, pasaron a usufructuar una superficie de 94.804,51 km² de la plataforma marítima nacional (SGE, 2019), área equivalente a la superficie que ocupa la provincia del Chaco.

La cartelización en flagrante violación del régimen de competencia fue más que evidente, puesto que siete de las adjudicatarias (las inglesas British Petroleum y Tullow, la angloholandesa Shell, la noruega Equinor, la japonesa Mitsui, la francesa Total, la germanonorteamericana Wintershall, la italiana ENI, la estadounidense Exxon-Mobil, la árabe Qatar y las argentinas Tecpetrol, Pluspetrol e YPF) poseían la friolera de 46 vínculos societarios entre sí entablados *ad hoc* para la licitación. Por si fuera poco, ningún consorcio –exceptuando el constituido por ENI-Mitsui-Tecpetrol– ofreció el pago de bono de entrada de 5 millones de dólares que otorga derechos de concesión de explotación por tiempo indefinido, pagando en todos los casos cánones anuales de apenas 45 dólares por km². Peor aún, sólo dicha UTE y la noruega Equinor se comprometieron a realizar labores de exploración que sobrepasan la prospección sísmica 3D, mientras que las demás sólo preveían realizar sísmica 2D. Si a lo largo de los ocho años de exploración previstos por la licitación las empresas descubrieran petróleo, la legislación les otorgaba derechos de explotación por un lapso de 30 años, cifra que, teniendo en cuenta las prórrogas de 5 años establecidas por la Ley de Hidrocarburos de

Desregulación del mercado hidrocarburífero

Privatización de recursos hidrocarburíferos

2014, podría totalizar la friolera de 43 años, esto sin contar las prórrogas de 10 años que dicha norma estipula para las concesiones de extracción. La entrega fue coronada por dos detalles adicionales: la fijación de regalías máximas del 12%, contraviniendo así lo dispuesto por la Ley de Hidrocarburos vigente, que señala que si existen prórrogas la alícuota puede elevarse al 18%; y el hecho de que, en caso de conflicto entre las partes, la Argentina se somete a arbitraje internacional en La Haya (Holanda), con fallos previsibles dado que allí tiene su sede Shell, beneficiaria del concurso (Llorens, 2019).

Figura n° 26. Portada del periódico *Tiempo Argentino* del 22 de mayo de 2014 dedicada a la firma de un convenio energético entre la Argentina y los Estados Unidos.



No conforme con lo anterior, el gobierno de Macri preveía el lanzamiento de la segunda ronda para el primer semestre de 2020, licitación que en este caso involucraba a 25 áreas localizadas en las cuencas del Colorado, Malvinas Oeste, Argentina Norte y Argentina Sur. Siguiendo la tesitura privatizadora impuesta por la restauración neoconservadora/neoliberal, IEASA vendió los derechos de explotación del área no convencional Aguada del Chañar, perteneciente a la formación Vaca Muerta y abandonada por la empresa estatal neuquina G&P, a la compañía mixta YPF, recaudando por la operación la suma de 95,6 millones de pesos (SGE, 2019).

No menos importante, el flamante gobierno decidió, asimismo, no renovar la vigencia de los derechos a las exportaciones de hidrocarburos, lo cual determinó

que en la práctica aquéllos fueran eliminados. Sin embargo, a mediados de 2018 se vio obligado a restituir el gravamen debido a la crisis financiera, cambiaria y fiscal y los acuerdos pactados con el Fondo Monetario Internacional (Sabbatella y Burgos, 2018; Landriscini, 2019). Paradójicamente, la nueva alícuota (4 pesos por dólar exportado) era mayor a la implementada durante los últimos años del régimen neodesarrollista, aunque rápidamente se vio licuada por las sucesivas devaluaciones de la moneda argentina.

Sin perjuicio de lo anterior, todas las políticas previamente reseñadas palidecen frente a las explícitas redistribuciones estatales que, bajo la forma de controles de precios, exenciones impositivas y transferencias directas de recursos, el gobierno de Macri ejecutó a favor de las transnacionales petroleras y sus socios locales. Contradiciendo su enconada defensa de las políticas neoliberales de libre mercado, la política energética se orientó en todo momento a subsidiar a las empresas del sector hidrocarburífero mediante la expoliación del bolsillo de los asalariados, el encarecimiento de los costos de producción de otras facciones del capital y la entrega de recursos del erario público. Esto fue funcional al doble juego de las grandes petroleras, que solicitaron la regulación estatal vinculada al pago de sobrepagos por el crudo cuando las cotizaciones externas eran bajas y presionaron por lograr aumentos de combustibles y la aplicación de las “reglas del mercado” cuando el precio internacional comenzó a subir (Einstoss, 2020).

En un contexto en el cual el aumento de la oferta estadounidense de hidrocarburos no convencionales, la desaceleración del crecimiento chino (segundo consumidor mundial), el fortalecimiento del dólar como divisa y los conflictos en el interior de la OPEP precipitaron la caída de la cotización internacional del crudo (Sabbatella y Burgos, 2018) a 31 dólares por barril en el primer semestre de 2016 (Landriscini, 2019), el gobierno argentino continuó auxiliando a las petroleras mediante el pago de sobrepagos en el mercado doméstico. La política del llamado “barril criollo” gozó de notable continuidad durante el nuevo período neoliberal. Así lo demostró el eufemísticamente denominado “Acuerdo para la transición a precios internacionales de la industria hidrocarburífera argentina”, por el que el gobierno y las empresas acordaron la progresiva convergencia de las cotizaciones internas con los valores internacionales mediante la fijación de precios de referencia revisados trimestralmente en función de la evolución de la cotización del barril del crudo BRENT y del tipo de cambio. En el ínterin en que tal convergencia ocurriera, se garantizó un precio mínimo o sostén de 59,4 dólares por barril para el crudo Medanita y de 48,3 dólares por barril para el crudo Escalante, aunque posteriormente dichas cotizaciones serían llevadas a 67,4 y 54,9 dólares por barril, respectivamente, cayendo en 2017 a 55 dólares para el crudo liviano y 47 dólares para el petróleo pesado (Cabot, 2016; FARN, 2018; Sabbatella y Burgos, 2018; Einstoss, 2020).

Lo que para Sabbatella y Burgos (2018) supuso el sacrificio por parte del macrismo de su credo neoliberal para, de ese modo, eludir frentes de conflicto, para las petroleras implicó, en la práctica, lo que Machado Aráoz (2010) llama “producción política de rentabilidad”, pues gracias a este subsidio encubierto percibieron precios entre un 51,6% y un 116,1% superiores a los valores internacionales. Conviene también matizar y desmitificar el pretexto de que esta política respondía al supuesto propósito de la sustitución de importaciones. Según datos aportados por Sabbatella y Burgos (2018), el precio al que Axion, Shell, Petrobras y Oil Combustibles adquirían el barril de crudo en el exterior era de 46,40 dólares, cifra entre 21 y 8,50 dólares más barata de lo que en ese momento costaba en el mercado interno el “barril criollo” de petróleo Medanita y Escalante, respectivamente. Gracias a la desregulación de la compra externa de crudo y combustibles y ese diferencial entre el precio de venta local y el valor de importación, los refinadores y comercializadores lograron obtener márgenes de ganancia más jugosos (Sabbatella y Burgos, 2018). En síntesis, en 2016-17 el mercado local pagó precios un 34,7% y un 4,4% superiores al valor internacional, respectivamente,

Cotización internacional
del crudo

con lo cual el segmento *downstream* y los consumidores continuaron financiando al *upstream* (Torroba, 2019; Einstoss, 2020).

A las subvenciones contempladas por el “barril criollo”, que sólo en 2016 representaron más de 5.000 millones de dólares (Cabot, 2016) se debe sumar la ratificación y la elevación, en ese mismo, año de los subsidios a las exportaciones de petróleo. La resolución n° 21/2016 del Ministerio de Energía y Minería creó un programa de estímulo a las exportaciones de petróleo crudo excedente tipo Escalante proveniente de la Cuenca del golfo San Jorge que estableció una compensación de 10 dólares por barril, de los cuales 7,5 dólares serían aportados por el gobierno nacional y 2,50 dólares provendrían del gobierno de Chubut. Prolongándose durante todo 2016 hasta tanto el precio internacional del BRENT no superara los 47,5 dólares por barril, esta política permitió que a lo largo de ese año Pan American Energy exportara 13,3 millones de barriles de crudo Escalante a un promedio de 49,70 dólares por unidad (Sabbatella y Burgos, 2018), apropiándose así de un importante diferencial respecto de los precios externos.

Figura n° 27. El presidente Macri anuncia la inversión de US\$ 1400 millones de la empresa Pan American Energy, 15 de julio de 2016.
Fuente: Casa Rosada.



Reintegros a las exportaciones

A lo anterior se le sumó la continuidad de los reintegros a las exportaciones por puertos patagónicos durante gran parte de 2016. Gracias a esta doble transferencia de recursos públicos, las petroleras –Pan American Energy, sobre todo, principal exportadora de petróleo del país– pasaron a recibir más de 10 dólares por cada barril de crudo comercializado en el exterior, cifra equivalente a 3.500 millones de dólares, casi la misma erogación que demanda la Asignación Universal por Hijo (AUH) (Llorens, 2016a). Es importante añadir que, aunque carecemos de datos para dimensionar la caída, esta cifra mermó a partir de mediados de 2016, cuando el gobierno dispuso la definitiva eliminación de los reintegros a las exportaciones por puertos patagónicos.

Aunque la continuidad del barril criollo estaba prevista hasta finales de 2018, el programa se suspendió en octubre de 2017 y quedó sin vigencia a partir de enero del siguiente año. La razón para ello fue que el ya citado acuerdo de transición a precios internacionales señalaba que, en caso de que el valor del petróleo BRENT superara durante más de 10 días consecutivos la cotización de referencia local, los compromisos pactados quedaban suspendidos y el mercado interno comenzaría a regirse por las cotizaciones externas. Dicha eventualidad ocurrió en septiembre de 2017, con lo cual el acuerdo de transición quedó sin efecto al siguiente mes del mismo año, determinando la liberalización de hecho del precio de los combustibles sin que las compañías petroleras se vieran obligadas a contar con autorización gubernamental para decidir su aumento.

Cuando esta política caducó y las cotizaciones domésticas se reacomplaron a los valores externos, los precios bajaron en la comparación internacional –la nafta argentina pasó a ser la más barata de la región, siendo apenas un 5 % más cara que la estadounidense– (Einstoss, 2020), pero el costo de los combustibles continuó encareciéndose para el consumidor local: en sólo cinco meses, se registró un aumento del 32 %, más del doble del incremento sufrido por el precio internacional del BRENT en el mismo lapso (14 %) (FARN, 2018). En ambos casos, los perjuicios ocasionados a los consumidores fueron capitalizados no sólo por las petroleras, sino también por los gobiernos provinciales de las provincias hidrocarburíferas –vía regalías– y el propio Estado nacional mediante el cobro de impuestos a los combustibles líquidos (Einstoss, 2020). Sin embargo, cabe matizar esta última afirmación, pues la reforma tributaria de 2017 dispuso una reducción de la alícuota de dichos impuestos para la nafta super (del 25,5 % al 21 %) y premium (del 24,9 % al 18,2 %) y el gasoil grado 2 (de 18,2 % al 14,9 %) y premium (del 18,6 % al 12,7 %) (SGE, 2019), lo cual implicó que en la práctica el Estado resignara una cuota todavía mayor de la renta hidrocarburífera en manos de las petroleras privadas.

So pretexto de disminuir el déficit fiscal y reducir los millonarios subsidios que durante la fase neodesarrollista habían sido otorgados a los oligopolios privados, el gobierno nacional habilitó, asimismo, brutales aumentos para los consumidores residenciales e industriales de gas natural (1.297 %) y energía eléctrica (1.615 %) (Arancibia, 2018), imponiendo nuevos cuadros tarifarios que se montaron sobre los aumentos preexistentes dispuestos en 2014. Para 2019, el incremento acumulado en dichas tarifas oscilaba entre el 3.000 % y el 3.500 % (EJES, 2019). El llamado “tarifazo” fue propicio a que empresas extranjeras y grupos domésticos que gozaban de fluidos vínculos con el gobierno de turno desembarcaran en las licenciatarias del transporte y la distribución de gas natural. Southern Cone Energy pasó a ser socia de Tecpetrol (grupo Techint/Rocca) y CGC (grupo Eurnekián) en la explotación de TGN, mientras que la RPM Gas de Caputo permaneció hasta el fin de la gestión de Macri, vendiendo su participación en 2019 a las dos firmas nacionales mencionadas más arriba. CIESA, Pampa Energía (del grupo Midlin, con intereses en Petrobras) y el Grupo Inversor Petroquímica (de las familias Wertheim –ligada a Telecom– y Sielecki –vinculada a la industria farmacéutica–) asumieron el control de TGS, en tanto que Camuzzi Gas Pampeana y del Sur sufrieron varios cambios en su composición accionaria. La italiana Camuzzi Gazometri fue absorbida por su coterránea 2i Rete Gas, la cual quedó como socia de los grupos domésticos Jismol –perteneciente a un exjefe de gabinete del gobierno de De La Rúa– y Disvol –operadora de las distribuidoras eléctricas bonaerenses EDELAP y EDEA–.

Recortando subsidios, el gobierno determinó así que el diferencial correspondiente a la paulatina dolarización de las tarifas pasara a ser pagado directamente por los consumidores finales del servicio, dejando de absorber las pérdidas que el Estado afrontaba por el costo del gas importado (Sabbatella y Burgos, 2018). Como resultado, los subsidios al sector energético, que en 2015 ascendían a 18.961 millones de dólares y representaban el 3 % del PBI, se redujeron a 5.954 millones de dólares en 2019, cifra equivalente al 1,4 % del PBI. Para el caso específico del gas natural y el Gas Licuado de Petróleo (garrafas), la reducción fue del 61 %, pues las subvenciones disminuyeron de 5.640 millones a 2.216 millones de dólares, rebajando su peso sobre el PBI del 0,9 % al 0,5 % (SGE, 2019).

Sin embargo, el discurso oficial omite convenientemente el hecho de que la reducción de los subsidios se concentró notablemente en la demanda de gas, pero no en la oferta. En 2016, los yacimientos, aún produciendo a su máxima capacidad, eran incapaces de satisfacer la demanda doméstica. Por otra parte, la decisión de Bolivia de reducir los volúmenes exportados a la Argentina había obligado a importar gas desde Chile y de gasoil desde otros países (SGE, 2019). Esgrimiendo esos argumentos, el gobierno nacional se focalizó en la socializa-

Tarifas a consumidores

Subsidios al sector energético

ción del riesgo empresarial de las grandes petroleras, otorgándoles –pese a los descomunales aumentos tarifarios sufridos por los consumidores– generosas subvenciones e incentivos para la extracción de gas, especialmente aquél proveniente de reservorios no convencionales (*shale gas* y *tight gas*). Mientras que el Fondo para el Consumo Residencial de Gas, que había sido prorrogado por la Ley n° 26.546 hasta 2019, era eliminado o, al menos, desfinanciado, el Plan Gas I, que había sido creado en 2013, perduró hasta finales de 2017 (FARN, 2018), elevando los precios del gas nuevo en boca de pozo para así satisfacer los reclamos de las grandes empresas, las cuales, además de solicitar los ya referidos aumentos en el precio del barril criollo, buscaban paliar la caída de las cotizaciones internacionales del crudo reorientando su actividad a la producción de gas natural (Landriscini, 2019).



Figura n° 28. Presentación de un acuerdo entre YPF y el Ministerio de Producción para el desarrollo de proveedores locales, 8 de marzo de 2018.

Fuente: Ministerio de Economía de la Nación.

Plan Gas II

Paralelamente, se creó el Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida (Plan Gas II), incorporando al esquema de subsidios a aquellas compañías que, por razones de escala (inyección inferior a 3,5 millones de m³ diarios o directamente sin inyección) o características geológicas de los yacimientos, no habían podido incorporarse al programa anterior. El Plan Gas establecía compensaciones fijas en dólares, pero abonadas en pesos de manera trimestral por parte del Tesoro Nacional, que así cubría la diferencia entre los precios promedio efectivamente percibidos por las empresas y los valores máximos alcanzados por la inyección mensual (FARN, 2018). En plena efervescencia social y política por los aumentos tarifarios, las compañías petroleras afirmaron en las audiencias públicas llevadas a cabo en 2016 y 2017 que el precio del gas natural en boca de pozo debía alcanzar los 7 dólares por millón de BTU (British Thermal Unit) para el caso del *shale gas*, los 6,2 dólares para el *tight gas* y los 4 dólares para el gas convencional (FARN, 2018). Lo llamativo del caso es que, cuestionado acerca de la veracidad de estas cifras, el gobierno se rehusó a informar el costo de extracción promedio, optando por referirse al costo marginal de la producción no convencional (Sabbatella y Burgos, 2018).

Así, y pese a que YPF había informado al organismo de contralor de la bolsa estadounidense costos de extracción de apenas 1,9 dólares por millón de BTU (Sabbatella y Burgos, 2018), el Plan Gas II otorgó valores de 7,5 dólares por millón de BTU para aquellos casos en los cuales la inyección efectiva superara a la inyección base (es decir, previa al subsidio) no ajustada por el agotamiento de los yacimientos. Las cifras fueron de entre 6 y 4 dólares por millón de BTU cuando la inyección efectiva fuera inferior a la básica pero superior a la básica ajustada, dado que generalizaba el precio de 7,5 dólares por millón de BTU para toda la producción argentina de gas en vez de reservarlo a la proporción de ésta que hubiese aumentado en el período de referencia, como lo había hecho Fernández de Kirchner (Llorens,

2016a). Como resultado, el precio promedio pagado a las empresas creció 18,1% en 2018 (FARN, 2018), cifra esta última que, superando en un 164,2% el costo de producción de YPF (1,9 dólares) y resultando entre un 7,7% y un 100,8% más alta que el precio de mercado (entre 2,5 y 4,66 dólares por millón de BTU) (Sabbatella y Burgos, 2018), supuso una transferencia encubierta de recursos del erario público a las arcas de las grandes petroleras argentinas y extranjeras. Siguiendo esa tesitura, el sendero de dolarización del precio del gas en boca de pozo preveía llevar su cotización a 6,77 dólares por BTU en octubre de 2019 (EJES, 2019).

Frente a la crisis desatada a mediados de 2018, el Plan Gas II fue suspendido, no obstante lo cual las erogaciones estatales continuaron hasta 2019 inclusive para saldar deudas contraídas en años anteriores con las petroleras. Simultáneamente, las empresas comenzaron a recibir los subsidios contemplados por las resoluciones n° 46, 419 y 447 emitidas en 2017, las cuales se focalizaron exclusivamente en atraer inversiones privadas para la explotación de reservorios de gas no convencional en Vaca Muerta y la Cuenca Austral. Pese a que iniciativas anteriores habían fracasado durante el neodesarrollismo debido a las prácticas fraudulentas de las empresas, el eufemísticamente denominado “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural Proveniente de Reservorios No Convencionales” determinó que el Estado pasara a subsidiar con fondos del Tesoro a las petroleras que incrementaran la producción de *shale gas* y *tight gas*, reconociéndoles un precio diferencial que, estimado sobre el precio promedio mensual ponderado, ascendió a 7,50 dólares por millón de BTU en 2018. A partir de entonces se previó una reducción escalonada (a razón de 50 centavos de dólar anuales) hasta finalmente converger en los 6 dólares por millón de BTU pautados para 2021 (FARN, 2018; Sabbatella y Nunes Chas, 2020). Gracias a la resolución n° 46/17, a comienzos de 2018, en pleno ascenso de la cotización internacional del barril de crudo, las grandes petroleras con operaciones en el país reforzaron su rentabilidad, pues los precios dispuestos por el Ministerio de Energía para el gas natural habían alcanzado valores muy atractivos (Landriscini, 2019).

Como resultado de todas las redistribuciones estatales reseñadas hasta aquí, sólo durante el bienio 2016-17 y parte del año 2018 las petroleras que operan en el país recibieron casi 4.250 millones de dólares de parte del Estado nacional (FARN, 2018). Por su parte, los informes oficiales (SGE, 2019) admiten que durante el cuatrienio 2016-19 se otorgó al sector hidrocarburífero la friolera de 11.680 millones de dólares en concepto de subsidios al petróleo y el gas. A la luz de estos hechos, huelga señalar que la política energética de Macri supuso una descomunal transferencia de riqueza desde los asalariados, otras facciones del capital y el erario público hacia el sector hidrocarburífero. De las 41 empresas beneficiarias de los 4.083,93 millones de dólares transferidos en 2016 y 2017 por los diferentes programas de estímulo a la producción de gas y petróleo, sólo 16 se apropiaron del 96% de los fondos (FARN, 2018). Apenas cinco se apoderaron del 86,4%: YPF (1.746,23 millones de dólares, el 42,8%), Pan American Energy (1.170,93 millones, el 28,7%), Total Austral (289,66 millones, el 7,1%), Wintershall (191,72 millones, el 4,7%) y Petrolera Pampa (126,03 millones, el 3,1%).

El papel dominante desempeñado por YPF parece contradecir la afirmación de Sabbatella y Burgos (2018), según la cual una de las principales diferencias que la política de subsidios energéticos de Macri expresaba respecto del neodesarrollismo estribaba en que los principales destinatarios de la primera fueron empresas privadas y no las compañías pseudopúblicas IEASA e YPF, como venía ocurriendo hasta 2015. Sin embargo, la posición hegemónica de la petrolera mixta encubre el hecho de que YPF tenía varios compromisos firmados con Chevron y Dow, las cuales pasaron así a usufructuar fondos estatales, previa mediación de la compañía argentina (FARN, 2018).

En realidad, los datos aportados por la fuente previamente citada (FARN, 2018) demuestran que, si se considera a los grupos empresarios en vez de a sus dis-

Papel de YPF



Figura n° 29. Logotipo de la empresa IEASA.

tintas compañías, el nivel de concentración fue todavía mayor. Si a YPF se le sumaran los subsidios recibidos por la Compañía de Hidrocarburos No Convencionales –la empresa fantasma que la petrolera mixta comparte con Chevron–, la participación del grupo en los fondos estatales recibidos por el sector treparía al 44,5 %. Añadiendo los subsidios recibidos por Pan American Sur y SINOPEC a los ya usufrutuados por Pan American Energy, el grupo Bulgheroni y sus socios extranjeros controlarían el 29,3 % de esa masa de recursos. Y si a la participación de Petrolera Pampa se le agregaran las remesas captadas por otras filiales del grupo Midlin, como Pampa Energía y sus controladas Refinería del Norte (que comparte el paquete accionario con YPF y Pluspetrol) y Transportadora de Gas del Sur, su peso relativo sobre el total ascendería al 5,5 %. Otras empresas beneficiadas por la política de subsidios de la gestión de Macri fueron la chilena ENAP Sipetrol, la brasileña Petrobras, el grupo estadounidense Dow (compañías Mega y PBB Polisor) y las argentinas Compañía General de Combustibles (del grupo Soldati), Pluspetrol, Tecpetrol (del grupo Techint/Rocca) y Vista Oil & Gas (a través de sus controladas Apco Oil and Gas International y Petrolera Entre Lomas).

Tecpetrol

Los dos últimos casos previamente citados merecen singular atención. El primero de ellos se refiere a Tecpetrol, empresa que explota Fortín de Piedra, área neuquina que junto a otras, como la santacruceña Campo Indio Este (de CGC), comenzó a explotarse a raíz del programa de estímulo a los hidrocarburos no convencionales y, por ende, recibió el precio total de incentivo contemplado por dicha política gubernamental. Gracias a los subsidios, Fortín de Piedra se convirtió en el principal productor de *shale gas* de América Latina y en el yacimiento de gas más importante del país, superando al bloque Carina que Total Austral explota en las aguas profundas de Tierra del Fuego, al yacimiento Aguada Pichana –en manos de un consorcio formado por YPF, Wintershall y Pan American Energy– y al histórico reservorio neuquino de Loma de la Lata, controlado por YPF. De hecho, Tecpetrol fue la petrolera que recibió mayores transferencias de recursos en el marco del programa de Formulación y Ejecución de Políticas de Hidrocarburos y el tercer mayor beneficiario de las remesas ejecutadas en 2018 por la Secretaría de Gobierno de Energía. En el ínterin, la compañía había logrado un meteórico ascenso dentro de la cúpula empresarial (del 253° al 73° puesto en cuanto a volumen de ventas) y se había convertido en la séptima petrolera más importante del país, explicando nada menos que el 52 % de la producción de Vaca Muerta. Cabe agregar que, pese a todos estos beneficios, Tecpetrol fue la primera empresa en iniciar acciones judiciales contra el Estado cuando en 2018, en el marco del ajuste pactado con el Fondo Monetario Internacional, el gobierno nacional se vio obligado a restringir los subsidios al sector hidrocarburífero (EJES, 2019; Sabbatella y Nunes Chas, 2020).

Vista Oil & Gas

El otro caso destacable es el de Vista Oil & Gas, perteneciente a Galuccio, el anterior presidente de la mixta YPF. Actualmente devenida la quinta petrolera más importante del país, Vista Oil & Gas fue catapultada a tal posición de privilegio después de la compra de Petrolera Entre Lomas, que luego de haber sido absorbida por el grupo Mindlin y su controlada Pampa Energía a raíz de la adquisición de los activos de Petrobras, pasó a manos de la compañía del ex-CEO de la petrolera de bandera (Llorens, 2021a, 2021b).

Devaluación del peso

Otra fuente de engrosamiento de las ganancias empresariales asociada a redistribuciones estatales fue la fuerte devaluación que sufrió el peso argentino durante el gobierno de Macri y, sobre todo, a mediados de 2018. Se trata de las denominadas “operaciones discontinuas”, concepto que se refiere al aporte que la depreciación monetaria hace a los balances contables de las firmas cuando se produce la conversión de sus inversiones a moneda extranjera. En 2018, nada menos que el 84,4 % de las operaciones discontinuas registradas en la cúpula empresarial argentina correspondió al sector petrolero, con YPF, Pan American Energy y ESSO como principales beneficiarios de ese fenómeno. Para esas empresas, la brusca devaluación de mediados de 2018 representó entre el 48,2 %

y el 90,1 % de las ganancias que declararon en sus estados contables, cifras que –vale la pena notar– habrían rondado apenas el 5 % si la caída del valor del peso hubiese sido contenida. A esto debe añadirse el hecho de que, durante el subperíodo 2016-2019, ciertas compañías del oligopolio energético nunca pagaron el impuesto a las ganancias (Petroquímica Comodoro Rivadavia), otras fueron exentas de dicha carga en años puntuales (YPF, Metrogas, Camuzzi) e incluso algunas recibieron compensaciones por supuestas malas liquidaciones impositivas (Petrolera del Cono Sur) (Lozano, Raffo y Balza, 2019).



Figura n° 30. El presidente Mauricio Macri durante la inauguración del oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini en Vaca Muerta, 2019. Fuente: Casa Rosada.

Pese a estas generosas redistribuciones estatales, los resultados en materia extractiva fueron modestos, cuando no negativos. Entre 2015 y 2019, la producción de gas natural aumentó de 43 miles de millones a 49,3 miles de millones de metros cúbicos, en tanto que la de crudo cayó de 31.971.000 a 30.578.000 m³. Como era de esperar, la concentración de los subsidios estatales en pocas manos y la consolidación de un entorno de muy bajo riesgo empresario afianzaron la concentración de la producción hidrocarburífera en un puñado de compañías. Durante el trienio 2016-18, una docena de empresas explicó el 94 % de la extracción. Sólo seis firmas dieron cuenta de alrededor del 82 %, encabezadas por YPF (30-32 %), Total Austral (25-26 %) y Pan American Energy (11-13 %), las cuales, al acaparar entre dos tercios y cerca del 70 % de la oferta, constituían un verdadero oligopolio (Sabbatella y Burgos, 2018; Sabbatella y Nunes Chas, 2020). Concretamente, en lo que atañe al petróleo YPF concentró en 2019 el 46,5 % de la extracción, y Pan American Energy, el 20,8 %, seguidas por Pluspetrol (5,3 %), Sinopec (3,8 %), Vista Oil & Gas (3,5 %) y Tecpetrol (2,9 %). Así, esas seis compañías totalizaban el 82,8 % de la oferta de crudo. Con respecto al gas, siete compañías YPF (30,6 %), Total Austral (24,7 %), Pan American Energy (10,6 %), Tecpetrol (12,3 %), CGC (4 %) y Pampa Energía (3,4 %) explicaban el 85,6 %. Dada la creciente importancia de la explotación vía *fracking* en Vaca Muerta, durante el período analizado la provincia de Neuquén fue la principal productora gasífera del país, con 69 millones de m³/día, así como el segundo distrito petrolero (133.335 barriles diarios) (Landriscini, 2019).

El saqueo que la nueva política de subsidios hidrocarburíferos alentó se torna evidente cuando se advierte que las compañías petroleras beneficiarias de los subsidios no han realizado proyectos de inversión que comprometan otra cosa que fondos estatales. En otras palabras, el Tesoro pagó por activos durables que en muchos casos quedaron en manos de las empresas (FARN, 2018). Aunque la

Producción

política de subvenciones y sobrepuestos venía siendo justificada desde 2014 con el argumento de que era necesaria para garantizar inversiones imprescindibles para el desarrollo del sector hidrocarburífero (Einstoss, 2020), la exploración y la obtención de petróleo y gas han sido declinantes desde la aplicación del Plan Gas I y II, al menos hasta mediados de 2018 inclusive (FARN, 2018). En 2016, por ejemplo, el número de pozos perforados fue un 20 % inferior al del año anterior, en tanto que la producción de las principales operadoras privadas (Pan American Energy, Pluspetrol, SINOPEC, Tecpetrol, Total Austral, etc.) se retrajo entre un 0,9 % y un 16,6 % (Sabbatella y Burgos, 2018). En 2018 sólo se perforaron 43 pozos exploratorios, un 38 % menos que en 2015 (70 pozos) y un 56 % menos que en 2012 (98 pozos), acumulando apenas 182 pozos durante el trienio 2016-18 (Einstoss, 2020). Esto contrasta claramente con la triunfalista postura oficial, que afirma que entre 2017 y 2019 la producción de petróleo y gas creció sin pausa, alcanzando en el segundo caso cifras similares a las de 2008. Esto habría sido así gracias al aumento del 908 % reportado en la extracción en Vaca Muerta, la duplicación entre 2015 y 2019 del número de pozos terminados de *shale gas* y *tight gas* (2.541 pozos, contra 1.254) y el incremento generalizado de la explotación no convencional, cuyo peso habría trepado del 23 % al 45 % de la producción gasífera (SGE, 2019).

Inversiones Siguiendo esa tesitura, el mismo informe gubernamental señala que en 2019 las inversiones en exploración y explotación hidrocarburífera rebasaron los 7.500 millones de dólares y que menos de la mitad del *shale gas* extraído ese año dependía de las subvenciones del programa de estímulo creado por la resolución n° 46/17, siendo el remanente producido contra precios de mercado sin necesidad de subsidios (SGE, 2019). Sin embargo, ambos asertos son difíciles de reconciliar con los datos presentados por otras fuentes para años previos a 2019.

Subsidios Desagregando el análisis según compañías, los subsidios recibidos por el sector en ese mismo año representaron el 36 % de las inversiones de YPF y el 110 % de las erogaciones de Pan American Energy, por no mencionar los casos de Petrolera Pampa y Wintershall, donde las subvenciones superaron a las inversiones realizadas en un 855,6 % y un 41,9 %, respectivamente (86 millones de dólares contra casi 9 millones y 105 millones de dólares contra 74 millones). La situación volvió a repetirse en 2017, cuando Wintershall usufructuó 87 millones de dólares provenientes de las arcas públicas y sólo invirtió 64 millones (diferencial del 35,9 %). Paralelamente, Apco Oil and Gas Internacional recibió 15 millones de dólares, de los cuales invirtió apenas 2,6 millones (brecha del 476,9 %). Ponderados por la producción obtenida por ambas empresas, los subsidios treparon a 12,86 y nada menos que 340 dólares por m³ de gas obtenido, configurándose en las firmas más privilegiadas del sector, situándose muy por encima de los casos de SINOPEC, ENAP, Pluspetrol y Pan American Energy (FARN, 2018). Estos datos cuestionan los rimbombantes anuncios de las compañías petroleras, las que hipócritamente atribuyen los resultados obtenidos en los yacimientos a supuestos récords de eficiencia y productividad (Landriscini, 2019), omitiendo convenientemente el hecho de que las inversiones que hicieron posible tal situación provinieron en gran medida de las redistribuciones estatales ejecutadas por el gobierno de turno y el artificial acrecentamiento de su rentabilidad a expensas del erario público.

Ajuste a los consumidores En resumidas cuentas, el ajuste realizado por la política energética vigente entre 2016 y 2019 fue extremadamente selectivo y se descargó sobre la gran mayoría de la sociedad, pero nunca sobre las petroleras. Peor aún, dentro de este último rubro operó una redistribución de recursos en favor del capital y a expensas de los asalariados: si en 2016 los hogares eran el destino del 98 % de las transferencias realizadas por el fondo fiduciario, en 2017 las petroleras absorbían el 94 %, con lo cual dicha herramienta (supuestamente pensada, en términos generales, para los sectores sociales de menos recursos) pasó de financiar a los consumidores para engrosar las ganancias de los productores –de hecho, por cada dólar que recibieron los primeros, los segundos se apropiaron de 6 dólares– (FARN, 2018).

La situación se torna más indignante todavía cuando se advierte que, sólo con los 1.200 millones de dólares pagados en 2017 a las empresas del sector, se hubiera abonado el salario de 100.000 docentes o se podrían haber construido 300 escuelas o 9 hospitales (FARN, 2018). Asimismo, estas redistribuciones estatales paradójicamente hicieron tabla rasa de las nuevas normativas ambientales que se sancionaron durante el gobierno del propio Macri. El proyecto de reforma tributaria que dicho mandatario elevó al Congreso a finales de 2017 había incluido la incorporación del impuesto al dióxido de carbono para combatir el efecto invernadero y el cambio climático. Sin embargo, los proyectos gasíferos vinculados al *fracking* quedaron exentos del pago del nuevo gravamen.

Cabe añadir que el eslabón *downstream* no exhibió, a lo largo del período, mejoras sustanciales en sus variables técnicas debido a la sistemática política de desinversión de las compañías (FARN, 2018). Las únicas excepciones fueron el aumento de la capacidad de evacuación de los cuatro principales oleoductos troncales del país a 100.000 m³/día, la inauguración en 2019 del oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini –controlado y operado por un consorcio mixto constituido por YPF y Tecpetrol para evacuar la producción no convencional adicional de Vaca Muerta– y la readecuación del Oleoducto Trasandino (inactivo desde 2006) para el mismo fin por parte de YPF y ENAP (SGE, 2019). En lo que atañe al gas natural, la situación no difirió demasiado de la vigente hasta el recambio gubernamental de fines de 2015. De hecho, se estima que entre 2015 y 2019 las ganancias de transportistas y distribuidoras se octuplicaron, pasando de 6.908 a 51.045 millones de pesos constantes, mientras que la tasa de hogares argentinos que destinaban más del 10 % de los ingresos familiares a cubrir necesidades energéticas pasó de apenas el 1 % al 20 % (EJES, 2019).

Sólo existió una licitación para la construcción de 2.330 km de gasoductos troncales en la provincia de Córdoba, operación que ha estado teñida de numerosas irregularidades. Para empezar, varias de las empresas adjudicatarias han sido sindicadas por su corrupción (la brasilera Obredrecht) y sus conflictos de intereses (Electroingeniería, ligada al kirchnerismo, y IECSA, la empresa que el presidente Macri le “vendió” a su primo Calcaterra), formando UTEs con las chinas Petroleum Pipeline Bureau y CCCC. No menos importante, la obra implica un gasto de 882 millones de dólares, del cual dos terceras partes son cubiertas a través de crédito externo garantizado con fondos de la coparticipación y con tasas de interés de entre el 7 % y el 9 % anual, en tanto que el gobierno nacional se comprometió a financiar el tercio restante. Por si fuera poco, la nueva obra era un 250 % más cara que otra similar proyectada en 2009 – que no se materializó– (385.000 dólares por kilómetro construido contra 145.000 dólares por km), a razón de 58 dólares por metro/pulgada, como mínimo duplicando los parámetros del Banco Mundial –entre 15 y 30 dólares por metro/pulgada–. Si bien el primer tramo fue inaugurado en 2017 (Llorens, 2016b, 2021), la obra permanece inconclusa.

A diferencia del petróleo, rubro en el cual las compras en el exterior fueron necesarias hasta mediados de 2017, cuando nuestro país pasó a cubrir la demanda con sus propios recursos (SGE, 2019), el autoabastecimiento gasífero continuó siendo una meta esquiva. Aunque la Argentina continuó siendo el principal productor de gas de Sudamérica, durante el período aquí analizado debió importar alrededor del 20 % del volumen consumido en el mercado interno (Sabbatella y Burgos, 2018) a través de la provisión de gas boliviano y chileno y las compras externas de gas natural licuado regasificado en las terminales de Bahía Blanca y Escobar y combustibles sustitutos para la generación eléctrica y el sector industrial. Como resultado, si bien las importaciones se redujeron a poco más de la mitad –de 31 millones de metros cúbicos diarios en 2015 a 18 millones de m³/día en 2019– y su evolución no fue permanente, sino estacional, coincidiendo con los picos de la demanda invernal, la problemática continuó, como lo demuestra el hecho que IEASA debiera ampliar la capacidad de regasificación de la terminal de Escobar para acrecentar la capacidad de importación de GNL (SGE, 2019).



Figura nº 31. Logotipo de ENAP.

Eslabón *downstream*

Licitación de gasoducto

A la luz de lo anterior, es evidente que el sector gasífero local se encuentra lejos de generar excedentes de exportación (Sabbatella y Burgos, 2018). Sin embargo, los informes oficiales señalan triunfalmente que, ante el incremento de la producción de gas natural por encima de lo requerido por la demanda doméstica, en octubre de 2018 se reanudaron las remesas de este hidrocarburo con destino a países limítrofes, a lo cual se añadió la exportación, por primera vez en la historia argentina, de Gas Natural Licuado (GNL) (SGE, 2019). Sin realizar ningún análisis del impacto de esta política en los niveles y horizontes de reservas, el Decreto n° 893/16 y la Resolución n° 8/17 desarrollaron el eufemísticamente denominado “procedimiento para la autorización de exportaciones con compromiso de reimportación” para reglamentar los intercambios energéticos de carácter temporario con países limítrofes en situaciones de emergencia y restricción interna del transporte (Sabbatella y Burgos, 2018). Más allá de su pretendido altruismo, esta asistencia persigue –como lo confiesan los propios informes oficiales– el propósito de sostener la viabilidad de los proyectos de explotación de las petroleras privadas durante la época estival, cuando la demanda interna cae (SGE, 2019). Esto supone una nueva prebenda, teniendo en cuenta –como ya hemos visto– que los generosos subsidios que esas compañías han recibido del Estado cubren holgadamente sus costos de producción y, en ciertos casos, las inversiones totales realizadas en los últimos años.

Figura n° 32. El presidente Mauricio Macri recorre la planta de procesamiento de gas de Tecpetrol en Vaca Muerta, 2018. Fuente: Casa Rosada.



La situación se agrava cuando se advierte que el proyecto inicial, que implicaba la exportación regular con carácter interrumpible a Chile y Uruguay de 7 millones de m³/día (SGE, 2019), sufrió dos importantes modificaciones: por un lado, las remesas de gas a los países citados adquirieron carácter firme (es decir, no interrumpible) a partir de los últimos meses de 2019, pues la resolución n° 417/19 comprometió envíos hasta mayo de 2020 inclusive; y por el otro, el volumen comercializado casi se duplicó, alcanzando casi los 13 millones de m³ anuales en 2017. Para 2019, en las postrimerías de la gestión de Macri, ya sumaban 147 millones de m³. En el ínterin, el gobierno argentino permitió a una decena de empresas participar de este rentable negocio, entre las cuales sobresalen Pan American Sur (filial de Pan American Energy), la Compañía General de Combustibles y la germanoestadounidense Wintershall, secundadas por YPF y su socia Chevron, la chilena ENAP, la angloholandesa Shell, la francesa Total, las argentinas Pampa, Pluspetrol y Tecpetrol y los consorcios TGN y TGS (MECON, 2019).

Según datos oficiales, las exportaciones de gas realizadas en 2019 absorbieron sólo el 0,30 % de la producción; el esquema implantado muestra una clara lógica de subordinación del interés nacional a las apetencias extranjeras, puesto que el

gas extraído de Vaca Muerta, que es pagado por los consumidores argentinos a razón de 7,50 dólares por millón de BTU, es remesado a Chile a la mitad de ese precio (entre 3,18 y 3,80 dólares) (Stagnaro, 2019).

Paralelamente, las remesas de petróleo crudo al exterior mostraron un ligero incremento, pasando de 13,3 millones de barriles en 2015 a 16,9 millones de barriles en 2019 (Einstoss, 2020). Siguiendo esa tesitura, dichas exportaciones pasaron de 1.737.250 a 2.520.012 m³, con lo cual su peso sobre la producción nacional pasó del 5,4 % al 8,2 %. Como resultado de todo lo anterior, de los datos publicados por el INDEC (2019) puede colegirse que en 2018 las ventas externas de hidrocarburos y derivados representaban el 38,3 % de las exportaciones de Chubut, el 10,4 % de las de Formosa y el 7,4 % de las de Neuquén, explicando asimismo el 3,8 % de las remesas salteñas, el 3,9 % de las rionegrinas, el 13,4 % de las santacruceñas y el 31,9 % de las fueguinas.

Remesas de petróleo

ANEXO ESTADÍSTICO

| Año | Presidencia | Extracción | Exportación | % exp. / extrac. | Importación | % imp. / extract. |
|------|----------------|------------|-------------|------------------|-------------|-------------------|
| 1989 | Menem | 26.735.000 | 688.591 | 2,58 | - | 0,00 |
| 1993 | Menem | 34.454.000 | 5.033.050 | 14,61 | 157.286 | 0,46 |
| 1996 | Menem | 45.569.000 | 18.887.546 | 41,45 | 848.505 | 1,86 |
| 1999 | De la Rúa | 46.507.000 | 15.588.320 | 33,52 | 1.039.305 | 2,23 |
| 2001 | De la Rúa | 45.182.000 | 16.357.929 | 36,20 | 1.598.175 | 3,54 |
| 2003 | Kirchner | 42.980.000 | 13.031.877 | 30,32 | 284.877 | 0,66 |
| 2006 | Kirchner | 38.268.000 | 5.641.025 | 14,74 | 94.590 | 0,25 |
| 2008 | F. de Kirchner | 36.637.000 | 3.289.286 | 8,98 | 6.536 | 0,02 |
| 2010 | F. de Kirchner | 35.345.000 | 5.266.839 | 14,90 | - | 0,00 |
| 2013 | F. de Kirchner | 31.237.461 | 2.283.526 | 7,31 | 421.240 | 1,35 |
| 2015 | F. de Kirchner | 31.971.000 | 1.737.250 | 5,43 | 292.365 | 0,91 |
| 2017 | Macri | 28.824.000 | 1.636.198 | 5,68 | 1.255.368 | 4,36 |
| 2019 | Macri | 30.578.000 | 2.520.012 | 8,24 | - | - |

Cuadro n° 1. Evolución de la extracción, exportación e importación de petróleo crudo, según presidencias (en m³ y %). Argentina, 1989-2019, años seleccionados.

Fuente: elaboración personal sobre la base de Morina y Cacace, 2014 e IAPG, 2021c.

| Año | Presidencia | Extracción | Exportación | % exp. / extract. | Importación | % imp. / extract. |
|------|----------------|------------|-------------|-------------------|-------------|-------------------|
| 1989 | Menem | 22.571.000 | - | 0,00 | 2.209.718 | 9,79 |
| 1993 | Menem | 26.664.000 | - | 0,00 | 2.084.164 | 7,82 |
| 1997 | Menem | 37.074.000 | 680.174 | 1,83 | 1.752.181 | 4,73 |
| 1999 | De la Rúa | 42.418.252 | 3.385.871 | 7,98 | - | 0,00 |
| 2001 | De la Rúa | 45.916.081 | 6.051.465 | 13,18 | - | 0,00 |
| 2004 | Kirchner | 52.317.267 | 7.348.146 | 14,05 | 794.790 | 1,52 |
| 2006 | Kirchner | 51.779.528 | 6.300.250 | 12,17 | 1.670.288 | 3,23 |
| 2007 | Kirchner | 51.004.115 | 2.662.269 | 5,22 | 1.756.949 | 3,44 |
| 2010 | F. de Kirchner | 47.109.582 | 465.690 | 0,99 | 3.612.262 | 7,67 |
| 2013 | F. de Kirchner | 41.708.300 | 84.337 | 0,20 | 11.809.593 | 28,31 |
| 2015 | F. de Kirchner | 42.896.000 | 88.642 | 0,21 | 9.796.541 | 22,84 |
| 2017 | Macri | 44.595.000 | 12.978 | 0,03 | 6.872.547 | 15,41 |
| 2019 | Macri | 49.348.000 | 147.761 | 0,30 | 7.404.853 | 15,01 |

Cuadro n° 2. Evolución de la extracción, exportación e importación de gas natural, según presidencias (en miles de m³ y %). Argentina, 1989-2019, años seleccionados.

Fuente: elaboración personal sobre la base de Morina y Cacace, 2014 e IAPG, 2021c.

Cuadro n° 3. Producción de petróleo crudo por empresa, en %. Argentina, 1993-2019, años seleccionados.

Fuente: elaboración personal sobre la base de Castellani y Serrani, 2010, Barneix, 2012 e IPGH, 2006, 2011, 2016, 2020.

| <i>Empresa</i> | 1993 | 1997 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2019 |
|------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| YPF | 34,1 | 41,6 | 35,3 | 40,4 | 34,4 | 42,7 | 46,5 |
| CADIPSA | 12,9 | 1,1 | - | - | - | - | - |
| Pérez Companc | 13,9 | 12,2 | 11,1 | - | - | - | - |
| P. San Jorge | 3,3 | 7,7 | - | - | - | - | - |
| Astra | 4,2 | 4,3 | 12,3 | - | - | - | - |
| Bridas | 4,4 | 2,5 | - | - | - | - | - |
| Pluspetrol | 2,8 | 2,2 | 2,5 | 2,2 | 2,2 | 6,7 | 5,3 |
| Tecpetrol | 2,6 | 3,6 | 4,2 | 4,9 | 4,2 | 3,5 | 2,9 |
| Amoco Oil | 6,8 | 6,6 | - | - | - | - | - |
| Total Austral | 5,8 | 5,6 | 4,8 | 3,8 | 3,3 | 1,8 | 1,9 |
| Pan American Energy | - | - | 8,6 | 15,9 | 18,7 | 19,5 | 20,8 |
| Chevron San Jorge | - | - | 9,7 | 9,1 | 6,9 | 3,1 | 1,1 |
| Vintage Oil | - | 0,9 | 3,8 | 5,1 | - | - | - |
| CAPEX | - | 1 | - | - | - | - | 1,3 |
| Sinopec | - | - | - | - | - | 5,4 | 3,8 |
| Vista Oil & Gas | - | - | - | - | - | - | 3,5 |
| Quintana | 1 | 2,6 | 2,1 | - | - | - | - |
| Petrobras | - | - | - | 9,7 | 6,6 | 2,9 | - |
| ENAP-Sipetrol | - | 1,2 | 0,9 | 2,1 | 1,5 | 1,7 | 1,1 |
| CAPSA | 0,8 | - | 1,2 | 1,8 | 1,9 | - | - |
| Occidental Exploration | 3,4 | - | - | - | 6,5 | - | - |
| P. C. Rivadavia | 0,4 | - | 0,3 | - | 1,2 | 1,3 | 2 |
| C. A. Petroleras | - | - | - | - | - | 2,1 | 2,5 |
| P. Entre Lomas | - | - | - | 1,7 | 2,4 | 2,2 | - |
| Mexpetrol | 1,4 | 3,6 | - | - | - | - | - |
| Petroandina Resources | - | - | - | - | 4,8 | - | - |
| Roch | 0,5 | 0,6 | 0,5 | - | - | - | 1 |
| Apache | - | - | - | - | 1,4 | 0,9 | - |
| Pioneer | - | - | 1,1 | 1,1 | - | - | - |
| CGC | - | - | - | - | - | 0,9 | 0,7 |
| Resto | 1,7 | 2,7 | 5,6 | 2,2 | 4,4 | 5,3 | 5,6 |
| <i>Total</i> | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |

Cuadro n° 4. Producción de gas natural por empresa, en %. Argentina, 1993-2019, años seleccionados.

Fuente: elaboración personal sobre la base de Barneix, 2012 e IPGH, 2006, 2011, 2016, 2020.

| <i>Empresa</i> | 1993 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2019 |
|---------------------|------|------|------|------|------|------|
| YPF | 47,5 | 36 | 40,4 | 24,9 | 30,4 | 30,6 |
| Astra | 0,6 | 11 | - | - | - | - |
| Bridas | 15 | - | - | - | - | - |
| Amoco Oil | 1,3 | - | - | - | - | - |
| CADIPSA | 2,5 | - | - | - | - | - |
| Pan American Energy | - | 7 | 15,9 | 12,6 | 12,9 | 10,6 |
| Pérez Companc | 14 | 11 | - | - | - | - |
| Chevron | - | 6 | 9,1 | 0,6 | 0,5 | 0,2 |
| Total Austral | 3,6 | 5 | 3,8 | 28,1 | 26 | 24,7 |
| Tecpetrol | 1,9 | 4 | 4,9 | 3,1 | 3 | 12,3 |
| Pluspetrol | 8,3 | 3 | 2,2 | 7,2 | 4,5 | 3,2 |
| Vista Oil & Gas | - | - | - | - | - | 1,5 |
| Vintage Oil | - | 4 | 5,1 | - | - | - |

| Empresa | 1993 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2019 |
|------------------------|------|------|------|------|------|------|
| P. San Jorge | 4,3 | 4 | - | - | - | - |
| Sinopec | - | - | - | - | 1,8 | 1,1 |
| Quintana | - | - | - | - | - | - |
| Occidental Exploration | - | - | - | 1,5 | - | - |
| P. Santa Fe | - | - | - | - | - | - |
| CAPSA/CAPEX | - | - | 0,3 | 1,6 | 1,2 | 1,4 |
| Petrobras | - | - | 9,7 | 9,1 | 6,2 | - |
| Apache | - | - | 0,1 | 2,9 | 3,6 | - |
| LF Company | - | - | - | 3,4 | 2,1 | - |
| Ysur | - | - | - | - | - | - |
| ENAP-Sipetrol | - | - | 2,1 | 1,3 | 1,9 | 3 |
| CGC | - | - | - | - | 1,7 | 4 |
| Roch | - | - | 0,2 | 1,5 | 1,4 | 0,8 |
| Pioneer | - | - | 1 | - | - | - |
| P. C. Rivadavia | - | - | 0,5 | 0,5 | 0,7 | 0,6 |
| P. Entre Lomas | - | - | 1,7 | 0,8 | 1,2 | --- |
| Pampa Energía | - | - | - | - | - | 3,9 |
| Resto | 3,5 | 9 | 3 | 1,4 | 1,6 | 3,4 |
| Total | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |

| Provincia | 1993 | % | 1997 | % | 2000 | % | 2004 | % |
|------------------------------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|--------|--------|
| Buenos Aires | 0 | 0,00 | 435 | 15,41 | 690 | 16,72 | 1.467 | 30,38 |
| % exportaciones provinciales | 0 | | 4,20 | | 7,16 | | 11,18 | |
| Chubut | 57 | 10,67 | 430 | 15,24 | 586 | 14,20 | 1.087 | 22,51 |
| % exportaciones provinciales | 14,39 | | 40,41 | | 45,57 | | 60,29 | |
| Formosa | 9 | 1,69 | 14 | 0,50 | 12 | 0,29 | 14 | 0,29 |
| % exportaciones provinciales | 29,03 | | 31,81 | | 85,71 | | 73,68 | |
| La Pampa | 8 | 1,50 | 16 | 0,57 | 32 | 0,78 | 23 | 0,48 |
| % exportaciones provinciales | 7,61 | | 11,19 | | 25,60 | | 16,55 | |
| Mendoza | 33 | 6,18 | 187 | 6,63 | 408 | 9,89 | 296 | 6,13 |
| % exportaciones provinciales | 6,99 | | 21,54 | | 45,08 | | 30,67 | |
| Neuquén | 233 | 43,63 | 700 | 24,81 | 1.189 | 28,81 | 860 | 17,81 |
| % exportaciones provinciales | 73,04 | | 88,05 | | 93,18 | | 93,47 | |
| Río Negro | 39 | 7,30 | 73 | 2,59 | 164 | 3,97 | 69 | 1,43 |
| % exportaciones provinciales | 18,31 | | 17,89 | | 41,00 | | 20,00 | |
| Salta | 8 | 1,50 | 100 | 3,54 | 125 | 3,03 | 286 | 5,92 |
| % exportaciones provinciales | 4,55 | | 23,75 | | 30,64 | | 47,27 | |
| Santa Cruz | 37 | 6,93 | 756 | 26,79 | 642 | 15,56 | 425 | 8,80 |
| % exportaciones provinciales | 11,28 | | 71,69 | | 61,97 | | 54,35 | |
| Tierra del Fuego | 110 | 20,60 | 111 | 3,93 | 279 | 6,76 | 226 | 4,68 |
| % exportaciones provinciales | 56,12 | | 44,22 | | 76,23 | | 61,25 | |
| Plataforma continental | - | | - | | - | | 76 | 1,57 |
| % exportaciones | - | | - | | - | | 100,00 | |
| Total del país | 534 | 100,00 | 2.822 | 100,00 | 4.127 | 100,00 | 4.829 | 100,00 |
| % exportaciones nacionales | 4,07 | | 10,68 | | 15,67 | | 13,97 | |

Cuadro nº 5. Evolución de las exportaciones de petróleo crudo, gas natural y derivados, por provincias (en millones de dólares y %). Argentina, 1993-2018, años seleccionados. Fuente: elaboración personal sobre la base de INDEC, 2019.

| Provincia | 2007 | % | 2011 | % | 2015 | % | 2018 | % |
|------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Buenos Aires | 2.122 | 52,41 | 0 | 0,00 | 0 | 0,00 | 0 | 0,00 |
| % exportaciones provinciales | 8,48 | | 0 | | 0 | | 0 | |
| Chubut | 648 | 16,00 | 1.726 | 60,43 | 531 | 71,18 | 1.203 | 73,22 |
| % exportaciones provinciales | 39,23 | | 54,83 | | 32,07 | | 38,30 | |
| Formosa | 12 | 0,30 | 10 | 0,35 | 3 | 0,40 | 7 | 0,43 |
| % exportaciones provinciales | 38,71 | | 25,00 | | 8,57 | | 10,45 | |
| La Pampa | 0 | 0,00 | 0 | 0,00 | 0 | 0,00 | 0 | 0,00 |
| % exportaciones provinciales | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | |
| Mendoza | 139 | 3,43 | 0 | 0,00 | 0 | 0,00 | 0 | 0,00 |
| % exportaciones provinciales | 8,75 | | 0 | | 0 | | 0 | |
| Neuquén | 406 | 10,03 | 169 | 5,92 | 16 | 2,14 | 8 | 0,49 |
| % exportaciones provinciales | 59,27 | | 46,69 | | 11,76 | | 7,41 | |
| Río Negro | 20 | 0,49 | 43 | 1,51 | 16 | 2,14 | 17 | 1,03 |
| % exportaciones provinciales | 4,15 | | 5,96 | | 3,64 | | 3,94 | |
| Salta | 326 | 8,05 | 173 | 6,06 | 0 | 0,00 | 33 | 2,01 |
| % exportaciones provinciales | 28,37 | | 13,17 | | 0 | | 3,78 | |
| Santa Cruz | 69 | 1,70 | 464 | 16,25 | 134 | 17,96 | 324 | 19,72 |
| % exportaciones provinciales | 8,65 | | 25,12 | | 6,53 | | 13,39 | |
| Tierra del Fuego | 224 | 5,53 | 254 | 8,89 | 43 | 5,76 | 60 | 3,65 |
| % exportaciones provinciales | 50,22 | | 57,34 | | 21,50 | | 31,91 | |
| Plataforma continental | 83 | 2,05 | 17 | 0,60 | 3 | 0,40 | 7 | 0,43 |
| % exportaciones | 100,00 | | 100,00 | | 100,00 | | 100,00 | |
| Total del país | 4.049 | 100,00 | 2.856 | 100,00 | 746 | 100,00 | 1.643 | 100,00 |
| % exportaciones nacionales | 7,23 | | 3,44 | | 1,31 | | 2,67 | |

Cuadro n° 6. Importación de gas, según procedencia (en miles de m³). Argentina, 2004-2019, años seleccionados.
Fuente: elaboración personal sobre la base de Morina y Cacace, 2014 e IPGH, 2021d.

| Año | Bolivia | GNL | Total |
|------|-----------|-----------|------------|
| 2004 | 794.790 | - | 794.790 |
| 2008 | 959.881 | 488.649 | 1.448.530 |
| 2011 | 2.828.580 | 4.081.205 | 6.909.785 |
| 2013 | 5.965.059 | 5.844.534 | 11.809.593 |
| 2015 | 5.977.531 | 5.410.546 | 11.388.077 |
| 2017 | 6.624.142 | 4.471.298 | 11.095.440 |
| 2019 | 5.133.849 | 1.738.698 | 6.872.547 |

Cuadro n° 7. Serie histórica de la evolución del peso del gas y el petróleo convencional y del gas y el petróleo extraídos por *fracking* en la producción hidrocarburífera nacional (en %). Argentina, 2014-2019.
Fuente: elaboración personal sobre la base de IPGH, 2021e, 2021f.

| Año | Gas convencional | Gas por <i>fracking</i> | Petróleo convencional | Petróleo por <i>fracking</i> |
|------|------------------|-------------------------|-----------------------|------------------------------|
| 2014 | 98,32 | 1,68 | 93,28 | 3,29 |
| 2015 | 97,02 | 2,98 | 91,94 | 4,64 |
| 2016 | 96,23 | 3,77 | 90,11 | 6,46 |
| 2017 | 94,75 | 5,25 | 87,56 | 8,93 |
| 2018 | 85,71 | 14,29 | 83,44 | 12,95 |
| 2019 | 76,63 | 23,37 | 77,68 | 18,67 |

| Año | Pozos de exploración | Horizonte de reservas de petróleo (años) | Horizonte de reservas de gas (años) |
|------|----------------------|--|-------------------------------------|
| 1989 | 98 | 12,89 | 32,96 |
| 1993 | 107 | 10,23 | 19,38 |
| 1995 | 164 | 9,09 | 20,34 |
| 1997 | 95 | 8,61 | 18,44 |
| 1999 | 30 | 10,50 | 17,64 |
| 2001 | 33 | 10,13 | 16,63 |
| 2003 | 23 | 9,89 | 12,09 |
| 2006 | 62 | 11,00 | 8,40 |
| 2010 | 35 | 11,35 | 7,06 |
| 2012 | 97 | 11,80 | 7,15 |
| 2015 | 63 | 11,91 | 8,15 |
| 2017 | 67 | 11,12 | 7,97 |
| 2019 | 33 | 12,91 | 8,03 |

Cuadro nº 8. Evolución de los pozos de exploración hidrocarburífera y del horizonte de reservas de petróleo y gas. Argentina, 1989-2019, años seleccionados. Fuente: elaboración personal sobre la base de Barneix, 2012, Sabbatella, 2014, Morina y Cacace, 2014, Einstoss, 2020 e IPGH, 2021g, 2021h, 2021i.

| Empresa | 1999 | % | 2010 | % | Variación % |
|-------------------|------|------|------|------|-------------|
| Repsol YPF | 123 | 25,2 | 64 | 19,1 | -48,2 |
| Pecom / Petrobras | 70 | 14,4 | 11 | 3,2 | -84,6 |
| PAE | 56 | 11,5 | 150 | 44,9 | 167,3 |
| Astra | 54 | 11 | sd | sd | sd |
| Chevron San Jorge | 43 | 8,7 | 14 | 4,1 | -67,8 |
| Tecpetrol | 32 | 6,4 | 9 | 2,7 | -71,2 |
| Resto | 111 | 22,7 | 87 | 26 | -21,8 |
| Total del país | 488 | 100 | 334 | 100 | -31,6 |

Cuadro nº 9. Variación de las reservas de petróleo, por empresa (en millones de m³ y %). Argentina, 1999-2010. Fuente: Barrera, 2013.

| Empresa | 1999 | % | 2010 | % | Variación % |
|-------------------|------|------|------|------|-------------|
| Repsol YPF | 191 | 25,6 | 64 | 19,3 | -66,5 |
| Total Austral | 158 | 21,1 | 117 | 35,3 | -25,8 |
| Pluspetrol | 88 | 11,7 | 19 | 5,8 | -78,1 |
| Tecpetrol | 73 | 9,7 | 9 | 2,8 | -87 |
| Pecom / Petrobras | 69 | 9,3 | 21 | 6,5 | -69,1 |
| PAE | 69 | 9,2 | 56 | 17 | -17,8 |
| Resto | 101 | 13,5 | 44 | 13,4 | -56,1 |
| Total del país | 748 | 100 | 332 | 100 | -55,6 |

Cuadro nº 10. Variación de las reservas de gas natural, por empresa (en millones de m³ y %). Argentina, 1999-2010. Fuente: Barrera, 2013.

| Año | % del gasto público |
|------|---------------------|
| 2004 | 1,8 |
| 2005 | 1,34 |
| 2006 | 2,14 |
| 2007 | 4,56 |
| 2008 | 6,23 |
| 2009 | 5,01 |
| 2010 | 6,28 |
| 2011 | 8,03 |
| 2012 | 7,92 |
| 2013 | 10,18 |
| 2014 | 11,28 |

Cuadro nº 11. Serie histórica de la evolución del peso de los subsidios energéticos sobre el gasto público (en %). Argentina, 2004-2015. Fuente: Zanotti *et al.*, 2017, citado por FARN, 2018.

Derecha: Cuadro n° 12. Escala de reducción de subsidios a la energía durante el gobierno de Macri, discriminado según aportes del Tesoro y de los consumidores (en %). Argentina, 2016-2019.

Fuente: Código Energético, 2017, citado por FARN, 2018.

Debajo: Cuadro n° 13. Beneficiarios de programas de subsidios a la producción de petróleo y gas, en millones de dólares y %. Argentina, bienio 2016-2017

Fuente: FARN, 2018.

| | |
|------|------|
| 2015 | 9,64 |
|------|------|

| Año | Aportes del Tesoro | Aportes de los consumidores |
|------|--------------------|-----------------------------|
| 2016 | 70 | 30 |
| 2017 | 53 | 47 |
| 2018 | 37 | 63 |
| 2019 | 10 | 90 |

| Empresa | 2016 | % | 2017 | % |
|-----------------------------------|----------|--------|----------|--------|
| YPF | 1.242,49 | 43,18 | 503,64 | 41,54 |
| PAE | 1.008,08 | 35,03 | 162,84 | 13,43 |
| Total Austral | 156,45 | 5,44 | 133,21 | 10,99 |
| Wintershall | 105 | 3,65 | 86,72 | 7,15 |
| Petrolera Pampa | 86,32 | 3,00 | 39,71 | 3,28 |
| CGC | 31,58 | 1,10 | 36,77 | 3,03 |
| CHNC | 47,97 | 1,67 | 19,6 | 1,62 |
| Refinería del Norte | 0 | 0,00 | 49,27 | 4,06 |
| Ysur | 25,6 | 0,89 | 18,94 | 1,56 |
| Petrobras | 43,6 | 1,52 | 0 | 0,00 |
| Pampa Energía | 0 | 0,00 | 34,47 | 2,84 |
| Compañía Mega | 21,16 | 0,74 | 12,74 | 1,05 |
| PBB Polisor | --- | 0,00 | 33,21 | 2,74 |
| Pluspetrol | 16,68 | 0,58 | 16,4 | 1,35 |
| Entre Lomas | 14,46 | 0,50 | 8,88 | 0,73 |
| Apco Oil and Gas | 7,65 | 0,27 | 14,98 | 1,24 |
| TGS | 8,13 | 0,28 | 8,66 | 0,71 |
| CAPEX | 15,7 | 0,55 | 0,52 | 0,04 |
| Sinopec | 7,99 | 0,28 | 5,73 | 0,47 |
| PCR | 0 | 0,00 | 12,69 | 1,05 |
| ENAP Sipetrol | 8,88 | 0,31 | 3,41 | 0,28 |
| Pan American Sur | 12,03 | 0,42 | 0 | 0,00 |
| Tecpetrol | 8,03 | 0,28 | 1,08 | 0,09 |
| CAP | 4,72 | 0,16 | 0 | 0,00 |
| Crown Point | 0,06 | 0,00 | 3,37 | 0,28 |
| El Trébol | 0,22 | 0,01 | 1,44 | 0,12 |
| Medanito | 1,32 | 0,05 | 0 | 0,00 |
| San Jorge | 0,94 | 0,03 | 0,24 | 0,02 |
| Colhue Huapi | 0,11 | 0,00 | 1,05 | 0,09 |
| Metro Holding | 0,59 | 0,02 | 0,39 | 0,03 |
| O & G Development | 0 | 0,00 | 0,97 | 0,08 |
| Shell | 0 | 0,00 | 0,97 | 0,08 |
| Ingeniería Alpa | 0,86 | 0,03 | 0 | 0,00 |
| Madalena Energy | 0,64 | 0,02 | 0 | 0,00 |
| Alianza Petrolera | 0 | 0,00 | 0,31 | 0,03 |
| Desarrollos Petroleros y Ganadero | 0 | 0,00 | 0,2 | 0,02 |
| President Petroleum | 0,13 | 0,00 | 0 | 0,00 |
| Quintana | 0,04 | 0,00 | 0 | 0,00 |
| Administración del Interior | 0 | 0,00 | 0,04 | 0,00 |
| New American Oil | 0 | 0,00 | 0,02 | 0,00 |
| Interenergy | 0 | 0,00 | 0 | 0,00 |
| Total general | 2.877,47 | 100,00 | 1.212,46 | 100,00 |

| <i>Empresa</i> | 2017 | % |
|----------------------|--------|--------|
| Axion | 28,64 | 23,07 |
| Oil Energy | 13,94 | 11,23 |
| Pampa Energía | 11,14 | 8,97 |
| Shell | 70,44 | 56,73 |
| <i>Total general</i> | 124,16 | 100,00 |

Cuadro n° 14. Beneficiarios de fondos en transferencias a petroleras privadas, en millones de dólares y %. Argentina, 2017. Fuente: Presupuesto Abierto, 2017, citado por FARN, 2018.