

Régimen fiscal y empresas petroleras estatales. El sector hidrocarburífero en Argentina (2003-2020)

Oil fiscal regime and national oil companies. The hydrocarbon sector in Argentina (2003-2020)

Resumen:

Frente a otras experiencias en América Latina desde 2000, como la brasileña, la boliviana o la ecuatoriana, la experiencia del sector hidrocarburífero argentino ha mostrado rasgos propios. El control estatal sobre el sector ha sido un elemento común en esas experiencias, pero en el caso argentino se desplegó muy cautelosamente desde 2003. Solo a partir de 2012, con la Ley de Soberanía Hidrocarburífera, se acciona una mayor implicación del Estado, hasta entonces circunscrita a aspectos como los precios, el acceso al suministro o el impuesto a las exportaciones. Esta estrategia fue interrumpida tras el cambio electoral que llevó a Mauricio Macri a la presidencia en 2015. Tras estos cambios, ¿cuál es el legado de las reformas kirchneristas? ¿Qué se ha mantuvo tras el mandato de Macri (2015-2019)? ¿Qué enseñanzas pueden derivarse del caso argentino para la configuración de políticas petroleras en el marco de estrategias desarrollistas centradas en la soberanía energética?

Palabras clave: Argentina, empresas estatales, régimen fiscal, hidrocarburos

Abstract:

The Argentinian hydrocarbon sector's performance has displayed distinctive characteristics when compared to other Latin American experiences, as the ones in Brazil, Bolivia or Ecuador. State control in the sector has been the common feature among these experiences, but in the Argentinian case it has been deployed cautiously since 2003. Only since 2012 did State involvement become more prominent through the Hydrocarbon Sovereignty Act, as it had been delimited to prices, access to supply and export taxes. This strategy was interrupted after Macri's victory in the 2015 presidential elections. After the Macri-era modifications, what is the legacy of kirchnerist reforms? Which elements did remain after Macri's term (2015-2019)? What lessons could be extracted from the Argentinian experience concerning hydrocarbon policies aimed at development and energy sovereignty?

Keywords: Argentina; State; NOC, oil fiscal regime, oil & gas

Introducción

El período iniciado en 2003, con la llegada de Néstor Kirchner a la Casa Rosada, sucedido tras su muerte en 2010 por Cristina Fernández de Kirchner, embarcó a Argentina en una serie de reformas económicas entre cuyos ejes se situó la recuperación del papel rector del Estado. Ese renacido protagonismo estatal llegó también a la industria petrolera argentina, aunque más tarde, y culminó con la Ley de Soberanía Hidrocarburífera de 2012 tras un amplio, pero paulatino, proceso de reformas, frenado no obstante durante el mandato de Mauricio Macri (2015-2019). El objetivo principal de las reformas fue someter a la industria petrolera a la nueva estrategia de desarrollo a partir de un mayor control estatal sobre la producción y la renta petrolera.

A partir de estos principios, la experiencia de Argentina ha sido singular. En efecto, la intervención estatal sobre el sector se desplegó muy lentamente, culminando con el control estatal sobre YPF (que había sido completamente privatizada¹ en 1999) que no llega hasta 2012 cuando se renacionaliza la mayoría del capital para constituirse como empresa mixta. Hasta entonces, las reformas kirchneristas se habían circunscrito a aspectos tales como los impuestos, los incentivos fiscales o el manejo interno de precios y los subsidios. No obstante, ¿en qué medida el modelo consolidado con la ley de 2012 supuso un cambio radical o un mero ajuste en la dinámica del sector petrolero? Y, teniendo en cuenta el regreso de las políticas liberalizadoras bajo el mandato de Mauricio Macri, ¿cuál fue el legado de los gobiernos kirchneristas? ¿Qué enseñanzas pueden derivarse del caso argentino para la configuración de políticas petroleras centradas en el logro del autoabastecimiento energético y en el cambio de la matriz productiva?

El análisis de estas cuestiones permitirá avanzar en las relaciones entre políticas petroleras, sobre todo sus aspectos fiscales, papel de las empresas petroleras estatales (NOC) y cambios en el sector para el caso argentino, aspectos no suficientemente abordados en la literatura económica. En efecto, otros trabajos han destacado las relaciones y complementariedades entre NOC e inversiones extranjeras para el desarrollo de la industria (Waterworth and Bradshawb, 2018), o han estudiado el control y distribución de la renta petrolera y su impacto en las

¹ No obstante, el Estado Nacional sí se reservó la llamada acción de oro, una mínima participación en el capital que le permitió conservar un representante en el directorio (equivalente al consejo de administración) de la empresa y poder de veto sobre algunas decisiones.

inversiones o en las reservas (Barrera, 2013). Otras aportaciones se han centrado en los conflictos y resistencias que la actividad petrolera ha generado en Argentina en los últimos años (Savino, 2016), en profundizar sobre las causas de la privatización de YPF (Huizar, 2019), proceso revertido precisamente durante el período aquí analizado, o en clarificar el modo en que el desajuste entre oferta y demanda energética perpetúa la restricción externa de la economía argentina como obstáculo al desarrollo (Serrani and Barrera, 2018). Por su parte Recalde (2011) estableció 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. Precisamente, este trabajo pretende abordar aspectos complementarios, ofreciendo una visión del conjunto del sector y un análisis del carácter de las reformas durante el período kirchnerista, lo que permitirá ver si las limitaciones señaladas por Recalde (2011) fueron subsanadas o no. Así mismo, este estudio complementa una serie de trabajos previos realizados sobre otros países de la región, como Bolivia, Brasil o México (Paz y Ramírez-Cendrero, 2013; Ramírez-Cendrero, 2013; Ramírez-Cendrero y Paz, 2017), lo que permite identificar aspectos comunes y, sobre todo, grandes diferencias entre economías latinoamericanas ricas en hidrocarburos.

Para ello, se analizan los cambios experimentados por el modelo petrolero argentino incluyendo los diversos órganos reguladores y el régimen fiscal, para después, a la luz de los mismos, valorar la trayectoria de las principales variables productivas y la inserción externa del sector, detallando las principales empresas operadoras y el papel de petrolera estatal YPF. Por último, se presentan las conclusiones y las implicaciones de política.

1. Modelo petrolero argentino (2003-2015): la recuperación del papel del Estado *ma non troppo*

A partir de 2003, con el nuevo Gobierno de Néstor Kirchner, diferentes cambios fueron introducidos en el modelo petrolero argentino, lo que afectará tanto al marco institucional y legal como al régimen fiscal petrolero y al papel de la petrolera YPF, nuevamente bajo control estatal.

1.1 Marco institucional y legal

El marco institucional y legal petrolero configurado en el período 2003-2015 se apoyaba en dos aspectos: por una parte, la creación de nuevas instituciones con más capacidad reguladora y

supervisora y, por otra, el principio de soberanía hidrocarburífera, basado en el interés público de los hidrocarburos y en la utilidad pública de la petrolera YPF, lo que justificaba su nacionalización.

Aunque ya se había redefinido parcialmente el esquema institucional petrolero en 2003, los cambios más profundos fueron consecuencia de la llamada Ley de Soberanía Hidrocarburífera (ley 2674/2012) y de su desarrollo (decreto 1277/2012). Así, se creó 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. El Plan 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. 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. De esta forma, el Estado Nacional recuperaba una capacidad regulatoria e incrementaba su capacidad de influencia sobre las estrategias de los operadores privados. La CPCE se convertía, así, en la institución central del nuevo marco institucional y legal petrolero, con tareas amplísimas de promoción, control y supervisión de la actividad petrolera. En esta misma línea, la ley creó el Consejo Federal de Hidrocarburos, integrado por el Estado Nacional y las provincias productoras, con el objetivo de promover una política petrolera coordinada que impidiese grandes diferencias en las condiciones que pudieran surgir de la renegociación de concesiones y permisos a cargo de las provincias.

Estas nuevas instituciones asumieron e impulsaron el principio de soberanía hidrocarburífera, establecido en la ley de 2012. Este principio tenía varias implicaciones:

- i.- establecer como objetivo prioritario para el país el autoabastecimiento 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”;
- ii.- en función también del principio de soberanía hidrocarburífera, se establecía la de utilidad pública, y por tanto sujeto a expropiación, del 51% de la petrolera YPF que estaba en manos de Repsol.

iii.- además, la ley anuló las disposiciones liberalizadoras vigentes desde 1989 que estipulaban la libre disponibilidad de los hidrocarburos y la libertad tanto de precios como para la importación y la exportación de recursos;

iv.- por último, también anuló la libre disponibilidad de hasta el 70 % de las divisas generadas por las ventas externas.

1.2 Régimen fiscal petrolero

El régimen fiscal petrolero (RFP) configurado durante el período 2003-2015 se organizó a partir de varios impuestos, cuatro especialmente importantes (el canon por kilómetro cuadrado, las regalías, el impuesto a la exportación y el impuesto a las ganancias), además de otros impuestos menores, como los diferentes impuestos a los combustibles. Estos impuestos se aplicaban con beneficios fiscales orientados al fomento de la producción y las reservas. Esta estructura del RFP no experimentó, durante 2003-2015, cambios muy relevantes respecto a la situación anterior, manteniéndose muy estable en términos generales.

En primer lugar, los titulares de permisos y concesiones de exploración y explotación están sujetos al pago anual de un *canon* por kilómetro cuadrado² a las provincias en las que se establece la explotación. El canon es una suma periódica –establecida *ex ante* en un espacio territorial de posibles reservas de hidrocarburos, en función teóricamente del valor del petróleo crudo– que deben aportar los concesionarios cuando acceden por un cierto período de tiempo a la actividad en un área determinada y de modo exclusivo (tabla 1). Ese gasto periódico solo podrá ser recuperado por el concesionario a partir de una actividad extractiva exitosa, por lo tanto el canon en realidad castiga la inactividad, cumpliendo así una función de estímulo a la producción.

Tabla 1: Evolución del canon de exploración y explotación 1991-2014 (en pesos argentinos)

			1991	2007	2014
Exploración	Plazo básico	1° período	10,56	86,71	250
		2° período	21,12	173,37	1.000
		3° período	31,68	260,46	-
	Prórroga	1° período	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 propia en base al decreto 1454/2007 y la ley 27007/2014.

² Ya establecido en la ley de hidrocarburos de 1967.

La segunda gran figura fiscal son las *regalías*. Establecidas también desde 1967, suponen el pago mensual de un 12% del valor total de los hidrocarburos extraídos en boca de pozo, que el poder ejecutivo puede reducir hasta el 5% teniendo en cuenta la productividad, las condiciones y la ubicación de los pozos. Por su parte, los hidrocarburos extraídos en la etapa exploratoria, y destinados a la venta, están sometidos al pago de una regalía del 15%. Si bien el Estado Nacional actúa como agente recaudador, lo percibido se reconoce en beneficio de las provincias donde se explotan los yacimientos y, a partir de la ley 26.197/2006, se comienzan a abonar directamente a las provincias. Asimismo, dicha ley estableció que las prórrogas de las concesiones de explotación paguen una regalía adicional de hasta un 3% respecto a la aplicable al momento de la primera prórroga y hasta un máximo total del 18% para las siguientes³.

En 2002 se creó (ley 25.561/2002) la tercera gran figura fiscal, el *impuesto a las exportaciones* de hidrocarburos (llamados “derechos de exportación”), un impuesto que grava las ventas realizadas al exterior y recauda directamente el Estado Nacional. El impuesto inicialmente gravó con un 20% del coste del barril exportado de petróleo crudo y con un 5% los combustibles líquidos. En 2004, se incorporó el gas al esquema del impuesto, cuya alícuota en 2008 alcanzó el 100%, dada la fuerte dependencia de la matriz energética argentina del gas, para garantizar el abastecimiento interno. Así, este impuesto se convirtió en un potente instrumento de disputa de la renta petrolera a favor del Estado y de orientación de la producción al mercado nacional. No obstante, la caída de los precios internacionales iniciada en 2014, limitó la posibilidad de utilizar el impuesto a las exportaciones para la disputa de renta petrolera. En este contexto, una parte creciente de la renta petrolera pasó a disputarse mediante YPF, ya bajo control estatal.

La aplicación del impuesto a las exportaciones permitió separar la evolución del precio doméstico respecto al internacional, lo que supuso un cambio muy significativo tras la desregulación de precios de los noventa. En un contexto de precios internacionales en ascenso, la medida era fundamental para lograr el establecimiento de acuerdos de precios a nivel interno. Junto con el otorgamiento de subsidios al consumo, estas políticas tenían como objetivo impedir fuertes subidas de precios en la energía que afectaran a la recomposición salarial y al nivel consumo, uno de los pilares sobre los que se apoyó la recuperación económica tras la crisis del 2001. Ese objetivo cambió no obstante a partir de 2012, cuando el Gobierno nacional autorizó

³ La ley 27.007/2014 posibilitó reducirlas hasta un 50%, previa aprobación de la autoridad provincial o nacional y la CPCE, para los proyectos de producción terciaria, petróleos extrapesados y costa afuera, como una forma de impulsar tareas productivas de más complejidad y dificultad.

subidas de los precios en el mercado interno de productos comercializados por YPF, lo que contribuyó a su recapitalización. Así, la política de convergencia entre los precios internos y los mundiales se mantuvo hasta 2015 con la finalidad de incentivar las inversiones en el complejo hidrocarburífero local, especialmente para desarrollar la explotación no convencional en el yacimiento de Vaca Muerta⁴.

Paralelamente, existieron beneficios fiscales asociados al impuesto a las exportaciones que se utilizaron como política de incentivo productivo y, a partir de 2012, también para incrementar las exportaciones y aliviar el déficit comercial energético.

Por último, todas las empresas, también las hidrocarburíferas, deben tributar el *impuesto sobre las ganancias corporativas*, un 35% sobre la renta bruta menos las rentas exentas y los costos empresariales. Del total de lo recaudado por este impuesto, una parte determinada anualmente se reparte entre la Administración Nacional de la Seguridad Social (ANSES), el Fondo de Aportes del Tesoro Nacional a las Provincias y las propias provincias. Del resto, otro 20% se destina a la ANSES, un 10% (hasta un monto determinado) a la provincia de Buenos Aires, un 2% nuevamente al Fondo de Aportes del Tesoro Nacional a las Provincias, un 4% a las provincias (excepto Buenos Aires) y el 64% se distribuye según el régimen de coparticipación.

Sin embargo, con el objetivo de incentivar la producción de petróleo y combustibles y la incorporación de reservas, se otorgaron diversos beneficios fiscales que han modificado parcialmente el alcance de estos impuestos. En primer lugar, en 2006, se otorgaron beneficios impositivos, plasmados en la ley 26.154/2006 (Ley de Regímenes Promocionales para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos), a todas aquellas empresas que se asociasen con la petrolera estatal Enarsa para la realización de actividades de exploración y explotación. Además, la implementación de los programas Petróleo Plus y Refinación Plus (decreto 2.014/2008) otorgó, por un lado, certificados de crédito fiscal transferibles y aplicables al pago del impuesto a las exportaciones para aquellas empresas que aumentasen 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. Todo ello manifestaba una intensa utilización de instrumentos fiscales con objetivos productivos.

⁴ La importancia de este yacimiento, de 30.000 kilómetros cuadrados y comenzado a explotar en 2013, convirtió a Argentina en la segunda reserva mundial de shale gas y la cuarta de shale oil.

Por tanto, la estructura central del RFP se mantuvo en términos generales, conservando los mismos impuestos. No obstante, sí se introdujeron cambios relevantes, especialmente la actualización del canon para aumentar los incentivos a la actividad inversora y participación estatal en la renta petrolera, la potenciación del impuesto a la exportación de hidrocarburos para impulsar el abastecimiento del mercado interno y el control de precios y el establecimiento de ciertos beneficios fiscales para las actividades hidrocarburíferas en impuestos generales, así como programas específicos como incentivo adicional.

1.3 La empresa estatal petrolera: YPF

Como ya se ha mencionado, la ley 24741 de 2012 permitió expropiar el 51 % del capital que Repsol poseía en YPF, lo que supuso la toma de control por parte del Estado de la más importante empresa argentina y su grupo de firmas vinculadas. Así, la renacionalización, la modificación de su cúpula gerencial y la repatriación de profesionales argentinos que habían participado en etapas anteriores de YPF le imprimieron una nueva dinámica a la compañía. En lo sustancial, como consecuencia de la primacía del Estado en el directorio debido a la participación del 26,01% de las acciones de la empresa en manos del Estado Nacional y del 24,99% en propiedad de las provincias hidrocarburíferas, se asistió a un giro estratégico en los objetivos de la firma.

Ya anteriormente, con el objetivo de suplir la ausencia de una petrolera estatal y aumentar la participación en el sector, el Estado había creado Enarsa (ley 25.943/2004)⁵. La empresa fue adjudicada con la titularidad de todos los permisos de exploración y de las concesiones de explotación de las áreas *off-shore* que estuvieran libres. Además, en 2006 se ortogaron beneficios impositivos a todas aquellas empresas que se asociasen con Enarsa para la realización de actividades de exploración y explotación, como ya se ha dicho. Aun así, de las tres asociaciones que fueron formadas para realizar tareas de exploración *off-shore*, no se realizaron descubrimientos en ninguna. En las cuatro asociaciones *on-shore* en las que participa (en su mayoría de explotación), su contribución es minoritaria (10-20%)⁶ (Enarsa, 2016). En la práctica, su función más importante ha estado vinculado a la importación de gas y combustibles

⁵ Actualmente se llama oficialmente Iaesaa (Integración Energética Argentina SA)

⁶ Con excepción a Aguada del Chañar, en la que alcanza el 50%.

líquidos para su venta a precios subsidiados, para lo cual ha recibido cuantiosas transferencias del Estado.

De este modo, el Estado argentino buscaba aproximarse a las grandes economías latinoamericanas, como Brasil y México, y al resto de países con reservas importantes de hidrocarburos, como Bolivia, Colombia, Ecuador o Venezuela, que disponen de grandes NOC, aunque diferentes en cuanto a funciones y protagonismo. En el caso de YPF, la empresa va a actuar como un competidor más en el mercado petrolero, sin atribuciones reguladoras ni supervisoras. El control estatal, por tanto, no dio nuevas funciones a YPF, pero sí una nueva estrategia. En efecto, el cambio más significativo de la nueva YPF estatal fue el giro desde la prioridad a los dividendos hacia la reinversión de utilidades. Así, durante la gestión de Repsol, el principal destino de los beneficios fue la distribución entre los accionistas, alcanzando picos máximos en 2001 y 2008, con un 203 y un 255% de las utilidades generadas, respectivamente (Cepal, 2015). La nueva dirección estatal estableció un límite entre el 5 y el 8% de los beneficios para el reparto de dividendos.

2. Cambios en el modelo petrolero argentino (2015-2021): ¿qué quedó del modelo estatista?

Con la llegada de Mauricio Macri a la presidencia se afrontaron cambios en el modelo orientados a reemplazar las políticas regulatorias por el libre juego de la oferta y la demanda y a contraer el gasto fiscal. Así, se pretendía impulsar la capacidad de inversión atrayendo capitales extranjeros y disminuir los subsidios a los productores. No obstante, el cambio de Gobierno de 2019, con la victoria de Alberto Fernández, junto a Cristina Fernández de Kirchner como vicepresidenta, puso fin a la experiencia liberalizadora de Mauricio Macri (2015-2019).

2.1 Marco institucional y legal

Un primer cambio, fundamental para la liberalización sectorial, fue la disolución de la CPCE (decreto 272/2015), con lo que se suprimía el principal órgano de orientación y supervisión centralizada de la actividad hidrocarburífera. Junto con la CPCE se suprimían también gran parte de las competencias que había ejercido. De hecho, el decreto 272/2015 suprimía completamente 17 de los 32 artículos del decreto 1277/2012, anexo I, que desarrollaba la soberanía energética.

En segundo lugar, las competencias de regulación y supervisión fueron asignadas al recién creado Ministerio de Energía y Minería (MEM), aunque mucho más disminuidas. En efecto, el MEM asumió las competencias no derogadas por el decreto 272/2015, que se limitaban a la promoción de las inversiones petroleras y al abastecimiento así como la protección de los intereses de los consumidores. Será por tanto el nuevo MEM el responsable de adjudicar los permisos de exploración y explotación de nuevas áreas y supervisar su cumplimiento. Con esta simplificación normativa y relajamiento regulatorio, el nuevo modelo confiaba en incrementar significativa las inversiones (especialmente extranjeras) y el potencial productivo dadas las perspectivas que ofrecía el yacimiento de Vaca Muerta. Posteriormente, en 2018, el MEM fue desmantelado, siendo reemplazado por una Secretaría de Energía, dentro del Ministerio de Hacienda, y una Secretaría de Minería dentro del Ministerio de Producción.

2.2 Régimen Fiscal Petrolero

Durante el período 2015-2019 casi todos los impuestos e incentivos fueron modificados según un mismo criterio: reducir el peso de los impuestos así como del gasto fiscal asociado a una política hidrocarburífera intervencionista.

Aunque el canon no experimentó cambios, sí lo hicieron el resto de las figuras. Las regalías fueron descentralizadas ya que se ha dado más autonomía a las provincias para fijar su alcance, estableciéndose un límite superior del 7 % sobre el valor “en boca de pozo” del hidrocarburo extraído.

El impuesto a las exportaciones, inicialmente suprimido por el Gobierno de Macri en 2015, fue reintroducido en 2018 (decreto 293/2018), en el contexto de las fuertes caídas que experimentó el peso argentino. Así, el decreto introdujo una alícuota del 12% (hasta el 31 de diciembre de 2020) con topes máximos de entre 3 y 4 pesos argentinos por cada dólar exportado (valores FOB). Finalmente, el gravamen sobre las ganancias corporativas pasó, como norma general, del 35 al 25 % (decreto 1112/2017), con lo que se completaba una reducción general de las exigencias fiscales a las empresas petroleras, aspecto central del nuevo modelo.

Al mismo tiempo, fueron suprimidos los programas Petróleo Plus (2015) y el Régimen Especial para Pequeños Refinadores del programa Refinación Plus (en 2016). El gobierno de Mauricio Macri tenía como principal línea de actuación el ajuste del gasto, por lo que la reducción de gran parte de los subsidios otorgados por el gobierno anterior fue una de sus principales modificaciones.

2.3 YPF

Durante el período 2015-2019 no hubo cambios en el estatus jurídico de YPF, que sigue siendo una empresa estatal que compite con las empresas privadas en el mismo mercado y sin asumir funciones diferenciadas. No obstante, durante el mandato de Macri, YPF diversificó su actividad, relativizando la importancia de las actividades petroleras en favor de otras líneas de negocio, al margen del *core business* de la empresa, para buscar un carácter más global. En concreto, YPF creó el fondo de inversión YPF Ventures para impulsar proyectos de innovación energética con el objetivo de disminuir el riesgo de importar tecnologías ya probadas. En este contexto se enmarca la inversión en Bird Technologies, compañía que ofrece servicios de micromovilidad mediante el uso de monopatines eléctricos en las ciudades. La compañía tuvo un rápido crecimiento en los Estados Unidos y Europa y busca su expansión en América Latina a través del acuerdo con YPF. El fondo semilla, en tanto, aporta dinero para potenciar el ecosistema de innovación en el país. El otro proyecto en el que YPF ya tiene participación es Sustentator, una empresa argentina fundada en 2008, que hoy es líder en el país en generación de energía distribuida. YPF cerró un acuerdo de capitalización con la compañía y comenzará a proveer servicios a partir de la utilización de energía solar.

Por su parte, los cambios introducidos por el nuevo gobierno de Alberto Fernández, elegido en octubre de 2019, son todavía modestos, puesto que aún no ha presentado al Congreso su nueva ley. Mediante el decreto 892/2020, de noviembre de 2020, el Gobierno de A. Fernández puso en marcha el Plan Gas.Ar, cuyo fin es ser más autosuficientes en gas natural, sustituir importaciones de GNL y evitar la salida de divisas. También pretende aumentar la recaudación fiscal de las provincias de 2.500 millones dólares y un ahorro en divisas de 9.200 millones de la misma moneda para el banco central argentino) y crear empleo en las regiones productoras. En septiembre de 2021 Alberto Fernández presentó la propuesta de la “Ley de Promoción de Inversiones Hidrocarburíferas” y se quiso aprobar antes de continuar las negociaciones con el FMI y las elecciones legislativas⁷. El propósito de la nueva propuesta de ley es la promoción de las inversiones hidrocarburíferas, sobre todo en torno a Vaca Muerta, para reactivar la economía tras los estragos de la pandemia y para generar divisas que tanto necesita el país al

⁷ No obstante, no llegó a debatirse en el Congreso por la falta de consenso interno dentro del partido gobernante, Frente de Todos. La fracción más ecologista de Frente de Todos se opuso porque promueve la producción de fuentes fósiles y el *fracking* a cambio del acuerdo con el FMI y la recepción de dólares. También generó rechazo en el Senado, que la bloqueó.

estar prácticamente aislado del capital exterior privado. Además, se quiere aprovechar los altos precios de los hidrocarburos en los mercados internacionales tras la reapertura de la economía mundial para maximizar los ingresos por exportaciones y obtener superávits comerciales, puesto que el acuerdo de reestructuración de la deuda de Argentina con el FMI de marzo de 2022 está condicionado por el incremento de las exportaciones.

La propuesta de ley posee una perspectiva federal y la autoridad de aplicación recae en la Secretaría de Energía, algo que generó malestar entre provincias petroleras. La vigencia esperada de la ley sería de 20 años para dar seguridad a los inversores: estabilidad tributaria federal, estabilidad de los incentivos o tratamientos diferenciales tributarios, arancelarios y cambiarios.

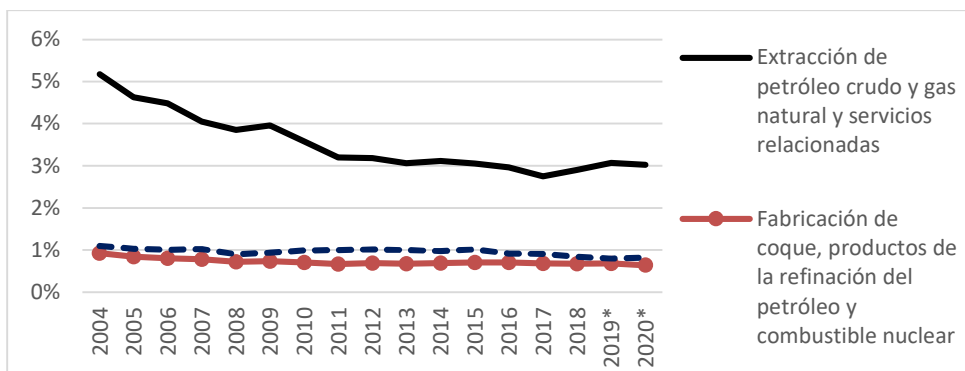
3. Dinámica del sector petrolero argentino (2003-2021)

Tras analizar los cambios del modelo petrolero argentino, ahora podemos valorar en qué medida esos cambios han afectado al desempeño del sector. A partir de esa valoración podrán ser extraídas las implicaciones de política y las conclusiones del trabajo.

3.1 Tendencias de la producción, la inversión y las reservas

La participación del sector hidrocarburífero argentino en el PIB, incluyendo la petroquímica básica, ha estado dominado por las actividades extractivas que, no obstante, han venido sufriendo una paulatina caída desde principios de siglo hasta situarse en torno al 3% del PIB, como se desprende del gráfico 1. El refinio y la fabricación de productos de caucho y plásticos experimentaron una trayectoria similar, aunque su descenso ha sido menos significativo, registrando unas participaciones de 0,7% y 1% respectivamente. Nos encontramos por tanto ante un sector con participación declinante en la economía argentina que representa alrededor del 5% del PIB, cuando al principio del período analizado suponía más del 7 %.

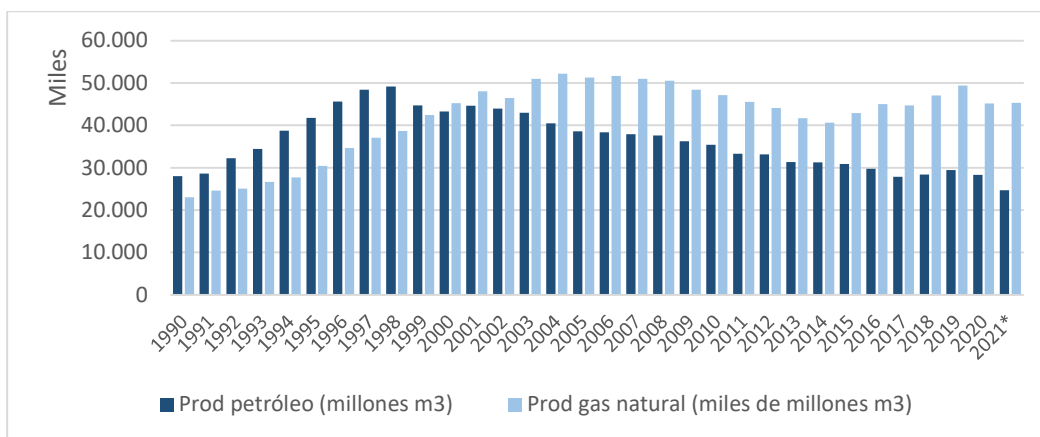
Gráfico 1. Peso del sector en el PIB (en %), 2004-2020



Fuente: elaboración propia a partir de datos del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC) de la República Argentina. Participaciones anuales calculadas en base a millones de pesos a precios de 2004. *Nota: los datos de 2019 y 2020 son provisionales.

El descenso de las participaciones obedeció a la disminución de los volúmenes producidos, especialmente de petróleo, cuya variación media anual para el período 2003-2021 fue de -2,93% (gráfico 2). En contraposición, la producción de gas natural permaneció prácticamente estancada durante el período analizado. Precisamente, revertir ese estancamiento ha sido uno de los principales objetivos de todas las medidas adoptadas durante el período analizado.

Gráfico 2. Producción de petróleo (MMm³) y gas natural (MMm³), 1990-2021

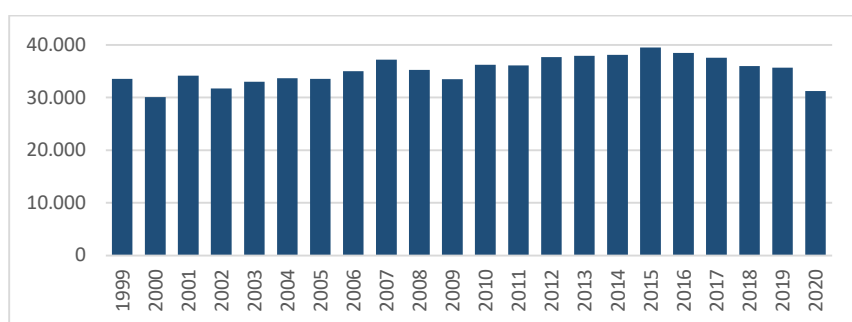


Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Economía. *Nota: los datos de 2021 son provisionales.

Por su parte, la producción de petróleo procesado mantuvo una trayectoria también irregular, como muestra el gráfico 3. Como señala De Dicco (2014), desde los inicios del proceso de privatización de YPF en 1992, no se construyeron nuevas plantas y los aumentos registrados de la capacidad de refinación han obedecido a inversiones destinadas a ampliar el potencial de las

ya existentes⁸. Ello se evidencia con claridad a partir de 2015, con la caída continuada de la producción. Como se verá en el siguiente apartado, esa evolución irregular, con estancamiento o caídas, de la producción, no logró abastecer la creciente demanda interna de combustibles, lo que provocó la disminución de las exportaciones y el aumento de las importaciones. A fin de aumentar el uso de la capacidad instalada local y disminuir las importaciones, en 2014, la CPCE autorizó la importación excepcional de petróleo crudo liviano subsidiado (resolución 1/2014) para su procesamiento local, lo cual sin embargo no lograría el incremento de la producción de los años siguientes.

Gráfico 3. Producción de petróleo procesado (Mm³), 1999-2020



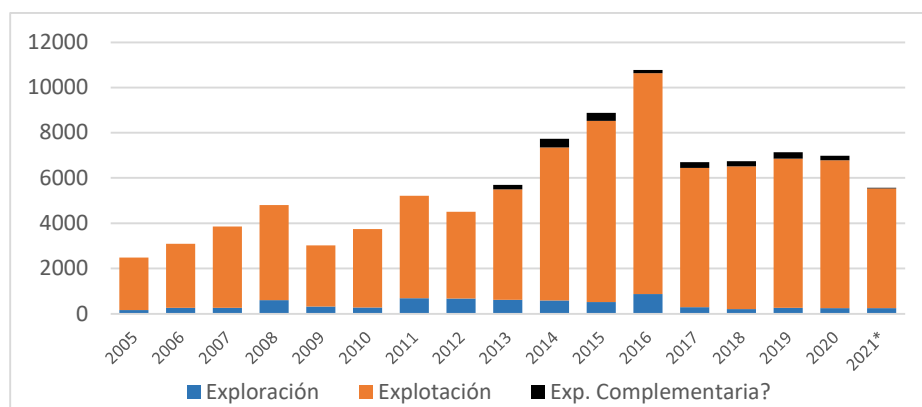
Fuente: Instituto de Estadísticas y Censos (INDEC) de Argentina.

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 futuro. Como se aprecia en el gráfico 4, la inversión en explotación domina abrumadoramente durante todo el período analizado, con incrementos muy destacados entre 2009 y 2016, con una caída abrupta desde entonces. Paralelamente, la inversión en exploración se ha mantenido en niveles extremadamente bajos, lo que explica en gran medida el comportamiento estancado de la producción. Resulta revelador ese comportamiento de la inversión para evidenciar el poco éxito de las sucesivas reformas implementadas, lo que justifica las pretensiones del actual Gobierno: lograr definitivamente aumentos sustanciales de la inversión para alcanzar unos niveles de producción que garantice el abastecimiento interno.

⁸ El autor destaca las realizadas por dos empresas: YPF, en 2011 (refinería Lujan de Cuyo), 2012 (refinerías Lujan de Cuyo y La Plata) y 2013 (refinería Lujan de Cuyo); y Petrobras, en 2005 y 2006 (refinería de San Lorenzo). Asimismo, resalta la comprometida por Axion en 2012 para su refinería en Campana.

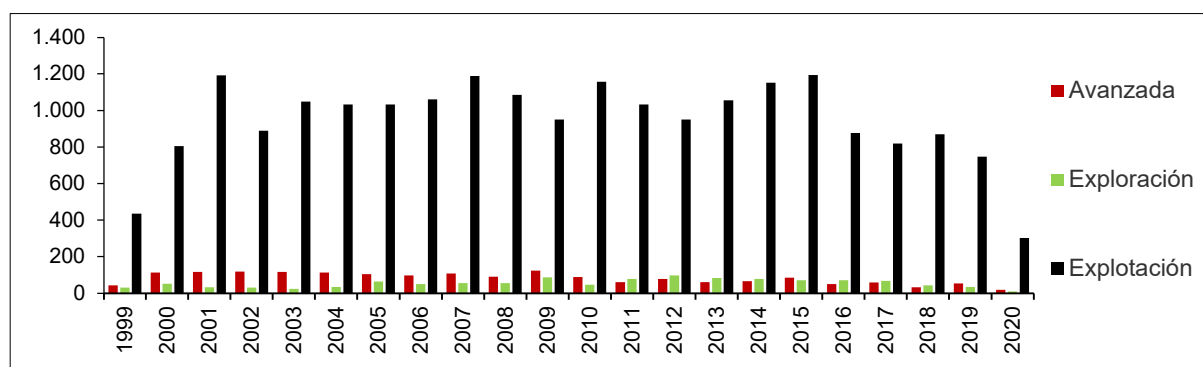
Como se aprecia en el gráfico 5, la evolución de la cantidad de pozos terminados de explotación ha seguido una trayectoria similar a la de la inversión en explotación, a diferencia de lo ocurrido con la producción. Teniendo en cuenta la débil evolución de la producción y el aumento de las perforaciones, se deduce que el rendimiento de los pozos descendió. La sobreexplotación de los yacimientos, por tanto, profundizó la maduración de los pozos.

Gráfico 4. Inversiones en exploración y explotación (millones de dólares), 2005-2021



Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Economía. *Nota: los datos de 2021 son provisionales. **Nota: 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.

Gráfico 5. Evolución de los pozos terminados de petróleo y gas, 1999-2020



Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Economía.

Respecto a los pozos terminados de exploración, se distinguen dos etapas. Una primera, hasta 2011, caracterizada por la existencia de más pozos de avanzada que de exploración⁹, y una

⁹ Los pozos de prospección (exploratorios) se perforan en búsqueda de nuevos yacimientos en zonas donde no se han encontrado recursos. Posteriormente, en el caso que alguno resulte productor, se perforan pozos de avanzada

segunda, coincidente con el aumento de las inversiones en exploración, donde comienzan a predominar los pozos terminados de exploración para el descubrimiento de nuevos yacimientos sobre los de avanzada. Estas evidencias permiten, por un lado, apoyar lo expresado por numerosos estudios (Barrera e Inchauspe, 2012; CIFRA, 2011; Barrera, 2013) acerca de la estrategia adoptada por los operadores del sector tendente a incrementar la explotación de pozos ya descubiertos, relegando la actividad exploratoria, a los fines de maximizar ganancias a corto plazo. Por otro lado, los cambios registrados en las inversiones y la cantidad de pozos de exploración son coincidentes con la nueva estrategia de reinversión de utilidades implementada por YPF una vez nacionalizada; sin embargo, la persistencia de la subexploración del resto de las empresas ha impedido que se produzca un cambio de tendencia a nivel sectorial. De hecho, a partir de 2015 se produce un desplome de la inversión en explotación, lo que ayuda a comprender el desplome mencionado de la producción en ese período.

En efecto, la actividad inversora de YPF a partir de 2012 contrasta tanto con su trayectoria anterior, bajo dominio de Repsol, como con el desempeño inversor del resto de petroleras: mientras YPF aumentó su actividad inversora (sobre todo de explotación), el resto de operadores mantienen el número de nuevos pozos, incluso los reducen en el caso de exploración (tabla 2), lo que también sucede con YPF a partir de 2015, por lo que los efectos de la ley de soberanía de 2012 y la nacionalización de YPF fueron fugaces.

Tabla 2. Evolución de pozos de explotación, avanzada y exploración por operador, 2009-2020

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Total pozos terminados para la explotación	951	1157	1033	950	1056	1152	1194	877	818	870	747	302
% YPF	26,7%	43,6%	43,3%	40,4%	56,8%	61,8%	60,2%	64,7%	47,2%	40,6%	35,1%	30,5%
% Otros operadores	73,3%	56,4%	56,7%	59,6%	43,2%	38,2%	39,8%	35,3%	52,8%	59,4%	64,9%	69,5%
Total pozos terminados de avanzada para la explotación	124	89	61	78	61	66	84	49	59	33	54	18
% YPF	87,9%	64,0%	42,6%	33,3%	47,5%	65,2%	65,5%	65,3%	55,9%	69,7%	75,9%	66,7%
% Otros operadores	12,1%	36,0%	57,4%	66,7%	52,5%	34,8%	34,5%	34,7%	44,1%	30,3%	24,1%	33,3%
Total pozos terminados para la exploración	87	47	77	98	83	77	70	71	68	43	34	9
% YPF	8,0%	17,0%	16,9%	34,7%	26,5%	40,3%	52,9%	40,8%	36,8%	34,9%	58,8%	55,6%
% Otros operadores	92,0%	83,0%	83,1%	65,3%	73,5%	59,7%	47,1%	59,2%	63,2%	65,1%	41,2%	44,4%

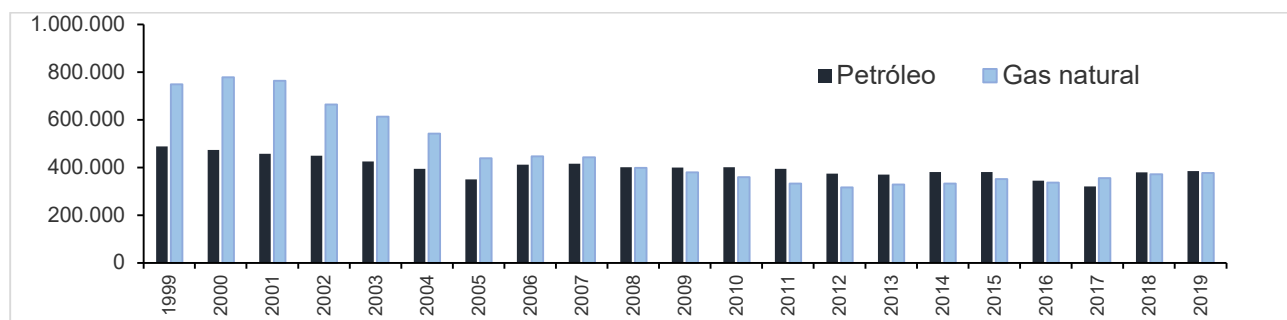
para determinar los límites del yacimiento o para buscar nuevas formaciones. Son dos tipos de pozos de exploración.

Fuente: elaboración propia a partir de datos del Ministerio de Economía.

En lo que respecta al segmento exploratorio, YPF perforó durante 2012-2015 un promedio anual de treinta y un pozos, lo que significó que duplicase su promedio de perforación del período 1999-2012 (tabla 2). Aun así, no logró cumplir con el objetivo de cincuenta pozos anuales establecido en su plan estratégico quinquenal (2013-2017).

El cambio de estrategia bajo la dirección estatal hacia la reducción del giro de utilidades al exterior, dinámica que caracterizó la gestión de Repsol (CEPAL, 2015), posibilitó que YPF pudiera incrementar sus inversiones en los tres segmentos descritos. Incluso, lideró la perforación de pozos a nivel sectorial, realizando el 55% del total de pozos de explotación, el 53% de los pozos de avanzada y el 38% de los pozos exploratorios del período 2012-2015. Aun así, el plan estratégico de YPF (2013-2017) estimaba la necesidad de invertir en total 37.200 millones de dólares, de los cuales un 70% estarían destinados a la explotación y, de este, un 40% a los recursos no convencionales. La inversión sería financiada en un 70% por la caja propia de la empresa, un 18% con recursos externos a la empresa y el 12% restante lo aportarían socios. En este sentido, el desarrollo de recursos convencionales (de más rápida producción) fue planteado como fundamental para asegurarle un flujo de caja que le permitiese financiar la explotación de no convencionales, aquellos que le pueden asegurar mayores incrementos productivos en el largo plazo. A la luz de la evolución de los pozos, esos objetivos no fueron cumplidos.

Gráfico 6. Evolución de las reservas comprobadas de petróleo (Mm^3) y gas natural (MMm^3), 1999-2019



Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Economía

La concentración de la inversión en la explotación de yacimientos ya descubiertos, junto con la escasez de inversiones de riesgo destinadas al descubrimiento de nuevos recursos, provocó el descenso sostenido de las reservas de petróleo y, más marcadamente, de gas, como se observa

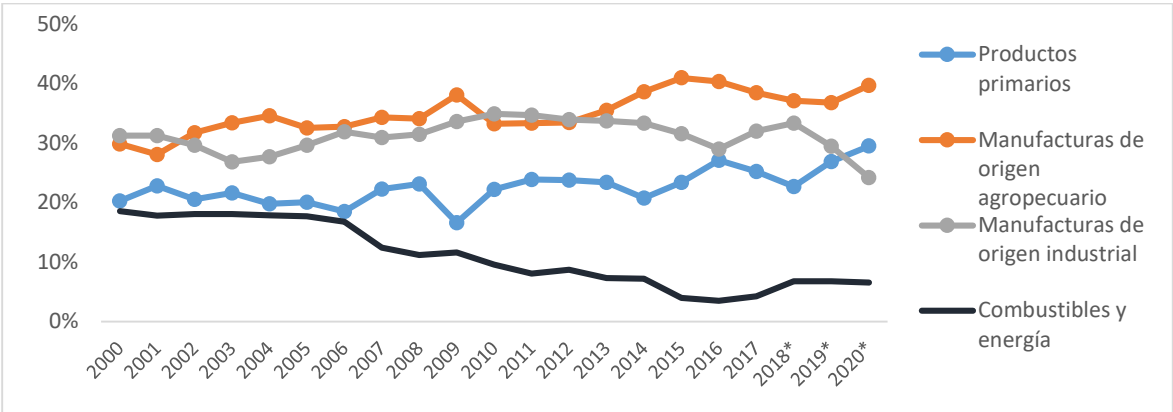
en el gráfico 6. Incluso la disminución de la producción o la mayor actividad exploratoria de YPF a partir de 2012 fueron incapaces de compensar dicha caída, aunque ciertamente se atenuó.

3.2 Las crecientes dificultades de la inserción externa de la industria petrolera argentina

La inserción externa de la industria petrolera argentina ha sido uno de los factores que más influyó en la profundización de los cambios del modelo petrolero argentino a partir de 2012. La reducción creciente del peso de las exportaciones petroleras junto al aumento continuado de las importaciones, en un contexto de altos precios internacionales de los hidrocarburos, deterioró la balanza por cuenta corriente y obligó a revisar los patrones de abastecimiento energético del país.

Vemos como, efectivamente, a lo largo del período analizado hay un deterioro del potencial exportador y un crecimiento de las importaciones, tendencias que se matizan o revierten en el último lustro. Específicamente para el caso del petróleo, el gas y sus derivados, su participación en el total de exportaciones tiende a disminuir a lo largo del período. En efecto, mientras en 2003 la participación del rubro “Combustibles y energía” alcanza el 18,1%, en 2020 se sitúa en el 6,5%. La mayor participación recae en el petróleo y el gas, mientras que la aportación de los refinados es mucho menos relevante (gráficos 7 y 8).

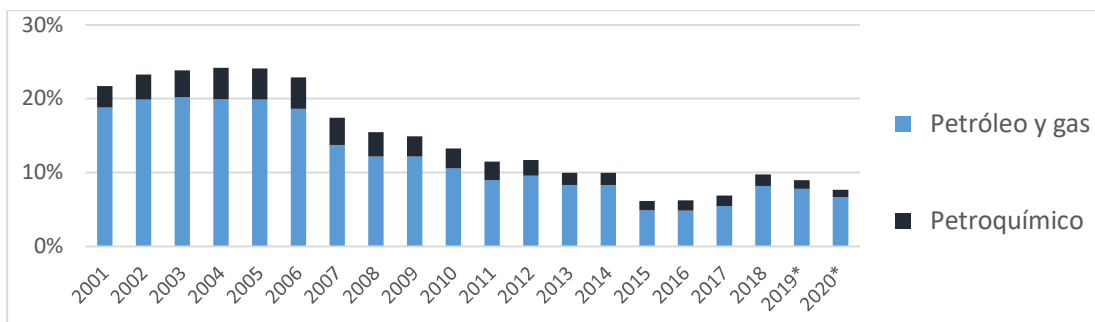
Gráfico 7. Participación en las exportaciones totales de Argentina (en %), 2003-2020



Fuente: elaboración propia en base a datos del INDEC de la República Argentina.

*Nota: los datos de 2018, 2019 y 2020 son provisionales.

Gráfico 8. Participación en las exportaciones de petróleo, gas natural y productos petroquímicos en las exportaciones totales de Argentina (en %), 2001-2020



Fuente: elaboración propia en base a datos del INDEC de la República Argentina.

*Nota: los datos de 2019 y 2020 son provisionales.

Como se observa en los gráficos 9 y 10, 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, aunque el período se caracteriza por tendencias alcistas de los mismos. El efecto, el crecimiento de los precios permitió atenuar en parte el impacto de la caída de las cantidades exportadas, en consonancia con el descenso de la producción ya señalado.

Gráfico 9. Exportaciones de petróleo crudo (en Mm³ y MMUSD), 2001-2020

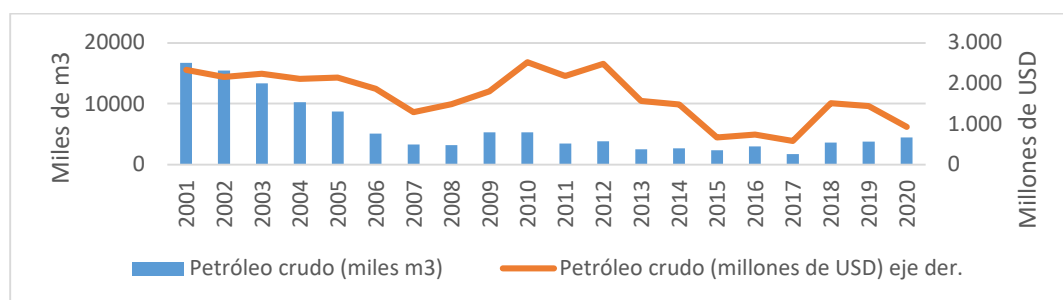
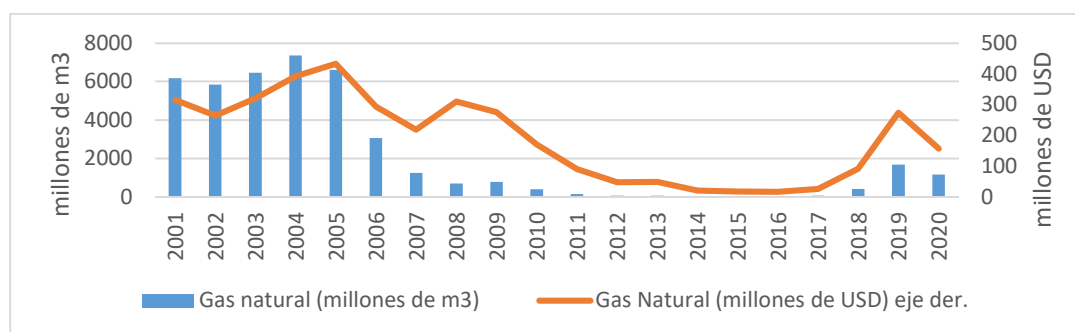


Gráfico 10. Exportaciones de gas natural (en MMm³ y MMUSD), 2001-2020



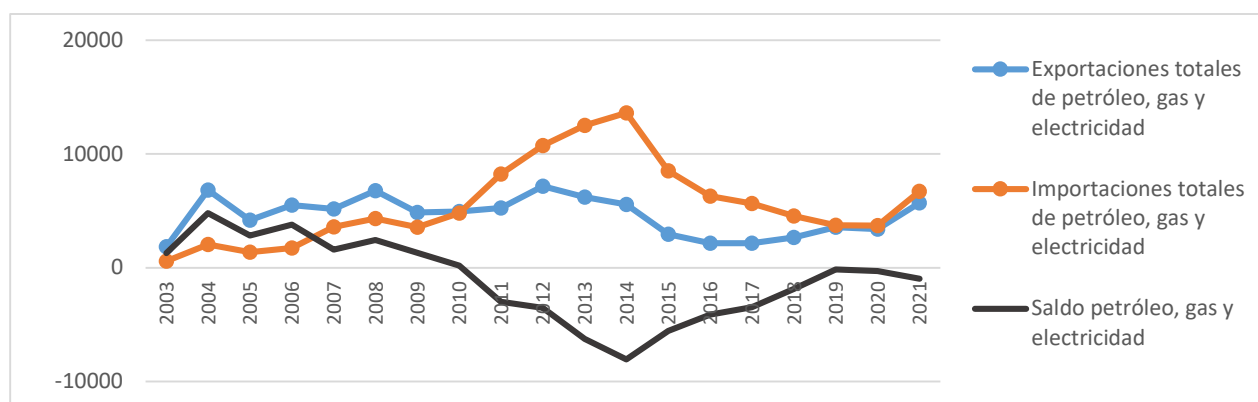
Fuente gráficos 9 y 10: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Economía.

Esta evolución de las exportaciones coincide con un comportamiento inverso de las importaciones, especialmente a partir de 2011. La alta dependencia de la matriz energética argentina a los hidrocarburos (Our World in Data, 2020) en un contexto de creciente consumo

interno incrementó fuertemente la demanda de importaciones, pero con un desplome muy significativo a partir de 2014.

Esta situación estaba ligada al declive de la exploración y de la producción lo que obligaba a disminuir las exportaciones y a no poder atender las exigencias del mercado interno, presionando así las importaciones. Hasta 2012 la respuesta a este problema fue favorecer las importaciones mediante subsidios, para evitar trasladar al mercado interno los altos precios internacionales¹⁰. Así, las compras externas, de gas natural a Bolivia y gas natural licuado a Trinidad y Tobago principalmente, generaron un déficit en la balanza comercial energética (gráfico 11) que terminaría por incidir significativamente en la balanza comercial y en la balanza por cuenta corriente. Precisamente, el aumento del consumo en el mercado interno sólo podía ser atendido con recursos crecientes al mercado internacional de petróleo y gas, lo que evidenciaba las debilidades del sector y deterioraba la posición externa de la economía argentina. A partir de 2015 se irá paulatinamente corrigiendo el déficit energético ante la significativa caída de las importaciones y el repunte exportador.

Gráfico 11. Balanza de gas, petróleo y electricidad (millones de dólares), 2003-2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos del Banco Central de la República de Argentina

Ese deterioro de la posición comercial modificó la percepción y la valoración de los altos precios internacionales de los hidrocarburos. Mientras existían excedentes exportables (hasta 2009), el alza de precios externos permitía un mayor ingreso de divisas a la economía y mayores reservas para el país, además de mayores ingresos fiscales a través del impuesto a la exportación

¹⁰ Enarsa y la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa) importaban combustibles (a precios internacionales) que luego eran transferidos a los generadores domésticos (a precios locales, más bajos), compensando esa diferencia el Estado.

de hidrocarburos (recordemos que actuaba como un mecanismo de participación estatal en la renta petrolera). No obstante, el surgimiento de déficit energético tuvo el efecto contrario: pérdida de reservas internacionales y mayores gastos estatales en subsidios para el consumo interno¹¹. Todo ello presionó hacia la profundización de los cambios que se concretaría en la ley de 2012, con el control estatal de la YPF para revertir las tendencias recesivas del sector y sus efectos sobre la inserción externa.

3.3 La dinámica competitiva del sector y el (recuperado) protagonismo de YPF

El período estudiado es testigo de la proliferación de fusiones y adquisiciones, lo que en gran medida ha modificado la configuración del sector¹² y ha consolidado el peso de YPF dentro del mismo. Las tablas 3 y 4 muestran, para los años seleccionados, las primeras empresas y sus respectivas participaciones en el segmento *upstream*.

Tabla 3. Participación de las principales empresas en la producción de petróleo (en %), 2003-2020

<i>Empresas</i>	2003	2010	2015	2020
YPF	45	34	43	46,2
PAN AMERICAN ENERGY	13	19	19	21,4
CHEVRON	10	7	3	1
PETROBRAS ARGENTINA	7	7	3	-
TECPETROL	4	4	3	2,8
TOTAL AUSTRAL	4	3	2	1,8
VINTAGE OIL ARGENTINA	4	-	-	-
PECOM ENERGÍA	4	-	-	-
PLUSPETROL	2	2	6	5,2
CAPSA	1	-	2	-
OXY	-	6	-	-
PETROANDINA	-	5	-	-
PETROLERA ENTRE LOMAS	-	2	2	-
SINOPEC	-	-	5	3,2
SHELL	-	-	-	2,1
COMPAÑÍAS ASOCIADAS PETROLERAS	-	1,8	2,1	2,4
RESTO	7	10	10	13,9
<i>TOTAL</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>100</i>

Tabla 4. Participación de las principales empresas en la producción de gas (en %), 2003-2020

<i>Empresas</i>	2003	2010	2015	2020
YPF	33	25	30	27,4
TOTAL AUSTRAL	20	28	26	26,4
PAN AMERICAN ENERGY	11	13	13	10,6

¹¹ Los subsidios se incrementaron un 2.039% entre 2006 y 2014 (Serrani y Barrera, 2018).

¹² En 2002, Pecom Energía fue comprada por Petrobras. A fines del año 2009, los activos de Petroandina Argentina fueron adquiridos por Pluspetrol. En 2010, Sinopec ingresa al mercado con la compra de la totalidad de los activos de Oxy. En 2012, Petrobras adquiere el 58,88% de las acciones de Petrolera Entre Lomas. El mismo año el Gobierno expropia el 51% de las acciones de Repsol YPF y, en 2014, la empresa adquiere los activos de Apache y, por ende, el control de Petrolera LF e Ysur Energía.

PLUSPETROL	10	7	5	3,6
TECPETROL	7	3	3	11,1
PETROBRAS ARGENTINA	4	9	6	-
CHEVRON ARGENTINA	3	0,6	0,6	0,2
PECOM ENERGÍA	2	-	-	-
PETROLERA SANTA FÉ	2	-	-	-
CAPEX	2	2	1,2	1,4
APACHE ENERGÍA	-	3	-	-
PETROLERA LF COMPANY	-	3	2	-
OXY	-	2	-	-
YSUR ENERGÍA ARGENTINA	-	-	3	-
ENAP SIPETROL	-	-	2	3
SINOPEC	-	-	2	0,8
RESTO	6	5	8	15,5
TOTAL	100	100	100	100

Fuente tablas 3 y 4: elaboración propia en base a los datos del Ministerio de Economía.

Como muestran las tablas, la producción de petróleo se concentra fundamentalmente en YPF y Pan American Energy, con el 67,6% en 2020; y, en mucha menor medida, en Plus Petrol o Sinopec. En cuanto al gas, destacan principalmente YPF y Total Austral, a distancia de Pan American Energy (entre las tres alcanzan el 64,4% en 2020). En conjunto, YPF y Pan American mantienen un control del sector superior al 50 % de la producción, control que, en lo sustancial, no ha variado a lo largo del período analizado, aunque sí se hayan producido cambios a lo largo del período.

En el segmento *downstream* (tabla 5), la participación de las empresas depende de cada producto. Sin embargo, en el conjunto destacan YPF, Shell, Esso y Petrobras como las empresas de mayor participación. Como se aprecia en las tablas analizadas, únicamente YPF y Petrobras estaban presentes en el *upstream* y en el *downstream*, lo que da a estas dos petroleras una importancia destacada en el sector, y muy particularmente a YPF dada su mayor presencia y a que Petrobras abandonó Argentina en 2020¹³.

Tabla 5. Participación de las principales empresas en la producción subproductos de petróleo y gas (en %), 2003-2020

Empresas	2010					2015					2020				
	Diesel oil	Gas oil	Fuel oil	Naftas	Gas de refinería	Diesel oil	Gas oil	Fuel oil	Naftas	Gas de refinería	Diesel oil	Gas oil	Fuel oil	Naftas	Gas de refinería
YPF	16	70	38	59	23	0	59	43	60	26	0	63,4	23,1	62,6	28,8
SHELL	1	15	28	15	7	0	13	25	14	15	100	14	23,8	16,5	9,5
ESSO/PAN AMERICAN ENERGY	56	0	16	10	11	0	14	16	11	10	0	14,5	42,9	11,5	8,5
PETROBRAS ARGENTINA	0	12	13	10	9	0	6	5	5	8	-	-	-	-	-
FOX PETROL	2	0	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0

¹³ Petrobras cerró sus oficinas en Argentina en 2020. Llegó en 2002 a Argentina tras la compra de PeCom Energía e intentó hasta destronar a Shell. En 2010, vendió su refinería de San Lorenzo (Santa Fe), junto a una red de 345 estaciones de servicio. Su gran salida, sin embargo, se produjo años después, entre 2016 y 2020.

NEW AMERICAN OIL	-	-	-	-	-	50	0	1	0	0	0	0,5	1	0	0
OIL COMBUSTIBLES	-	-	-	-	-	0	6	7	7	0	-	-	-	-	-
PBB POLISUR	0	0	0	0	48	0	0	0	0	40	0	0	0	0	45,1
PETROLERA ARGENTINA	15	0	0	1	0	13	0	0	0	0	-	-	-	-	-
POLIPETROL	6	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0,2	0,3	0	0
REFINADORA NEUQUINA	2	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REFINOR	0	3	2	5	1	0	2	1	3	1	0	0,7	1,5	1,9	1
TRAFIGURA ARGENTINA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	5,9	4,5	5,4	5,1
PAMPA ENERGÍA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0	1,5	1,9
RESTO	2	0	2	0	0	18	0	1	0	0	0	0,8	3	0,6	0

Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Economía.

*Nota: Pan American Energy adquirió las estaciones de refinería y venta de productos de Esso de Argentina, Uruguay y Paraguay en 2012 y formó AXION Energy.

En efecto, si analizamos más detalladamente el desempeño de YPF, se constata un evidente cambio de tendencia a partir de su plena nacionalización, con una mayor participación de la petrolera en la producción de petróleo y gas, así como en los pozos terminados (tabla 6). Precisamente es en los pozos donde más claramente se ve la implicación de YPF y el impulso que puede suponer el control estatal en la actividad petrolera y la orientación política. De hecho, hasta 2015 se observa un crecimiento muy significativo de los pozos terminados por YPF sobre el conjunto, tendencia que se trunca desde entonces, cuando la petrolera estatal pasa a perder participación en el conjunto de pozos terminados. Ese peso oscilante de YPF manifiesta el modo en que la empresa ha actuado como el principal instrumento de la política estatal petrolera para el logro de sus objetivos, hasta 2015, y su comportamiento, más orientado a la rentabilidad que a los objetivos de política energética, a partir de 2015.

Tabla 6. Participación de YPF en la producción y en los pozos terminados (en %), 2005-2021

	Petróleo (metros cúbicos)	Gas (Miles de metros cúbicos)	Pozos terminados
2005	40,4	30,1	29,5
2006	38,7	28,4	29,9
2007	37,4	28,7	35,3
2008	34,9	27,1	26,8
2009	32,9	25,5	32,1
2010	33,5	24,9	43,0
2011	32,9	23,3	42,6
2012	34,1	23,4	40,2
2013	37,0	25,3	53,5
2014	37,8	28,6	60,9
2015	38,8	30,5	59,0
2016	44,9	31,3	62,7
2017	45,3	33,6	46,3
2018	46,5	32,0	41,3
2019	47,2	30,5	37,9
2020	46,2	27,4	35,5

2021	46,8	27,7	sin datos todavía
------	------	------	-------------------

Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Economía.

Conclusiones

A partir del análisis sectorial llevado a cabo, se intenta, a modo de conclusión, responder a las preguntas inicialmente planteadas. Como se desprende de lo desarrollado, en el período analizado se identifican varias etapas bien marcadas. Una primera, de predominio privado, en la que se profundiza el deterioro productivo ya iniciado en los años anteriores y en la cual el avance de la participación estatal estuvo prácticamente limitado al ámbito fiscal, tanto en lo relativo a la apropiación de mayor renta hidrocarburífera, a través del cobro de crecientes retenciones a las exportaciones, como a las políticas de incentivo productivo aplicadas mediante el otorgamiento de beneficios fiscales. Esta limitada intervención estatal, también expresada en la descentralización hacia las provincias, contribuyó a la continua caída de la producción, la inversión y las reservas, al no lograr modificar las estrategias adoptadas por las empresas del sector tendientes a la subinversión en exploración y sobreexplotación de los pozos en producción. El aumento de la demanda y las dificultades para abastecerla impulsaron fuertemente el crecimiento de las importaciones, lo que terminó por potenciar el déficit de la balanza energética.

En este contexto se inicia la segunda etapa. La recuperación del control estatal de YPF y las modificaciones normativas de 2012 incorporaron al Estado directamente en la esfera productiva como el operador con mayor participación de mercado del sector y lo facultaron para influir directamente en los planes de inversión y producción de las empresas. Si bien estas medidas impactaron rápidamente y de forma positiva en el desempeño productivo de la empresa, logrando atenuar la caída de los años anteriores, no se revirtió la dinámica general del resto de actores. No obstante, dado el poco tiempo transcurrido entre la introducción de estas modificaciones y su anulación posterior, se dificulta la extracción de conclusiones definitivas sobre este punto.

El repliegue del sector en la producción y en el frente externo (de las exportaciones, no así de las importaciones) dificultó el abastecimiento de la demanda interna e impidió el desarrollo de las últimas etapas de la cadena de valor hidrocarburífera. La falta de petróleo y gas limitó fuertemente la expansión de la producción hacía una mayor elaboración. Además, las inversiones estuvieron concentradas especialmente en la etapa extractiva de cara a la

sobreexplotación de los yacimientos ya descubiertos, relegando la etapa de exploración y grandes ampliaciones de la capacidad de refinación, lo que proyecta dudas sobre el potencial futuro del sector.

La tercera etapa, a partir de 2015, buscó simplificar el esquema regulador y el régimen fiscal para reducir el gasto público asociado a la política hidrocarburífera y estimular la implicación de las petroleras privadas. No obstante, el vigor de los cambios liberalizadores tuvo que ser atenuado antes las tensiones macroeconómicas que afrontó la economía argentina, lo que obligó a reintroducir medidas previamente desmanteladas. Aun así, no se frenó el deterioro de la actividad productiva (sobre todo en el caso del petróleo) e inversora, mejorándose no obstante el saldo de la balanza energética ante la fuerte caída de las importaciones.

En definitiva, las modificaciones introducidas en 2012 lograron superar sólo en parte las limitaciones presentes en el sector energético que limitaban el potencial de desarrollo de la economía argentina (señaladas en Recalde, 2011). La recuperación del control estatal de YPF permitió quebrar el predominio privado en el sector y revertir la estrategia y el desempeño productivo de la firma más importante del upstream. No obstante, la subinversión en exploración y la caída de la producción de los operadores privados se mantuvo. Pese a la reconfiguración del sector, la alta dependencia energética de los hidrocarburos refuerza la posición de los operadores privados, cuyas estrategias no se alinean necesariamente con las necesidades energéticas del país. La corta vigencia de las reformas que habilitaron una mayor intervención estatal en sus planes de inversión y producción no lograron modificar el comportamiento históricamente rentista del sector privado y potenciar la producción y las inversiones, ya desincentivadas por un escenario de caída de productividad de los pozos.

Así, Argentina sigue afrontando un doble desafío: primero, lograr el autoabastecimiento energético para atender la demanda industrial, sostener el crecimiento económico y aliviar la balanza comercial y, en segundo lugar, comprometer a las empresas a abandonar las prácticas de subexploración y sobreexplotación, en base a los objetivos de soberanía energética.

Referencias

BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA DE ARGENTINA (2022): Estadísticas estandarizadas sobre la Evolución del Mercado de Cambios. Buenos Aires. http://www.bcra.gov.ar/PublicacionesEstadisticas/Estad%C3%ADsticas_Mercado_de_cambios.asp

- BARRERA, M.A. (2013): Desregulación y ganancias extraordinarias en el sector hidrocarburífero argentino, *Política y Cultura*, 40, 177-199.
- BARRERA, M.A., INCHAUSPE, E. (2012): Las “translatinas” brasileñas: análisis de la inserción de Petrobras en Argentina (2003-2010), *Sociedad y Economía*, 22, 39-68.
- BURCHARDT, H. J. Y DIETZ, K. (2014): “(Neo-)extractivism: a new challenge for development theory from Latin America”, en *Third World Quarterly*, 35(3), 468-486.
- CEPAL (2015): *Impacto socioeconómico de YPF desde su renacionalización*, Santiago de Chile.
- CEPALSTAT (2022): *Ingresos fiscales provenientes de recursos naturales no renovables*. Santiago de Chile. <https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/dashboard.html?lang=es>
- CIFRA (2011): *Subexploración y sobreexplotación: la lógica de acumulación del sector hidrocarburífero en Argentina*, Documento de trabajo, 11.
- DE DICCO, R. (2014): *Indicadores Downstream Hidrocarburos de Argentina*. Documento de Trabajo del Observatorio de la Energía, Tecnología e Infraestructura para el Desarrollo, San Carlos de Bariloche.
- 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>.
- GUDYNAS, E. (2012): “Estado compensador y nuevos extractivismos. Las ambivalencias del progresismo sudamericano”, en *Nueva Sociedad*, 237, 128-146.
- HUIZAR, R. (2019): “Why was Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), Argentina’s National Oil Company, privatized?” *The Extractive Industries and Society*, 6, 863-872.
- INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA Y CENSOS DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (INDEC) (2022): *Estadísticas de Economía*. Buenos Aires. <https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel3-Tema-3-9>
- MINISTERIO DE ECONOMÍA DE LA REPÚBLICA DE ARGENTINA (2022): *Hidrocarburos*. Buenos Aires. <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos>
- OUR WORLD IN DATA (2020): *Argentina: Energy Country Profile*. <https://ourworldindata.org/energy/country/argentina>
- PAZ, M.J., RAMÍREZ-CENDRERO, J.M. (2013): “How important are national companies for oil and gas sector performance? Lessons from the Bolivia and Brazil case studies”, *Energy Policy*, 61, 707-716.
- RAMÍREZ-CENDRERO, J.M. (2013): “Has Bolivia's 2006-12 gas policy been useful to combat the resource curse”, *Resources Policy*, 41, 113-123.
- RAMÍREZ-CENDRERO, J.M., PAZ, M.J. (2017): “Oil fiscal regimes and national oil companies: a comparison between Pemex and Petrobras”, *Energy Policy*, 101, 473-483.
- RECALDE, M. (2011): “Energy policy and energy market performance: The Argentinean case”. *Energy Policy*, 39, 3860-3868.
- SERRANI, E. (2013): “Transformaciones recientes en la industria petrolera argentina. El caso de YPF 1989-2012”, *Revista de Gestión Pública*, II(I), 247-280.
- SERRANI, E., BARRERA, M.A. (2018): “Efectos estructurales de la política energética en la economía argentina, 1989-2014”, *Sociedad y Economía*, 34, 121-142.
- SVAMPA, M. (2015): “Commodities Consensus: Neoextractivism and Enclosure of the Commons in Latin America”, en *The South Atlantic Quarterly*, 114(1), pp. 65-82.
- WATERWORTH, A., BRADSHAW, M. (2018): “Unconventional trade-offs? National oil companies, foreign investment and oil and gas development in Argentina and Brazil”, *Energy Policy*, 122, 7-16.