

ARTÍCULO TEMA LIBRE

La evolución del régimen fiscal en el sector petrolero en Argentina a partir del desarrollo de Vaca Muerta (2012-2024)¹

The evolution of the fiscal regime in Argentina's oil sector following the development of Vaca Muerta (2012–2024)

Gustavo García Zanotti

Equipo de Trabajo Fiscal para la Equidad (ETFE)-CONICET
gustavo.zanotti@fcecon.unr.edu.ar

Fecha de recepción: 16/03/2026 - Fecha de aceptación: 26/05/2026

¹ Este trabajo fue posible gracias al apoyo de la Asociación Civil por la Igualdad y la Justicia (ACIJ), que colabora en el proyecto de investigación titulado 'Enhancing the Transparency of Public Resources destined to Promote the Hydrocarbon Industry and Provide Tools to Strengthen Citizen Participation and Control in Decision-Making related to the Extraction of Hydrocarbons'.



URL de la revista: revistas.uncu.edu.ar/ojs3/index.php/cuyonomics
ISSN 2591-555X
Esta obra es distribuida bajo una Licencia Creative Commons
Atribución No Comercial – Compartir Igual 4.0 Internacional

Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo analizar el régimen fiscal petrolero argentino y su evolución durante el período 2012-2024 a partir del examen de los balances contables de las 16 principales empresas del sector. El desarrollo productivo de Vaca Muerta se viene consolidando como uno de los ejes estratégicos del crecimiento económico argentino. Diversas administraciones nacionales promovieron la expansión del sector hidrocarburífero mediante políticas de precios sostén, inversiones públicas e incentivos fiscales orientados a viabilizar la explotación no convencional. Una vez alcanzada la fase de despegue productivo, cabría esperar que el sector generara un mayor aporte de recursos fiscales. Esta expectativa adquiere especial relevancia en el contexto de la transición energética, que exige financiamiento público para garantizar la sostenibilidad de largo plazo ante el carácter agotable de los recursos fósiles. Sin embargo, los resultados del presente trabajo muestran que, pese al despegue sectorial, la recaudación nacional se viene debilitando significativamente. En contraste, las empresas incrementaron su masa de ganancia, mientras que las provincias productoras fortalecieron sus ingresos por regalías.

Palabras clave: régimen fiscal petrolero, Vaca Muerta, renta de los recursos naturales, fiscalidad, Estado.

Abstract

This paper examines the evolution of the Argentine petroleum fiscal regime between 2012 and 2024 through the analysis of the financial statements of the 16 largest firms in the sector. The productive development of Vaca Muerta has been consolidated as one of the strategic pillars of Argentina's economic growth. Several national administrations have promoted the sector's takeoff through political economy measures such as administered prices, public investment, and fiscal incentives. Once the sector reached the productive take-off phase, it would be expected to generate greater fiscal contributions. Furthermore, financing the energy transition demands sustained public investment, funded through tax revenues, especially in the context of the progressive depletion of fossil fuel resources. However, the findings suggest that, despite the sector's expansion, national fiscal revenues have weakened significantly. By contrast, corporations have increased their profit mass, while producing provinces have strengthened their income through royalty revenues.

Keywords: oil tax regime, Vaca Muerta, natural resource income, taxation, state.

Journal of Economic Literature (JEL): O23, Q32, H25.

Introducción

La puesta en producción de la formación de Vaca Muerta² a partir de 2013 significó un punto de inflexión en la producción no convencional de hidrocarburos en Argentina. Gracias a la colaboración de actores públicos y privados se realizaron importantes inversiones³ y se avanzó en un proceso de aprendizaje, que implicó un fuerte desarrollo de la actividad. En 2024 el país alcanzó la mayor producción de petróleo en 20 años: 256 millones de barriles, de los cuales el 54 % se originó en Vaca Muerta. Algo similar ocurrió con la explotación del gas, que alcanzó 50 millones de metros cúbicos, algo que no se lograba desde 2006. Como resultado, según el INDEC, en el año 2024 el país pasó de tener déficit en el comercio exterior energético a ser un exportador de hidrocarburos, con la perspectiva de potenciar fuertemente su superávit en los próximos años.⁴

La evolución de Vaca Muerta ha generado en gran parte del sistema político —y de la sociedad también— grandes expectativas. Incluso ha sido presentada como la nueva “Pampa Húmeda” del siglo XXI,⁵ dado su potencial para impulsar una nueva etapa de crecimiento económico basada en la producción no convencional de hidrocarburos. De las visiones más optimistas pareciera desprenderse que la expansión de la producción implicaría una solución a buena parte de los problemas macroeconómicos de Argentina, principalmente los vinculados a la escasez crónica de divisas⁶ en un contexto de elevado endeudamiento externo (Plan Argentina Productiva 2030, 2023).

2 Vaca Muerta es la principal formación no convencional de hidrocarburos (*shale gas* y *shale oil*) de Argentina, ubicada en las provincias de Neuquén, Mendoza, Río Negro, La Pampa.

3 Entre 2012 y 2019, las inversiones en la producción no convencional —perforación de pozos, construcción de instalaciones y desarrollo de infraestructura de transporte— superaron los 24 000 millones de dólares (Arceo, Bersten y Wainer, 2022). YPF, la principal empresa del sector, tuvo un rol central: realizó inversiones por alrededor de 19 000 millones de dólares entre 2015 y 2022 (Secretaría de Energía, 2024a).

4 En 2024, las exportaciones de hidrocarburos alcanzaron los 7000 millones de dólares, una cifra muy superior a los niveles registrados en años anteriores, que oscilaban entre 2000 y 3000 millones.

5 El gobernador de la Provincia de Neuquén catalogó a Vaca Muerta como la “nueva ‘Pampa Húmeda’ del país” (*El Litoral*, 19/3/2025).

6 Según las proyecciones del documento Argentina Productiva 2030, las exportaciones de energía alcanzarían los 35 000 millones de dólares anuales para el 2030. Estas exportaciones estarían lideradas tanto por el petróleo como por el gas natural licuado.

Entre los desafíos que se perfilan cabe destacar el rol que desempeñará Argentina en términos productivos y tecnológicos en relación con su inserción en la economía global y, en particular, frente a las disputas geopolíticas en torno a la posición del país en el proceso de transición energética (Katz, 2024). A esto se suma la imperativa necesidad de los Estados de fortalecer y diversificar su base fiscal, habida cuenta del carácter no renovable de los recursos hidrocarbúricos. Dicha condición plantea el desafío de diseñar arquitecturas fiscales capaces de garantizar una distribución equitativa en los ingresos entre los distintos actores económicos —tanto públicos como privados, sin perder de vista los principios de equidad y sostenibilidad intergeneracional—. En este marco, los debates en torno a la gobernanza de los recursos naturales exigen la disponibilidad de capacidades fiscales robustas que permitan apalancar estrategias de desarrollo económico de largo plazo (Sánchez y León, 2024).

En este marco, el presente trabajo tiene como objetivo analizar la evolución del régimen fiscal petrolero en Argentina a partir del desarrollo de Vaca Muerta, con el propósito de examinar cómo ha evolucionado la recaudación fiscal en el contexto del despegue sectorial. En este trabajo, el régimen fiscal es concebido como el conjunto de normas e instrumentos mediante los cuales el Estado participa en la apropiación y distribución de la renta generada en el sector. Si bien existe una producción académica que aborda la distribución de la renta petrolera en la región, así como los regímenes fiscales en particular, se advierte una relativa vacancia en torno a períodos más recientes y, especialmente, respecto de las especificidades del caso argentino (Fanelli, 2019; Gómez Sabañi, Jiménez y Morán, 2015; Arroyo y Cossío Muñoz, 2015; Acquatella, Altomonte et al., 2013; Sánchez y León, 2024; Sánchez, 2019).

Con el objetivo de analizar el régimen fiscal petrolero, y en particular la apropiación de valor agregado por parte del Estado, se diseñó una estrategia metodológica orientada al relevamiento y procesamiento de información contable de las empresas pertenecientes al sector petrolero. En total, se examinaron los balances contables de 16 compañías del sector para el período 2012-2024, lo que posibilitó una aproximación sistemática a las contribuciones fiscales efectivas y su distribución: la muestra explica el 93 % de la producción de petróleo crudo y el 75 % de la producción de gas natural, e incluye a las principales firmas dedicadas a la refinación, el transporte y la distribución (Secretaría de Energía, 2024b). Entre las empresas examinadas se encuentran: YPF, Shell, Pan American Energy, Pampa Energía, Vista, Tecpetrol, Compañía General de Combustible, Compañía de Hidrocarburos No Convencional, Pluspetrol S.A., Pluspetrol Energy S.A., Aconcagua, Kilwer, Capex, Roch, Sipetrol y Chevron. A partir de los estados contables fue posible relevar información detallada sobre el impuesto a las ganancias, regalías, derechos de exportación, subsidios y otros tributos relevantes.

A su vez, los datos elaborados resultan una herramienta clave para debatir el modo en que se distribuye el valor agregado en el sector, permitiendo estimar la participación relativa de los distintos actores económicos: los trabajadores, el ca-

pital y el Estado. Se concluye que, pese a la consolidación y al despegue del sector —logrados en gran medida gracias al esfuerzo sostenido del Estado nacional—, la recaudación en general de los fiscos en sus distintos niveles no ha crecido. Por el contrario, tanto la participación del Estado en el valor agregado generado como la recaudación fiscal a nivel nacional en particular se fueron debilitando con el correr de los años.

El trabajo se estructura de la siguiente manera. En la primera sección discutiremos la metodología y los antecedentes en la literatura académica con el fin de razonar el régimen fiscal en el sector bajo estudio. En la segunda sección analizaremos el rol tanto del sector privado como del Estado en la expansión y el despegue de Vaca Muerta. En la tercera sección analizaremos la evolución del régimen fiscal petrolero en Argentina y su impacto. Por último, se dará espacio a unas reflexiones finales.

Aspectos metodológicos y antecedentes

El régimen fiscal petrolero puede definirse como el conjunto de instrumentos normativos, contractuales y fiscales mediante los cuales el Estado regula la apropiación y distribución de la renta generada por la explotación y procesamiento de recursos hidrocarburíferos entre los distintos actores involucrados, valiéndose tanto de recursos tributarios como no tributarios⁷ para tales fines. En este sentido, el régimen fiscal petrolero no es simplemente un conjunto técnico de instrumentos fiscales, sino la expresión institucionalizada de cómo una sociedad decide quién se apropia de la renta y de los ingresos generados a partir de la explotación de sus recursos naturales, en qué proporción y bajo qué condiciones (Altomonte y Sánchez, 2016).

Con el fin de analizar la evolución del régimen fiscal petrolero en Argentina se extrajeron datos de los estados contables de las principales empresas del sector. Para ello, se accedió a los balances de las empresas petroleras, disponibles tanto en la Comisión Nacional de Valores como en la Inspección General de Justicia de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. En total se relevaron 190 balances de 16 empresas para el período 2012-2024.

En tal sentido, este relevamiento permitió sistematizar información sobre los principales recursos fiscales de incidencia sectorial: impuesto a las ganancias, derechos de exportación, subsidios recibidos y regalías provinciales, entre otros. Asimismo, con el propósito de dimensionar la distribución del ingreso generado, se optó por analizar la evolución de los demás actores económicos: accionistas, acreedores y trabajadores.⁸

7 Las regalías petroleras son consideradas como un recurso no tributario debido a que provienen de la concesión del área hidrocarburífera.

8 Un aporte con una propuesta metodológica similar a partir del análisis de balances contables se encontró en Kofman et al. (2025), quienes buscan analizar no solo al sector energético sino también a otros sectores relevantes de la economía argentina.

La literatura especializada sobre los regímenes fiscales aplicados a la explotación de recursos naturales no renovables ha tendido a concentrarse en los mecanismos de apropiación y distribución de la renta sectorial. Desde esta perspectiva, la renta petrolera suele estimarse como la diferencia entre el precio internacional del petróleo y los costos de producción asociados a su extracción (Mansilla, 2006; Campodónico Sánchez, 2008; Banco Mundial, 2010).⁹ Sobre la base de estas estimaciones, una parte importante de la literatura recurre a información sectorial agregada proveniente de organismos fiscales y agencias tributarias, especialmente en lo referido a los ingresos públicos derivados de la actividad hidrocarburífera. La comparación entre dichos ingresos y las estimaciones de renta petrolera permite evaluar y cuantificar la participación del Estado en la apropiación del excedente económico generado por el sector.

El presente trabajo propone una aproximación alternativa: el análisis del régimen fiscal a partir de los propios estados contables de las empresas petroleras. Debe precisarse, no obstante, que este trabajo no tiene por objeto medir la renta petrolera en sentido estricto. Ello obedece, entre otras razones, a que la mayoría de las firmas del sector se encuentran integradas verticalmente, lo que dificulta la desagregación de los recursos fiscales correspondientes a cada segmento de la cadena productiva. Asimismo, desde el punto de vista teórico y analítico, la inclusión de empresas que participan tanto en el *upstream* como en el *downstream* del sector supone una limitación para el estudio de la renta petrolera, dado que esta última se genera y se atribuye exclusivamente a las actividades de extracción.

A los efectos de evaluar la evolución del régimen fiscal petrolero en Argentina se extrajo de los estados contables la información correspondiente a cada actor económico que participa en la apropiación del valor generado: trabajadores, Estado y capital.¹⁰

9 Entre los principales antecedentes sobre la evolución del régimen fiscal petrolero y la distribución de la renta petrolera se destacan los documentos de trabajo elaborados por la CEPAL y diversas contribuciones académicas, algunas de ellas inscriptas en enfoques teóricos de tradición clásica/marxista. Entre los trabajos más relevantes se encuentran los de Mansilla (2006), Cottarelli (2012), Acquatella, Altomonte et al. (2013), Barrera (2013), Corbacho, Cibils y Lora (2013), Arroyo y Cossío Muñoz (2015), Gómez Sabaíni, Jiménez y Morán (2015), Hanni, Jiménez y Ruelas (2019), CEPAL (2022), Montamat y Torroba (2022) y Kornblihtt, Suster y Herrera (2023), entre otros.

10 Los valores serán expresados principalmente en billones de pesos de diciembre de 2024. Este método constituye una medida en términos constantes, es decir, ajustados por inflación. Dicho procedimiento permite garantizar la comparabilidad intertemporal de las variables analizadas. La corrección por inflación se realiza utilizando los índices de precios al consumidor elaborados por el INDEC. Cabe señalar que, en el contexto del proceso inflacionario vigente, numerosas empresas presentan sus estados contables en moneda homogénea, es decir, expresados en términos reales mediante la reexpresión de las partidas contables. De acuerdo con las normas contables aplicables, dicha reexpresión se efectúa tomando como referencia a los índices de precios al consumidor.

► **Trabajadores (masa salarial):**

Corresponde al conjunto de salarios y contribuciones patronales. Esta información se encuentra en las notas a los estados contables, dentro de los ítems vinculados a costos y gastos del *estado de resultados*.

► **Estado:**

El Estado recibe ingresos a través de diversos tributos que conforman el régimen fiscal petrolero; además, otorga recursos fiscales a las empresas a través de subsidios. Entre los más relevantes se destacan:

- **Impuesto a las ganancias**, registrado en el *estado de flujo de efectivo*.
- **Derechos de exportación e ingresos brutos**, usualmente identificables en las notas vinculadas a *ventas* o *ingresos operativos* del estado de resultados.
- **Regalías, tasas e impuestos nacionales, provinciales y municipales**, que se detallan en las notas asociadas a los costos y gastos del *estado de resultados*.
- **Subsidios recibidos**: comprende al conjunto de aportes realizados por el Estado, los cuales aumentan los ingresos/ganancias de las empresas petroleras. El Estado nacional viene sosteniendo diversos programas de estímulos a partir del otorgamiento de subsidios directos a aquellas empresas que incrementen la producción de hidrocarburos (véase más abajo). Estos subsidios percibidos por las empresas se encuentran declarados en los balances contables en las notas referidas a las ventas o los ingresos operativos del estado de resultado o en las notas de la partida correspondiente a otros ingresos del estado de resultados.

► **Capital:**

Agrupar al conjunto de ingresos que no corresponden ni al Estado ni a los trabajadores e involucran a distintos actores: propietarios de las empresas, accionistas y acreedores financieros.

- **Ganancia bruta**: se estima como la suma de la utilidad neta (ganancia después de impuestos) registrada en el *estado de resultados*, más las amortizaciones del capital fijo, que figuran en el *estado de flujo de efectivo* o en las notas explicativas de los costos.
- **Intereses que perciben los acreedores financieros**: corresponde a los intereses abonados provenientes de los préstamos financieros, los cuales se registran en el *estado de flujo de efectivo*.

El crecimiento del sector a partir de Vaca Muerta

La configuración actual del sector hidrocarburífero argentino encuentra su punto de partida en el agravamiento de la restricción externa (escasez de divisas) generada por el creciente volumen de importaciones energéticas, seguido por la expo-

piación parcial de YPF en 2012 (Cantamutto, 2016). A partir de ese momento, el Estado nacional reformuló su política energética, no solo a través del liderazgo de la empresa de bandera, sino también mediante un conjunto de políticas de estímulo orientadas a incrementar la inversión, especialmente en los recursos no convencionales, y desarrolló infraestructura estratégica (por ejemplo, mediante la construcción del gasoducto Nestor Kirchner y el Vaca Muerta Oil Sur). Desde entonces puede observarse una continuidad en la orientación de la política fiscal sectorial —más allá de los cambios de signo político—, la cual ha buscado atraer capitales, mitigar el riesgo inversor y asegurar elevados niveles de rentabilidad (Kofman, 2023).

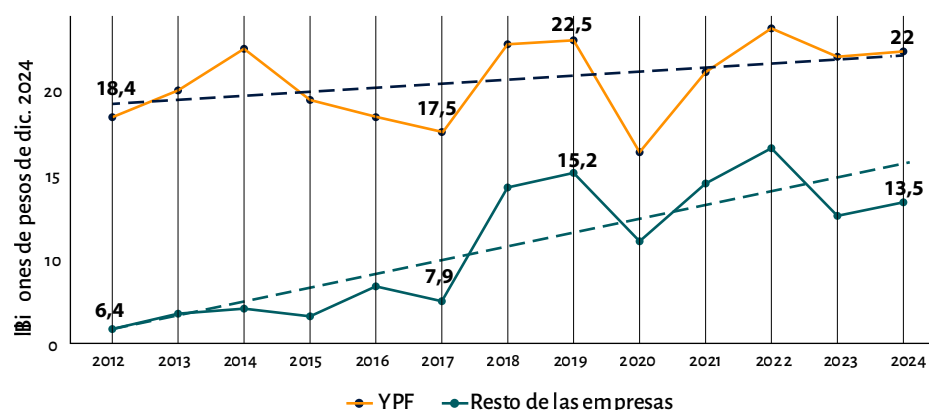
En este marco, una vez consolidado el despegue productivo del sector, resulta adecuado analizar la distribución del ingreso generado. En efecto, si el Estado ha destinado recursos fiscales y diseñado incentivos específicos para viabilizar este desarrollo, es legítimo preguntarse cuál debería ser su nivel de participación en los ingresos con base en esas condiciones. La consolidación de Vaca Muerta como enclave productivo estratégico reabre el debate sobre la equidad fiscal y el rol del Estado en la captación del valor.

Las primeras incursiones de gran escala en la explotación de recursos no convencionales se iniciaron con el acuerdo suscripto entre YPF y Chevron en 2013, considerado un hito en el desarrollo de Vaca Muerta. Este proceso se produjo en paralelo a la implementación del programa de estímulo denominado Plan Gas, orientado a incentivar las inversiones y la producción de hidrocarburos no convencionales (García Zanotti, 2017).¹¹ Una vez disipado el riesgo exploratorio inicial a través de las inversiones públicas lideradas por YPF —y el mencionado acuerdo con Chevron—, el capital privado incrementó significativamente su participación en el sector. A partir de 2017 se produjo una rápida expansión de Tecpetrol (Grupo Techint) y de Compañía General de Combustibles (Corporación América), en el marco del incentivo fiscal establecido en la Resolución 46-E/2017 (Barrera, 2021).

Entre 2012 y 2024, la facturación conjunta de las principales empresas del sector analizadas creció un 42 % en términos reales (figura 1). Al desagregar los datos se observa que mientras YPF aumentó su facturación en un 19 %, el resto de las compañías duplicó sus ingresos, lo cual se tradujo en una mayor participación del sector privado.

11 Entre otros antecedentes se destacan las primeras actividades exploratorias iniciadas en 2008, con la participación de Apache e YPF-Repsol. En este marco, los trabajos de perforación se realizaron en 2010 y 2011. Como consecuencia, el acuerdo entre la YPF reestatizada y Chevron no tuvo un impacto decisivo en materia exploratoria —dado que empresas como Apache, Repsol y Shell ya habían realizado avances significativos en ese terreno—.

Figura 1. Empresas petroleras en Argentina: facturación empresarial en billones de pesos de diciembre de 2024 (2012-2024)



Fuente: elaboración propia sobre la base de los estados contables de las empresas.

Esta disminución relativa del capital estatal puede atribuirse a múltiples factores. Por un lado, empresas consolidadas como Pan American Energy, Pluspetrol, Tecpetrol y Pampa Energía intensificaron sus niveles de inversión. Por otro lado, se registró un proceso de creación y expansión acelerada de nuevas firmas, muchas de las cuales tenían una presencia incipiente o nula en el sector petrolero, y más aún en relación con la explotación de recursos no convencionales. Entre ellas se destacan Vista, Compañía General de Combustibles, Petrolera Aconcagua, Kilwery y la Compañía de Hidrocarburos No Convencional, producto del acuerdo entre Chevron e YPF.

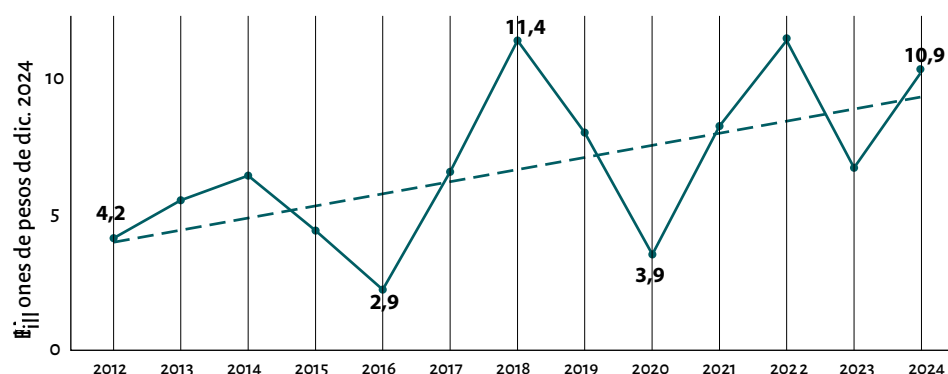
La expansión empresarial se condice con un fuerte crecimiento de la masa de ganancia. En este punto resulta clave considerar la influencia de los ciclos de precios internacionales en la dinámica del sector hidrocarburífero. Es habitual escuchar que la rentabilidad de la producción —especialmente la no convencional— depende de precios internacionales elevados. En este sentido, los precios del crudo experimentaron una tendencia ascendente hasta 2011 y se mantuvieron en niveles altos hasta finales de 2014.

Cabe señalar que entre los años 2002 y 2014 las empresas petroleras en Argentina no captaron íntegramente los precios internacionales de los hidrocarburos, dado que los precios internos se mantuvieron sistemáticamente por debajo de aquellos. Tal divergencia entre los precios internos e internacionales fue posibilitada en parte por la implementación de retenciones a las exportaciones. Sin embargo, hacia el final del período señalado, particularmente desde 2013, los efectos de este desacople fueron atenuados mediante distintos mecanismos de estímulo estatal que buscaron compensar parcialmente la diferencia entre los precios domésticos y los internacionales. No obstante, el avance de la producción no convencional en Estados Unidos provocó un fuerte incremento de la oferta global, lo que llevó a la OPEP

a adoptar una estrategia de aumento deliberado de su propia producción con el objetivo de forzar una baja de precios.

En este contexto, el gobierno de la presidenta Cristina Fernández de Kirchner implementó un esquema de precios internos sostenidos en el año 2015, conocido como “barril criollo”, con el fin de garantizar una rentabilidad mínima para las empresas productoras (figura 2) (Arceo, Bersten y Wainer, 2022). A su vez, la extracción de gas natural estuvo promovida por subsidios que apuntaban a incrementar la producción y estimular la inversión de los yacimientos no convencionales, tal como se detalla en la siguiente sección. Las ganancias del sector cayeron en 2015; no obstante, las políticas energéticas actuaron como contención, evitando una reducción aún mayor en los márgenes de rentabilidad. Con el cambio de administración a fines de 2015, el gobierno del presidente Mauricio Macri adoptó una lógica distinta: propuso una convergencia entre el precio interno y el precio internacional bajo la premisa de que este último reflejaba el “valor natural” del crudo. Dado que los precios internacionales se encontraban deprimidos en ese momento, la rentabilidad se redujo aún más (Navarro Rocha, 2024). En los años siguientes, 2017 y 2018, se registró una leve recuperación de los precios internacionales, lo que, combinado con las devaluaciones —especialmente las de 2018 y 2019—, los subsidios otorgados, las nuevas inversiones y el acceso a financiamiento externo a tasas bajas, permitió una mejora en la rentabilidad del sector.

Figura 2. Empresas petroleras en Argentina: masa de ganancia bruta en billones de pesos de diciembre de 2024 (2012-2024)



Fuente: elaboración propia sobre la base de los estados contables de las empresas.

La pandemia de 2020 provocó una drástica caída en la demanda energética, acompañada por un desplome de los precios internacionales, lo que derivó en una nueva contracción de las ganancias. Sin embargo, tras la recuperación económica global, y en el marco del conflicto entre Rusia y Ucrania, a partir de 2022, los precios internacionales del crudo repuntaron con fuerza. Este nuevo ciclo de precios altos impulsó la rentabilidad sectorial, aunque con una salvedad importante: el gobier-

no del presidente Alberto Fernández permitió que el precio interno acompañara parcialmente esta tendencia, pero mantuvo un grado de desacople para evitar una completa traslación al mercado interno (Kofman, 2025).

Por último, el gobierno del presidente Javier Milei impulsó una devaluación del tipo de cambio y promovió la convergencia entre los precios internos y los precios internacionales de los hidrocarburos. Estas decisiones redundaron en una mejora sustancial de los márgenes de rentabilidad del sector en lo que respecta a sus ganancias, las cuales se encuentran cercanas a su mayor nivel registrado. Cabe agregar que estas políticas se enmarcaron en un conjunto más amplio de medidas, como la puesta en marcha del Régimen de Incentivos para Grandes Inversiones (RIGI), que puede generar un aumento en las transferencias de ingresos hacia el sector privado a medida que se consolide (Observatorio RIGI, 2025).

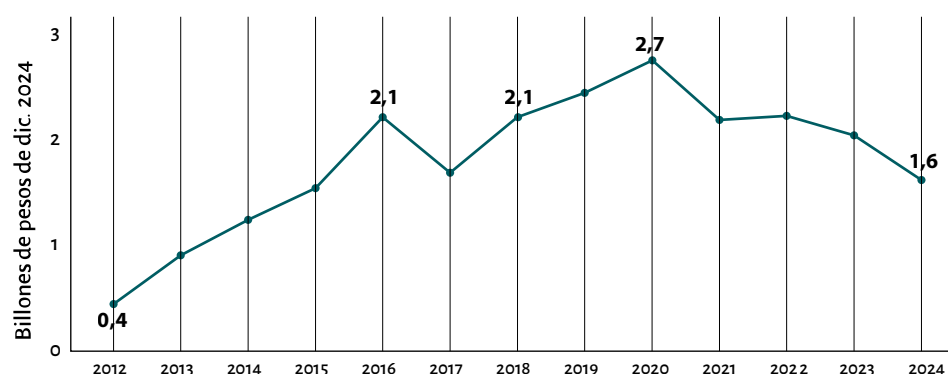
A su vez, a la par del despegue de Vaca Muerta se produjo el ascenso de un nuevo jugador vinculado a los crecientes flujos de deuda corporativa. Se trata de los acreedores financieros internacionales, quienes otorgaron la liquidez necesaria para desarrollar las multimillonarias inversiones (Kofman et al., 2025). El segmento de *upstream* registra inversiones anuales cercanas a los 12 000 millones de dólares, de los cuales aproximadamente 8000 millones se destinan a la perforación de pozos no convencionales, principalmente en la provincia de Neuquén (Secretaría de Energía, 2024a). Según registros del Banco Central, el sector logró hitos históricos al emitir deuda nominada por 5400 millones de dólares en 2024, cuando en años anteriores la emisión de deuda rondaba los 1000 millones de dólares.

El sector petrolero vio crecer sus pasivos financieros de una manera inédita. Este crecimiento de la deuda corporativa fue posibilitado *a posteriori* de la crisis de las hipotecas (2008-2010), cuando el crédito internacional se volvió más barato, lo que generó un entorno de elevada liquidez global que incentivó el flujo de capitales hacia países emergentes en búsqueda de mayores tasas de rentabilidad (Juncos y García Zanotti, 2025). Este escenario dio lugar a sucesivas *olas* de financiamiento que acompañaron los distintos ciclos de inversión del sector.

La primera ola se dio entre 2012 y 2015, caracterizada por el acceso preferencial al endeudamiento por parte de YPF, en el marco de su acuerdo con Chevron. Una segunda ola se produjo durante el período de apertura financiera bajo el gobierno de Cambiemos (más específicamente durante los años 2016 y 2017), momento en el que este financiamiento se extendió a un conjunto más amplio de firmas, entre las que se destacan YPF, Pan American Energy, Pampa Energía, Compañía General de Combustibles y Tecpetrol. No obstante, la creciente volatilidad cambiaria en 2018 y 2019 y la pandemia en 2020 provocaron un freno en el ritmo de expansión del sector. Al mismo tiempo, el gobierno de Alberto Fernández (2019-2023) obligó a las empresas a reestructurar sus elevados niveles de endeudamiento con el fin de disminuir el *stress* financiero y de divisas. Finalmente, entre 2022 y 2024 se registró una tercera ola, en la que ingresaron, a su vez, empresas como Vista y Pluspetrol, que

lograron apalancar su crecimiento y posicionarse entre las principales inversoras del sector.¹²

Figura 3. Empresas petroleras en Argentina: intereses pagados en billones de pesos de diciembre de 2024 (2012-2024)



Fuente: elaboración propia sobre la base de los estados contables de las empresas.

Sin embargo, si bien estas olas de financiamiento explican tanto la dinámica sectorial como los ciclos de inversión, también significan un desafío para la política fiscal. Esto se debe a que los acreedores de la deuda corporativa emergieron como un actor determinante al apropiarse de parte del valor generado a través del cobro de intereses (figura 3). Este mecanismo tiene implicancias fiscales relevantes: los intereses de la deuda son considerados un costo deducible para las empresas, por lo que reducen la base imponible del impuesto a las ganancias. A su vez, al efecto adverso en términos fiscales debemos sumarle el perjuicio que supone el pago de intereses de la deuda en términos cambiarios, en la medida en que implica una salida de divisas y, por lo tanto, una mayor presión sobre la restricción externa.

En suma, el crecimiento reciente del sector hidrocarburífero argentino fue posible por una combinación de factores, que involucran tanto al sector estatal como al privado. En este proceso, el Estado jugó un rol central al establecer condiciones de mercado y mitigar el riesgo inversor mediante herramientas como la participación de YPF como empresa líder y la implementación de esquemas de precios regulados e incentivos fiscales específicos, factores que se analizarán más adelante. De este modo, las inversiones y la capacidad operativa de las empresas permitieron una expansión del sector, favorecida por el ingreso de nuevas firmas, el aumento de la masa de ganancia bruta y un creciente proceso de endeudamiento externo. En este escenario, el principal desafío radica en determinar el rol adecuado del régimen fiscal en la apropiación y redistribución del ingreso generado.

12 Información corroborada con los datos de los balances contables de las empresas analizadas.

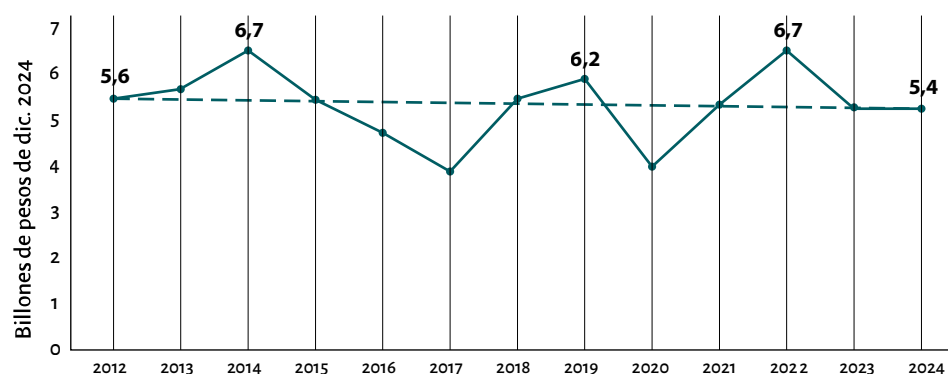
Evolución del régimen fiscal petrolero

Impuestos abonados

La recaudación fiscal total —considerando todos los conceptos— proveniente del conjunto de empresas analizadas se ha mantenido relativamente constante a lo largo del tiempo, aunque muestra cierta variabilidad frente a las fluctuaciones de los precios, tanto internacionales como locales (figura 4).

Esta consolidación en los niveles de recaudación, producida a pesar de la expansión de la actividad hidrocarburífera impulsada por Vaca Muerta, puede explicarse en gran medida por las sucesivas reformas aplicadas al régimen fiscal del sector. En especial durante contextos de precios internacionales bajos cuando se producía el despegue de la actividad, la política fiscal se orientó a reducir la carga tributaria con el objetivo de sostener la rentabilidad empresarial y atraer inversiones, particularmente hacia los recursos no convencionales (Hanni, Jiménez y Ruelas, 2019). Posteriormente, cuando los precios internacionales se recuperaron y la rentabilidad de las empresas se incrementó, el régimen fiscal no fue modificado. De este modo, se consolidó un esquema con resultados que pueden considerarse regresivos desde el punto de vista distributivo, en tanto se reduce la participación del Estado en el ingreso generado en un sector clave para la estrategia energética y económica del país (figura 5).

Figura 4. Empresas petroleras en Argentina: total de recursos fiscales abonados en billones pesos de diciembre de 2024 (2012-2024)

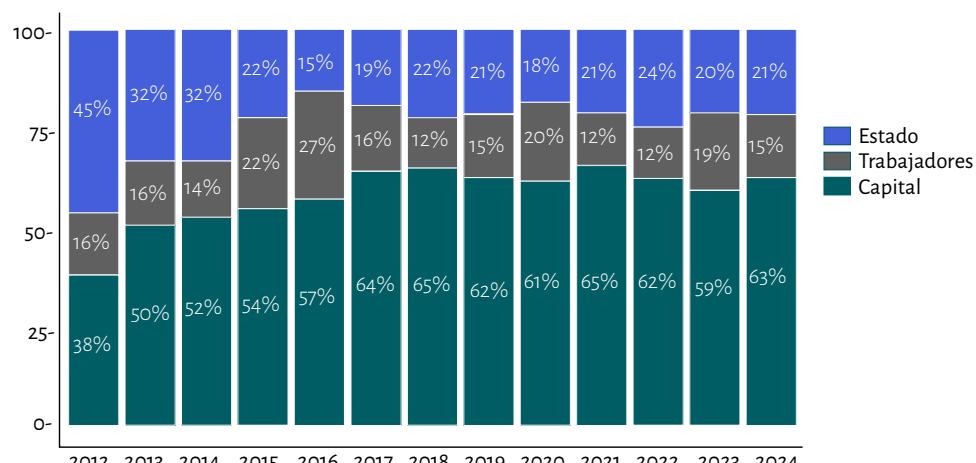


Fuente: elaboración propia sobre la base de los estados contables de las empresas.

Por tal motivo, al analizar la evolución de la distribución del valor agregado en el sector se observa una caída sostenida en la participación del Estado desde el inicio del desarrollo de Vaca Muerta. En ese período, el ingreso generado por la expansión del sector ha correspondido en mayor medida al capital, tanto por los accionistas como por los acreedores financieros.

En síntesis, cabe preguntarse si esta configuración en la distribución del ingreso se ha consolidado como una característica estructural del sector y si el crecimiento de la actividad hidrocarburífera —especialmente a partir del desarrollo de Vaca Muerta— continuará desplegándose sobre una estructura fiscal que, tanto en términos absolutos de recaudación como en términos relativos de distribución del valor agregado, se torna cada vez más regresiva.

Figura 5. Empresas petroleras en Argentina: distribución del valor agregado entre distintos actores económicos (2012-2024)*



Nota: para el cálculo de la participación del Estado se han descontado (neteado) los subsidios otorgados a las empresas petroleras. *La participación de YPF se incluye dentro de la categoría “Capital” debido a que se trata de una sociedad anónima con control accionario estatal. Fuente: elaboración propia con base en datos contables.

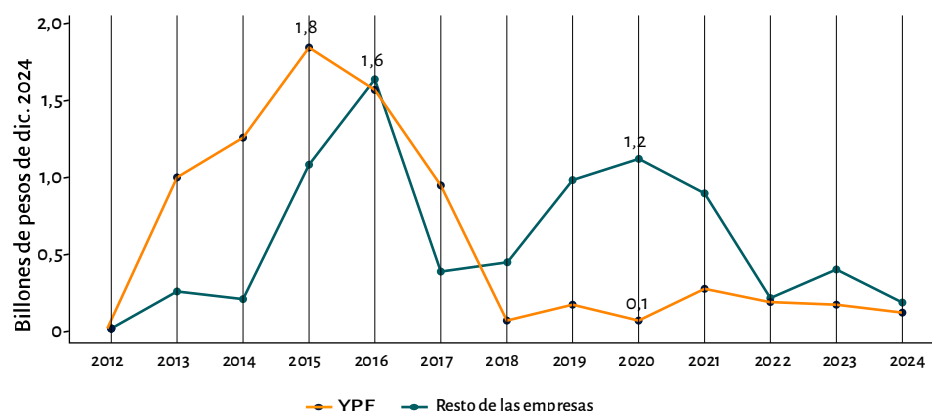
Política de incentivos fiscales para el desarrollo de Vaca Muerta

Una de las primeras transformaciones del régimen fiscal en el sector hidrocarburífero argentino estuvo vinculada con la implementación de subsidios orientados a estimular la producción¹³ (Kofman, 2023). A través de distintos programas, el Estado nacional otorgó incentivos económicos con el objetivo de garantizar una ren-

13 Entre los subsidios otorgados por el Estado nacional con el fin específico de estimular la producción incremental de hidrocarburos podemos encontrar: 1) estímulo a la inyección excedente de gas natural (Plan Gas); 2) régimen de promoción de inversión para la explotación de hidrocarburos; 3) estímulo a la producción de petróleo crudo; 4) estímulo a la exportación de petróleo crudo excedente; 5) programa de estímulo a los nuevos proyectos de gas natural; 6) programa de estímulo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales (Resolución 46), y 7) plan de promoción de la producción del gas natural argentino (Plan Gas.Ar).

tabilidad elevada para las empresas y, de ese modo, fomentar el desarrollo de la actividad, especialmente en las etapas iniciales de inversión, durante un contexto mundial de precios internacionales bajos (figura 6).

Figura 6. Empresas petroleras en Argentina: subsidios recibidos para estimular la oferta, en billones de pesos de diciembre de 2024 (2012-2024)



Fuente: elaboración propia sobre la base de los estados contables de las empresas.

Entre estos instrumentos, los más relevantes en términos de montos asignados fueron el denominado Plan Gas, que tuvo como principales receptores a YPF y Pan American Energy, y la Resolución 46/2017, cuyos mayores destinatarios fueron Tecpetrol y Compañía General de Combustibles. Estas políticas reflejan una clara intervención estatal en las decisiones de inversión durante una etapa caracterizada por elevados niveles de incertidumbre, con el propósito de reducir el riesgo asumido.

Según los datos aportados por los balances contables de las compañías analizadas, la magnitud de estos subsidios fue tal que, en algunos casos, superaron el monto total de recursos fiscales abonados por las empresas receptoras. En particular, Tecpetrol recibió subsidios por un valor equivalente a un 133 % más que el total de recursos fiscales abonados entre 2018 y 2021 (incluidas las regalías provinciales). Estos subsidios fueron asignados en los momentos en que las empresas requerían mayor liquidez para afrontar las cuantiosas inversiones asociadas al desarrollo hidrocarburífero, particularmente en yacimientos no convencionales (López Crespo et al., 2016).

En muchos casos, estos aportes estatales representaron una proporción relevante con respecto al volumen de ventas de las firmas beneficiarias. Por ejemplo, en 2015 alcanzaron el 9 % y el 11 % de la facturación de YPF y de Compañía de Hidrocarburos No Convencional, respectivamente; lo propio ocurrió en el año 2016 con Pan American Energy (el 29 % de su facturación); en los casos de Tecpetrol y Compañía General de Combustibles los subsidios alcanzaron el 42 % y el 44 % de sus respecti-

vas facturaciones en el año 2020. Estos datos evidencian la centralidad que adquirió la política de subsidios en la estructura económica del sector durante los años clave del despegue de Vaca Muerta.

Caída en la recaudación nacional

El aporte de las empresas petroleras al fisco nacional ha evidenciado una tendencia decreciente a lo largo del tiempo, lo que configura una dinámica regresiva. Entre las causas más relevantes de este fenómeno se encuentran las transformaciones del régimen fiscal orientadas a incrementar la rentabilidad del capital: la reforma del impuesto a las ganancias implementada en 2017 y las reiteradas modificaciones en las alícuotas de retenciones a la exportación de hidrocarburos, entre otras. Además, más recientemente debemos resaltar la aprobación del RIGI, que otorga un tratamiento fiscal especial a las inversiones inscriptas (Observatorio RIGI, 2025).¹⁴

La reforma tributaria introducida por la Ley 27430 en diciembre de 2017 significó una serie de modificaciones relevantes que tendieron a aliviar la carga fiscal de las empresas, en particular de aquellas intensivas en capital, como las del sector petrolero.

En primer lugar, esta reforma estableció una reducción gradual de la alícuota del impuesto a las ganancias para sociedades, del 35 % al 25 %, aunque esta disminución fue suspendida en 2019.

En segundo lugar, un aspecto central de la reforma fue la posibilidad de revaluar los activos fijos a efectos fiscales. Este mecanismo permitió incrementar la base de amortización y generó un alivio significativo en la carga impositiva. Para las compañías petroleras, caracterizadas por elevados niveles de inversión en activos fijos —infraestructura, pozos, ductos y equipamiento—, la medida implicó un beneficio sustancial.

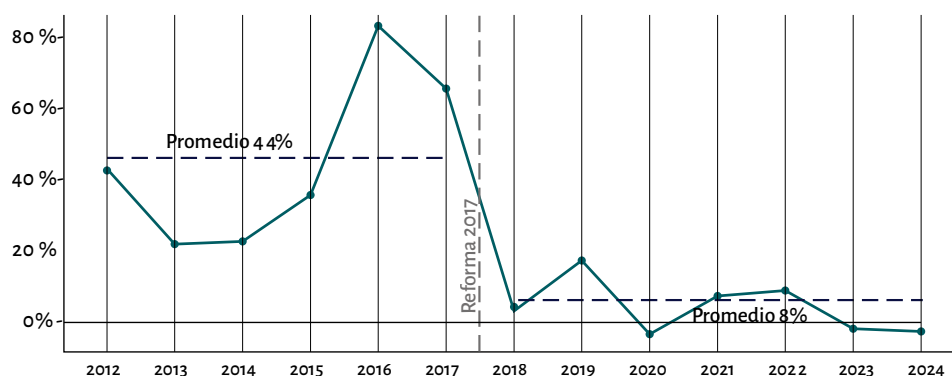
Finalmente, cabe destacar la reintroducción del ajuste impositivo por inflación, que había estado suspendido desde 1992. Su ausencia en contextos de alta inflación obligaba a las empresas a tributar sobre utilidades meramente nominales, ya que no se reconocía la pérdida del poder adquisitivo de los activos monetarios ni la licuación de pasivos. Antes, sin el ajuste por inflación impositivo, las empresas compraban sus máquinas, equipos o inmuebles y los registraban según el precio histórico de compra. Como la inflación iba erosionando el valor real de ese dinero, las amortizaciones que podían descontar de impuestos quedaban cada vez más bajas en términos reales. En cambio, con el ajuste por inflación esas amortizaciones se recalculan sobre el valor actualizado de los bienes al cierre del período. Esto permite que la empresa incremente el descuento y, en consecuencia, que la ganancia sobre

14 El decreto 105/2026 amplía los sectores beneficiarios del esquema RIGI e incluye al sector de *upstream* cuando anteriormente solo podían ingresar las inversiones *downstream*.

la que paga impuestos sea menor. Además, el ajuste por inflación reconoce que el dinero en efectivo o los activos monetarios pierden poder adquisitivo con el tiempo, lo que también reduce la ganancia imponible. A la vez, ocurre lo contrario con las deudas: al actualizarse, se entiende que la empresa “gana” porque debe devolver en el futuro pesos que valen menos, y eso aumenta la ganancia imponible.

En sectores de capital intensivo, como el petrolero, y en particular en el desarrollo de Vaca Muerta, esta medida resultó clave para garantizar la rentabilidad de las inversiones en un contexto inflacionario. Como consecuencia de tal reforma, el pago por impuesto a las ganancias experimentó una fuerte caída en 2018 (figuras 7 y 8). Los bajos montos abonados en concepto de impuestos a las ganancias se deben a que la tasa impositiva efectiva (explicada como el ratio entre los impuestos abonados sobre las ganancias antes de impuestos) disminuyó notablemente tras la reforma del 2017. Mientras que con anterioridad a ella se abonaban tasas considerablemente más elevadas, a partir de su implementación las empresas pasaron a pagar poco o nulo impuesto a las ganancias.

Figura 7. Empresas petroleras en Argentina: tasa impositiva efectiva (impuestos a la ganancia abonados sobre ganancias antes de impuestos), en % (2012-2024)



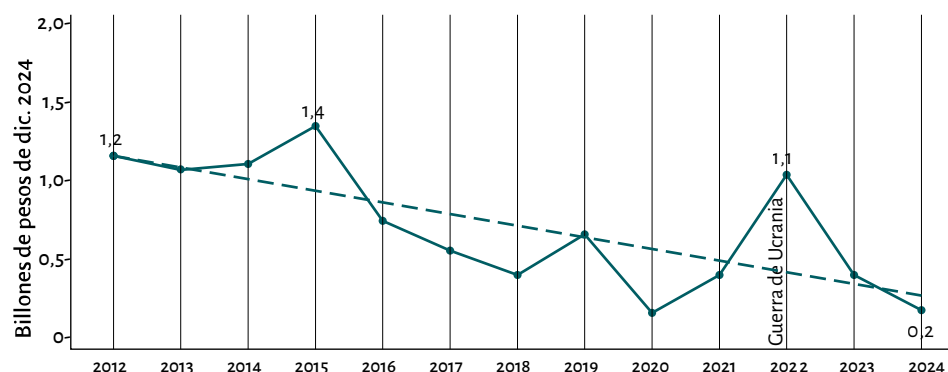
Fuente: elaboración propia con base en datos contables.

La tendencia en la recaudación por impuesto a las ganancias es cada vez más regresiva. La única excepción se produjo en el año 2022, cuando el conflicto bélico en Ucrania generó un aumento extraordinario en los márgenes de rentabilidad.

A pesar de este evento excepcional, el nivel de impuestos efectivamente abonado por las principales firmas del sector ha permanecido en valores reducidos. Por ejemplo, según se desprende de los balances contables de las compañías, en 2023 y 2024 no se registran aportes por impuesto a las ganancias en Pampa Energía, mientras que en el caso de grandes actores, como YPF y Tecpetrol, los pagos registrados alcanzan apenas los 25 millones de dólares y 900 mil dólares para el año 2024, respectivamente. Estos datos reflejan con claridad las limitaciones del actual esquema

fiscal para captar una proporción relevante de la renta generada, incluso en un contexto de consolidación productiva como el que representa Vaca Muerta.

Figura 8. Empresas petroleras en Argentina: impuestos a las ganancias pagados en billones de pesos de diciembre de 2024 (2012-2024)



Fuente: elaboración propia con base en datos contables.

Por otro lado, mientras Vaca Muerta se proyecta como una plataforma exportadora, el pago de retenciones petroleras ha mostrado una tendencia decreciente (figura 9). Este comportamiento responde, en parte, a una serie de modificaciones normativas orientadas a reducir la carga tributaria de las empresas, implementadas desde 2013 y profundizadas a partir de 2014. Únicamente en 2018, y luego de un acuerdo con el Fondo Monetario Internacional (FMI),¹⁵ la alícuota fue alterada con el propósito de incrementar la recaudación fiscal.

El régimen de retenciones aplicadas a las exportaciones de hidrocarburos en Argentina ha atravesado múltiples transformaciones en las últimas dos décadas, hecho que refleja tanto la volatilidad de los precios internacionales como las estrategias estatales para estimular las inversiones.¹⁶ Mientras que en los primeros años de la década de 2000, en un contexto de precios internacionales elevados, las

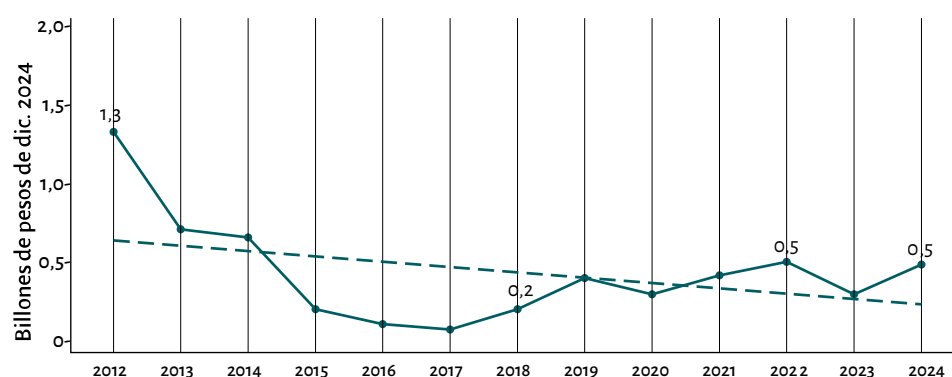
15 Tras la crisis cambiaria y la firma del acuerdo de *stand by* con el FMI el gobierno del presidente Mauricio Macri introdujo ciertas modificaciones fiscales que impactaron en el sector. Entre ellas, modificaciones a las retenciones a las exportaciones. Además, se revieron los subsidios sectoriales que beneficiaban a las empresas petroleras (Barrera, 2021).

16 El Decreto 809/2002 fijó una alícuota del 20 %; la Resolución 532/2004 elevó la alícuota al 45 %; la Resolución 394/2007 estableció un piso del 45 % y dispuso que, si el precio del barril superaba los 60 dólares la alícuota se incrementaría de manera automática; la Resolución 1/2013 redujo la carga efectiva al modificar el esquema de retenciones móviles en favor de las empresas; la Resolución 1077/2014 dispuso una alícuota del 1 %; el Decreto 793/2018 fijó una alícuota del 12 % con determinados topes; el Decreto 722/2021 introdujo un esquema móvil, con una alícuota del 0 % para precios internacionales relativamente bajos y un máximo del 8 % en contextos de precios elevados, y la Resolución 26/2023 creó un programa de estímulo a la inversión petrolera, estableciendo que las empresas que destinen más de 250 millones de dólares obtendrían como beneficio una alícuota del 0 %.

alícuotas alcanzaron niveles significativamente altos, en la etapa más reciente — también marcada por un ciclo de precios ascendentes— las tasas se han mantenido en valores considerablemente más bajos.

En resumen, el Estado nacional decidió priorizar una menor recaudación en pos de alentar las inversiones petroleras. Cabe preguntarse si esta situación continuará o si habrá oportunidad para debatir una reconfiguración del esquema para incluir preocupaciones vinculadas con su regresividad.

Figura 9. Empresas petroleras en Argentina: retenciones (derechos de exportación) abonados en billones de pesos de diciembre de 2024 (2012-2024)



Fuente: elaboración propia con base en datos contables.

Aumento en la recaudación provincial

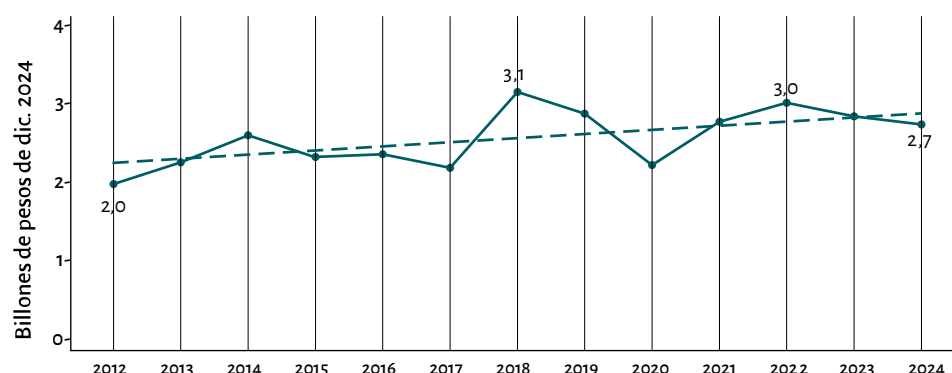
Entre las principales fuentes de ingresos fiscales de las provincias productoras de hidrocarburos se destacan las regalías. Estas son abonadas *ad valorem* por el 12 % del valor de producción, es decir que dependen tanto del volumen extraído como del precio de los hidrocarburos. Como consecuencia, su evolución ha mostrado oscilaciones vinculadas a las fluctuaciones de los precios internacionales y a los ajustes internos derivados del denominado barril criollo. Precisamente, la política de precios internos definida a nivel nacional permitió desacoplar la recaudación provincial a las oscilaciones internacionales.

En términos fiscales, las provincias productoras —y, en particular, la provincia de Neuquén— se configuraron como las principales beneficiarias del auge hidrocarburiífero, especialmente a partir del desarrollo de Vaca Muerta. Esto se debe a que, según la Constitución Nacional (Artículo 124), las provincias tienen el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio, lo que les permite percibir regalías y otros ingresos por su explotación (figura 10). El Estado nacional, mediante la reducción de gravámenes y la implementación de incentivos, generó un marco propicio para la inversión privada. Como resultado, el incremento de la producción fortaleció los ingresos provinciales por regalías e impuestos asociados.

La centralidad de Neuquén en este esquema resulta evidente: según datos de la Secretaría de Energía de la Nación, mientras en 2012 concentraba el 17 % de las regalías petroleras y el 52 % de las gasíferas del país, para 2024 su peso se elevó al 54 % y el 70 %, respectivamente.

Esta configuración institucional plantea ciertos desafíos para la política fiscal argentina. Por un lado, mientras el Estado nacional ha creado mayormente las condiciones para el despegue sectorial, los recursos fiscales derivados de la expansión se concentran en las provincias en donde se encuentran los hidrocarburos. Por otro lado, la capacidad de las provincias —incluso de Neuquén— para financiar procesos estratégicos como la transición energética resulta limitada. De este modo, nuestro sistema produce un escenario en el que si bien la política energética se diseña y ejecuta a nivel nacional, la mayor parte de la renta pública asociada a Vaca Muerta debe quedar en el ámbito provincial.

Figura 10. Empresas petroleras en Argentina: regalías abonadas en billones de pesos de diciembre de 2024 (2012-2024)



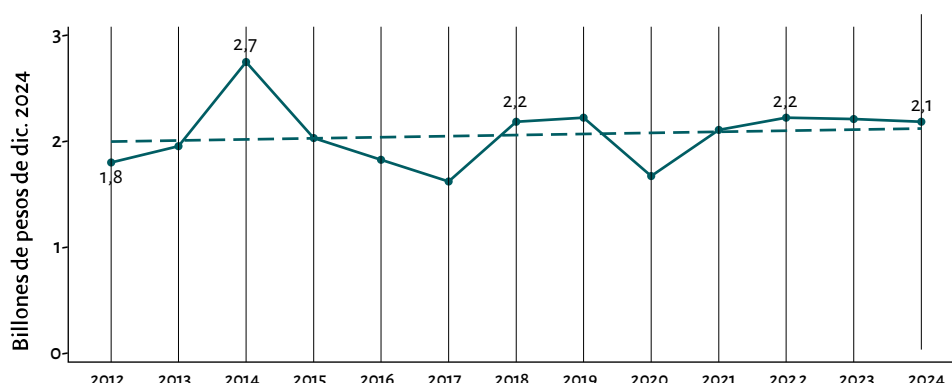
Fuente: elaboración propia con base en datos contables.

Por otro lado, dentro de la recaudación provincial se incluyen los ingresos brutos, un impuesto indirecto que, en la práctica, se traslada a los precios finales, de modo que su carga recae principalmente sobre los consumidores. Este mecanismo implica que, en última instancia, sean los usuarios de todas las provincias quienes terminen financiando parte de la recaudación de aquellas que tienen yacimientos. En los estados contables este tributo suele registrarse bajo la categoría “otros impuestos”, lo que dificulta su identificación específica. No obstante, a partir de la información proveniente de un reducido número de empresas que lo discriminan explícitamente en sus balances, puede estimarse que representa aproximadamente el 60 % de dicha categoría (figura 11).

En síntesis, el dinamismo del sector hidrocarburífero —y en particular la expansión de Vaca Muerta— ha impulsado un incremento sustancial de los ingresos fiscales provinciales, con una fuerte concentración en Neuquén. Como consecuencia,

existen desafíos para la política fiscal, ya que es difícil que los beneficios se distribuyan equitativamente a escala nacional.

Figura 11. Empresas petroleras en Argentina: otros impuestos abonados en billones de pesos de diciembre de 2024 (2012-2024)



Fuente: elaboración propia con base en datos contables.

Reflexiones finales

En un contexto de restricción externa y escasez de divisas, al que debemos sumarle las serias dificultades estructurales para incrementar los ingresos públicos, el análisis de la tributación aplicada al sector petrolero adquiere una relevancia estratégica.

El despegue productivo de Vaca Muerta fue posible gracias al ascenso de múltiples empresas privadas que desarrollaron inversiones significativas, así como también al decisivo aporte de recursos públicos por parte del Estado nacional, tanto a través de incentivos fiscales como mediante las inversiones realizadas por la empresa de mayoría estatal. En una primera etapa, los gobiernos nacionales de distinto signo político promovieron la expansión del sector mediante reformas orientadas a reducir la carga impositiva con el fin de mitigar el riesgo inversor, principalmente en un contexto de bajos precios internacionales del petróleo. No obstante, una vez superada dicha fase y recuperados los precios internacionales, el régimen fiscal no fue revisado ni adaptado a las nuevas condiciones.

Los datos analizados muestran que, como consecuencia de este proceso, las ganancias empresariales del sector experimentaron un fuerte crecimiento, mientras que la recaudación fiscal total se mantuvo relativamente estable. Si bien las provincias productoras —en particular, Neuquén— se beneficiaron del incremento en la recaudación por regalías, el Estado nacional vio reducida su recaudación año tras año a pesar de que fue quién destinó más recursos fiscales para posibilitar el despegue del sector.

En este contexto, la transición energética se configura como un desafío ineludible para las próximas décadas, más aún cuando este se encuentra marcado por

una disputa permanente en el modo de inserción de la Argentina a nivel global y regional. Alcanzar el salto cualitativo que demanda el contexto actual requiere de un financiamiento sostenido, tanto en recursos fiscales como en divisas. La posibilidad de consolidar una distribución equitativa se constituye como un mecanismo indispensable para impulsar el desarrollo económico y social.

Bibliografía

- ACQUATELLA, J., ALTOMONTE, H., ARROYO, A. y LARDÉ, J. (2013). *Rentas de recursos naturales no renovables en América Latina y el Caribe: evolución y participación estatal, 1990-2010*. CEPAL.
- ALTOMONTE, H. y SÁNCHEZ, R. J. (2016). *Hacia una nueva gobernanza de los recursos naturales en América Latina y el Caribe*. CEPAL.
- ARCEO, N., BERSTEN, L. y WAINER, A. (2022). *La evolución del sector de hidrocarburos. Potencialidades de la matriz energética argentina*. FUNDAR.
- ARROYO, A. y COSSÍO MUÑOZ, F. (2015). *Impacto fiscal de la volatilidad del precio del petróleo en América Latina y el Caribe: estudio sobre las causas y las consecuencias de la caída de los precios del petróleo y análisis de opciones de política para encaminar sus impactos*. CEPAL.
- Banco Mundial (2010). *The changing wealth of nations: Measuring sustainable development in the new millennium*. Banco Mundial.
- BARRERA, M. (2013). Beneficios extraordinarios y renta petrolera en el mercado hidrocarburífero argentino. *Desarrollo Económico*, 53(209-210), 169-194.
- BARRERA, M. (2021). Vaca Muerta: ¿Del déficit al superávit productivo y externo? La evolución de las políticas hidrocarburíferas y sus resultados en las últimas décadas. En A. Wainer (Ed.), *¿Por qué siempre faltan dólares? Las causas estructurales de la restricción externa en la economía argentina del siglo XXI* (p. 155-192). Siglo XXI.
- CAMPODÓNICO SÁNCHEZ, H. (2008). *Renta petrolera y minera en países seleccionados de América Latina*. CEPAL.
- CANTAMUTTO, F. (2016). Economía política de la valorización en Argentina: la energía en las disputas del bloque en el poder. *Revista Despierta*, 3(3).
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe (2022). *Panorama Fiscal de América Latina y el Caribe*. CEPAL.
- CORBACHO, A., CIBILS, V. y LORA, E. (2013). *Recaudar no basta: los impuestos como instrumento de desarrollo*. BID.
- COTTARELLI, C. (2012). *Regímenes fiscales de las industrias extractivas: Diseño y aplicación*. Departamento de Finanzas Públicas, Fondo Monetario Internacional.
- FANELLI, J. M. (2019). Recursos naturales y crecimiento sostenible: lecciones aprendidas del período de auge de precios. En R. J. Sánchez (Ed.), *La bonanza de los recursos naturales para el desarrollo: dilemas de gobernanza* (p. 179-212). CEPAL.

- GARCÍA ZANOTTI, G. (2017). El contrato entre YPF y Chevron: una forma desdibujada en la relación entre el Estado y el mercado. *Cuadernos de Economía Crítica*, 3(6), 127-151.
- GARCÍA ZANOTTI, G. y JUNCOS, I. (2025). Endeudamiento corporativo en moneda extranjera y sus implicancias para el desarrollo. Un análisis a nivel firma del caso argentino entre 2015 y 2022. *Ola Financiera*, 18(51), 100-131.
- GÓMEZ SABAÍNI, J. C., JIMÉNEZ, J. P. y MORÁN, D. (2015). *El impacto fiscal de la explotación de los recursos naturales no renovables en los países de América Latina y el Caribe*. CEPAL.
- HANNI, M., JIMÉNEZ, J. P. y RUELAS, I. (2019). Regímenes fiscales vinculados a los recursos naturales no renovables en América Latina y el Caribe y su relación con el ciclo de precios: evolución reciente y desafíos pendiente. En R. J. Sánchez (Ed.), *La bonanza de los recursos naturales para el desarrollo* (p. 295-317). CEPAL.
- KATZ, J. (2024). ¿Quo vadis, América Latina? Las dos caras del nuevo capitalismo latinoamericano. *Revista de la CEPAL*, 140, 7-21.
- KOFMAN, M. (2023). *Subsidios a la energía 2023. Oferta, demanda y tensiones distributivas*. Ejes.
- KOFMAN, M. (2025). *Energía, economía y poder. Una mirada crítica del problema energético*. CLACSO.
- KOFMAN, D., ABRAHAM, L., KOFMAN, M., PÉREZ BARREDA, N. y ARELOVICH, S. (2025). *El poder económico y la frágil economía de los bajos salarios: tres análisis sectoriales para entender la Argentina actual*. Fundación Friedrich Ebert en Argentina.
- KORNBLIHTT, J., SUSTER, M. y HERRERA, M. (2023). El cálculo de la renta de la tierra petrolera y gasífera y sus cursos de apropiación en Argentina y Venezuela (1960 a la actualidad). Aproximación a los problemas metodológicos de la medición de la tasa de ganancia y la renta de la tierra petrolera. En J. Rojas Cifuentes, G. Rivas Castro, M. Fuentes Salvo y J. Kornblihtt, *La cuantificación del desarrollo histórico del capital en América del Sur* (p. 137-181). Ariadna.
- LÓPEZ CRESPO, F., GARCÍA ZANOTTI, G. y KOFMAN, M. (2016). *Transferencias al sector hidrocarburífero en Argentina*. Ejes.
- MANSILLA, D. (2006). La renta petrolera en la Argentina (1996-2005). *Realidad Económica*, 223, 11-23.
- MONTAMAT, D. y TORROBA, A. (2022). *La renta del petróleo en la Argentina*. Eudeba.
- NAVARRO ROCHA, L. (2024). *¿Expertos en mercados regulados? La conformación de un nuevo empresariado energético en la Argentina de la posconvertibilidad (2003-2019). Un estudio de sus estrategias, desempeños y trayectorias en el sector eléctrico* [Tesis doctoral]. Universidad de Buenos Aires.
- Plan Argentina Productiva 2030 (2023). *Plan para el Desarrollo Productivo, Industrial y Tecnológico*. Presidencia de la Nación Argentina.

Observatorio RIGI (2025). El RIGI tras su primer año. El experimento libertario bajo la lupa. *Observatorio RIGI*. Recuperado el 23/06/2026 de <https://observatoriorigi.org/2025/08/16/el-rigi-en-datos-balance-a-un-ano-de-implementada-la-ley/>.

SÁNCHEZ, J. y LEÓN, M. (2024). *Recursos naturales y desarrollo sostenible: propuestas teóricas en el contexto de América Latina y el Caribe*. CEPAL.

SÁNCHEZ, R. (2019). *La bonanza de los recursos naturales para el desarrollo: dilemas de gobernanza*. CEPAL.

Secretaría de Energía (2024a). *Inversiones anuales previstas a realizar en el año de la presentación de la DDJJ/ Inversiones en mercado de hidrocarburos upstream*. Dirección de Información Energética.

Secretaría de Energía (2024b). *Producción de Petróleo y Gas*. Dirección de Información Energética.