

## A 10 años de Vaca Muerta: análisis del régimen fiscal petrolero y la apropiación de la renta petrolera en Argentina y la región<sup>1</sup>

Gustavo García Zanotti\*

### RESUMEN

El presente estudio tiene por objetivo examinar la evolución del régimen fiscal argentino en el sector petrolero en clave comparada respecto a otros países de la región, en un contexto caracterizado por el impulso del proyecto productivo de Vaca Muerta. En los últimos años se ha estado proyectando al sector como una futura plataforma exportadora en el marco de la acuciante restricción externa. Para enfrentar la escasez de divisas, distintas administraciones gubernamentales han sacrificado la participación estatal mediante reformas profundas en el régimen fiscal, otorgando beneficios para atraer inversiones. En este contexto, las empresas del sector emergen como las principales ganadoras en la disputa por la renta petrolera en detrimento de la participación estatal. A partir del análisis comparado con otros países de la región, podríamos concluir que Argentina se erige como el único país que ha sacrificado significativamente su participación estatal al realizar reformas profundas en su régimen fiscal.

**PALABRAS CLAVE:** Renta petrolera, régimen fiscal petrolero, ingresos fiscales en recursos no renovables.

### Ten Years of Vaca Muerta: Analysis of the Oil Tax Regime and the Appropriation of Oil Rent in Argentina and the Region

### ABSTRACT

The present study aims to examine the evolution of the Argentine fiscal regime in the oil sector in a comparative perspective with respect to other countries in the region, in a context characterized by the promotion of the Vaca Muerta productive project. In recent years, the sector has been projected as a future export platform in the context of the pressing external constraints. To deal with the shortage of foreign currency, different government administrations have been sacrificing state participation through deep reforms in the fiscal regime, granting benefits to attract investments. In this context, companies in the sector emerge as the main winners in the dispute over oil revenues, to the detriment of state participation. Based on a comparative analysis with other countries in the region, we can conclude that Argentina stands out as the only country that has significantly sacrificed its state participation by implementing profound reforms to its tax system.

**KEYWORDS:** Oil rent, oil tax regime, tax revenues from non-renewable resources.

<sup>1</sup> 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”.

\* Investigador del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), Universidad Nacional de Rosario (UNR).

✉ [gustavo.zanotti@fcecon.unr.edu.ar](mailto:gustavo.zanotti@fcecon.unr.edu.ar) | <https://orcid.org/0000-0001-6452-7010>

Recibido mayo 2025 / Aceptado noviembre 2025.

Disponible en: [www.economiaypolitica.cl](http://www.economiaypolitica.cl)

## Introducción

El presente estudio tiene por objetivo examinar la evolución del régimen fiscal argentino en el sector petrolero en clave comparada respecto a otros países de la región, en un contexto caracterizado por el despegue del proyecto productivo de Vaca Muerta<sup>2</sup>. Este estudio se enmarca en las discusiones sobre la distribución de la renta petrolera y, en particular, en el papel del Estado a través de su régimen fiscal.

La relevancia de la presente temática se sustenta por varias razones. En primer lugar, hay un debate creciente en torno a la relación entre la fiscalidad y el sendero de desarrollo productivo y tecnológico. En Argentina, en los últimos años, se ha consolidado una visión de desarrollo basada en la promoción de las exportaciones de productos primarios, impulsada por la acuciante restricción externa (Plan Argentina Productiva 2030 2023). En este contexto, Vaca Muerta emerge como una plataforma que podría impulsar el crecimiento económico<sup>3</sup>. Entre las propuestas discutidas, se ha buscado generar encadenamientos productivos a partir de los recursos naturales (Barrera *et al.* 2015, Katz 2024). Por tal motivo, las administraciones gubernamentales han implementado reformas fiscales orientadas a atraer inversiones<sup>4</sup>.

En consonancia con lo antes señalado, las políticas fiscales, tanto a nivel global como regional, se desarrollan en un escenario complejo, marcado por la transición energética, la reconfiguración de las cadenas globales de valor y la incorporación de políticas científico-tecnológicas vinculadas con la denominada “industria 4.0” (Katz 2024, CEPAL 2024, Sánchez y León 2024, Sánchez 2019). Desde esta perspectiva, la fiscalidad enfrenta el desafío de proveer los recursos necesarios para financiar una transformación socioproductiva capaz de responder a las exigencias del nuevo escenario climático (CEPAL 2025).

---

<sup>2</sup> Vaca Muerta es una formación geológica de gas y petróleo (no convencional), ubicada en la cuenca neuquina y que abarca las provincias de Neuquén, Mendoza, Río Negro y La Pampa.

<sup>3</sup> Como resultado, la producción no convencional de gas y petróleo (principalmente, de la provincia de Neuquén) ha desplazado a la convencional, representando el 60 % y el 54 %, respectivamente, en 2024.

<sup>4</sup> En 2024, se implementó en la Argentina el Régimen de Incentivos a las Grandes Inversiones (RIGI), una política de promoción con beneficios fiscales, cambiarios y aduaneros a las empresas que superen cierto umbral de inversión. El sector petrolero se vería implicado en las etapas conexas, en particular, en el *downstream* y transporte (véase Cassini *et al.* 2024).

En segundo lugar, el debate sobre la fiscalidad en el sector petrolero tiene implicancias significativas en términos de equidad y sostenibilidad. En este punto, partimos de la base de que los recursos hidrocarbúricos no son renovables y, por lo tanto, sería crucial diseñar políticas que permitan distribuir la renta de manera justa entre los diversos actores económicos (tanto privados como estatales). Según organismos de desarrollo (Fanelli 2019, Gómez Sabaíni *et al.* 2015, Arroyo y Cossío Muñoz 2015, CEPAL 2022, Acquatella *et al.* 2013), el Estado debe capturar una porción significativa de la renta petrolera para financiar políticas socioeconómicas y productivas.

Si bien hay estudios que discuten la renta en recursos no renovables y su distribución en general, así como los referidos a los regímenes fiscales en particular, encontramos relativa vacancia sobre periodos más recientes y, en especial, centrados en la particularidad argentina<sup>5</sup>. Para este análisis, el presente trabajo utilizará información sectorial de la Secretaría de Energía, la AFIP y de los balances contables. A su vez, se pretende comparar el régimen fiscal argentino, así como la participación estatal en la renta hidrocarbúrica con la de otros países de la región. Para tal fin, nos apoyaremos en documentos y datos de la CEPAL y el Banco Mundial<sup>6</sup>. Se concluirá que, en los últimos años, el Estado argentino ha introducido cambios trascendentales que han reducido su participación en la renta petrolera, constituyéndose como un caso atípico entre los países de la región.

El trabajo se estructura de la siguiente forma: en la primera sección, buscaremos analizar las definiciones y teorías en relación a la renta petrolera para luego abordar la metodología de su cálculo. En la segunda sección, caracterizaremos al régimen fiscal argentino y, a continuación, lo compararemos con el de la región. En la tercera sección, analizaremos la evolución y distribución de la renta petrolera en Argentina y, seguidamente, compararemos la participación estatal en la renta hidrocarbúrica en los distintos países de la región. En la última sección, ofreceremos nuestras conclusiones.

<sup>5</sup> A título ilustrativo destacamos los trabajos de Gómez Sabaíni *et al.* (2015), Arroyo y Cossío Muñoz (2015), CEPAL (2022), Acquatella *et al.* (2013), Barrera (2013), Campodónico Sánchez (2008), Corbacho *et al.* (2013), Montamat y Torroba (2022), Mansilla (2006), Kornblihtt *et al.* (2023), Cottarelli (2012), Hanni *et al.* (2019), entre otros.

<sup>6</sup> Véase OECD *et al.* (2023) y Banco Mundial (2010).

## Marco teórico: hacia la naturaleza de la renta petrolera

La discusión en torno a la renta tiene sus raíces en el nacimiento de la economía política y ha sido abordada por una amplia gama de pensadores, desde los precursores de la fisiocracia, como William Petty, los fisiócratas como François Quesnay y Jacques Turgot, y los economistas clásicos, entre los que destacan David Ricardo y Karl Marx<sup>7</sup>. Si bien estas discusiones se originaron en contextos históricos específicos, su relevancia persiste hasta la actualidad.

El núcleo del debate inicial giraba en torno a la generación del excedente económico derivado de la tierra, un proceso que permitía la acumulación de capital y la reproducción del sistema económico en su conjunto (Fernández López 1998). Los economistas prefisiócratas y fisiócratas coincidían en que el excedente se generaba, principalmente, a través del trabajo en la tierra, en especial, en la agricultura. William Petty, por ejemplo, definió la renta agrícola como la diferencia entre el valor total de la cosecha y los costos asociados a los salarios y la reinversión de capital. Además, Petty introdujo una idea pionera: la noción de renta diferencial, que David Ricardo desarrollaría más tarde. Sin embargo, a diferencia de Ricardo, quien asociaría la renta diferencial a las diferencias en la productividad de la tierra, Petty la vinculó principalmente a la distancia de los mercados.

Por su parte, François Quesnay, líder de la escuela fisiócrata, profundizó en el análisis de la renta agrícola a través de su *Tableau Économique*, una representación de los flujos económicos (Marx 1974). Quesnay distingue aquella parte de la renta que constituye un costo para el productor del residuo al que denomina como “producto neto”. Este último constituye el “corazón” de la economía, en una analogía con el sistema circulatorio del cuerpo humano. Para los fisiócratas, el excedente sería entendido como el remanente que los arrendatarios pagan en concepto de arrendamiento a los propietarios de la tierra. Además, defendían el principio del *laissez-faire*, con el argumento de que la tributación no debía interferir con la generación del excedente. Por ello, se proponía que la recaudación recayera exclusivamente sobre la renta de la tierra.

---

<sup>7</sup> Incluso Alfred Marshall, padre de la economía neoclásica, destacó el papel de las cuasi-rentas, entendidas como un ingreso adicional a los costos de oportunidad que se producen en los momentos de cuellos de botella, cuando los precios aumentan rápidamente.

Jacques Turgot, continuador de la tradición fisiócrata, introdujo una perspectiva novedosa al destacar el papel de los “empresarios agrícolas”, quienes obtenían ganancias derivadas de su inversión en la tierra, aunque la fuente última de estos ingresos seguía siendo la renta agrícola (Marx 1974). Además, reflexionó sobre la “ley de proporciones variables”, un concepto que David Ricardo retomaría y desarrollaría bajo la conocida categoría de los “rendimientos decrecientes”.

En términos contemporáneos, los economistas clásicos como David Ricardo entendieron la renta como un componente distorsivo en la dinámica económica. Según esta perspectiva, la renta obstaculiza la reproducción del sistema económico, ya que los propietarios/terratenientes, a diferencia de los capitalistas, tienden a consumir la totalidad de sus ingresos en lugar de ahorrar e invertir. Bajo este punto, mientras los fisiócratas abogaban por incrementar la participación de la renta de la tierra, Ricardo proponía su reducción, con el argumento de que existía un conflicto distributivo inherente entre los propietarios/terratenientes y los capitalistas. Para Ricardo, la renta representaba una transferencia de recursos que limitaba la acumulación de capital y, por ende, el crecimiento económico (Fernández López 1998). En este punto, a diferencia de Turgot, Ricardo entendía que, al diferenciar entre renta y ganancia, la clase propietaria se apropiaba íntegramente de la renta de la tierra.

La naturaleza de la renta de la tierra en el pensamiento de Ricardo se explica a través del concepto de renta diferencial (Mansilla 2006). Este último surge de la heterogeneidad en la fertilidad de las tierras: no todas las parcelas son igualmente productivas, y las más fértiles generan mayores rendimientos. Dado que la tierra es un recurso escaso y está en manos de los terratenientes, las diferencias en productividad generan una competencia por su uso, lo que conduce a la aparición de rendimientos decrecientes. En este contexto, la renta no es más que un “ingreso extraordinario” que obtienen los terratenientes dueños de las tierras más fértiles, en comparación con aquellas tierras marginales que apenas cubren los costos de producción.

En este marco teórico, el precio de producción de un recurso natural (ya sea con destinos agrícolas, un pozo de petróleo o una mina) se determina como la suma de los costos de producción (materias

primas, salarios, insumos, etc.) más una tasa de rentabilidad media que compensa a los capitales invertidos en la explotación de la parcela menos productiva. Cualquier diferencia entre el precio de mercado y este precio de producción es capturada por el propietario en forma de renta. En consecuencia, no todas las parcelas de tierras abonan la misma renta, sino que esta será mayor cuanto más elevada sea la productividad de la tierra.

A diferencia del pensamiento de Ricardo, Karl Marx incluye como pagadora de renta incluso a la parcela menos productiva (Mansilla 2006). Esta particularidad se explica dado que la propiedad privada y su monopolio habilitan el cobro de una renta que podríamos definir como monopolística o absoluta, y se refleja a partir de las condiciones de producción basadas en la concentración de la producción, así como en condiciones específicas que, en definitiva, permiten fijar un precio oligopólico/monopólico. Es decir, en tal caso, Marx se diferencia de Ricardo en que la renta se constituye por un precio monopolístico que puede imponer el propietario de la parcela de tierra.

En el caso específico de la producción hidrocarburífera, no solo existe una renta diferencial derivada de las diferencias en la productividad de los yacimientos, sino también una renta monopolística. Esta última surge de la escasez relativa de los recursos, la concentración de la producción y el carácter estratégico de los hidrocarburos como bienes esenciales para la economía. Puesto que la energía es un insumo fundamental para la producción de otros bienes y servicios, el control sobre los recursos hidrocarburíferos otorga a sus propietarios un poder significativo para influir en los precios y capturar rentas adicionales.

Mientras Ricardo analiza la renta en un contexto de competencia, donde factores económicos como los costos de producción, el precio de producción y el precio de mercado determinan la renta diferencial, Marx amplía este enfoque al incorporar elementos de cartelización, monopolio y factores políticos. Para Marx, la renta no solo depende de las condiciones de producción, sino también de la capacidad de los propietarios para ejercer control sobre el recurso, fijar precios y dominar el mercado. Así, la renta en Marx adquiere una dimensión política y económica más amplia, reflejando las relaciones de poder y las estructuras de dominación asociadas a la propiedad de los recursos naturales.

## Metodología: ¿cómo se puede calcular la renta petrolera?

En esta sección exploraremos los alcances y limitaciones de las metodologías escogidas para calcular la renta hidrocarburífera y su distribución (Kornblihtt y Dachevsky 2010). Como hemos visto en la sección teórica, hay dos definiciones distintas:

- Prefisiócratas y fisiócratas: quienes definen la renta como el excedente después de los costos de producción.
- Clásica/marxista: entienden la renta como un ingreso extraordinario luego de los costos de producción y una tasa de ganancia normal. A su vez, esta podría ser diferencial o absoluta.

Los organismos internacionales como el Banco Mundial (2010), la CEPAL (Campodónico Sánchez 2008), e incluso la Agencia de Energía de Estados Unidos (EIA 2009) calculan la renta petrolera como la diferencia entre el precio internacional del petróleo y los costos de producción. En cierto sentido, es lícito mencionar que la preocupación de los organismos internacionales consiste en fondear a los Estados, sin importar la procedencia del excedente producido. Esta forma de cálculo no permite distinguir entre renta y ganancia, ni reflejar las contradicciones inherentes o las transferencias de ingreso que puedan existir entre actores en pugna. Por lo tanto, se gana en simpleza, pero se pierde en rigurosidad<sup>8</sup> (Kornblihtt *et al.* 2023).

En línea con esta práctica, y pese a tales limitaciones, el presente trabajo adopta una metodología similar a la de dichos organismos al definir la renta petrolera como el diferencial entre el precio internacional del petróleo y los costos de producción. La elección de tal metodología se justifica debido al enfoque del presente trabajo y su objetivo. Si bien se comprende la importancia de incorporar aspectos metodológicos que bregan en la tradición clásica/marxista, en este estudio en particular se ha priorizado el análisis de la evolución de los regímenes fiscales en Argentina y en la región.

En cumplimiento de tal objetivo, se ha tomado al *West Texas Intermediate* como precio internacional, dado que diversos trabajos han incurrido en su utilización<sup>9</sup>. En tanto, los costos de producción se

<sup>8</sup> Por señalar algunos trabajos sobre la renta petrolera en Argentina que presentan una metodología propia del marco teórico clásico/marxista nombramos los de Mansilla (2006), Barrera (2013) y Kornblihtt *et al.* (2023).

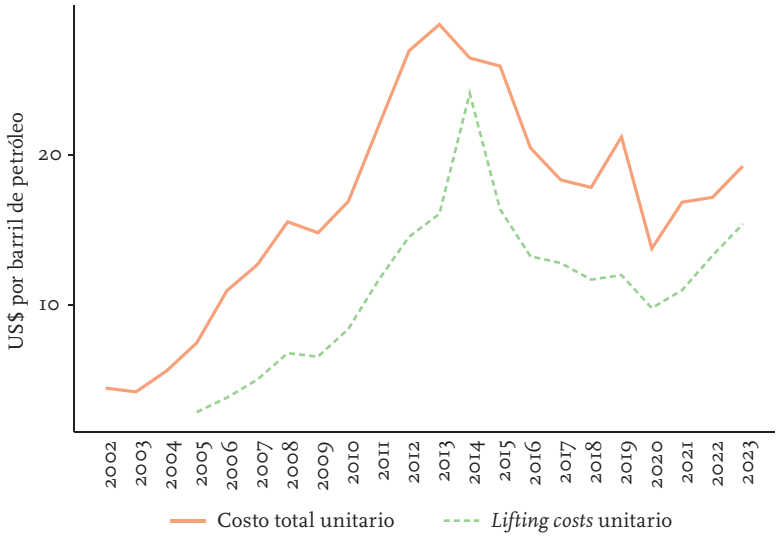
<sup>9</sup> Tales como en Mansilla (2006), Barrera (2013) y Campodónico Sánchez (2008).

componen del denominado *lifting cost*, que incluye el costo de mantener y operar los pozos de petróleo ya en funcionamiento, y el *finding cost*, que comprende los costos relacionados a la exploración y desarrollo necesarios para incrementar los reservorios de hidrocarburos.

Para estimar el costo total unitario, se ha desarrollado una metodología propia basada en los datos contables de YPF, la principal empresa petrolera de Argentina. Esta metodología permite desagregar los costos por segmentos de negocio, entre los que se encuentra el *upstream*. Adicionalmente, se han deducido los pagos de regalías y se ha ponderado el costo en función de la producción de barriles equivalentes de petróleo, obteniendo así su costo unitario.

En el figura 1 se muestra la evolución del *lifting cost*, declarada en las memorias de YPF, en comparación con el costo total unitario proveniente de la metodología propia, con la finalidad de verificar la coherencia de esta última. Por este motivo, tanto el costo total como el *lifting cost* suelen moverse en paralelo.

● FIGURA 1. ARGENTINA: EVOLUCIÓN DEL COSTO TOTAL UNITARIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO Y EL *LIFTING COST* EN DÓLARES (2002-2023)



Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía (2024), balances y memorias de YPF (2024).

La renta petrolera —o excedente bruto— puede distribuirse entre varios actores económicos:



- Estado nacional: a partir de impuestos no trasladables declarados por AFIP/ARCA con base en los anuarios de estadísticas tributarias, disponibles por rama de actividad económica.
- Estado provincial: principalmente por medio de las regalías, declaradas ante la Secretaría de Energía.
- Empresas refinadoras/consumidores: a su vez, la renta podría ser acaparada tanto por los consumidores (entre los que se encuentran las empresas usuarias de energía), o bien por las propias empresas de refinación. La renta petrolera es acaparada por las refinadoras/consumidores cuando el precio de venta del crudo en el mercado interno es menor al precio internacional debido a regulaciones, políticas de precio, etc. En caso de que los subproductos del crudo se vendan a precio internacional en el mercado interno (y externo), la renta petrolera será principalmente acaparada por las refinadoras. En caso contrario, serán los consumidores quienes se beneficien de una parte de la renta petrolera. Por una cuestión de simpleza se ha englobado a este universo<sup>10</sup>.
- Empresas petroleras: su cálculo comprende un residuo de los componentes de la renta petrolera no identificados anteriormente. Hay trabajos que incluyen la ganancia de las empresas estatales de bandera como parte de los ingresos estatales; sin embargo, desde la privatización de YPF en los noventa, la misma se rige bajo el derecho privado, incluso luego del recupero de la mayoría accionaria en manos estatales a partir de 2012<sup>11</sup>.

Por último, más adelante, procederemos al cálculo de la participación estatal en la renta hidrocarburífera en diversos países de la región. Este análisis no solo considera la renta del petróleo, sino también la del

<sup>10</sup> Además, en caso de que se produzca un diferencial de precios a favor de las refinadoras/consumidores, el Estado podría acaparar parte del excedente a través de impuestos internos, entre los que se podrían encontrar los impuestos a los combustibles. Cabe remarcar el efecto de la sobrevaluación de la moneda en las exportaciones hidrocarburíferas como una forma de apropiación de la renta petrolera por parte de actores distintos a las propias empresas petroleras (Kornblihtt *et al.* 2023).

<sup>11</sup> La empresa de bandera inició en la década de 1990 un proceso gradual de privatización que culminó en 1999 con la adquisición por parte de la española Repsol. Dado que la firma controlante había recurrido al endeudamiento para concretar la compra, los flujos de caja corporativos se destinaron principalmente al servicio de la deuda, lo que limitó la capacidad de realizar inversiones productivas. Como consecuencia de estos bajos niveles de inversión y en un contexto de creciente restricción externa, agravada por el aumento de las importaciones de hidrocarburos, el Estado argentino resolvió expropiar la compañía (García Zanotti 2017, Serrani y Barrera 2018, Barrera *et al.* 2015).

gas natural. Dicha construcción fue posible a partir de la información provista por el Banco Mundial (2010) y la CEPAL (OECD *et al.* 2023)<sup>12</sup>. A su vez, para el caso de Argentina, se tuvieron en cuenta los distintos programas de subsidios directos a las empresas petroleras con la finalidad de estimular la producción hidrocarburífera, información proveniente de los informes de cuenta de inversión de la ejecución presupuestaria nacional.

### Caracterización del régimen fiscal petrolero argentino

El régimen fiscal del sector petrolero argentino se fundamenta en la participación del Estado en la renta petrolera, principalmente a través de tres recursos que inciden sobre el excedente económico generado: las regalías provinciales, el impuesto a las ganancias (impuesto a la renta corporativa) y las retenciones o derechos a las exportaciones. Debido a sus características, estos recursos fiscales no son “trasladables” a otras cadenas de valor o consumo, por lo que las empresas petroleras son las que finalmente asumen la responsabilidad en su pago<sup>13</sup>.

A su vez, desde hace varios años, el Estado nacional sostiene diversos programas de estímulo a partir del otorgamiento de subsidios directos a aquellas empresas que incrementen la producción de hidrocarburos. Estas transferencias aumentan las ganancias de las empresas ante la renuncia del Estado de una porción de la renta petrolera.

En primer lugar, debemos destacar el régimen de regalías en Argentina, de carácter provincial, con una alícuota general del 12 %, pero que dependiendo de las condiciones del área puede variar entre el 5 % y un máximo del 18 % sobre el valor del recurso extraído. Dado que el dominio del recurso pertenece a las provincias, son estas las que establecen las condiciones de explotación y, por ende, tienen el derecho a percibir un flujo constante de ingresos. En particular, la reforma a la Ley de Hidrocarburos 27.007 de 2014, con la intención de estimular las inversiones sobre los recursos no convencionales, creó un nuevo

<sup>12</sup> [https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/dashboard.html?indicator\\_id=3352&area\\_id=959&lang=es](https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/dashboard.html?indicator_id=3352&area_id=959&lang=es)

<sup>13</sup> Las retenciones o los derechos de exportación son un impuesto a la transacción y, por ende, podrían ser trasladables a otros actores económicos. Por ejemplo, esto mismo ocurre en el sector agrícola-exportador, donde la empresa exportadora le descuenta al productor la alícuota de retenciones al precio de pizarra del *commodity*. Sin embargo, en el sector petrolero hay un elevado grado de integración vertical y, por lo general, la empresa productora del hidrocarburo es la misma que exporta el recurso.

tipo de concesión que no solo amplía el plazo de la misma, sino que permite reducir las alícuotas de regalías sobre tales reservorios (Hanni *et al.* 2019). Dichas regalías se calculan con base en el “valor a boca de pozo”<sup>14</sup>, cálculo que tiene en cuenta no solo el precio de mercado, sino también costos que deben descontarse para tal fin. A su vez, las provincias tienen sus propios regímenes de estímulos a través de créditos fiscales que pueden incidir en el monto total de recaudación proveniente de las regalías<sup>15</sup> (Segura Diez 2023). Asimismo, las provincias cuentan con otros recursos no tributarios, como cánones y derechos de explotación y exploración, que las empresas abonan. En la provincia de Neuquén, el canon se cobra mensualmente a partir de un piso de 1.930 dólares el km<sup>2</sup> y aumenta 50 % cada año. En general, lo recaudado por estos últimos rubros suele ser marginal, pero de una relativa significancia<sup>16</sup>.

Desde el punto de vista de las empresas petroleras, las regalías provinciales constituyen parte del costo de producción, por lo que este tributo no se calcula de forma residual como ocurre con el impuesto a la renta corporativa. De esta forma, al establecerse por el valor del recurso extraído, varía según la producción y el precio de mercado.

En segundo lugar, el impuesto a las ganancias en Argentina tiene una alícuota del 35 %, calculado de forma residual después de los resultados antes de impuestos. De esta manera, el conjunto de ingresos y gastos incide en su cálculo. No obstante, en este punto, la Ley de Hidrocarburos 17.319 tiene un tratamiento especial en las deducciones a los impuestos nacionales en lo que respecta a gastos de exploración que beneficia a las empresas petroleras (Segura Diez 2023). Además, debemos destacar que en 2017 se realizó una reforma en el impuesto a las ganancias y se redujo la alícuota al 30 %, y aunque en 2020 se restableció al 35 %, muchas de las regulaciones para la determinación fiscal del tributo permanecieron sin cambios. Por ejemplo, la introducción del ajuste por inflación mediante esta reforma podría influir de manera significativa en el cálculo fiscal, ya que reduce la base imponible.

<sup>14</sup> Véase <https://todohidrocarburos.com/2019/07/16/analisis-y-calculo-de-las-regalias-petroleras/>

<sup>15</sup> Por dar un ejemplo, la provincia de Mendoza tiene el programa Activa Hidrocarburos, que fue sancionado por la Ley 9.279. En este caso, la provincia reintegra hasta el 40 % de la inversión efectivamente realizada en certificados de crédito fiscal para utilizarse en ingresos brutos y en regalías hidrocarburíferas.

<sup>16</sup> Según la cuenta de inversión de la provincia de Neuquén, estos representaron el 5 % de los ingresos corrientes provinciales en 2023.

En resumidas cuentas, como consecuencia de su carácter residual, el impuesto a las ganancias suele tener cierta volatilidad en la participación del Estado en la renta petrolera con base en la existencia de ganancias. Por este motivo, las grandes empresas realizan planificación fiscal y contabilidad creativa para incrementar costos de forma artificial y trasladar ganancias a guaridas fiscales (Alstadsæter *et al.* 2023).

En tercer lugar, los derechos de exportaciones o retenciones se abonan con base en el valor exportado. Cabe destacar que su alícuota varió a lo largo del tiempo según la coyuntura. Las retenciones a los hidrocarburos se introdujeron en 2002 con una alícuota del 20 % (Decreto 809/2002). Para 2004 se elevó al 45 % (Resolución 532/2004), y para 2007 se establecieron retenciones móviles (Resolución 394/2007). Sin embargo, en 2013 se buscaba estimular inversiones en Vaca Muerta por lo que si bien se mantuvieron las retenciones móviles, las alícuotas efectivas disminuyeron con fuerza (Resolución 1/2013). Tras la caída del precio internacional en 2014, la alícuota se redujo a un exiguo 1 % (Resolución 1077/2014). En 2018, en el contexto de falta de recursos fiscales y por presiones del FMI, las alícuotas se incrementan al 12 % (con ciertos topes), incluidos los productos hidrocarburíferos (Decreto 793). En 2021 se introdujo una alícuota móvil entre el 0 % cuando los precios internacionales resultan ser relativamente bajos y una alícuota máxima del 8 % en caso contrario (Decreto 722/2021). Por último, para 2023, se estableció un programa de estímulo para las inversiones petroleras a las empresas que invirtieran más de 250 millones de dólares, y como consecuencia, estas obtendrían como beneficio una alícuota del 0 % (Resolución 26/2023).

En este punto debemos destacar que el proyecto de Vaca Muerta tiene como propósito escalar productivamente para lograr saldos exportables crecientes, por lo que las retenciones podrían ser un recurso tributario eficaz para el Estado.

Por último, el Estado tiene la capacidad de intervenir directamente en la rentabilidad del sector petrolero mediante el otorgamiento de subsidios. De esta forma, el Estado renuncia a una parte de su participación en la renta petrolera a través de gastos directos con el objetivo de estimular la producción incremental. Desde 2013 en adelante<sup>17</sup> se

<sup>17</sup> Entre estas subvenciones se encuentran: 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

han intensificado estas transferencias directas a las empresas petroleras con el fin de impulsar el proyecto de Vaca Muerta. Las erogaciones más significativas se registraron durante el segundo mandato de Cristina Fernández de Kirchner (2011-2015), a través del denominado Plan Gas, y en la gestión de Mauricio Macri (2016-2019), mediante el programa conocido como Resolución 46. En ambos casos, la intervención estatal tuvo un papel central en la reducción del riesgo de inversión, particularmente elevado en la etapa inicial de explotación no convencional. Estos subsidios se materializaron en transferencias que incentivaban la producción de hidrocarburos no convencionales y garantizaban a las empresas beneficiarias un precio subsidiado superior al vigente en el mercado.

Una de las ventajas de este enfoque es que, al aumentar las ganancias de las empresas vía subsidios, estas se verán incentivadas a realizar inversiones para incrementar la producción. Como resultado, se creará empleo en el sector y se sustituirán importaciones que requieren divisas. Asimismo, dado que, en general, el Estado nacional realiza las transferencias, las regalías provinciales se incrementarán a medida que aumente la producción.

Entre sus desventajas debemos destacar que muchas de las inversiones se llevan a cabo por medio del endeudamiento externo, por lo que dichos estímulos incrementarán la demanda de divisas en un futuro, cuando se abonen las amortizaciones y los intereses. A su vez, aunque estos subsidios son pagaderos en pesos argentinos, se vinculan a la evolución del tipo de cambio, por lo que, en contextos macroeconómicos de escasez de divisas, las devaluaciones recurrentes pueden comprometer las finanzas públicas. Vinculado con el punto anterior, en caso de que el Estado modifique unilateralmente los programas de estímulo, las empresas petroleras podrían ver comprometida su rentabilidad lo que las llevaría a optar por litigar en cortes extranjeras contra los Estados<sup>18</sup>.

---

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); 7) Plan de promoción de la producción del gas natural argentino (Plan Gas.Ar), entre otros.

<sup>18</sup> Tecpetrol argumentó en su balance que “Tecpetrol Internacional S. L. U. y Tecpetrol Investments S. L. U. (anteriormente Tecpetrol International S. A.), en carácter de accionistas de Tecpetrol S. A., pueden instar eventuales reclamos ante los tribunales internacionales” (Balance de Tecpetrol S. A. 2019: 57).

## ¿Y cómo se caracterizan los regímenes fiscales en la región?

Para dimensionar el régimen fiscal argentino, proponemos compararlo con los existentes en otros países de la región ya que estos muestran ciertas similitudes y diferencias que vale la pena destacar.

En primer lugar, debemos mencionar que las alícuotas del impuesto a la renta corporativa suelen ser las mismas para el sector hidrocarbúfero que para el resto de la economía, salvo contadas excepciones (véase cuadro 1). La alícuota del impuesto corporativo en la región oscila entre el 25 % y el 35 %. Para darnos un ejemplo, en Brasil, la tasa base alcanza el 25 %, aunque se le suma un impuesto del 9 % a las ganancias para financiar contribuciones sociales.

Por otro lado, tanto Venezuela como Colombia tienen tasas en el sector superiores a la estándar. En el primer caso, la misma asciende al 50 %, mientras que en el segundo se aplica una sobretasa del 5 % al 15 % dependiendo de la diferencia entre el precio internacional del petróleo respecto al nivel histórico de los últimos 10 años. Por otra parte, Argentina aprobó el RIGI (Régimen de Incentivos para Grandes Inversiones), que establece una alícuota del 25 % en caso de que las empresas petroleras se inscriban al mismo, por lo que la tasa para el sector será menor a la estándar.

En este punto, debemos destacar que dentro del impuesto a la renta corporativa existen algunas diferencias notables. En general, las tasas de depreciación de bienes de capital fijo varían entre los países, lo que afecta significativamente el pago efectivo de impuestos en una actividad tan intensiva en este tipo de inversiones. Además, ciertos países podrían estimular las inversiones a través de amortizaciones aceleradas. En este caso, el esquema del RIGI permite a las empresas inscriptas del sector en Argentina ser alcanzadas por este beneficio fiscal.

Además, hay algunos regímenes fiscales que impiden deducciones y aplican retenciones a ciertas transacciones sobre el impuesto a la renta corporativa (CEPAL 2022). Por ejemplo, Colombia no permite deducir el pago de regalías sobre el impuesto a la renta. En tanto, la mayor parte de los países aplica retenciones sobre la distribución de utilidades y dividendos, las cuales generalmente oscilan entre el 7 % y el 10 % (mientras serán del 3,5 % para la Argentina cuando las empresas se inscriban al RIGI). En adición, algunas jurisdicciones imponen

retenciones sobre el pago de servicios e intereses a empresas relacionadas, particularmente, para aquellas radicadas en guaridas fiscales. Tanto Brasil como Ecuador estipulan retenciones del 15 % al 25 % y del 25 % al 37 %, respectivamente, para estas transacciones como parte de los esfuerzos para evitar la erosión de la base imponible mediante la planificación fiscal y el traslado de ganancias.

En segundo lugar, se presentan ciertos tributos menores en recaudación, pero que inciden en la participación estatal de la renta petrolera. Para poner un ejemplo, hay distintos regímenes sobre cánones, patentes o bonos sobre la firma de los contratos de concesión. Además, en algunos casos, se les adicionan ciertos impuestos a las transacciones financieras o a la compra de divisas, como son los casos de Colombia, Ecuador, Brasil y Argentina.

En tercer lugar, debemos destacar los recursos fiscales especiales sobre la actividad petrolera por su explotación y comercialización. El más sobresaliente comprende a las regalías que cobran los distintos niveles del Estado sobre su valor de producción. Las regalías oscilan en la región entre una alícuota del 5 % al 30 %. El régimen de regalías de Brasil se presenta como un caso paradigmático ya que si bien estas ascienden del 5 % al 15 % dependiendo el tipo de contrato realizado (contrato de concesión o contrato de producción compartida), en ciertos casos de elevada productividad el régimen fiscal adiciona una participación especial con una alícuota progresiva según la producción entre el 0 % y el 40 % sobre el ingreso neto (descontando regalías, entre otros ítems) (Confederação Nacional de Municípios 2009). Por lo tanto, en los hechos, las regalías en Brasil (en caso de que agreguemos las mencionadas participaciones especiales) tienen una elevada complejidad y resultan ser un sistema muy heterogéneo, ya que se adapta a las condiciones de producción. De la misma forma, en países como Ecuador y Colombia las regalías son móviles según la producción diaria. Por lo tanto, cuanto mayor sea la producción del área, mayor será la alícuota aplicada.

Entre los casos latinoamericanos, resulta especialmente relevante el de Colombia, donde se observa un estrecho vínculo entre la política de regalías y la búsqueda del desarrollo productivo y social. En 2011, se instauró el Sistema General de Regalías, caracterizado por un alto grado

de autonomía institucional y orientado a la elaboración de presupuestos bianuales con asignaciones específicas destinadas a proyectos de desarrollo, al tiempo que se prohíbe la financiación de gastos corrientes.

Los recursos de las regalías colombianas se destinan a múltiples finalidades: proyectos de desarrollo económico, ambiental y social en los departamentos productores de hidrocarburos; programas orientados al desarrollo de los municipios más pobres; inversiones regionales de alto impacto en departamentos y municipios; proyectos de ciencia, tecnología e innovación; así como al Fondo de Ahorro y Estabilización, concebido para resguardar la estabilidad macroeconómica y financiera (EITI Colombia 2022).

En cuarto lugar, resulta significativo que estos países cuenten con una empresa estatal que monopolice sus respectivos mercados locales. Estas empresas no solo controlan las cadenas de comercialización y reducen las asimetrías de información, sino que también permiten a los Estados participar directamente de la renta petrolera generada. Además, las empresas de bandera distribuyen dividendos, lo que resulta en una fuente adicional de ingresos para los gobiernos.

Es importante destacar que, durante la década de 1990, si bien la propiedad de las empresas de bandera siguió siendo estatal, varios países optaron por transicionar hacia regímenes jurídicos privados en un claro sendero hacia su progresiva privatización. Esta transformación en su gobernanza las asemeja a empresas privadas. Por ejemplo, en Argentina, Brasil y Colombia, las empresas de bandera se gestionan como sociedades anónimas bajo el derecho privado y, a su vez, cotizan en bolsa.

A partir de este punto, mencionaremos tres momentos en los que el régimen fiscal en la región ha sufrido adaptaciones. El primero de ellos ocurrió entre 2002 y 2012, cuando los precios de los *commodities* se incrementaron. En este momento, los Estados buscaron incrementar su participación en la renta petrolera a partir de sus regímenes fiscales. Entre las reformas adoptadas encontramos la nacionalización del recurso en Venezuela y Bolivia, la renegociación de los contratos petroleros en Ecuador y la expropiación de YPF en Argentina. Además, en 2005, Bolivia creó el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), del 32 % sobre el valor de producción. El régimen fiscal boliviano tiene un elevado grado de simplificación, dado que el Estado en sus distintos



niveles absorbe el 50 % del valor de producción entre regalías y el IDH (Fundación Jubileo 2020).

Por otro lado, Ecuador estableció una tasa del 25 %, denominada margen de soberanía sobre los ingresos brutos (cuando se traten de contratos de servicios con las empresas petroleras, por lo que estos regímenes no pagan regalías). A su vez, en 2007 creó un impuesto a los ingresos extraordinarios fijando una alícuota del 70 % sobre la diferencia entre el precio de venta y el precio base establecido en el contrato, multiplicado por la cantidad vendida. Mientras tanto, en Venezuela se incrementaron las alícuotas del impuesto a la renta corporativa para el sector al 50 % y se crearon diversos tributos, como el impuesto a la extracción de crudo, el impuesto al registro de exportación y la contribución especial sobre precios extraordinarios y exorbitantes del mercado internacional (Hanni *et al.* 2019).

En un segundo momento, cuando los precios internacionales cayeron a partir de 2014, los regímenes fiscales sufrieron algunas modificaciones para favorecer las inversiones, a lo que se sumó el hecho de que varios países comenzaron a experimentar una disminución en la producción de hidrocarburos. En este nuevo contexto, se desplegaron políticas de estímulo en términos fiscales. Por ejemplo, Brasil ha recurrido a exenciones fiscales para la explotación del Presal<sup>19</sup> y ha otorgado préstamos a través del BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) para fomentar la inversión en el sector. A su vez, en 2017 modificó su esquema de deducciones y retenciones sobre el impuesto corporativo, lo que benefició a las empresas del sector.

Por otro lado, en el caso de Bolivia, en 2015 se aprobó una Ley de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera para promover las inversiones, la cual crea un fondo de promoción a la inversión en exploración, financiado con el 12 % de la recaudación del IDH. Más recientemente, se estableció el Plan de Reactivación del *Upstream* basado en la reinversión de las utilidades de su empresa estatal, favorecida por el incremento en los precios de los *commodities*. Además, tanto en Ecuador como en Venezuela buscaron atraer inversiones extranjeras mediante asociaciones estratégicas, lo que implicó modificaciones en los regímenes contractuales vigentes.

<sup>19</sup> Yacimiento de petróleo y gas natural ubicado bajo una gruesa capa de sal en el océano Atlántico, a unos 230 km de la costa brasileña.

Por último, tras el incremento de los precios internacionales desde fines de 2020, se presentan experiencias disímiles en la región. Mientras, por un lado, el Estado colombiano buscó incrementar su participación en la renta petrolera, tras la reforma de Gustavo Petro, al introducir tanto la sobretasa en el impuesto a la renta corporativa mencionada anteriormente como la imposibilidad de deducir las regalías; por otro lado, la Argentina introdujo reformas en los derechos de exportación, el impuesto a las ganancias, los respectivos programas de estímulo y el mencionado RIGI.

En términos comparativos, el régimen fiscal de Argentina presenta similitudes con otros países de la región en cuanto a impuestos sobre la renta corporativa y las regalías. No obstante, se podría argumentar que los regímenes fiscales de la región están mejor diseñados para detentar una mayor participación estatal en las rentas hidrocarburíferas en comparación con el caso argentino. Por ejemplo, existen diferencias en retenciones, deducciones y esquemas de amortización en el impuesto sobre la renta corporativa, así como en los regímenes de alícuotas de las regalías. Además, varios países de la región han mantenido tributos específicos a la actividad hidrocarburífera que complementan la recaudación, mientras que Argentina los ha acotado, como es el caso de los derechos de exportaciones. Cabe destacar que la empresa estatal argentina tiene la menor cuota de mercado en la región. Esta última característica, junto con la intensa restricción externa del país, ha motivado la implementación de un régimen de estímulo que implica renunciar a gran parte de la renta petrolera. Este punto de debate nos permite reflexionar que, aunque algunas experiencias en la región han introducido cambios favorables para las empresas y sus inversiones, ninguna ha realizado alteraciones tan radicales como las llevadas a cabo por la Argentina.

Además, puede concluirse que en los contextos de precios internacionales deprimidos —cuando se producía el despegue de Vaca Muerta— el Estado argentino tendió a reducir la carga tributaria con el objetivo de sostener la rentabilidad de las empresas y atraer inversiones, en particular, hacia los recursos no convencionales. Sin embargo, una vez que los precios internacionales comenzaron a recuperarse a fines de 2021, el régimen fiscal no se modificó para capturar el mayor excedente.

● CUADRO 1. RÉGIMEN FISCAL EN EL SECTOR HIDROCARBURÍFERO EN PAÍSES DEL CONO SUR

PAÍSES CON ACTIVIDAD PETROLERA	IMPUESTOS A LA RENTA CORPORATIVA		IMPUESTOS A LA ACTIVIDAD PETROLERA		PROGRAMAS DE ESTÍMULOS A LAS INVERSIONES	EMPRESA DE BANDERA
	ALÍCUOTAS	RETENCIONES	REGALÍAS	OTROS TRIBUTOS		
Argentina	35 % 25 % RIGI (para empresas petroleras y otros sectores).	7 % sobre la distribución de dividendos. 3,5 % RIGI.	12 % en general. 5 %-18 % dependiendo condiciones (ad valorem).	Retenciones a las exportaciones: 0 %-8 % Impuesto país: 17 %/0 % RIGI. Canon de explotación.	Subsidios directos a la producción incremental. RIGI.	YPF (25 % gas natural-49 % petróleo). Sociedad anónima. Cotiza en bolsa.
Brasil	25 % + 9 % contribuciones sociales.	10 % distribución de dividendos. 12 %-25 % pagos de servicios e intereses a empresas relacionadas con guardas fiscales.	5 %-15 % (ad valorem). Participación especial hasta el 40 % sobre ingresos netos.	CIDE importación de servicios técnicos, licencias, regalías, etc.: 10 % Canon de explotación.	Préstamos del BNDES, exenciones fiscales. Modificaciones en el impuesto a la renta corporativa.	Petrobras (90 % en petróleo-64 % en gas natural). Sociedad anónima. Cotiza en bolsa.
Ecuador	25 %	10 % distribución de dividendos. 25 % pago de intereses. 25 %-37 % pagos de servicios a empresas relacionadas con guardas fiscales.	12,5 %-18,5 % según producción diaria (ad valorem).	Margen de soberanía: 25 % A los ingresos extraordinarios: 70 % Impuesto a la salida de divisas.	Migración de contratos de servicios a contratos de participación.	Petroecuador/ Petroamazonas (79 % en petróleo). Sociedad del Estado.
Bolivia	25 %	12 % distribución de dividendos al exterior.	18 % (ad valorem).	Impuesto Directo a los Hidrocarburos: 32 % (ad valorem). Patentes.	Ley de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarbúfera. Plan de Reactivación del Upstream.	YPFB. Sociedad del Estado.
Venezuela	34 % actividades que no sean extractivas. 50 % para la actividad petrolera.		20 % (gas natural)-30 % (petróleo crudo) (ad valorem).	Impuesto de extracción: 33,33 % (ad valorem). Impuestos sobre precios extraordinarios. Impuestos de registro de exportación (0,1 %).	Creación de empresas mixtas.	PDVSA. Sociedad del Estado.
Colombia	35 % Sobretasa: 5 %-15 % No permite deducir regalías.	10 % distribución de dividendos. 25 % a los pagos de intereses. 20 % a los servicios.	8 %-25 % según producción diaria (ad valorem).	Canon de explotación.		Ecopetrol (60 % petróleo). Sociedad anónima. Cotiza en bolsa.

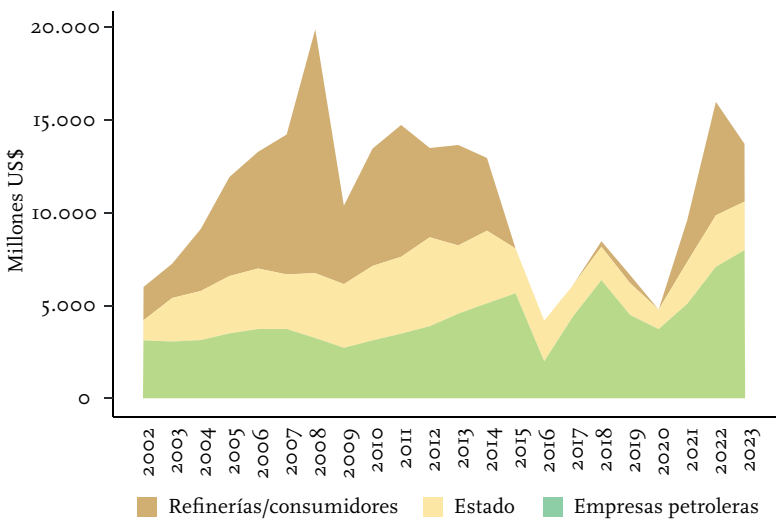
Fuente: elaboración propia a partir de Gómez Sabatni *et al.* (2015), CEPAL (2022), Hanni *et al.* (2019), Cassini *et al.* (2024).

### Renta petrolera y su distribución en Argentina

En esta sección se estudiará la evolución de la renta petrolera y su distribución en Argentina, aplicando la metodología descrita previamente, con el fin de analizar el rol de los principales actores económicos: el Estado, las refinerías/consumidores y las empresas petroleras (véase figura 2). Para ello, se calculó la renta petrolera total en Argentina, expresada en millones de dólares estadounidenses, comparando, de esta forma, el precio internacional del petróleo con su costo de producción.

● FIGURA 2. ARGENTINA: EVOLUCIÓN DE LA RENTA PETROLERA Y SU DISTRIBUCIÓN

(en millones de dólares)



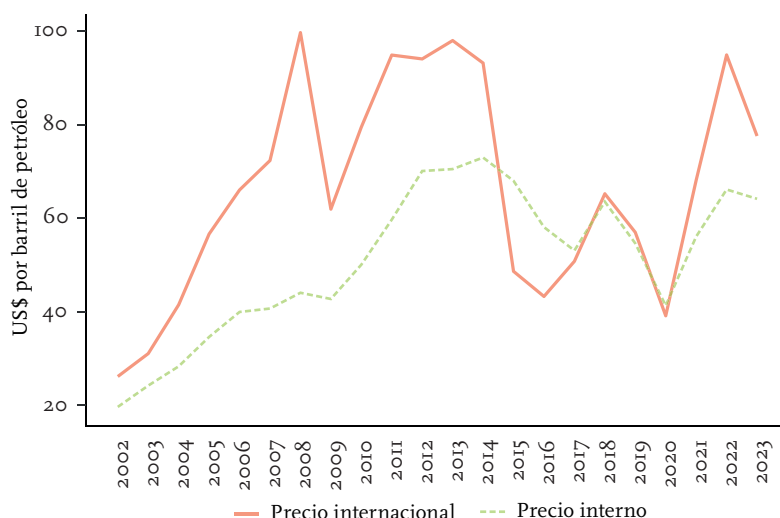
Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía (2024), balances y memorias de YPF (2024), AFIP (2024).

Como se observa en las figuras 2 y 3, entre 2002 y 2013, las refinerías y los consumidores captaron una porción significativa de la renta petrolera debido a la divergencia entre los precios internacionales y locales. En este contexto, el precio internacional del petróleo registró un notable aumento que no fue acompañado por el precio local.

Este desacople respondió a la política energética implementada en la etapa 2002-2012, cuyo principal objetivo no estuvo orientado a estimular la producción de hidrocarburos, sino más bien a preservar la estabilidad de los precios internos, en un contexto signado por la

crisis social y política de 2001. La aplicación de derechos de exportación posibilitó esta disociación entre precios internacionales y locales, lo que configuró una política energética con un claro fin redistributivo que buscaba mejorar el poder adquisitivo de la población y dinamizar la producción interna (Cantamutto 2016). Como resultado de la política redistributiva, el Estado incrementó su participación en la renta petrolera, tras la implementación de las retenciones a las exportaciones.

● FIGURA 3. ARGENTINA, SECTOR PETROLERO: EVOLUCIÓN DEL PRECIO INTERNACIONAL (WTI) Y EL PRECIO INTERNO (en dólares por barril)



Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía (2024).

En este primer periodo, si bien se produjo un incremento de la renta petrolera, las empresas petroleras no lograron incrementar su participación de manera significativa. De esta forma, la renta captada por las empresas compitió con una mayor recaudación estatal y con el dinamismo observado en la participación de las refinerías y consumidores.

En paralelo, a la falta de una política energética consistente y a la insuficiente inversión productiva del sector energético, se les fueron sumando las importaciones destinadas a compensar la caída en la producción de gas y petróleo convencional (Serrani y Barrera 2018). En un contexto de restricción externa crónica, marcada por la escasez de divisas, el Gobierno nacional decidió en 2012 recuperar el control de

la empresa de bandera mediante la expropiación de las participaciones de Repsol en YPF (Barrera *et al.* 2015).

A partir de este momento, la estrategia oficial se orientó a estimular la inversión productiva mediante una política energética activa, cuyo objetivo principal fue reducir el riesgo asociado a la incorporación de tecnologías en el desarrollo de los recursos no convencionales. En este proceso, el Estado no solo otorgó recursos fiscales para el despegue productivo a través de los subsidios, sino que también resultó ser clave el rol de YPF, en tanto facilitó la concreción de una alianza estratégica con Chevron, una multinacional con experiencia en este tipo de yacimientos (García Zanotti 2017).

A fines de 2014, el precio internacional del petróleo se desplomó como consecuencia del aumento de la oferta energética global, impulsado por el crecimiento de la producción en Estados Unidos y por las políticas de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo). Este escenario representó un fuerte impacto negativo para el desarrollo de las inversiones en Vaca Muerta. Frente a ello, el Gobierno nacional implementó un precio sostén en el mercado interno, superior al precio internacional, con el propósito de estimular la continuidad de las inversiones (Barrera 2021). A su vez, modificó el esquema de retenciones a las exportaciones, beneficiando a las empresas. Tras el inicio de la explotación de Vaca Muerta, la renta petrolera captada por las empresas fue experimentando sucesivos aumentos en su participación fruto de una profunda transformación del régimen fiscal petrolero, como fue descripto en las anteriores secciones.

En este marco, y en un contexto de persistente escasez de divisas, el despegue de Vaca Muerta llevó al Gobierno a abandonar la concepción redistributiva que favorecía a la población en general para pasar a beneficiar a las inversiones en particular (Navarro Rocha 2024).

Posteriormente, el gobierno de Cambiemos (2016-2019) buscó darle preminencia a los mecanismos de mercado y al sector privado. Para ello, se implementó una política de convergencia entre el precio local y el internacional, bajo la premisa de que este último refleja el valor natural de la energía<sup>20</sup> (Navarro Rocha 2024). Dicha convergencia

---

<sup>20</sup> Como resultado, las refinerías/consumidores no pudieron acaparar renta petrolera, debido tanto a la política de precio sostén como a la posterior convergencia.

de los precios internos hacia los niveles internacionales introdujo cierta volatilidad en la renta capturada por las empresas petroleras.

No obstante, el gobierno de Cambiemos mantuvo la política de estímulos a la producción. A diferencia del periodo anterior, el liderazgo en las inversiones en yacimientos no convencionales —apoyadas en los subsidios estatales— dejó de estar en manos de la empresa de bandera, y se concentró en un reducido grupo de compañías privadas (Barrera 2021). Esta mayor participación del sector privado fue posible porque el Estado ya había reducido significativamente el riesgo exploratorio, tanto por los subsidios otorgados como por las inversiones iniciales encabezadas por YPF.

Durante el gobierno del Frente de Todos (2020-2023), la política energética estuvo profundamente condicionada por la crisis de COVID-19 y la posterior salida de la misma. En este marco, las inversiones en Vaca Muerta comenzaron a recuperarse recién hacia 2021-2022. A diferencia de los gobiernos anteriores, las políticas de transferencia y estímulo se redujeron en términos de recursos fiscales. Paralelamente, se incorporaron nuevas empresas privadas, además de YPF, en las tareas de exploración y explotación de los yacimientos no convencionales.

A su vez, en este periodo se registró una nueva divergencia de precios, dado que la cotización internacional del crudo aumentó rápidamente como resultado de la pospandemia y el conflicto bélico en Ucrania. Este escenario exacerbó tensiones internas dentro del Gobierno: por un lado, había quienes promovían un incremento en el precio de la energía con el objetivo de atraer inversiones, y por otro, quienes sostenían que debía mantenerse como una variable de política distributiva.

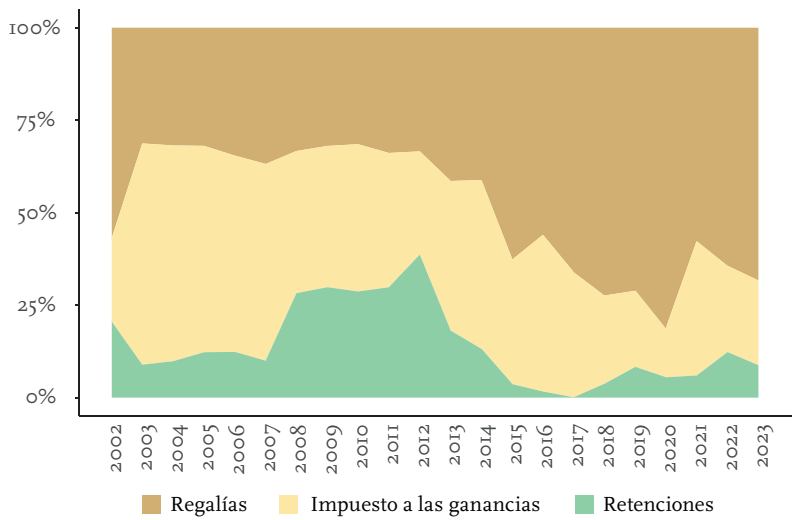
En los últimos años analizados se dio la particularidad de que, a pesar del aumento del precio internacional del petróleo y del consecuente incremento de la renta petrolera, tanto las retenciones —debido a su reducida alícuota— como el impuesto a las ganancias —tras las reformas de 2017— mostraron un desempeño limitado en la respectiva apropiación estatal. Además, cabe mencionar que, aunque las exportaciones de petróleo provenientes de Vaca Muerta se incrementaron, estas pasaron a abonar una alícuota reducida en derechos de exportaciones, lo que limitó el incremento de la participación estatal. En consecuencia, a pesar de un aumento coyuntural de la renta petrolera producido

durante los años 2021-2023, la participación del Estado nacional ha tendido a disminuir.

Como resultado, en los últimos años bajo estudio nos encontramos en un contexto particular en el que la renta petrolera se ha elevado, mientras que la participación estatal se encuentra en niveles relativamente bajos respecto a periodos previos. En contraste, las empresas lograron incrementar significativamente su participación en la renta petrolera, fenómeno explicado tanto por el alza de los precios internacionales y locales como por las reformas tributarias mencionadas previamente.

En este sentido, resulta ilustrativo comparar dos coyunturas en las que la renta petrolera se situó en niveles altos. A comienzos del nuevo milenio, las compañías del sector concentraban cerca de 3.400 millones de dólares anuales de dicho excedente; en cambio, en los últimos años del periodo bajo estudio, este monto se duplicó, alcanzando aproximadamente 6.700 millones de dólares anuales.

● FIGURA 4. ARGENTINA: DISTRIBUCIÓN DE LOS INGRESOS TRIBUTARIOS Y NO TRIBUTARIOS POR AÑO (en %)



Fuente: elaboración propia a partir de Secretaría de Energía (2024) y AFIP (2024).

En resumen, los últimos años bajo análisis se caracterizan por un nuevo incremento en los precios de los *commodities*, en el que las empresas han acaparado una proporción significativa de la renta petrolera. Este escenario contrasta con el observado a principios del nuevo



milenio, cuando en igual contexto de precios elevados, quienes habían acaparado mayores rentas fueron tanto el Estado como los refinadores/consumidores.

### **¿Cómo se comportan los regímenes fiscales en la región en el tiempo?**

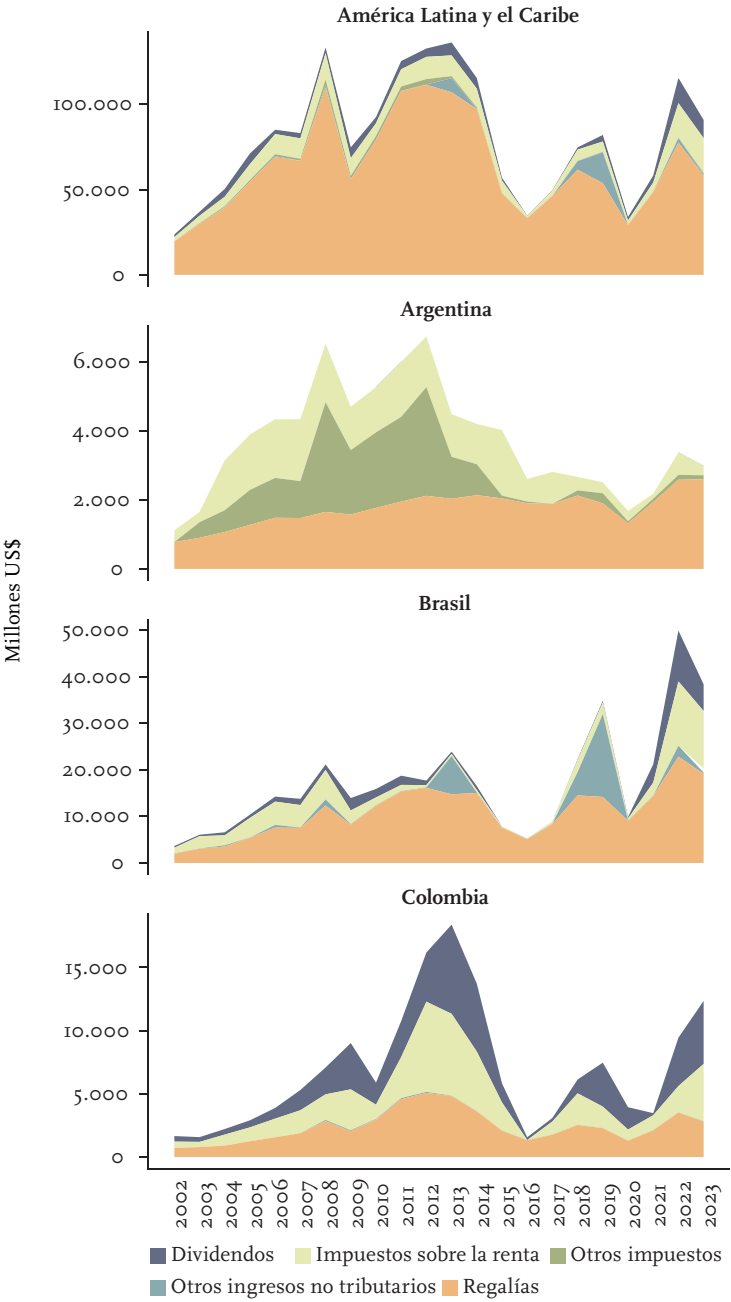
En esta sección analizaremos la evolución de la participación estatal en la renta hidrocarburífera en clave comparada con otros países de la región, utilizando información provista por los organismos internacionales.

En general, los ingresos tributarios y no tributarios de los gobiernos se corresponden en su dinámica a la evolución de la renta petrolera y a los precios internacionales (figura 5). Por esto mismo, durante el periodo de aumento de los precios internacionales a comienzos del nuevo milenio, los ingresos gubernamentales en la región acompañaron este movimiento. Este fenómeno se vio posibilitado, por un lado, gracias al impuesto a la renta corporativa que respondió positivamente al aumento de las ganancias de las empresas y, por otro, a la dinámica de la producción de hidrocarburos y de los precios internacionales que ayudaron a incrementar los ingresos por regalías. En particular, en Argentina, este incremento se vio reforzado por la implementación de los derechos de exportación.

Sin embargo, tras el derrumbe de los precios internacionales en 2014, los ingresos de los Estados en la región decayeron. No obstante, en Argentina, las regalías se mantuvieron relativamente estables en comparación a las de otros países, debido a que los precios internos estaban desvinculados de los internacionales. Esta política si bien impidió un aumento significativo de la recaudación durante la primera década del nuevo milenio, evitó una caída abrupta tras el posterior derrumbe de los precios internacionales.

Por último, a partir de la pandemia e iniciado el conflicto entre Rusia y Ucrania, los precios internacionales se recuperaron, lo que permitió a los gobiernos de la región aumentar nuevamente sus ingresos. Pese a ello, este incremento fue moderado en Argentina debido a varios factores entre los que destacan la limitada alícuota de los derechos de exportación, la reforma en el impuesto a las ganancias y la nueva desvinculación del precio interno respecto del internacional.

● FIGURA 5. AMÉRICA LATINA Y PAÍSES SELECCIONADOS: INGRESOS TRIBUTARIOS Y NO TRIBUTARIOS DE LOS GOBIERNOS POR LA ACTIVIDAD HIDROCARBURÍFERA (PETRÓLEO Y GAS NATURAL) en millones de dólares (2002-2023)



Fuente: elaboración propia a partir de CEPAL (2024).  
Nota: otros impuestos en Argentina refieren a las retenciones a las exportaciones.

Cabe destacar que el régimen fiscal argentino de principios del milenio había logrado incrementar significativamente la recaudación, llevándola a unos 5.400 millones de dólares anuales; sin embargo, en igual contexto de precios elevados, durante los últimos años analizados, esta recaudación resultó ser de unos 2.700 millones de dólares anuales.

Ahora bien, es pertinente comparar los ingresos tributarios y no tributarios con la renta hidrocarburífera, considerando tanto la actividad del petróleo como la del gas natural. El trabajo de Gómez Sabaíni *et al.* (2015) demuestra que durante el periodo 2000-2013 el Estado argentino tiene una baja participación estatal en la renta hidrocarburífera en comparación a la de la región (cuadro 2). Cabe señalar que, en parte, esta característica de Argentina es debido a la disociación entre el precio internacional y el local.

En años posteriores, tras la caída de los precios internacionales a partir de 2014, la participación estatal en la renta hidrocarburífera en la región tendió a aumentar, ya que si bien las rentas cayeron, los ingresos fiscales no lo hicieron de la misma manera. No obstante, en 2021, tras el aumento de los precios internacionales, la participación estatal en la región disminuyó significativamente, lo que evidencia cierta falta de flexibilidad de los regímenes fiscales ante la reciente alza de la renta petrolera. Mencionada esta dinámica, la participación del Estado argentino en la renta hidrocarburífera siguió siendo baja en comparación con la región.

En relación con el párrafo anterior, esta dinámica se debe en parte a la función de los respectivos subsidios otorgados a las empresas<sup>21</sup> por parte del Gobierno argentino. Si nos permitimos “netear” la política de estímulos de los ingresos fiscales, podríamos decir que mientras la participación estatal aumentaba en el contexto de baja de precios en la región (entre 2014 y 2020), a contramano de esta dinámica, en Argentina esta participación se redujo. Aun así, independientemente de la consideración de estos subsidios, la participación del Estado argentino en la renta de los hidrocarburos ha sido baja y, además, se evidencia un sacrificio de la misma en el tiempo.

En definitiva, el régimen fiscal del sector petrolero argentino presenta particularidades que lo distinguen del concierto regional. A diferencia de otros países, Argentina ha optado por reducir la partici-

<sup>21</sup> Estos subsidios se destinaron mayormente a la producción incremental de gas natural, mientras que aquellos dirigidos a la producción de petróleo resultaron ser más reducidos en monto y duración.

pación estatal en la renta hidrocarburífera, un enfoque que contrasta con las políticas adoptadas por otros Estados de la región.

● CUADRO 2. INGRESOS FISCALES (TRIBUTARIOS Y NO TRIBUTARIOS) DE LOS GOBIERNOS SOBRE RENTA HIDROCARBURÍFERA (EN PETRÓLEO Y GAS NATURAL), Y SOBRE EL PBI (2002-2021) COMO PROMEDIO  
(en %)

	INGRESOS FISCALES SOBRE RENTA HIDROCARBURÍFERA			INGRESOS FISCALES SOBRE PBI		
	PRECIOS ALTOS	PRECIOS BAJOS	PRECIOS ALTOS	PRECIOS ALTOS	PRECIOS BAJOS	PRECIOS ALTOS
	2002-2013	2014-2020	2021	2002-2013	2014-2020	2021
Argentina	38 %	48 %	23 %	1,4 %	0,6 %	0,4 %
Argentina (neto de subsidios)	37 %	22 %	12 %	1,4 %	0,3 %	0,2 %
América Latina y el Caribe	52 %	75 %	50 %	2,1 %	1,1 %	1,0 %
Bolivia	90 %	95 %	89 %	8,2 %	5,9 %	3,2 %
Brasil	48 %	53 %	48 %	1,0 %	0,8 %	1,3 %
Colombia	57 %	58 %	30 %	2,8 %	1,8 %	1,1 %
Ecuador	68 %	91 %	89 %	9,0 %	8,3 %	8,1 %
México	90 %	96 %	65 %	4,7 %	2,1 %	1,4 %
Venezuela	54 %	S/D	S/D	10,9 %	S/D	S/D

Fuente: elaboración propia a partir de Banco Mundial (2010), OCDE (2023).  
Nota: la renta teórica en el sector hidrocarburífero se calculó a partir de datos del Banco Mundial, mientras que CEPAL proveyó los ingresos de los gobiernos. Los subsidios fiscales otorgados para el caso argentino se tomaron de las bases construidas en López Crespo *et al.* (2016) y Kofman (2023)<sup>22</sup>.

Reflexiones finales

En el presente trabajo se propuso analizar las transformaciones del régimen fiscal petrolero argentino, en clave comparada respecto a otros países de la región, con el objetivo de explicar la evolución de la participación estatal en la renta petrolera. Ante la aguda restricción externa, las distintas administraciones gubernamentales en Argentina otorgaron beneficios fiscales al sector petrolero para estimular el desarrollo productivo de Vaca Muerta. A una década del inicio de su explotación, se proyecta un escalonamiento productivo que busca convertir al sector en una plataforma exportadora. Paralelamente, en los últimos años analizados, el aumento del precio de los hidrocarburos, impulsado por factores internacionales como la salida de la pandemia y la guerra entre Ucrania y Rusia, incrementaron la renta petrolera.

<sup>22</sup> Se incluyeron únicamente los subsidios directos hacia las empresas.

No obstante, se presenta una paradoja: a pesar del crecimiento sectorial, la recaudación fiscal en *upstream* se ha reducido en comparación con otrora, en un momento que la renta petrolera está en niveles similares a la de principios del nuevo milenio. Las reformas en los derechos de exportación, en el impuesto a las ganancias, la ley de hidrocarburos y los programas de estímulo han introducido modificaciones significativas en el régimen fiscal.

En contraste, diversos países de la región lograron incrementar la participación estatal mediante la implementación de mecanismos tributarios y no tributarios durante el auge de los *commodities*, en la década de 2000, y no han flexibilizado en exceso sus regímenes fiscales cuando los precios bajaron. En este sentido, Argentina se presenta como un caso singular en la región al optar por un camino que tiende a reducir la participación estatal en la renta petrolera.

En conclusión, Argentina exhibe una participación estatal baja en la renta petrolera en comparación a la región. En particular, la explotación de recursos no renovables plantea un desafío crucial para la sostenibilidad de políticas de desarrollo en general y la fiscalidad en particular. El régimen fiscal argentino en el sector parece favorecer los beneficios empresariales fruto a una reducción en la participación estatal, en un contexto nacional y mundial que demanda una fuerte presencia del Estado a través de inversiones en infraestructura, educación y ciencia, especialmente, ante los retos que plantea la transición energética.

## REFERENCIAS

- 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.
- AFIP. Diciembre 2024. *Estadísticas tributarias*. Disponible en: <https://www.afip.gob.ar/institucional/estudios/>
- Alstadsæter, A., Godar, S., Latitude, A. C. L., Nicolaides, P. y Zucman, G. 2023. *Global Tax Evasion Report 2024* [Disertación doctoral]. Eu-Tax Observatory.
- 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*, 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 Wainer (ed.), *¿Por qué siempre faltan dólares? Las causas estructurales de la restricción externa en la economía argentina del siglo XXI*. Siglo XXI Editores.
- Barrera, M., Kennedy, D., Palermo, H. y Schorr, M. 2015. *Impacto socioeconómico de YPF desde su renacionalización (Ley 26.741). Desempeño productivo e implicancias sobre los mercados laborales y el entramado de proveedores*. Santiago: CEPAL.
- Campodónico Sánchez, H. 2008. *Renta petrolera y minera en países seleccionados de América Latina*. CEPAL.
- Cantamutto, F. J. 2016. Economía política de la valorización en Argentina: la energía en las disputas del bloque en el poder. *Revista Despierta* 3(3), Curitiba.
- Cassini, L., Guida, E., Orso, E., Ziraldo, F., Rigoni, G., Ughetti, A., Dalzotto, E., Bossi, G., Darquizán, V. 2024. *Régimen de Incentivo a las Grandes Inversiones: del estancamiento a un futuro hipotecado*. Grupo Surplus, Fundación Pueblos del Sur.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe). 2022. *Panorama Fiscal de América Latina y el Caribe, 2022 (LC/PUB.2022/7-P)*. Santiago: CEPAL.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe). 2024. *Panorama de los recursos naturales en América Latina y el Caribe, 2024 (LC/PUB.2024/4)*. Santiago: CEPAL.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe). 2025. *Panorama Fiscal de América Latina y el Caribe, 2025 (LC/PUB.2025/6-P)*. Cap. II: *Incentivos tributarios para impulsar la sostenibilidad ambiental en los países de América Latina y el Caribe*. Santiago: CEPAL.
- Confederação Nacional de Municípios. 2009. *Entenda como as receitas do petróleo são originadas e distribuídas na federação brasileira*. Disponible en: <https://cnm.org.br/storage/biblioteca/Royalties.pdf>
- Corbacho, A., Cibils, V. F. 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.
- Daniel, P., Keen, M. y McPherson, C. (eds.). 2010. *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice*. Routledge.
- EIA (Energy Information Administration). 2009. *Performance Profiles of Major Energy Producers 2009*. Disponible en: <https://www.eia.gov/finance/performanceprofiles/pdf/production.pdf>
- EITI (Extractive Industries Transparency Initiative) Colombia. 2022. *Informe contextual*. Disponible en: <https://eiti.org/documents/colombia-2021-eitireport>
- Fanelli, J. M. 2019. Recursos naturales y crecimiento sostenible: lecciones aprendidas del período de auge de precios, en Sánchez (ed.), *La bonanza de los recursos naturales para el desarrollo: dilemas de gobernanza*. Libros de la CEPAL 157 (LC/PUB.2019/13-P). Santiago: CEPAL.
- Fernández López. 1998. *Historia del pensamiento económico*. Buenos Aires: A-Z Editora.
- Fundación Jubileo. 2020. *Situación de la renta petrolera en Bolivia*. Serie de debate público 82.

- 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.
- Gómez Sabañini, 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 pendientes, en Sánchez (ed.), *La bonanza de los recursos naturales para el desarrollo*. Santiago: CEPAL.
- Katz, J. 2024. ¿Quo vadis, América Latina? Las dos caras del nuevo capitalismo latinoamericano. *Revista de la CEPAL* 2023(140), 7-21.
- Kofman, M. 2023. *Subsidios a la energía 2023. Oferta, demanda y tensiones distributivas*. Rosario: Ejes.
- Kornblihtt, J. y Dachevsky, F. G. 2010. Notas metodológicas para el cálculo de la renta de la tierra petrolera. *Economía: Teoría y Práctica* (33), 141-167.
- 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*. Santiago: Ariadna.
- López Crespo, F., García Zanotti, G. y Kofman, M. 2016. *Transferencias al sector hidrocarburífero en Argentina*. Rosario: Ejes.
- Mansilla, D. 2006. La renta petrolera en la Argentina (1996-2005). *Realidad Económica* (223, noviembre), 11-23.
- Marx, K. 1974. Historia crítica de la teoría de la plusvalía. Argentina: Ediciones Brumario.
- Montamat, D. G. 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.
- OECD, Centro Interamericano de Administraciones Tributarias (CIAT), Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y Banco Interamericano de Desarrollo (BID). 2023. *Estadísticas tributarias en América Latina y el Caribe 2023*. París: OECD Publishing. DOI: <https://doi.org/10.1787/5a7667d6-es>
- Plan Argentina Productiva 2030. 2023. *Plan para el Desarrollo Productivo, Industrial y Tecnológico*. Buenos Aires: Presidencia de la Nación Argentina.
- Sánchez, J. 2019. *La bonanza de los recursos naturales para el desarrollo: dilemas de gobernanza*. Libros de la CEPAL 157 (LC/PUB.2019/13-P). Santiago: CEPAL.
- Sánchez, J. y León, M. 2024. *Recursos naturales y desarrollo sostenible: propuestas teóricas en el contexto de América Latina y el Caribe*. Serie Recursos Naturales y Desarrollo 220 (LC/TS.2023/198). Santiago: CEPAL.
- Scandizzo, H. 2016. Hidrocarburos y diversificación productiva en tiempos de Vaca Muerta, en Di Risio, Scandizzo y Pérez Roig (eds.), *Vaca Muerta: construcción de una estrategia*. Buenos Aires: Ediciones del Jinete Insomne.

- Secretaría de Energía de la Nación Argentina. Diciembre 2024. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia>
- Segura Diez, N. 2023. *Vaca Muerta. Hidrocarburos y (falta de) transparencia en Argentina*. ACIJ.
- Serrani, E. y Barrera, M. A. 2018. Efectos estructurales de la política energética en la economía argentina, 1989-2014. *Sociedad y Economía* (34), 121-142.
- Tecpetrol. Diciembre 2024. *Balances contables*. Disponible en: <https://www.tecpetrol.com/es>
- YPF. Diciembre 2024. *Balances contables*. Disponible en: <https://www.ypf.com/>