

SUBINVERSIÓN Y DEPENDENCIA EXTERNA DEL SECTOR HIDROCARBURÍFERO ARGENTINO (2003-2022)

Eszter Wirth^a y Juan Manuel Ramírez-Cendrero^b

Fecha de recepción: . Fecha de aceptación: .

<https://doi.org/>

Resumen. La matriz energética argentina depende en gran medida de los hidrocarburos, pero la producción nacional ha sido incapaz de abastecer el mercado interno, lo que se ha traducido en déficits comerciales y salidas permanentes de divisas. Bajo este contexto, los gobiernos de los Kirchner realizaron varias reformas económicas entre cuyos ejes se situó la recuperación del rol rector del Estado para alcanzar la soberanía energética. Esta corriente de reformas fue modificada ante la llegada a la presidencia del liberal, Mauricio Macri, pero fue parcialmente retomada por el Ejecutivo de Alberto Fernández desde 2020. Este trabajo pretende analizar si los sucesivos gobiernos han mitigado la subinversión y la dependencia externa del sector energético argentino, así como las limitaciones de dichas políticas.

Palabras clave: hidrocarburos; empresas estatales; dependencia energética.

Clasificación JEL: O24; O54; Q32.

K

Abstract. T

Key Words: E.

^a Universidad Pontificia Comillas, España; ^b Universidad Complutense de Madrid, España. Correos electrónicos: ewirth@comillas.edu y jmr RamirezCendrero@ucm.es, respectivamente.

1. INTRODUCCIÓN

América Latina se ha distinguido en los últimos años por la proliferación de estrategias de desarrollo basadas en los recursos naturales y, particularmente, en los hidrocarburos (gas natural y petróleo). Países como Bolivia, Ecuador o Venezuela, entre otros, muestran variantes de lo que en los últimos años se califica como *resource nationalism* – políticas orientadas a recuperar la soberanía nacional de los recursos naturales (Monaldi, 2010; Burchardt y Dietz, 2014; Arbatli, 2018). Sin duda, el protagonismo del Estado y sus objetivos de desarrollo están presentes en recientes experiencias para la explotación de los hidrocarburos, también en el caso argentino tras la llegada al poder del matrimonio Kirchner.

A diferencia de las grandes potencias hidrocarburíferas latinoamericanas (México y Venezuela), Argentina es un productor atípico pese a contar con importantes reservas de petróleo y gas tras los descubrimientos de Vaca Muerta en 2011. En el caso argentino, el sector del petróleo y gas ha contribuido durante más de una década al déficit de la subcuenta energética de la balanza por cuenta corriente y a la constante salida de divisas, incluso durante periodos de *boom* de precios hidrocarburíferos. Esto es insólito entre productores de América Latina, el golfo Arábigo o Noruega, donde el sector genera superávits externos y fuertes entradas de moneda extranjera.

Lo anterior agudiza los problemas estructurales del país en cuestión, concretamente limita el crecimiento de su industria fuertemente dependiente del gas, al tiempo que detrae fondos de las reservas de divisas, cuyo nivel se sitúa en mínimos desde 2017. El país se encuentra prácticamente aislado de los mercados financieros internacionales y está seriamente endeudado con el Fondo Monetario Internacional (FMI). El valor del peso argentino se ha devaluado frente al dólar estadounidense (USD) y el euro, lo que ha exacerbado las permanentes tensiones inflacionistas. Varios autores señalan cómo es que el sector hidrocarburífero limitó el progreso económico del país en los últimos 20 años. Recalde (2011), por ejemplo, señala que el problema energético se explica principalmente por la falta de coordinación entre organismos, instituciones y agentes debido al abandono de la política energética y la falta de planificación. Serrani y Barrera (2023) argumentan cómo las crisis económicas constantes restringen la transición hacia energías renovables pese al potencial que tiene el país en energía solar, eólica y biomasa. Otros trabajos se centran en explicar cómo el desajuste entre la oferta y la demanda energética perpetúa la restricción externa como obstáculo al desarrollo (Serrani y Barrera, 2018).

De esta forma, es que este trabajo pretende abordar aspectos complementarios, ofreciendo una visión conjunta del sector y de las cuentas externas, mediante el análisis detallado de las reformas durante el periodo kirchnerista (2003-2014), el regreso de las políticas liberalizadoras bajo el mandato de Macri (2015-2019) y la vuelta del peronismo con Fernández (2020-2023). Su principal objetivo es investigar cómo las políticas energéticas de estos gobiernos han empeorado, pese a sus buenas intenciones, la subinversión y la dependencia del sector hidrocarburífero argentino, creando un círculo vicioso entre régimen fiscal/regulaciones-inversiones-producción-exportaciones/importaciones del que resulta difícil salir. Con la victoria del ultraliberal Javier Milei, el sector petrolero puede experimentar de nueva cuenta importantes cambios a raíz de la intención del nuevo presidente de reprivatizar empresas públicas, y eliminar las restricciones a las exportaciones.

El texto inicia con la revisión de literatura sobre empresas petroleras estatales y su papel en el desarrollo económico. Después se analizan los cambios experimentados por el modelo petrolero argentino a lo largo de los mandatos políticos, incluyendo el régimen fiscal y, especialmente, el papel de la petrolera Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), para después valorar la trayectoria de las principales variables productivas, relativas a la inversión y la inserción externa del sector. Para finalizar con las conclusiones y las implicaciones políticas de la experiencia argentina.

2. EMPRESAS PETROLERAS ESTATALES Y SU ROL EN EL DESARROLLO

La industria hidrocarburífera se considera un sector estratégico debido a su potencial para generar ingresos, políticas de contenido local y satisfacer la demanda nacional energética. Por ello, los gobiernos de muchos países productores han establecido y fortalecido empresas petroleras estatales (National Oil Companies, NOC, por sus siglas en inglés) como estrategia desarrollista basada en la participación estatal (Waterworth y Bradshaw, 2018; Noreng, 2021).

Varios autores critican la gestión ineficiente de las NOC en comparación con las petroleras privadas debido a los altos gastos en personal y en reservas por cada dólar ingresado (Wolf, 2009; Eller *et al.*, 2011). También se denuncia que su existencia limita la competencia en un sector ya de por sí con fuertes barreras a la entrada, potencia el rentismo y la corrupción (McPherson y MacSearraigh, 2007; Valarini y Pohlmann, 2019) y genera conflictos entre el

gobierno y la propia NOC debido a las asimetrías de información (Tordo *et al.*, 2011; Manley *et al.*, 2019).

No obstante, otros investigadores señalan las ventajas de contar con una NOC que facilite el crecimiento económico sostenible e independiente del capital foráneo y de la lógica del libre mercado en un sector estratégico para la seguridad nacional (Chang, 2007; Singh y Chen, 2017). También se ha puesto el foco en su impulso de contratar a proveedores y empleados locales (Ryggvik, 2015; Kasahara y Botelho, 2019) y en la maximización de los ingresos hidrocarbúricos durante los auges del precio de la materia prima, sobre todo en países emergentes con un sistema fiscal débil (Tordo, 2007; Ramírez-Cendrero y Paz, 2017).

Al-Fattah (2013) y Noreng (2021) subrayan que las NOC cuentan con acceso a capital con condiciones favorables y bajos costes que permiten invertir en proyectos de exploración y explotación bajo condiciones geológicas hostiles o desconocidas que incrementan los riesgos geológicos, técnicos, operacionales y financieros. Este factor los convierte en operadores con menor aversión al riesgo en una industria con altos costes fijos y fuertes economías de escala respecto a las petroleras privadas, cuyas inversiones suelen ser más cíclicas al depender principalmente de los precios globales. Las inversiones en I+D y tecnología fueron esenciales para la puesta en marcha de las plataformas de hormigón *condeep* en alta mar de Noruega (Engen, 2009) desarrolladas por la NOC noruega Statoil o de las plataformas flotantes sobre yacimientos *presal* localizados en las aguas profundas brasileñas, que contó con la experiencia acumulada de Petrobras (Paz, 2014). En general, las empresas privadas concentran sus inversiones en los segmentos más rentables del sector para maximizar beneficios a corto plazo y satisfacer los intereses de sus accionistas por reparto de beneficios, a costa de la reinversión en producción y, ante todo, en exploración, la etapa más arriesgada de la cadena *upstream* (Barrera, 2013).

Por el contrario, Monaldi (2020) señala que la mayoría de los grandes yacimientos fueron descubiertos por empresas privadas a lo largo de la historia en las fases iniciales de la cadena de valor, particularmente en países poco desarrollados, que posteriormente fueron nacionalizadas cuando habían completado las fuertes inversiones iniciales. Muchas NOC nacieron en las décadas de 1930 y 1940, especialmente, 1960 y 1970, por la nacionalización de petroleras privadas (Mahdavi, 2014) en un contexto de altos precios y fuerte resurgimiento del sentimiento nacionalista respecto a los recursos naturales locales. Las nacionalizaciones tienen mayor probabilidad de llevarse a cabo cuando los precios de la materia prima permanecen altos (Vivoda, 2008; Guriev *et al.*, 2011), se realizan importantes descubrimientos de yacimientos y/o

aumentan los volúmenes de producción, como sucedió en la década de los setenta y los primeros años de 2000. Estas circunstancias crean la percepción entre la ciudadanía de que el capital extranjero se apropia de los beneficios extraordinarios, que deberían pertenecer a la nación (Victor, 2013) y, por tanto, incentivan la nacionalización. En cambio, los precios permanentemente bajos, el agotamiento de las reservas probadas y las caídas de la producción impulsan las liberalizaciones y privatizaciones en el sector, como sucedió en la década de los noventa y entre 2014-2020, debido a la vulnerabilidad financiera de las NOC y la necesidad de crear un impulso inversor que debilita el poder estatal (Joffé *et al.*, 2009).

No obstante, el nacionalismo hidrocarburífero es mucho más que la mera nacionalización de las empresas privadas en el sector. Incluye cambios en los contratos entre empresas y el gobierno, así como medidas que disminuyen el flujo de caja de las compañías: controles de tipos de cambio, obstáculos para exportar o repatriar beneficios, exigencias de contenido local, venta a precios subvencionados o sanciones medioambientales (Arbatli, 2018; Monaldi, 2020).

Desde el punto de vista ideológico, los gobiernos derechistas favorecen las privatizaciones, mientras que los gobiernos izquierdistas reivindican las nacionalizaciones, como sucedió en el periodo de 1980-2000, con el auge de las políticas neoliberales, y en los 2000, con la oleada de experiencias progresistas. Destacados líderes de la izquierda latinoamericana, como Hugo Chávez, Rafael Correa, Evo Morales o Cristina Fernández de Kirchner, realizaron nacionalizaciones en Venezuela (2001), Ecuador (2006), Bolivia (2006) y Argentina (2012), respectivamente. No obstante, en Berrios *et al.* (2011) se realiza un análisis sobre las múltiples nacionalizaciones en el sector petrolero latinoamericano –desde 1922 hasta 2010– y sólo se encuentra una relación débil entre ideología izquierdista y tendencia nacionalizadora, mientras que los gobernantes derechistas optaron pocas veces por privatizar.

Según el FMI (2022), desde 2015 la inversión en el sector a nivel global ha descendido en términos del PIB, tendencia que fue exacerbada por la pandemia por Covid-19 en 2020. Fueron precisamente las petroleras privadas las que contribuyeron a dicha trayectoria debido a los bajos precios del crudo y las políticas ambientales occidentales, mientras que el pulso inversor entre de las NOC se mantuvo más estable. Las inversiones descendieron sobre todo en África y América, que cuentan con características geológicas más adversas. Sin embargo, en 2022 la tendencia de subinversión parecía revertirse en el sector gracias al repunte del valor de los hidrocarburos tras la invasión de Ucrania (Agencia Internacional de la Energía [AIE] 2023).

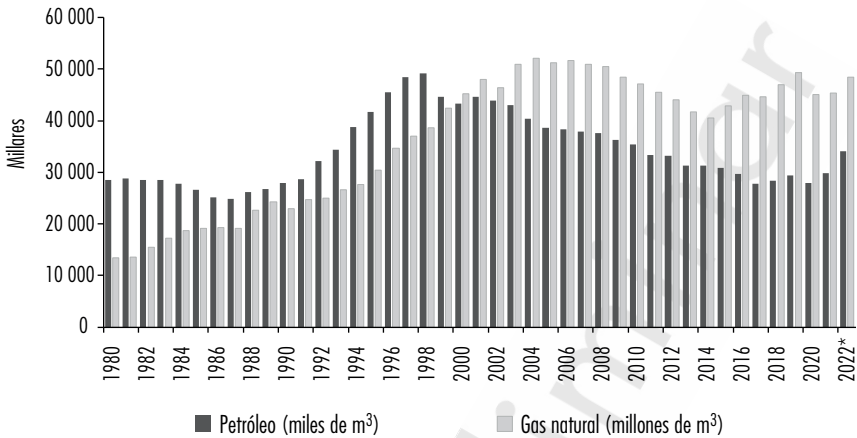
3. EVOLUCIÓN DEL MODELO PETROLERO ARGENTINO

YPF fue establecida en 1922 como una empresa pública verticalmente integrada con el fin de autoabastecer el país mediante el dominio de todo el crudo producido y su venta a precios prefijados por el Estado, generalmente por debajo de su valor internacional. La crisis de la deuda de los años ochenta tuvo un impacto negativo en la disponibilidad de fondos públicos junto al descenso de la cotización del crudo desde 1986, por lo que YPF operaba con pérdidas significativas a finales de la década. Todo ello mermó su capacidad de inversión y generó caídas en las reservas y producción de petróleo crudo entre 1981 y 1988 (Gadano, 1998). Para revitalizar, tanto el sector como la empresa, así como para mejorar los saldos comerciales argentinos y recibir divisas, la administración de Carlos Menem emprendió una serie de reformas económicas disruptivas de corte neoliberal que incluyó la privatización de numerosas empresas estatales (Clairmont, 2002), entre las que se incluía a YPF. En 1992 fue privatizada parcialmente (Ley 24145/1992) y el proceso culminó en 1999 cuando la española Repsol adquirió las acciones remanentes del Estado (Huizar, 2019). El paquete de reformas incluyó, además, la desregulación de los precios para aproximarlos a las cotizaciones en los mercados internacionales y se eliminaron las restricciones a la exportación del crudo producido en territorio argentino y también las limitaciones a la libre disposición de divisas.

El desempeño del sector fue notable tras la finalización de estas reformas: la producción de petróleo crudo alcanzó su cénit en 1998 y la del gas aumentó constantemente hasta mediados de los 2000 (véase figura 1). Las reservas de ambos recursos aumentaron y, tras la convergencia paulatina de los precios domésticos hacia la cotización global, Argentina se convirtió en exportador neto de hidrocarburos a finales de los noventa (Gadano, 1998).

Paradójicamente, el aumento de reservas y producción no obedeció a mayores niveles de exploración y descubrimientos de nuevos yacimientos, sino a la introducción de tecnologías de recuperación secundaria en campos ya descubiertos. Según la propia YPF, controlada por Repsol, los directivos priorizaban los segmentos más rentables y de bajo riesgo para maximizar los beneficios a corto plazo y satisfacer a sus accionistas repartiendo dividendos (YPF, varios años). Esta lógica de las petroleras privadas restó recursos de la reinversión de beneficios, sobre todo en actividades de exploración: según Barrera (2013), las reservas comprobadas de petróleo y gas empezaron a descender entre 1999 y 2000 debido a la subinversión exploratoria y la falta de supervisión estatal sobre los planes empresariales, incluso antes de la llegada al poder de Néstor Kirchner.

Figura 1. Producción de petróleo (millones de m³) y gas (miles de millones de m³) (1980-2022)



Nota: *El dato de 2022 es provisional.

Fuente: Ministerio de Economía (2023) e INDEC (2023).

Adicionalmente, los perjudicados de la liberalización de precios fueron los consumidores, al dejar de recibir estos bienes a precios subsidiados (Kozulj, 2002). Finalmente, tras un crecimiento de la cuenta de petróleo y gas de la balanza comercial entre 2003 y 2008, el superávit empezó a caer, hasta que en 2011 Argentina se convirtió en importador neto de hidrocarburos. Tras el “corralito” financiero y la caída del régimen de convertibilidad, el presidente peronista, Eduardo Duhalde, reintrodujo el impuesto a la exportación de petróleo en 2002 y pesificó el precio del gas para volver a desacoplar la dinámica de los precios domésticos de las tendencias en los mercados internacionales y evitar los desabastecimientos energéticos (Ley 25561/2002, Gobierno de Argentina, 2002).

El periodo kirchnerista

Con la llegada a la presidencia de Néstor Kirchner en 2003, el país se embarcó en una serie de reformas económicas entre cuyos ejes se situó la recuperación del papel del Estado (Wyle, 2016). Este proceso fue intensificado de igual forma por las dos presidencias de su mujer, Cristina Fernández, con la aprobación de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera en 2012. Ambos mandatarios

quisieron dar un giro a la tendencia de subinversión y sobreexplotación de los pozos y al deterioro de la balanza comercial energética que había causado la desregulación de la década previa.

Régimen fiscal hidrocarburífero

En primer lugar, se redefinieron varios impuestos que gravan las petroleras, aunque sin aplicar cambios drásticos respecto a la era prekirchnerista. El aspecto más destacable fue la actualización del canon por kilómetro cuadrado, un tributo de pago anual que debe abonarse a las provincias en las que operan los titulares de concesiones de exploración y explotación. Su valor depende del espacio territorial donde se encuentran las posibles reservas y el concesionario sólo podrá recuperarlo en caso de una actividad extractiva exitosa. Castiga por tanto la inactividad estimulando al titular a explorar, descubrir y producir hidrocarburos. La falta de actualización del canon respecto al tipo de cambio del peso provoca la acumulación de áreas para detraerlas de posibles competidores, pero sin la pretensión de llevar a cabo inversiones dado el bajo coste del tributo (Despouy, 2013). Consecuentemente, en 2007 y 2014 se incrementó sustancialmente el canon de exploración para aumentar el coste de mantener áreas inactivas, sobre todo durante periodos consecutivos y revertir así la desinversión exploratoria (véase tabla 1).

Tabla 1. Actualización del canon de exploración y explotación 1991, 2007 y 2014, pesos argentinos (ARS)

			1991	2007	2014
Explotación	Plazo básico	1° periodo	10.56	86.71	250
		2° periodo	21.12	173.37	1 000
		3° periodo	31.68	260.46	-
Prórroga	1° periodo	2 112	17 342.65	17 500	
	Otros	2 112 + 50% anual acumulativo	17 342.65	17 500 + 25% anual acumulativo	
Explotación			419.5	3 444.87	4 500

Fuente: elaboración a partir del decreto 1454/2007 y la Ley 27007/2014, Gobierno de Argentina (2007 y 2014).

Como se mencionó, en 2002 se creó (de acuerdo con la Ley 25561/2002, Gobierno de Argentina, 2002) la figura fiscal más importante y controvertida, el impuesto a las exportaciones de hidrocarburos (llamado derechos de exportación) que grava las ventas al extranjero. Inicialmente gravó con un 20% el precio de exportación del barril de petróleo crudo y con un 5% los combustibles líquidos.¹ Pero en 2004 se extendió al gas, y su alícuota se incrementó hasta alcanzar el 100% para 2008, con el fin de garantizar el abastecimiento interno dada la fuerte dependencia de la matriz energética argentina del gas (Ritchie y Roser, 2023). Este instrumento representa una intervención indirecta del Estado para determinar los precios domésticos y desacoplar la dinámica de precios internos de los hidrocarburos de su cotización internacional. Desincentiva la exportación de la materia prima producida en Argentina y así regula los beneficios extraordinarios de las petroleras para beneficiar a las empresas y los consumidores finales argentinos.

Este tributo despertó malestar entre las operadoras, al limitar sus beneficios en un contexto de alza de precios petroleros globales; acusaron al Estado de desincentivar la inversión en la exploración de nuevos pozos y de exacerbar el decremento de las reservas. Joffé *et al.* (2009) y Arbatli (2018) denominaron dicha fijación de precios domésticos muy por debajo de los precios internacionales como expropiación indirecta al recortar sustancialmente los ingresos de las compañías.

Sin embargo, la caída de los precios internacionales en 2014 limitó la utilidad de este impuesto en cuanto a la distribución de la renta petrolera. Además, YPF ya había sido renacionalizada, por lo que el gobierno bajó el tipo impositivo al 10-13% y autorizó las subidas de precios internos de los productos comercializados por la petrolera para así recapitalizar la misma. De esta manera se volvió a la convergencia entre los precios internos y globales hasta 2015, precisamente para fomentar las inversiones en el complejo hidrocarbúfero, especialmente en el yacimiento no convencional de Vaca Muerta, caracterizado por costes más altos.

Las otras dos figuras fiscales que deben abonar las petroleras argentinas son el impuesto sobre ganancias sociedades, que grava a todas las sociedades con beneficios netos superiores a ARS 50 millones; y las regalías, pagos mensuales en función del valor total de los hidrocarburos extraídos en la boca del pozo. El primero de ellos se mantuvo en el 35% sobre los beneficios netos, mientras que la alícuota de las regalías fue ligeramente incrementada con la

¹ Este porcentaje subió al 25% en 2004 y hasta 45-53.33% en 2007 en caso de que el petróleo cotizase por encima de 90 dólares/barril.

Ley 26197/2006 (Gobierno de Argentina, 2006) en caso de prórroga de concesiones.

Para contrarrestar los efectos desincentivadores de los derechos de exportación sobre la producción y las reservas, se otorgaron diversos beneficios fiscales que han modificado parcialmente el alcance de estos impuestos. En 2008 se crearon los programas Petróleo Plus y Refinación Plus (Decreto 2014/2008, Gobierno de Argentina, 2008) que otorgaron certificados de crédito fiscal transferibles y aplicables al pago del impuesto a las exportaciones para aquellas empresas que aumentaran su producción y reservas y, por otro, la posibilidad de considerar “Obra de Infraestructura Crítica” la inversión destinada al aumento de la capacidad de producción y la incorporación de nuevas tecnologías. Además, en 2013 se creó el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (Decreto 929/2013, Gobierno de Argentina, 2013) que redujo el tipo del derecho de exportación a partir del quinto año de proyecto para empresas que invirtieran más de mil millones de dólares (USD) durante los cinco primeros años del proyecto. En 2014 este mínimo de inversión se rebajó a USD\$250 millones y el plazo de proyecto a USD\$3 millones.

Ley de Soberanía Hidrocarburífera

La Ley de Soberanía Hidrocarburífera (Ley 26.741/2012, Gobierno de Argentina, 2012a) y su desarrollo (Decreto 1277/2012, Gobierno de Argentina, 2012b) estableció como objetivo prioritario el autoabastecimiento nacional de hidrocarburos y las actividades de exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos para garantizar el “desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones”. Sus aspectos más destacables fueron la anulación de las disposiciones liberalizadoras de los noventa, que estipulaban la libre disponibilidad de los hidrocarburos y divisas generadas por sus ventas externas y la libertad tanto para fijar precios como para la importación y exportación de recursos hidrocarburíferos.

Además, se crearon nuevas instituciones para aumentar la capacidad reguladora y supervisora del Estado sobre las estrategias de las operadoras privadas, como la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (CPCE), encargada de la elaboración anual del Plan y del Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. Este último establecía los criterios y las metas deseables en materia de inversiones

en exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos. Por su parte, el Registro exigía la inscripción de todas las firmas como condición para operar. Así, las empresas inscritas quedaban obligadas a presentar su Plan Anual de Inversiones, con metas cuantitativas de exploración y explotación a ser aprobadas y fiscalizadas por la CPCE. Por último, la ley definió la utilidad pública de la petrolera YPF, lo que justificó su renacionalización parcial.

El rol del noc: YPF

La Ley 26.741/2012 (Gobierno de Argentina, 2012a) permitió expropiar 51% del capital que Repsol poseía en YPF, lo que supuso su toma de control por parte del Estado y un giro estratégico en los objetivos de la firma. De esta forma, el Estado argentino buscaba aproximarse a las grandes economías latinoamericanas, como Brasil y México, y a otros de países de la región con reservas hidrocarburíferas, como Bolivia, Ecuador o Venezuela, poseedores de importantes NOC. En el caso argentino, YPF siguió actuando como un competidor más en el mercado tras la renacionalización, sin adquirir atribuciones reguladoras ni supervisoras, a diferencia de Pemex (hasta la reforma energética de 2013) o la boliviana YPFB.

Sin embargo, el cambio más destacable fue la reorientación de los beneficios de la firma, puesto que Repsol había destinado la mayoría de estos a la distribución de dividendos entre los accionistas, que alcanzaron máximos en 2001 y 2008, con 203 y 255% de las utilidades (CEPAL, 2015). La nueva dirección estatal limitó el reparto de dividendos al 5-8% de los beneficios para así potenciar la recapitalización de YPF² y sus inversiones exploratorias y productivas. Otra medida controvertida que, junto con los derechos de exportación, generó incertidumbre entre las operadoras privadas y pérdida de confianza en el gobierno, especialmente tras los descubrimientos efectuados en Vaca Muerta por Repsol un año previo a la expropiación.

² Repsol fue indemnizada con USD\$5 mil millones, cantidad incrementada a USD\$11 mil millones debido a que el pago se realizó con bonos del Tesoro.

La reorientación liberal de Mauricio Macri

Mauricio Macri llegó a la presidencia en 2015 con el objetivo de dar un enfoque liberal a la política económica y reemplazar las políticas reguladoras peronistas por el juego entre la oferta y la demanda, además de contraer el gasto fiscal. Así pretendía atraer capital extranjero hacia el complejo energético y disminuir los subsidios a los productores. Comenzó con la disolución de la CPCE (Decreto 272/2015, Gobierno de Argentina, 2015a), con lo que suprimió el órgano de orientación y supervisión centralizada de la actividad hidrocarburífera privada y gran parte de las competencias que había ejercido.

Durante su mandato se redujo el peso de los impuestos, así como del gasto fiscal asociado a la política hidrocarburífera. Aunque el canon no experimentó cambios, se bajó el límite superior de las regalías aplicadas al hidrocarburo extraído. Además, el gravamen sobre las ganancias corporativas pasó del 35 al 25% (Decreto 1112/2017, Gobierno de Argentina, 2017). Pero la medida más sobresaliente fue la supresión temporal de los derechos de exportación en 2015 para incentivar las ventas internacionales de hidrocarburos. Sin embargo, tres años más tarde fueron reintroducidos (Decreto 793/2018, Gobierno de Argentina, 2018) con un tipo del 12% y límites máximos de ARS 3-4 por USD exportado. Llama la atención esta decisión por parte del gobierno con un enfoque liberal, pero se necesitaba mitigar la fuerte depreciación del ARS y la inflación mediante el control de los precios energéticos ante la cercanía de las elecciones presidenciales de 2019.

Los programas Petróleo Plus (Gobierno de Argentina, 2015b) y Refinación Plus (Gobierno de Argentina, 2016) quedaron suprimidos para controlar el gasto público, pero el gobierno preservó los subsidios para los productores de gas en Vaca Muerta. Con ello se pretendía impulsar las inversiones en yacimientos no convencionales y evitar que la caída de los precios internacionales del gas afectase la actividad garantizando a las petroleras un sobreprecio por el gas producido. No obstante, el plan se truncó cuando Argentina fue rescatada por el FMI con un préstamo de casi USD\$57 mil millones en 2018 y la institución multilateral exigió recortar subsidios.

En cuanto al estatus jurídico de YPF, no sufrió cambios pese al rechazo de Macri a la expropiación de la firma en 2012. YPF seguía siendo de mayoría pública,³ sin atributos reguladores ni supervisores, pero diversificó sus actividades, entrando en proyectos de innovación energética a través de la creación

³ De titularidad estatal 51%, de los cuales un 49% está en manos de las provincias productoras de hidrocarburos y el 51% restante pertenece al Estado Nacional.

de fondos de capital-riesgo propios. Destaca YPF Ventures, que invirtió en patinetes eléctricos urbanos y en servicios a partir del uso de energía solar.

Otra iniciativa destacable de la administración de Macri fue el programa RenovAr (2016), destinado a diversificar las fuentes de la red eléctrica argentina, fomentando el uso de las fuentes de energía renovables en detrimento del gas. El programa intentó atraer capital privado del extranjero mediante contratos de suministro energético a largo plazo (*power purchase agreements*). Pese a sus logros iniciales, el programa se tuvo que paralizar en 2019 debido al empeoramiento del contexto macroeconómico que disuadió a los inversores internacionales (Barrera *et al.*, 2022). Además, el programa exacerbó la dependencia de la tecnología extranjera y no logró involucrar suficientemente a proveedores nacionales en las energías renovables (Kazimierski, 2022).

Por tanto, la era Macri no supuso cambios drásticos para la configuración del sector, a excepción de la simplificación y reducción de algunas figuras impositivas y la reorientación de YPF hacia negocios alejados de la exploración y producción hidrocarbúferas.

Los propósitos de la administración de Alberto Fernández

La administración de Alberto Fernández tuvo que enfrentarse no sólo al agravamiento de las condiciones monetarias del país y a la deuda contraída con el FMI por Macri, sino también a la pandemia por Covid-19. Pretendía aprobar la Ley de Promoción de Inversiones Hidrocarbúferas en 2021, pero fue rechazada incluso en el seno de su partido debido a su perspectiva federal y poco respetuosa con el medio ambiente al promover el *fracking*, por lo que no llegó al Congreso.

En los cuatro años de gobierno, los cambios introducidos han sido modestos e improvisados a base de decretos. Entre ellos destaca el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo y Gas (Decreto 277/2022, Gobierno de Argentina, 2022a) y el Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos (Decreto 730/2022, República de Argentina, 2022b), ambos promovidos por el ministro de Finanzas, Sergio Massa. También se propuso en mayo de 2023 la Ley de Gas Natural Licuado (GNL) e Hidrógeno Verde, que buscaba establecer reglas estables para un horizonte de 30 años destinadas a promover la construcción de infraestructuras destinadas a la producción, almacenamiento, comercialización y transporte de GNL para aquellas empresas que invirtiesen al menos USD\$ mil millones y con una capacidad mínima de producción de un millón de toneladas de

GNL al año con contratación de contenido local. A cambio se les facilitaría el acceso a divisas y permisos de exportación complementados con beneficios tributarios. Sin embargo, la cercanía de las elecciones presidenciales imposibilitó la discusión y aprobación de la ley en el Congreso. Lo más reseñable fue la construcción del primer tramo del gasoducto Néstor Kirchner (1 050 km) con fondos públicos en un tiempo menor de lo previsto. Permitirá transportar gas desde Vaca Muerta hacia las principales provincias consumidoras y hasta el norte de Brasil y Chile, reduciendo las necesidades de importación y fomentando su exportación futura.

El objetivo primordial a partir de 2021 fue aprovechar la reciente bonanza petrolera tras la invasión de Ucrania para aumentar las exportaciones, ingresos fiscales y obtener divisas y así aliviar el desplome del peso y poder reembolsar el préstamo al FMI.

4. DESEMPEÑO DEL SECTOR HIDROCARBURÍFERO (2003-2022)

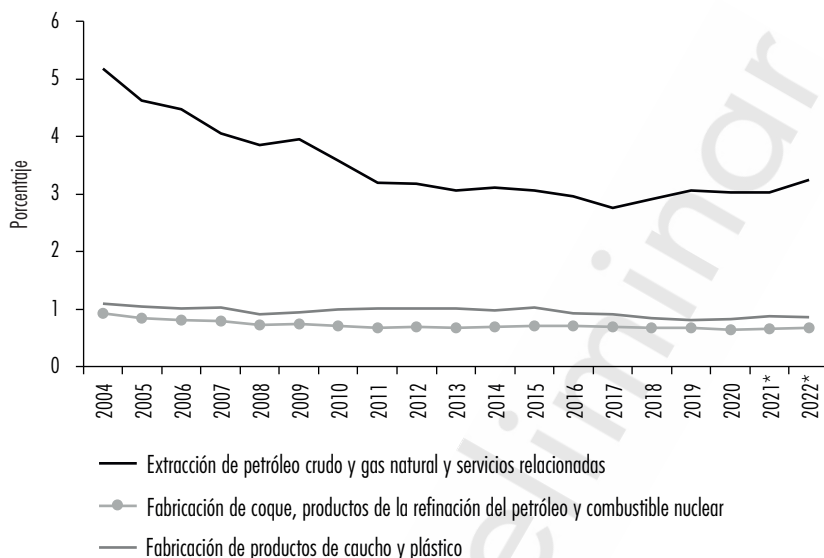
Después de analizar las modificaciones del modelo petrolero argentino, se puede valorar su alcance y limitaciones con datos estadísticos. A partir de esa valoración podrán ser extraídas las implicaciones de política y las conclusiones del trabajo.

Tendencia de la producción, inversión y reservas

La participación del sector hidrocarburífero argentino en el Producto Interno Bruto (PIB), incluyendo la petroquímica básica, ha estado dominada por las actividades extractivas que, no obstante, han sufrido una paulatina caída desde principios de siglo hasta situarse en torno del 3.3% del PIB (véase figura 2). Estamos, por tanto, ante un sector con participación declinante en la economía que representa alrededor del 5% del PIB, cuando al principio del periodo analizado suponía más del 7%.

El descenso de las participaciones obedeció a la disminución de los volúmenes producidos, especialmente de petróleo, cuya variación para el periodo 2003-2022 fue de -20% (véase figura 1). Revertir ese descenso fue uno de los principales objetivos de todas las medidas adoptadas durante el periodo analizado. En contraposición, la producción de gas natural experimentó un estancamiento y luego una ligera mejora desde finales de los 2000, pero sin alcanzar el cénit del 2006. Cabe destacar que los responsables de la mejora

Figura 2. Participación del sector hidrocarburífero sobre PIB en %



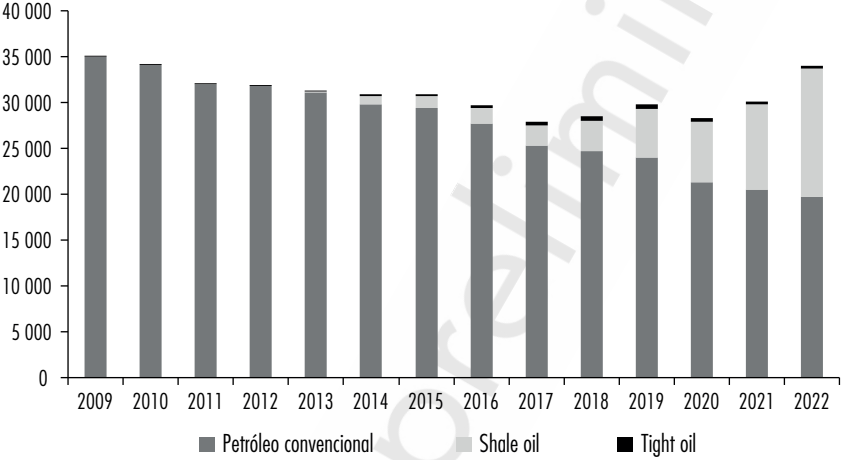
Fuente: a partir del INDEC (2023). *Los datos de 2021 y 2022 son provisionales.

de la producción en los últimos años son los recursos no convencionales, el *shale oil y gas* (véanse figuras 3 y 4). Se extraen mediante la técnica del *fracking* principalmente en Vaca Muerta, un yacimiento que ha sido capaz de atraer capitales extranjeros pese al riesgo político posterior a la renacionalización de YPF, debido a que los recursos no convencionales están sometidos a un menor riesgo de expropiación (Collins *et al.*, 2021). Cabe recordar que, con el fin de mitigar la caída de reservas, producción hidrocarburíferas y la constante fuga de capitales, el segundo gobierno de Fernández de Kirchner, el de Macri y el de Fernández apostaron fuertemente por la potenciación del *fracking* en esta formación y otros yacimientos no convencionales mediante la asociación de YPF con la norteamericana Chevron.

Además de la evolución de la producción, resulta reveladora la evolución de la inversión y las reservas para identificar el potencial de la industria petrolera y sus perspectivas de crecimiento. Como se puede apreciar, la inversión en explotación domina abrumadoramente durante todo el periodo analizado, con incrementos destacados en 2009-2016 y una caída abrupta desde la era Macri hasta 2021 (véase figura 5). Paralelamente, la inversión en exploración creció ligeramente en el periodo 2013-2016, justo después de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera, pero se ha mantenido en niveles extremadamente

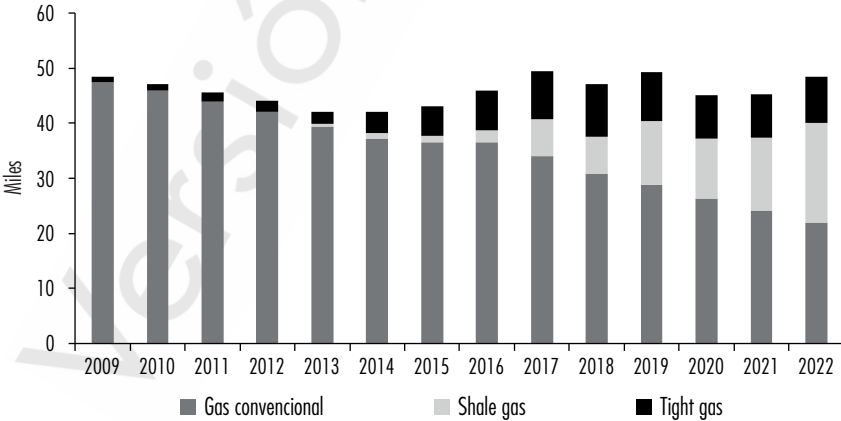
bajos desde 2017, lo que explica en gran medida el comportamiento de la producción y las reservas. Resulta revelador dicha tendencia de subinversión para evidenciar el poco éxito de las sucesivas reformas, incluyendo la actualización del canon, la renacionalización de YPF, los subsidios a los productores de gas o los incentivos fiscales.

Figura 3. Producción de petróleo, por tipo, millones de m³ (2009-2022)



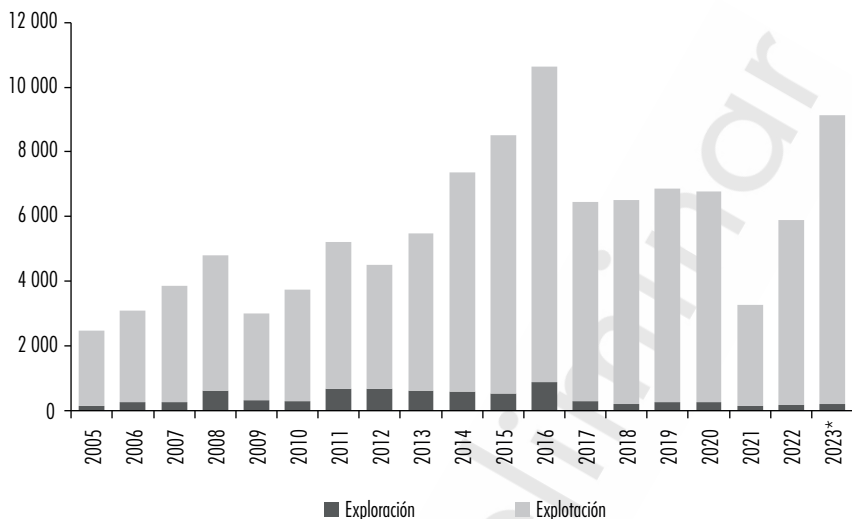
Fuente: Ministerio de Economía (2023).

Figura 4. Producción de gas, por tipo, miles de millones de m³ (2009-2022)



Fuente: Ministerio de Economía (2023).

Figura 5. Inversiones en exploración y explotación, millones de dólares (2005-2022)



Notas: los valores de exploración en el año 2005 son anómalos: suman 327.292 millones de dólares, de los cuales 324.974 millones corresponden a la empresa Petrominera Chubut S.E. -que no vuelve a aparecer en años posteriores. Por tanto, se ha eliminado del año 2005 la inversión en explotación correspondiente a dicha empresa;* El dato de 2022 es provisional.

Fuente: Ministerio de Economía (2023).

En la tabla 2 se visualiza claramente que el número de pozos terminados (exploración y explotación), tras una ligera mejora durante 2012-2015, descendió considerablemente a partir de 2017. Desagregando los pozos cavados por empresa, se aprecia que la actividad exploratoria de YPF mejoró significativamente en 2013-2016, realizando un 40-50% del total. También se observa una mejora en los pozos de explotación de YPF entre 2012 y 2015, mientras el resto de los operadores mantenían el número de nuevos pozos o incluso los reducían los exploratorios. Por consiguiente, YPF logró recuperar su impulso inversor una vez renacionalizada, pero este efecto fue fugaz y no logró revertir la tendencia subexploratoria del resto de empresas.

La consecuencia de la concentración de la inversión en la explotación de yacimientos ya descubiertos en detrimento de la exploración fue la caída y posterior estancamiento de las reservas de petróleo y, más marcadamente, de gas, a lo largo de las dos últimas décadas (véase figura 6). Incluso la disminución de la producción o la mayor actividad exploratoria de YPF a partir de 2012 fueron incapaces de revertir el proceso, aunque lo atenuaron.

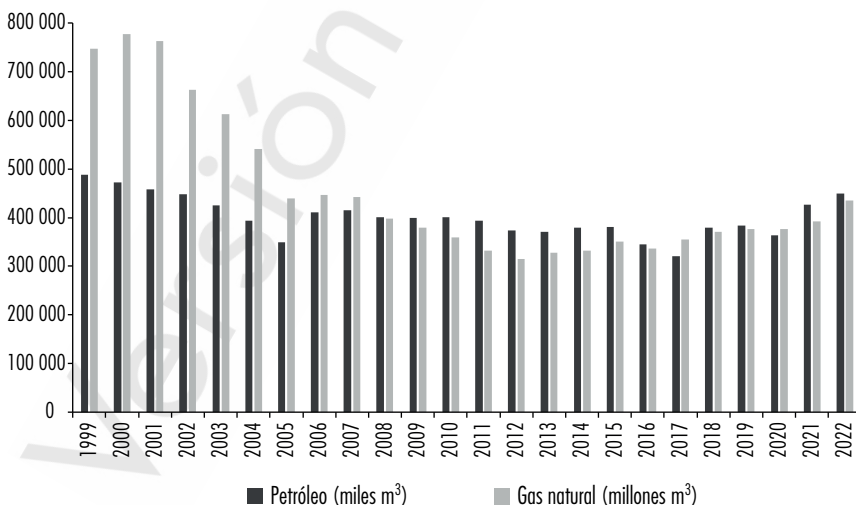
Tabla 2. Número de pozos terminados por empresas (2009-2022)

<i>Exploración</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>
YPF	7	8	13	34	22	31	37
Otros operadores	80	39	64	64	61	46	33
<i>Explotación</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>
YPF	254	505	447	384	600	712	719
Otros operadores	697	652	586	566	456	440	475

<i>Exploración</i>	<i>2016</i>	<i>2017</i>	<i>2018</i>	<i>2019</i>	<i>2020</i>	<i>2021</i>	<i>2022</i>
YPF	29	25	15	20	5	7	13
Otros operadores	42	43	28	14	4	15	19
<i>Explotación</i>	<i>2016</i>	<i>2017</i>	<i>2018</i>	<i>2019</i>	<i>2020</i>	<i>2021</i>	<i>2022</i>
YPF	567	386	353	262	92	214	240
Otros operadores	310	432	517	488	499	572	394

Fuente: Ministerio de Economía (2023).

Figura 6. Reservas probadas de petróleo (miles de m³) y gas (millones de m³), (1999-2022)



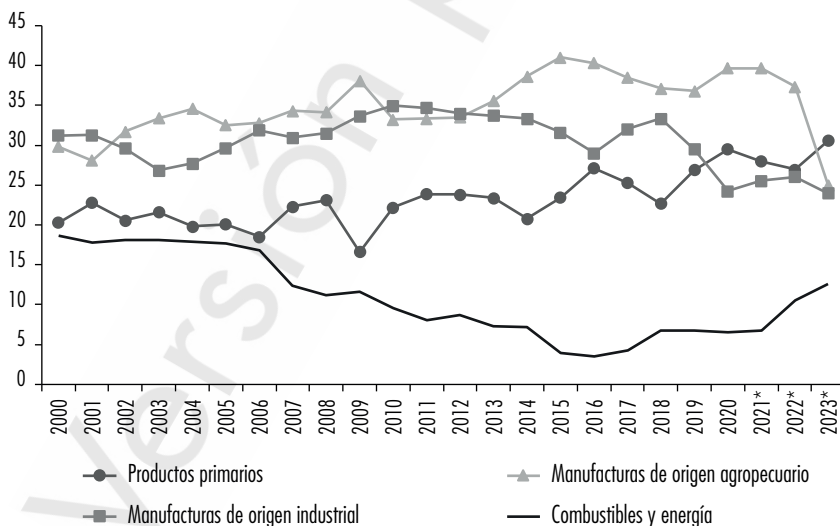
Fuente: Ministerio de Economía (2023).

Tendencia del sector exterior

La inserción externa de la industria hidrocarburífera argentina ha sido uno de los factores que más influyó en la profundización de los cambios del modelo petrolero desde 2012. La reducción creciente del peso de las exportaciones petroleras junto al aumento continuado de las importaciones, en un contexto de altos precios internacionales, deterioró la balanza por cuenta corriente y obligó a revisar los patrones de abastecimiento energético del país. Puede verse cómo hay un deterioro de la participación de los combustibles y energía sobre las exportaciones totales: del 18,1% en 2003 al 4% en 2015, aunque mejoró ligeramente hasta 9.6% en 2022 (véase figura 7). La mayor participación recae en el petróleo y el gas crudos (en torno a 85-90% de las exportaciones totales), mientras que la aportación de los refinados es mucho menos relevante.

Como se puede observar, la evolución de dichas participaciones se explica por el marcado descenso de los volúmenes exportados, así como por la alta volatilidad de los precios internacionales (véanse figuras 8 y 9). Efectivamente, el crecimiento de los precios entre 2004 y 2012 permitió atenuar en parte el impacto de la caída de las cantidades exportadas, en consonancia con el descenso de la producción ya señalado. Por otro lado, se visualiza el efecto

Figura 7. Participación en las exportaciones totales de Argentina, en % (2003-2022)



Nota: *Los datos de 2021-2022 son provisionales.

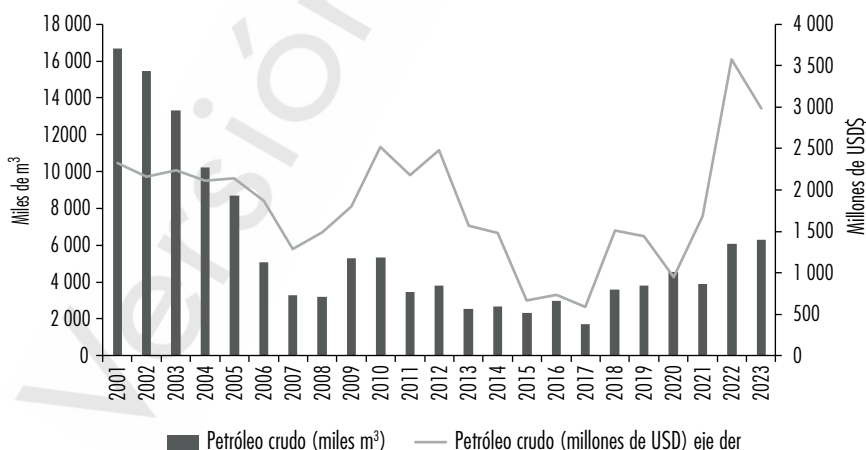
Fuente: a partir de datos de INDEC (2023).

de los derechos de exportación sobre los volúmenes, particularmente sobre el gas, cuando la alícuota subió al 100% en 2008 y las cantidades prácticamente fueron nulas. La mejora acentuada del valor exportado durante 2021-2022 obedece más bien al alza de precios debido a la coyuntura internacional que al efecto volumen.

Esta evolución declinante de la producción y las exportaciones coincide con un comportamiento inverso de las importaciones en un contexto de creciente consumo interno, que deterioró la inserción externa de Argentina. Hasta 2012 la respuesta a este problema fue favorecer las importaciones mediante subvenciones, para evitar trasladar al mercado interno los altos precios globales. Así, las compras externas de gas natural llegaron de Bolivia y las de gas natural licuado de Trinidad y Tobago, principalmente. También se registró una importación significativa de bienes de capital tras la nacionalización de YPF, destinados al sector de los hidrocarburos no convencionales (Barrera, 2021).

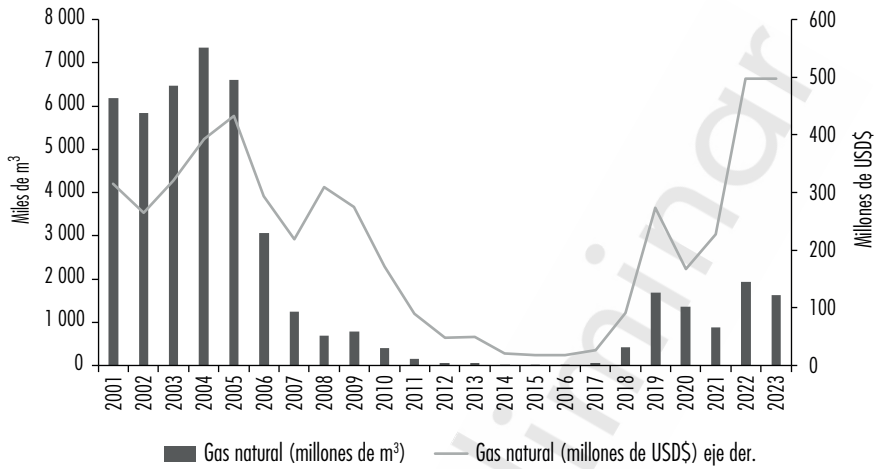
En la figura 10 se representa la aportación del petróleo y gas a las subcuentas de la balanza por cuenta corriente y se visualiza que el sector registró un superávit en la subcuenta de bienes hasta 2010, para luego volverse crecientemente deficitario hasta 2014. Entre 2015 y 2022 este déficit de bienes hidrocarburíferos disminuyó debido a la caída de precios internacionales entre 2014-2017 y 2020, que abarataron las compras, y al aumento de la extracción de gas nacional por parte de YPF-Chevron. Sin embargo, a excepción de 2019-2020, el saldo siguió anotando cifras negativas.

Figura 8. Exportaciones de petróleo crudo, en miles de m³ y miles de millones de USD (2001-2022)



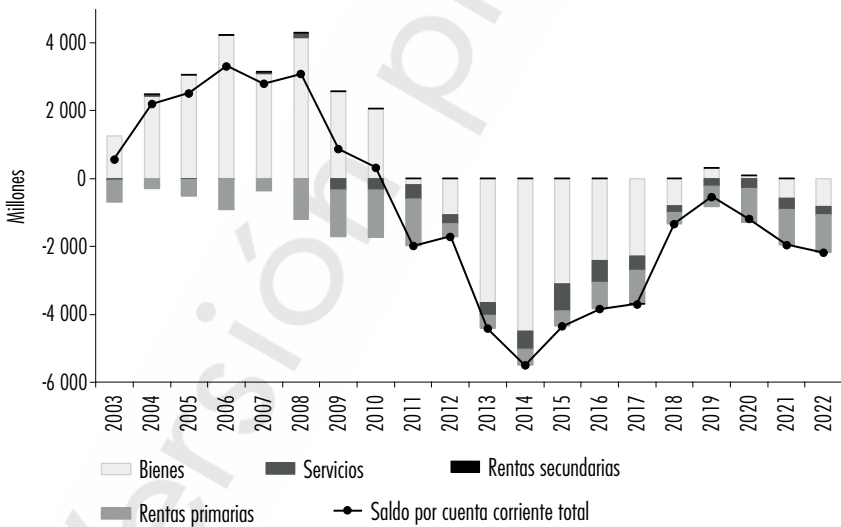
Fuente: a partir de datos del Ministerio de Economía (2023).

Figura 9. Exportaciones de gas, en millones de m³ y millones de USD (2001-2022)



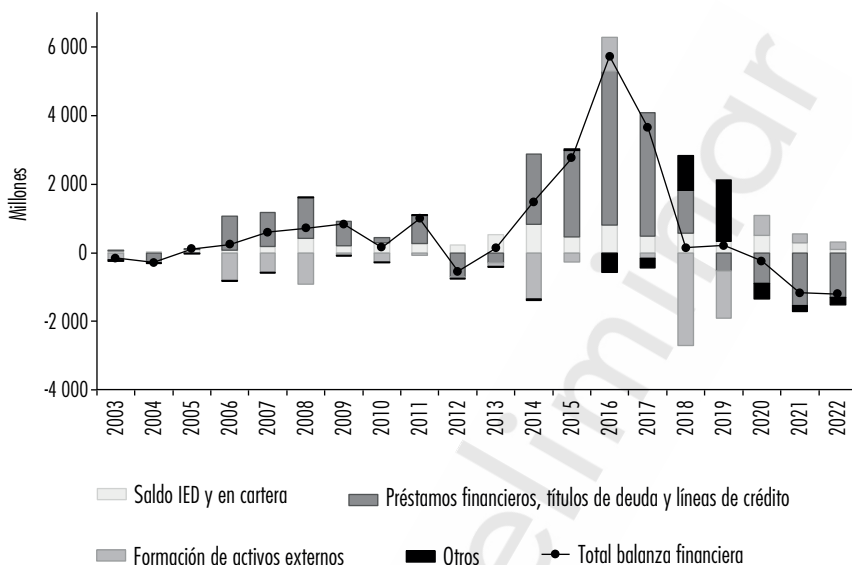
Fuente: a partir de datos del Ministerio de Economía (2023).

Figura 10. Saldo por cuenta corriente asociado al petróleo y gas crudos, millones de USD\$ (2003-2022)



Fuente: a partir de datos del Banco Central de la República de Argentina (BCRA, 2023).

Figura 11. Saldo balanza financiera asociado al petróleo y gas crudos, millones de USDS (2003-2022)



Fuente: a partir de datos del Banco Central de la República de Argentina (BCRA, 2023).

El complejo energético también contribuyó negativamente en la subcuenta de servicios desde 2009 mediante la importación de servicios empresariales, técnicos y patentes extranjeros. Según Barrera (2021), los servicios de consultoría se usan frecuentemente para la transferencia de divisas al exterior mediante precios artificialmente inflados. Por último, el sector fue responsable de la salida de divisas a través de los intereses, beneficios y dividendos repatriados al extranjero en detrimento de las reinversiones en Argentina, reflejado en la subcuenta de rentas primarias. No obstante, se observa un saldo deficitario menor tras la renacionalización de YPF y su reorientación empresarial, que probablemente disminuyó la distribución de dividendos, pero no consiguió eliminar los saldos negativos (Schorr *et al.*, 2015).

La figura 11, por su parte, refleja la dependencia del complejo energético del capital extranjero y su rol en el drenaje de divisas. La Inversión Extranjera Directa (IED) y en cartera registró entradas netas durante prácticamente todo el periodo analizado –sobre todo tras la nacionalización de YPF y su asociación con Chevron, que impulsó las inversiones– al igual que los préstamos y créditos foráneos, salvo en los tres últimos años. Pero dichas partidas coexistían con la salida neta de billetes y divisas (partida de formación de activos externos)

durante la mayoría de los años, especialmente entre 2006-2010, 2014-2015 y 2017-2019. Sí destaca una entrada neta de divisas entre 2021-2022, pero con unos valores marginales pese a los términos de intercambio favorables. Consecuentemente, el sector hidrocarburífero empeoró el drenaje de divisas, un rasgo estructural de la economía argentina que refleja su subordinación a los mercados extranjeros y responsable de múltiples crisis.

5. CONCLUSIONES

El análisis de las políticas recientes del sector hidrocarburífero argentino aportó diferentes resultados, como identificar el alcance y los principales límites de las estrategias petroleras en Argentina desde 2003 y ofrece diferentes conclusiones respecto al objetivo de esta investigación. Tal y como se mencionó, este trabajo planteaba investigar cómo las políticas petroleras de los diferentes gobiernos no habían logrado revertir la subinversión y la dependencia exterior del sector hidrocarburífero argentino.

Como se desprende del estudio, en el periodo analizado, se identifican varias etapas bien marcadas. La primera (2003-2011), de predominio privado, en la que se profundizan la subinversión y el deterioro productivo ya iniciados al final de los años noventa. La participación estatal estuvo limitada al ámbito fiscal mediante el cobro de impuestos crecientes, particularmente los derechos de exportación, que desincentivaban la inversión a largo plazo. El aumento de la demanda energética y las dificultades de abastecimiento impulsaron las importaciones y la salida de divisas hasta convertir el país en importador neto de hidrocarburos desde 2011. En este contexto se inicia la segunda etapa (2011-2015), caracterizada por una participación estatal más marcada en la esfera productiva tras la recuperación del control de YPF y las modificaciones normativas de 2012, que lo facultaron a influir en las estrategias de las petroleras privadas. El impacto de estas reformas fue rápido y positivo en el desempeño exploratorio y productivo, logrando mitigar la trayectoria de los años previos, pero con poca incidencia a la hora de revertir la dinámica del resto de actores. En tanto, la tercera etapa (2015-2021) buscó simplificar el esquema regulador, reducir el gasto fiscal y estimular la implicación de las petroleras privadas, abandonando el impulso inversor y explotador de YPF, que se expandió hacia otros sectores. No obstante, estas medidas menos intervencionistas no frenaron el deterioro de la subinversión y del nivel de reservas, mejorándose no obstante el saldo de la balanza comercial energética ante un crecimiento económico más débil y la caída de las importaciones. La cuarta etapa (desde 2021) está

marcada por la volatilidad de los precios internacionales a raíz de la pandemia y la guerra de Ucrania. La brusca alza del precio en 2021 mejoró los ingresos por exportaciones, pero no fueron capaces de superar el valor de las importaciones debido al incremento insuficiente de la producción nacional. Tampoco ha logrado generar una entrada suficiente de divisas para atenuar parcialmente los graves problemas macroeconómicos del país, ni estimular sustancialmente las inversiones hasta la fecha.

Así como, las modificaciones introducidas en 2012 lograron superar sólo parcialmente las limitaciones estructurales del sector hidrocarburífero que frenan el desarrollo de la economía argentina. Efectivamente, por una parte, la renacionalización de YPF permitió quebrar el predominio privado en el sector y revertir la estrategia de la firma más prominente del *upstream*. Sin embargo, la subinversión en exploración, sobreexplotación y el estancamiento productivo de las operadoras privadas se mantuvo. Por otra parte, la corta vigencia de las reformas (2012-2015) que habilitaron una mayor intervención estatal es sus planes de inversión no consiguieron modificar el comportamiento históricamente rentista del sector privado, que no se alinea necesariamente con las necesidades energéticas del país. Y por último, el complejo hidrocarburífero argentino permanece dependiente de la financiación externa que lleva asociado la repatriación de beneficios y otras formas de salida de divisas, y este hecho exacerba los problemas macroeconómicos de Argentina, al borde de la suspensión de pagos y la hiperinflación.

Recién Milei anunció que YPF sería una de las primeras empresas que plantea privatizar en los próximos años. Analistas de Citi o Goldman Sachs recalcan el atractivo de la petrolera por su dominio en Vaca Muerta,⁴ yacimiento que ha alcanzado un desarrollo considerable y ofrece un precio umbral un 50% más bajo que las formaciones no convencionales de Estados Unidos. La venta de la empresa tras una reestructuración podría convertirse en una herramienta hacia el proceso de dolarización que propone Milei para Argentina, al facilitar su acceso a los dólares.⁵ Una reprivatización en un entorno de altos precios petroleros y de eliminación de los impuestos de exportación podría contribuir a la vuelta de la exportación de prácticamente toda la extracción hidrocarburífera que, si bien aliviaría el déficit comercial energético, empeoraría el desabastecimiento energético interno. Además, habría que asegurar que

⁴ En 2023 YPF controlaba aproximadamente 12 000 km² de los 30 000 km² de la formación y cuenta con 582 pozos operativos de los 1 331 totales.

⁵ Sin embargo, se necesitan los votos de dos tercios del Congreso para aprobar la venta de acciones a inversores privados, apoyo con el que actualmente no cuenta el político ultraliberal.

las petroleras privadas reinviertan parte de los beneficios en la industria local para preservar la actividad extractiva en Argentina, en vez de priorizar el reparto de dividendos, algo que no ha logrado establecerse a lo largo del periodo analizado y que sigue suponiendo un desafío para los afanes reformistas de los diferentes gobiernos.

BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Internacional de la Energía (AIE) (2023). World Energy Investment 2023. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/8834d3af-af60-4df0-9643-72e2684f7221/WorldEnergyInvestment2023.pdf>
- Al-Fattah, S. (2013). National oil companies: Business models, challenges, and emerging trends. *Corporate Ownership and Control*, 11(1). <http://dx.doi.org/10.22495/cocv11i1c8art2>
- Arbatli, E. (2018). Resource nationalism revisited: A new conceptualization in light of changing actors and strategies in the oil industry. *Energy Research and Social Science*, 40. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.11.030>
- Barrera, M. A. (2013). Reformas estructurales y caída de reservas hidrocarbúferas: el caso argentino. *Análisis Económico*, XXVIII (69). <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=41331033009>
- _____ (2021). El complejo energético argentino y los impactos estructurales sobre el sector externo. *Ensayos de Economía* 31(59). <https://doi.org/10.15446/ede.v31n59.90320>
- Barrera, M. A., Sabbatella, I. y Serrani, E. (2022). Macroeconomic barriers to energy transition in peripheral countries: The case of Argentina. *Energy Policy*, 168(C). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113117>
- Banco Central de la República de Argentina (BCRA) (2023). Estadísticas estandarizadas sobre la Evolución del Mercado de Cambios. http://www.bcra.gob.ar/PublicacionesEstadisticas/Estad%C3%ADsticas_Mercado_de_cambios.asp
- Berrios, R., Marak, A. y Morgenstern, S. (2011). Explaining hydrocarbon nationalization in Latin America: Economics and political ideology, *Review of International Political Economy*, 18(5). <https://doi.org/10.1080/09692290.2010.493733>
- Burchardt, H. J. y Dietz, K. (2014). (Neo-)Extractivism: a new challenge for development theory from Latin America. *Third World Quarterly*, 35(3). <https://doi.org/10.1080/01436597.2014.893488>

- Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) (2015). Impacto socioeconómico de YPF desde su renacionalización. Documentos de Proyectos 677. <http://repositorio.cepal.org/handle/11362/39398>
- Chang, H. J. (2007). *State-owned enterprise reform. National development strategies*. Organización de las Naciones Unidas <https://state-owned-enterprises.worldbank.org/sites/soe/files/reports/State-Owned%20Enterprise%20Reform.pdf>
- Clairmont, F. F. (2002). Argentina: Implosion of neo-liberalism. *Economic and Political Weekly*, 37(13). <https://www.jstor.org/stable/4411921>
- Collins, G., Jones, M. P., Krane, J., Medlock, K. y Monaldi, F. (2021). Shale renders the “obsolescing bargain” obsolete: Political risk and foreign investment in Argentina’s Vaca Muerta. *Resources Policy*, 74(102269). <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2021.102269>
- Despouy, L. (2013). Informe sectorial del presidente de la Auditoría General de la Nación. Energía, Presidencia de la AGN. Buenos Aires. <http://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2013/12/Libro-Energia-AGN.pdf>.
- Eller, S. L., Hartley, P. R. y Medlock, K. B. (2011). Empirical evidence on the operational efficiency of national oil companies. *Empirical Economics*, 40. <https://doi.org/10.1007/s00181-010-0349-8>
- Engen, O. A. (2009). The development of the Norwegian petroleum innovation system: A historical overview. En Fagerberg, J., Mowery, D. y Verspagen, B. (coord.), *Innovation, path dependency, and policy: The Norwegian case* (pp. 179-207). <https://doi.org/10.1093/acprof:oso/9780199551552.003.0007>
- Fondo Monetario Internacional (FMI) (2022). World Economic Outlook: War Sets Back the Global Recovery. Abril 2022. Washington. <https://www.imf.org/-/media/Files/Research/CommodityPrices/WEOspecialFeature/SFApril2022.ashx>
- Gadano, N. (1998). Determinantes de la inversión en el sector petróleo y gas de la Argentina. Serie Reformas Económicas 7. CEPAL. <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/7444>
- Gobierno de Argentina (2002). Ley de emergencia pública y reforma del régimen cambiario. <https://www.economia.gob.ar/digesto/leyes/ley25561.htm>
- Gobierno de Argentina (2006). Ley n° 17.319 Art. 1° - Sustitucion. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-26197-123780>
- Gobierno de Argentina (2007). Canon hidrocarburífero-nuevos valores. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-1454-2007-133424>

- Gobierno de Argentina (2008). Programas petróleo plus y refinación plus-creación. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-2014-2008-147699>
- Gobierno de Argentina (2012a). Yacimientos petrolíferos fiscales autoabastecimiento de hidrocarburos. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-26741-196894>
- Gobierno de Argentina (2012b). Soberanía hidrocarburífera. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-1277-2012-200130>
- Gobierno de Argentina (2013). Régimen de promoción de inversión para la explotación de hidrocarburos-creación. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-929-2013-217314>
- Gobierno de Argentina (2014). Modificaciones al régimen de la ley de hidrocarburos. Modificación de las leyes 17.319 y 25.943. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-27007-237401>
- Gobierno de Argentina (2015a). Soberanía hidrocarburífera comisión-disuélvese. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-272-2015-257478>
- Gobierno de Argentina (2015b). Resolución 628/2015. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-628-2015-250614/texto>
- Gobierno de Argentina (2016). Compensaciones programas REFIPYME y petróleo plus. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-1204-2016-268327/texto>
- Gobierno de Argentina (2017). Impuestos ley n° 27.430. Su promulgación. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-1112-2017-305263>
- Gobierno de Argentina (2018). Derechos de exportación. Modificación. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-793-2018-314042>
- Gobierno de Argentina (2022a). DNU 277/22 - Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo (RADPIP) y Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural (RADPIGN). <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/dnu-27722-regimen-de-acceso-divisas-para-la-produccion-incremental-de>
- Gobierno de Argentina (2022b). Plan de promoción de la producción del gas natural argentino-esquema de oferta y demanda 2020-2024. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-730-2022-374227>
- Gurie, S., Kolotilin, A. y Sonin, K. (2011). Determinants of nationalization in the oil sector: A theory and evidence from panel data. *Journal of Law, Economics, and Organization*, 27(2). <http://www.jstor.org/stable/41261723>

- Huizar, R. (2019). Why was Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), Argentina's national oil company, privatized? *The Extractive Industries and Society*, 6(3). <https://doi.org/10.1016/j.exis.2019.03.017>
- Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC) (2023). Economía. Estadísticas. Buenos Aires. <https://www.indec.gob.ar/>
- Joffé, G., Stevens, P., George, T., Lux, J. y Searle, C. (2009). Expropriation of oil and gas investments: Historical, legal and economic perspectives in a new age of resource nationalism. *The Journal of World Energy Law and Business*, 2(1). <https://doi.org/10.1093/jwelb/jwn022>
- Kasahara, Y. y Botelho, A. J. J. (2019). Ideas and leadership in the crafting of alternative industrial policies: Local content requirements for the Brazilian oil and gas sector. *Comparative Politics*, 51(3). <https://www.jstor.org/stable/26663936>
- Kazimierski, M. (2022). Financiarización en el sector energético argentino: El caso del Programa RenovAr. *Cuadernos de Economía Crítica*, 8(15). <https://sociedadeconomiacritica.org/ojs/index.php/cec/article/view/271>
- Kozulj, R. (2002). Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles. Serie recursos naturales e infraestructura 46. CEPAL. <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/6406>
- Mahdavi, P. (2014). Why do leaders nationalize the oil industry? The politics of resource expropriation. *Energy Policy*, 75. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.09.023>
- Manley, D., Mihalyi, D. y Heller, P. R. (2019). Hidden Giants. Finance and Development. Diciembre 2019. FMI, Washington. <https://www.imf.org/en/Publications/fandd/issues/2019/12/national-oil-companies-need-more-transparency-manley>
- McPherson, C. y MacSearraigh, S. (2007). Corruption in the petroleum sector. En Campos, J. E. y Pradhan, S. (coord.). *The many faces of corruption* (pp. 191-220). World Bank Publications.
- Ministerio de Economía (2023). Hidrocarburos. Buenos Aires. <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos>
- Monaldi, F. J. (2010). La economía política del petróleo y el gas en América Latina. *Plataforma Democrática*, 1(9). <http://www.plataformademocratica.org/Arquivos/La%20Economia%20Politica%20Del%20Petroleo%20y%20El%20Gas%20En%20America%20Latina.pdf>
- _____ (2020). The cyclical phenomenon of resource nationalism in Latin America. *Oxford Research Encyclopedia of Politics*. <https://oxfordre.com/>

- politics/view/10.1093/acrefore/9780190228637.001.0001/acrefore-9780190228637-e-1523
- Noreng, Ø. (2021). *The oil business and the state national energy companies and government ownership*. Routledge.
- Paz, M. J. (2014). Oil and development in Brazil: Between an extractive and an industrialization strategy. *Energy Policy*, 73(C). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.06.021>
- Ramírez-Cendrero, J. M. y Paz, M. J. (2017). Oil fiscal regimes and national oil companies: A comparison between Pemex and Petrobras, *Energy Policy*, 101, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.11.009>
- Recalde, M. (2011). Energy policy and energy market performance: The Argentinean Case. *Energy Policy*, 39(6). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.04.022>
- Ritchie, H. y Roser, M. (2023). Argentina: Energy country profile. *Our World in Data*. <https://ourworldindata.org/energy/country/argentina>
- Ryggvik, H. (2015). A short history of the Norwegian oil industry: From protected national champions to internationally competitive multinationals. *Business History Review*, 89(1). <https://doi.org/10.1017/S0007680515000045>
- Serrani, E. y Barrera, M. A. (2018). Efectos estructurales de la política energética en la economía argentina, 1989-2014. *Sociedad y Economía*, 34. <http://dx.doi.org/10.25100/sye.v0i34.6482>
- _____ y Barrera, M. A. (2023). Renewable energies in Argentina: The challenge of articulating the energy transition with economic development model. En Lazaro, L. L. B. y Serrani, E. (coord.). *Energy Transitions in Latin America* (pp.177-193). Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-031-37476-0>
- Schorr, M., Barrera, M., Kennedy, D. y Palermo, H. (2015). Impacto socioeconómico de YPF desde su renacionalización (Ley 26.741): desempeño productivo los mercados laborales y el entramado de proveedores. Volumen 1. CEPAL. <http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/39398/>
- Singh, J. N. y Chen, G. C. (2017). State-owned enterprises and the political economy of State-State relations in the developing world. *Third World Quarterly*, 39(6). <https://doi.org/10.1080/01436597.2017.1333888>
- Tordo, S. (2007). Fiscal systems for hydrocarbons: Design Issues. World Bank Working Paper 123/2007. Banco Mundial. <https://doi.org/10.1596/978-0-8213-7266-1>

- Tordo, S., Tracy, B. S. y Arfaa, N. (2011). National oil companies and value creation. World Bank Working Paper no. 218/2011. Banco Mundial, Washington. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/650771468331276655/pdf/National-oil-companies-and-value-creation.pdf>
- Valarini, E. y Pohlmann, M. (2019). Organizational crime and corruption in Brazil a case study of the “Operation Carwash” court records. *International Journal of Law, Crime and Justice*, 59(100340). <https://doi.org/10.1016/j.ijlcj.2019.100340>
- Victor, D. G. (2013). National oil companies and the future of the oil industry. *Annual Review of Resource Economics*, 5(1). <https://doi.org/10.1146/annurev-resource-091912-151856>
- Vivoda, V. (2008). The return of the obsolescing bargain and the decline of big oil. Vdm Verlag, Saarbrücken.
- Waterworth, A. y Bradshaw, M. J. (2018). Unconventional trade-offs? National oil companies, foreign investment and oil and gas development in Argentina and Brazil. *Energy Policy*, 122. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.07.011>
- Wolf, C. (2009). Does ownership matter? The performance and efficiency of state oil vs. private oil (1987-2006). *Energy Policy*, 37(7). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.041>
- Wyle, C. (2016). Post-neoliberal developmental regimes in Latin America: Argentina under Cristina Fernández de Kirchner. *New Political Economy*, 21(3). <https://doi.org/10.1080/13563467.2016.1113949>
- Yacimientos Petrolíferos Fiscales YPF (varios años). Memoria y Balance General. Buenos Aires. <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/gobierno-corporativo/paginas/memoria-y-balance.aspx>