


LA DIMENSIÓN FISCAL DEL AUGE DE VACA MUERTA



IMPUESTOS E INCENTIVOS
FISCALES EN EL SECTOR
HIDROCARBURÍFERO EN
ARGENTINA

Informe realizado
por Gustavo García
Zanotti para el
programa Justicia
Fiscal de ACIJ

Diciembre 2025

Introducción

La puesta en producción de la formación de Vaca Muerta en la década de 2010 significó un punto de inflexión en la producción de hidrocarburos no convencionales en Argentina. Gracias a la colaboración de actores públicos y privados, se realizaron importantes inversiones¹ 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: produjo 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 años².

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 XXI³, con la expectativa de que su desarrollo impulse una nueva etapa de crecimiento económico basada en la producción de hidrocarburos no convencionales. 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 divisas⁴.

¹Entre 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 U\$S 19.000 millones entre 2015 y 2022 (Secretaría de Energía, 2022).

² En 2024, las exportaciones hidrocarburíferas alcanzaron los 7 mil millones de dólares, una cifra muy superior a los niveles registrados en años anteriores, que oscilaban entre los 2 mil y 3 mil millones.

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

⁴ Según las proyecciones del documento Argentina Productiva 2030, las exportaciones de energía alcanzarían los 35 mil millones de dólares anuales para el 2030. Estas exportaciones estarían lideradas tanto por el petróleo como por el gas natural licuado.

Pero esta euforia sobre el potencial del sector debería estar acompañada por una discusión pública más amplia, en donde se consideren también, los posibles problemas del auge de las industrias extractivas⁵. Esta conversación robusta -y las decisiones que de allí puedan desprenderse- deberían alimentar la formulación de políticas públicas, las cuales resultan centrales para definir el tipo de desarrollo del sector y sus consecuencias ambientales y socioeconómicas. Por eso es necesario que en el proceso de diseño sean incorporados los actores sociales involucrados, integrando mecanismos institucionalizados de participación, así como también acceso a la información sobre el sector, una pieza central en este proceso.

Una de las dimensiones centrales se refiere a la política fiscal. ¿Qué impuestos se le deben cobrar al sector?, ¿se deben ofrecer incentivos fiscales para fomentar su desarrollo?, ¿qué nivel de gobierno (nacional o subnacional) debe recaudar más y cómo debe coordinarse el cobro de impuestos?, ¿cómo deben utilizarse esos recursos?, ¿se han incluido en el proceso de diseño de la política fiscal todas las partes interesadas relevantes (comunidades locales afectadas, empresas extractivas, organizaciones ambientales, pueblos indígenas, etc.)? Estas preguntas resultan especialmente importantes, teniendo en cuenta que los recursos hidrocarburíferos son no renovables, lo que plantea la necesidad de diseñar esquemas fiscales que permitan una distribución equitativa de la renta entre los distintos actores económicos —tanto estatales como privados— y que, al mismo tiempo, aseguren criterios de sostenibilidad intergeneracional. Este desafío se inscribe en un escenario global en transformación, atravesado por la transición energética, donde el Estado posee un rol fundamental (Sánchez y León, 2024).

Sin embargo, el debate público sobre estos temas enfrenta un gran problema en Argentina: la opacidad de la información fiscal. Los datos sobre cómo se distribuyen los beneficios de esta actividad y quiénes son sus principales beneficiarios son de difícil acceso o directamente no están disponibles. Y a diferencia de otros países de América Latina -como Colombia y México-, Argentina carece de un marco legislativo actualizado que impulse una mayor transparencia en las industrias extractivas, y los avances normativos existentes han quedado desvirtuados por reglamentaciones inadecuadas (Segura Diez, 2024).

⁵ Los desafíos que se avecinan están relacionados con el futuro escenario climático, al que se suman disputas geopolíticas por cómo se inserta nuestro país en la transición energética. No obstante, nuestro rol como proveedor de energía no está exento de dificultades dada la fluctuante entrada y salida de capitales en el sector.

Teniendo en cuenta los problemas que tienen las fuentes oficiales disponibles, el objetivo de este trabajo es aportar al debate sobre la fiscalidad en el sector petrolero argentino, una temática de creciente relevancia debido a sus implicancias en términos de equidad distributiva y sostenibilidad a largo plazo (Fanelli 2019; Gómez Sabaíni et al. 2015; Arroyo y Cossío Muñoz 2015; Acquatella et al. 2013; Sánchez y León 2024; Sánchez 2019).

Para ello se diseñó una estrategia metodológica que permitió relevar y analizar información contable del sector petrolero. Se accedió a los estados financieros 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 examinaron los balances contables de 16 compañías del sector⁶ 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. 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. La información presentada en este documento surge exclusivamente del análisis de los estados contables de acceso público presentados por las propias compañías ante los organismos de control. **Las interpretaciones sobre la carga tributaria efectiva se basan en los flujos de fondos reportados y de ninguna manera implican una auditoría fiscal de las firmas.** No obstante, 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 capital y el Estado.

A lo largo del trabajo se identifican distintas etapas de acuerdo a la evolución de los precios internacionales de los hidrocarburos, analizando cómo se comportó la política fiscal en cada una de ellas, indagando sobre qué proporción de la renta corresponde al sector privado y al sector público, y al interior de este último se analizó específicamente la participación de los distintos niveles de gobierno. Dado el carácter cíclico de los precios internacionales de los hidrocarburos, sería esperable que la estructura tributaria acompañe estas oscilaciones.

⁶ 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, Chevron.

En este contexto, el desafío central de la política fiscal debería radicar en captar una proporción adecuada del excedente generado por el sector, con el objetivo de garantizar una distribución equitativa entre los distintos actores involucrados —tanto públicos como privados—. Es decir, la política fiscal para el sector es una pieza importante para reducir los niveles de desigualdad en América Latina. O tal como señala la CEPAL en un libro de referencia sobre el tema:

“La igualdad impone una visión de largo plazo sobre las ventajas, riesgos, costos y beneficios de la explotación de los recursos naturales que considere el bienestar y la reproducción de la vida de todas las personas en el tiempo. Con el objeto de hacer realidad esta visión, que reconoce las tensiones, mutaciones y contradicciones que puede generar la explotación de los recursos naturales en el contexto de economías políticas complejas y culturas de privilegio dominantes en la región, se requiere de un Estado que impulse cambios estructurales sostenibles con adecuados efectos distributivos y que garantice el patrimonio natural y los servicios ecosistémicos críticos para la vida actual y futura” (CEPAL, 2019: 14).

El crecimiento del sector a partir de Vaca Muerta. Del precio sostén y los subsidios a la convergencia

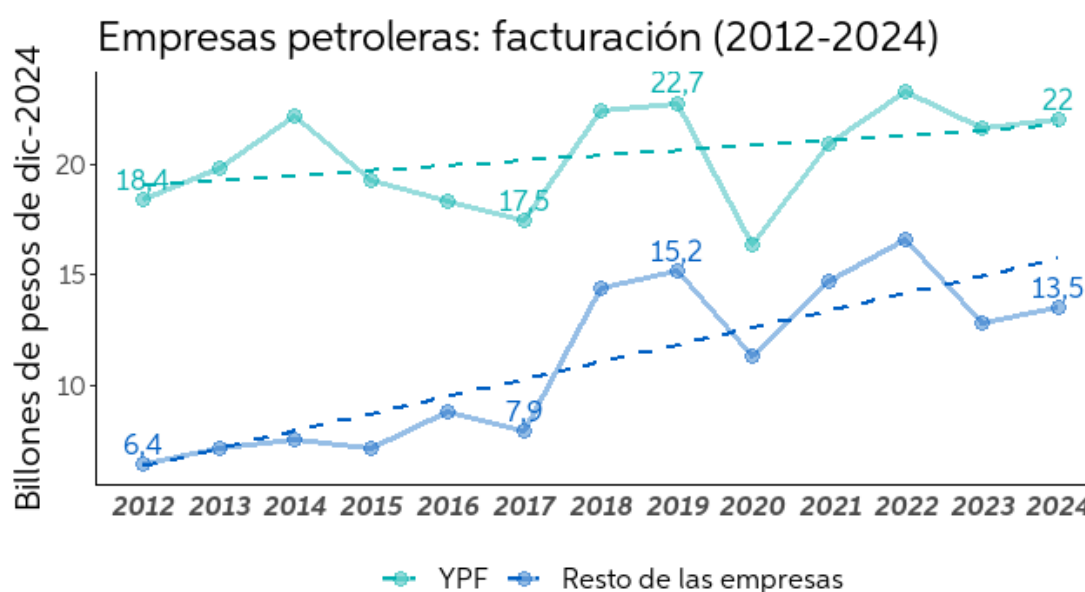
La configuración actual del sector hidrocarburífero argentino encuentra su punto de partida en el agravamiento de la restricción externa (escasez de divisas) generada por el creciente volumen de importaciones energéticas, seguido por la expropiación parcial de YPF en 2012. A partir de ese momento, el 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. 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.

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

Las primeras incursiones en la explotación de recursos no convencionales comenzaron con el acuerdo entre YPF y Chevron en 2013, constituyéndose como un hito en el desarrollo de Vaca Muerta, en paralelo a la implementación del programa de estímulo denominado Plan Gas. 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 produce la rápida expansión de Tecpetrol (Grupo Techint) y de Compañía General de

Combustibles (Corporación América), en el marco del incentivo fiscal establecido en la [Resolución N° 46-E/2017](#).

Entre 2012 y 2024, la facturación conjunta de las principales empresas del sector analizadas en este documento creció un 42% en términos reales. 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.



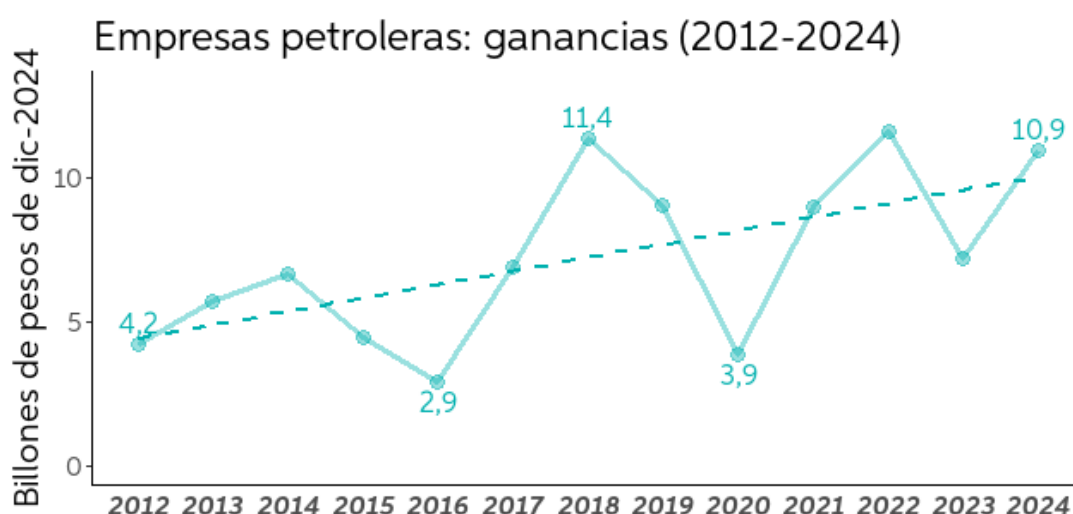
Fuente: Elaboración propia, en base a los estados contables de las empresas.

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. Entre ellas se destacan Vista; la mencionada Compañía General de Combustibles; Petrolera Aconcagua; Kilwer; y la Compañía de Hidrocarburos No Convencional, producto del acuerdo entre Chevron e YPF.

La expansión empresarial se condice con un fuerte crecimiento de las ganancias. 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. Sin embargo, 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 sostén en el año 2015, conocido como "barril criollo", con el fin de garantizar una rentabilidad mínima para las empresas productoras. 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 el siguiente apartado. 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. En los años siguientes, 2017 y 2018, se registró una leve recuperación de los precios internacionales, lo que, combinado con las devaluaciones -especialmente de los años 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.



Fuente: Elaboración propia, en base a 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 gobierno 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 local.

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.

En este contexto, el desafío central de la política fiscal debería radicar en generar un debate público y democrático que aborde la forma en que debe captarse y distribuirse el excedente económico generado por el sector. Dicha deliberación debería tener como uno de sus objetivos el logro de una distribución igualitaria entre los distintos actores involucrados —tanto públicos como privados—.

El peso creciente del endeudamiento corporativo y los desafíos para la política fiscal

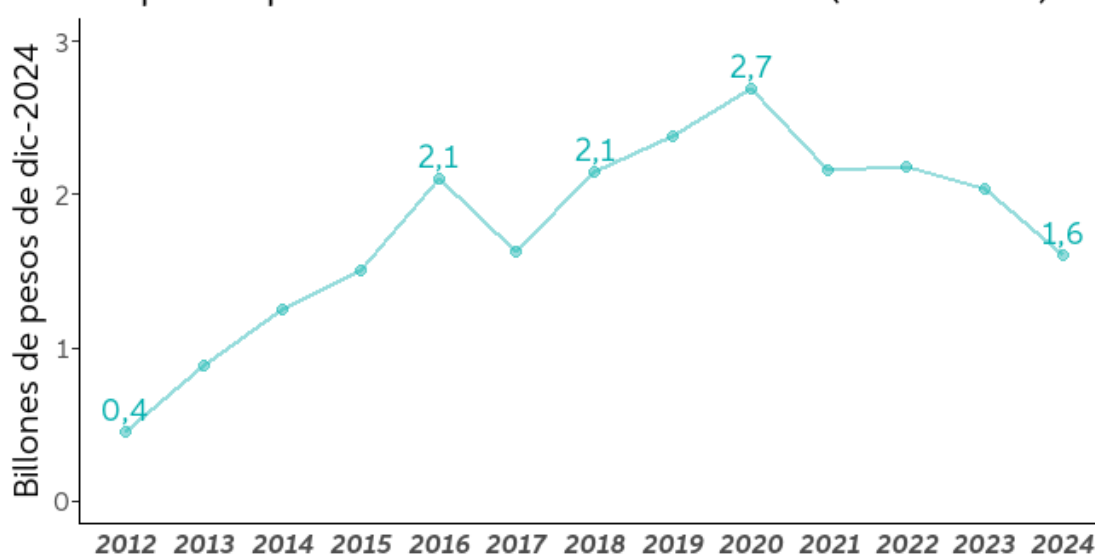
A la par del despegue de Vaca Muerta se produce el ascenso de un nuevo jugador vinculado a los crecientes flujos de deuda corporativa. Se tratan de los acreedores financieros internacionales quienes otorgaron la liquidez necesaria para desarrollar las multimillonarias inversiones. El segmento de *upstream* registra inversiones anuales cercanas a los 12 mil millones de dólares, de las cuales aproximadamente 8 mil millones se destinan a la perforación de pozos no convencionales, principalmente en la provincia de Neuquén. Según registros del Banco Central el sector logró hitos históricos al emitir deuda nominada en dólares por 5.400 millones y 8.600 millones en 2024 y lo que va de 2025 (enero-octubre), cuando en años anteriores la emisión de deuda rondaba los 1.000 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, generando un entorno de elevada liquidez global que incentivó el flujo de capitales hacia países emergentes en búsqueda de mayores tasas de rentabilidad. 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 (2016–2019), 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, seguida de 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 y que lograron apalancar su crecimiento y posicionarse entre las principales inversoras del sector.

Sin embargo, si bien estas olas de financiamiento explican tanto la dinámica sectorial como los ciclos de inversión, a su vez, 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. 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.

Empresas petroleras: intereses abonados (2012-2024)



Fuente: Elaboración propia, en base a los estados contables de las empresas.

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, como se analizará en el siguiente apartado. De este modo, las inversiones y la capacidad operativa de las empresas permitió una expansión del sector, favorecida por el ingreso de nuevas firmas, el aumento de la rentabilidad sectorial 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 excedente generado. Esta necesidad de intervención surge

no sólo con miras a garantizar la equidad y la sostenibilidad del desarrollo, sino también porque el Estado ha asumido un papel indispensable en la inversión en infraestructura (por ejemplo, mediante la construcción del gasoducto Nestor Kirchner y el Vaca Muerta Oil Sur).

La evolución de los subsidios nacionales

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

Entre estos instrumentos, los más relevantes en términos de montos asignados fueron el denominado Plan Gas, que tuvo como principales receptores a YPF y a Pan American Energy, así como la [Resolución N.º 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. De esta manera, podríamos decir que el financiamiento sectorial provino tanto de fuentes públicas como privadas. En muchos casos, estos aportes estatales representaron una proporción relevante 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 al representar el 29% de su facturación; en los casos de Tecpetrol y de Compañía General de Combustibles los subsidios alcanzaron el 42% y el 44% de sus respectivas 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 claves del despegue de Vaca Muerta.

Políticas de incentivo del Estado nacional

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).
7. Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino (Plan [Gas.Ar](#)).



Fuente: elaboración propia, datos contables.

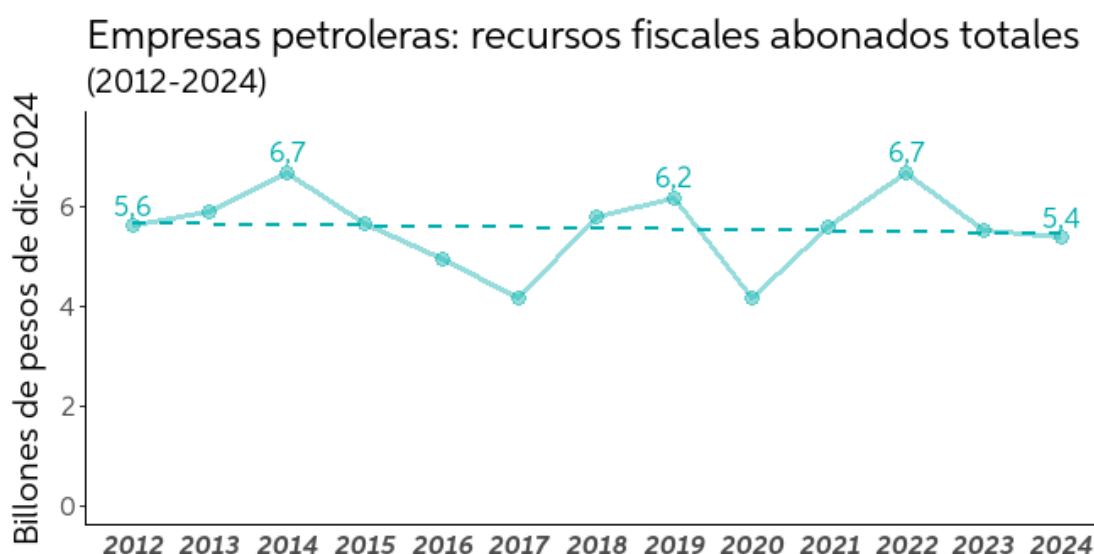
El estancamiento de la recaudación total de impuestos y los cambios en la distribución de la renta

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, mostrando cierta variabilidad frente a las fluctuaciones de los precios, tanto internacionales como locales.

Esta permanencia 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. Posteriormente, cuando los precios internacionales se recuperaron y la rentabilidad de las empresas se incrementó, el régimen fiscal no fue modificado (Hanni et al. 2019).

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 excedente generado en un sector clave para la estrategia energética y económica del país.

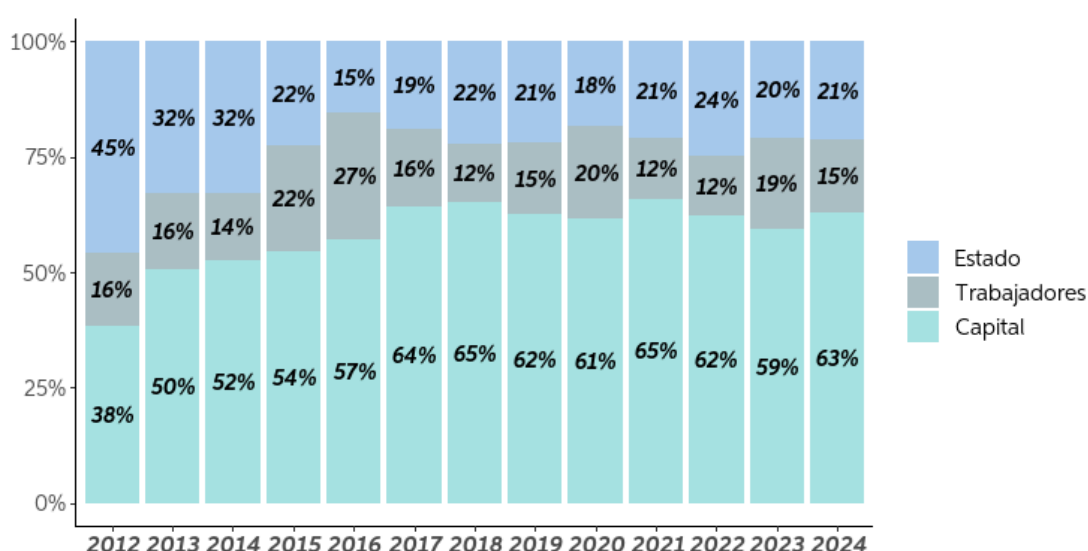


Fuente: Elaboración propia, en base a los estados contables de las empresas.

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 periodo, el excedente generado por la expansión del sector ha correspondido en mayor medida al capital, tanto por los accionistas como por los acreedores financieros.

En suma, cabe preguntarse si esta configuración en la distribución del excedente 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 desarrollándose sin un debate público e incluso acerca de la forma en que ese excedente debe distribuirse.

Empresas petroleras: distribución del valor agregado entre distintos actores económicos (2012-2024)*



Fuente: elaboración propia, datos contables.

*La participación de YPF se incluye dentro de la categoría “Capital” debido a que se trata de una sociedad anónima con control accionario estatal

LA CAÍDA EN LA RECAUDACIÓN DE LOS IMPUESTOS NACIONALES: LA REFORMA EN GANANCIAS Y LA BAJA DE LAS ALÍCUOTAS DE RETENCIONES

El aporte de las empresas petroleras al fisco nacional ha evidenciado una tendencia decreciente a lo largo del tiempo, configurando 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, entre las que podríamos mencionar tanto la reforma del impuesto a

las ganancias implementada en 2017, como las reiteradas modificaciones en las alícuotas de retenciones a la exportación de hidrocarburos. Además, más recientemente debemos resaltar la aprobación del denominado RIGI que le otorga un tratamiento fiscal especial a las inversiones inscriptas.

Reforma del Impuesto a las Ganancias del año 2017

La reforma tributaria introducida por la Ley N° 27.430 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, se 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.

Asimismo, se modificaron las regulaciones en materia de precios de transferencia: la norma reemplazó el denominado “sexto método” —que consistía en comparar los valores pactados entre empresas vinculadas con los precios internacionales de mercado— por la obligación de presentar una declaración jurada anual con información relevante. Si bien el nuevo esquema flexibilizó los mecanismos de control, redujo la capacidad de verificación directa de desvíos en operaciones intrafirma, lo que representa un beneficio para grandes corporaciones transnacionales.

Otro aspecto central fue la posibilidad de revaluar los activos fijos a efectos fiscales. Este mecanismo permitió incrementar la base de amortización, generando 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 por inflación impositivo, 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.

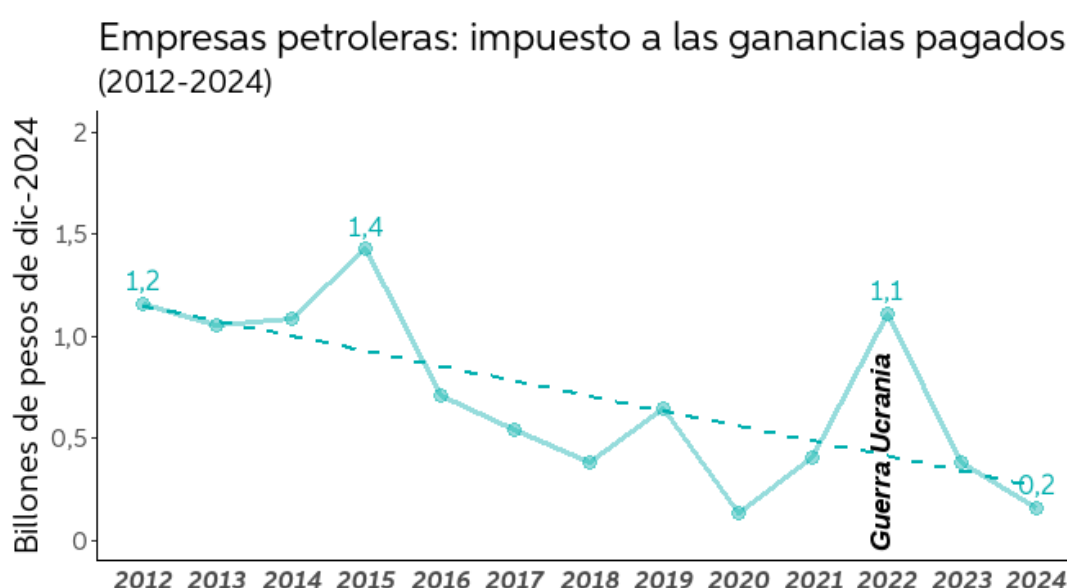
En cambio, con el ajuste por inflación, esas amortizaciones se recalculan sobre el valor actualizado de los bienes al cierre del período. Esto permite que la empresa incremente el descuento y, en consecuencia, que la ganancia sobre la que paga impuestos sea menor.

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.

En particular, el pago al impuesto a las ganancias experimentó una fuerte caída en 2016 como consecuencia de la contracción en la rentabilidad del sector antes mencionado. No obstante, incluso tras la recuperación posterior, la recaudación por este concepto continuó disminuyendo de forma sostenida. La única excepción a esta tendencia 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

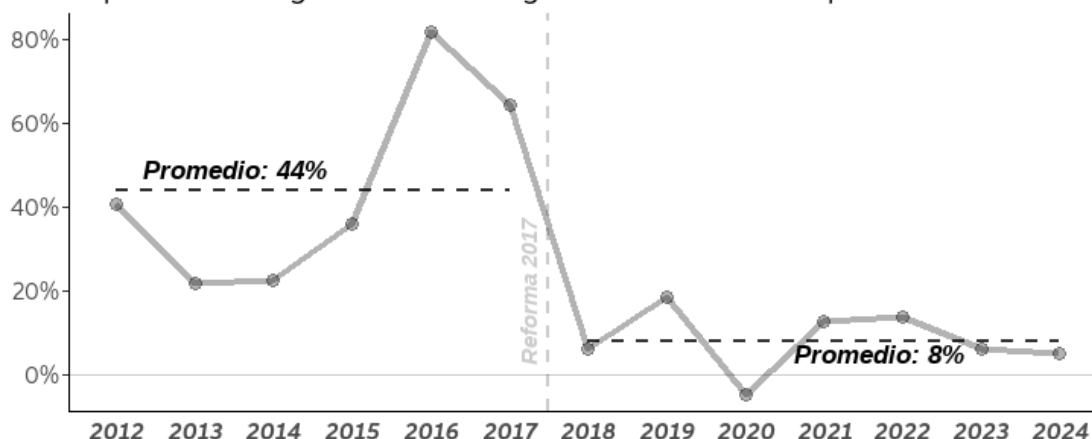
reducidos. Por ejemplo, según se desprende de los balances contables de las compañías, tanto en los años 2023 y 2024 no se registran aportes por impuesto a las ganancias en Pampa Energía, mientras que en el caso de grandes actores como YPF y Tecpetrol, los pagos registrados alcanzaron apenas los 25 millones 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.



Fuente: elaboración propia, datos contables.

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 la misma se abonaban tasas considerablemente más elevadas, a partir de su implementación, las empresas pasaron a pagar pocos o nulos impuestos a las ganancias.

Empresas petroleras: tasa impositiva efectiva Impuestos a las ganancias sobre ganancias antes de impuestos



Fuente: elaboración propia, datos contables.

Por otro lado, mientras Vaca Muerta se proyecta como una plataforma exportadora, el pago de retenciones petroleras ha mostrado una tendencia decreciente. 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 el año 2018, y luego de un acuerdo con el Fondo Monetario Internacional (FMI)⁷, la alícuota fue alterada con el propósito de incrementar la recaudación fiscal.

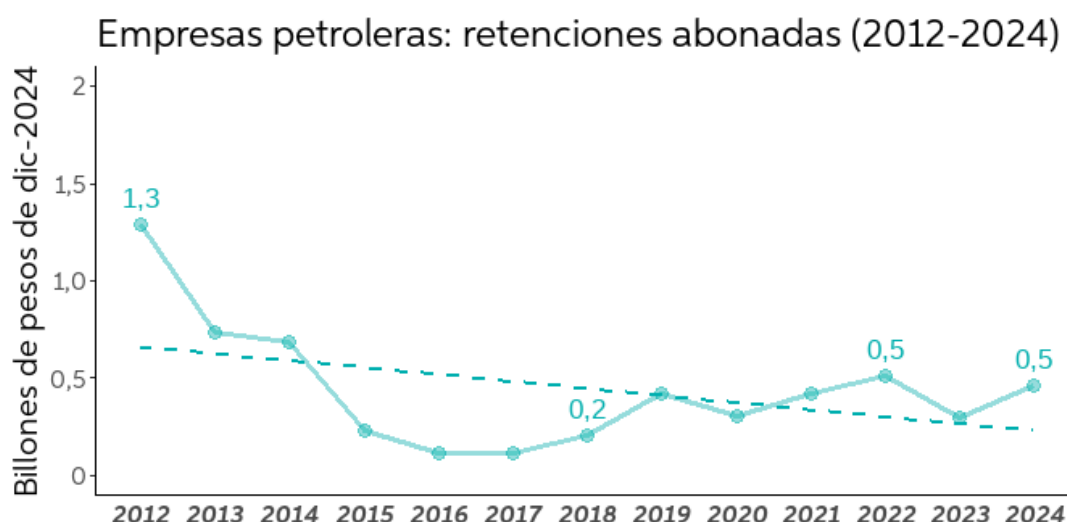
⁷ Tras la crisis cambiaria y la firma del acuerdo de stand by con el FMI, el gobierno del presidente Mauricio Macri introdujo ciertas modificaciones fiscales que impactaron en el sector. Entre ellas, se reintrodujeron las retenciones a las exportaciones, y además, se revieron los subsidios sectoriales que beneficiaban a las empresas petroleras (Barrera 2021).

Derechos de exportación

El régimen de retenciones aplicadas a las exportaciones de hidrocarburos en Argentina ha atravesado múltiples transformaciones en las últimas dos décadas, reflejando tanto la volatilidad de los precios internacionales como las estrategias estatales para estimular las inversiones. Mientras que en los primeros años de la década de 2000, en un contexto de precios internacionales elevados, las alícuotas alcanzaron niveles significativamente altos, en la etapa más reciente —también marcada por un ciclo de precios crecientes— las tasas se han mantenido en valores considerablemente más bajos.

- Decreto 809/2002: fijó una alícuota del 20%.
- Resolución 532/2004: elevó la alícuota al 45%.
- Resolución 394/2007: estableció un piso del 45% y dispuso que, si el precio del barril superaba los 60 dólares, la alícuota se incrementará de manera automática.
 - Resolución 1/2013: redujo la carga efectiva al modificar el esquema de retenciones móviles en favor de las empresas.
 - Resolución 1077/2014: dispuso una alícuota del 1%.
 - Decreto 793/2018: fijó una alícuota del 12%, con determinados topes.
- 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.
- 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%.

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.



Fuente: Elaboración propia, datos contables.

INGRESOS FISCALES PROVINCIALES: EL AUMENTO EN LA RECAUDACIÓN DE REGALÍAS

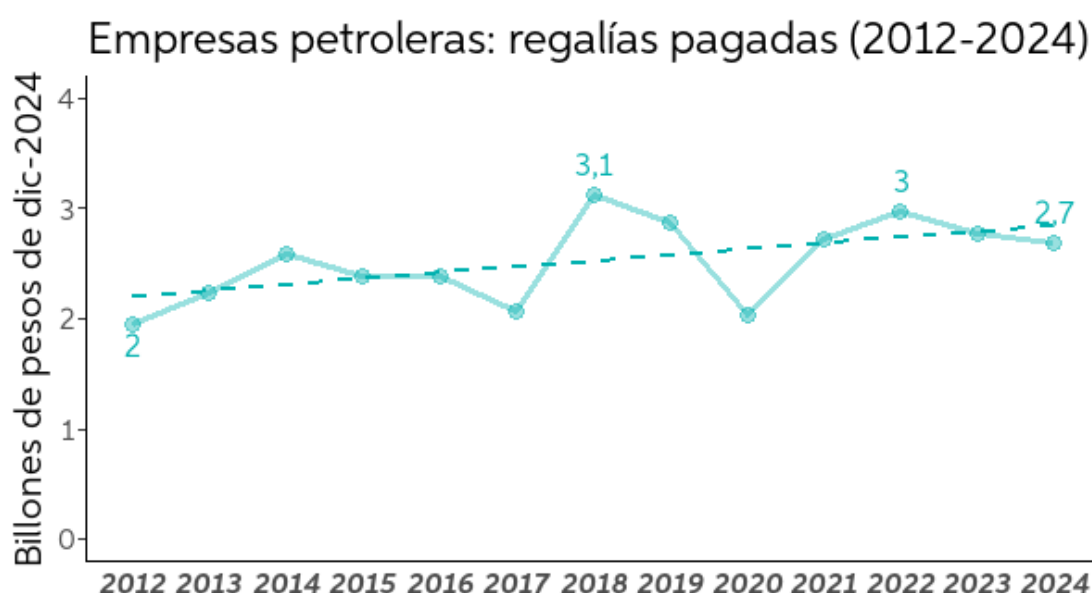
Entre las principales fuentes de ingresos fiscales de las provincias productoras de hidrocarburos se destacan las regalías. Estas son abonadas ad valorem por el 12% del valor de producción, por lo que dependen tanto del volumen extraído como del precio de los hidrocarburos. Como consecuencia, su evolución 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 hidrocarburífero, especialmente a partir del desarrollo de Vaca Muerta. Esto se debe a que, según la Constitución Nacional (Artículo 124), son las provincias las que tienen el dominio originario de los recursos naturales existentes en su

territorio, lo que les permite percibir regalías y otros ingresos por su explotación. 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 los territorios de 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 donde 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.

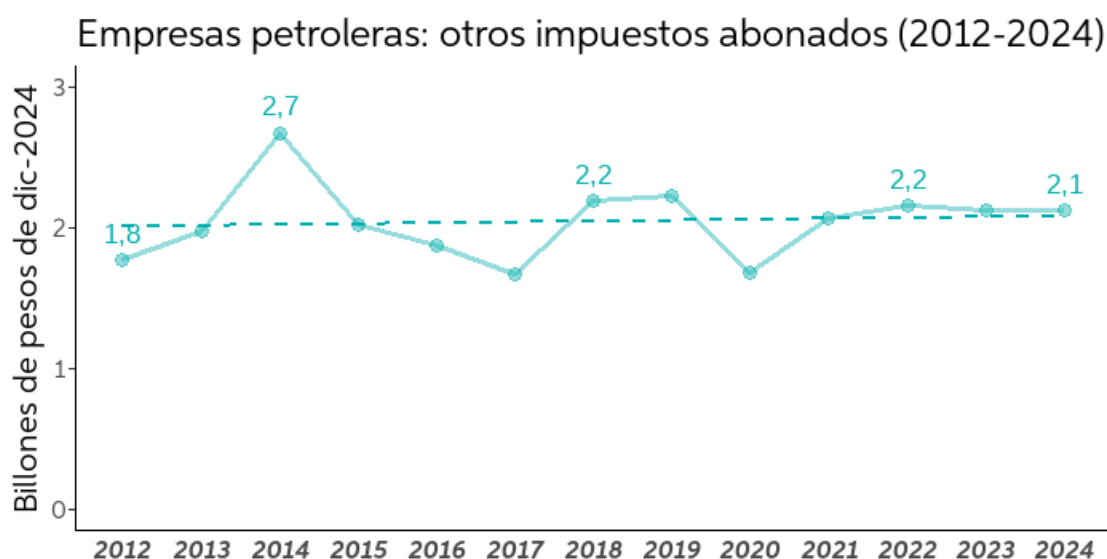


Fuente: elaboración propia, datos contables.

Por otro lado, dentro de la recaudación provincial se incluyen los ingresos brutos, un impuesto indirecto que, en la práctica, se trasladan 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 otras provincias quienes terminen financiando parte de la recaudación de las provincias.

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.

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



Fuente: elaboración propia, datos contables.

Conclusiones

En un contexto de escasez, donde Argentina enfrenta dificultades para incrementar sus ingresos y contener o reducir los niveles de endeudamiento, el análisis de la tributación al sector extractivo adquiere gran importancia.

El despegue productivo de Vaca Muerta fue posible debido a importantes inversiones del sector privado y al aporte de recursos fiscales por parte del Estado nacional, como por ejemplo los incentivos fiscales, o las inversiones realizadas por la empresa pública. En una primera etapa, los gobiernos de distintos signos políticos promovieron la expansión del sector a través de reformas orientadas a reducir la carga impositiva con el fin de aplacar el riesgo inversor e incentivar la producción, en un contexto de bajos precios internacionales. Sin embargo, una vez superada esta etapa, y habiéndose recuperado los precios internacionales, el régimen fiscal no se modificó. Esta situación produce problemas desde el punto de vista democrático. Si una decisión política de tal magnitud (como un régimen fiscal especial) se tomó en base a una circunstancia que ya no existe, es legítimo que se reabra la discusión sobre la continuidad, modificación, o revisión de dicha política. Al desaparecer la justificación original, el debate sobre la política fiscal se convierte en una necesidad que exige transparencia y rendición de cuentas para garantizar que las políticas públicas no respondan a contingencias pasadas.

Como consecuencia de este proceso, los datos muestran un fuerte aumento de los ingresos de las empresas del sector, en paralelo a un mantenimiento de la recaudación fiscal total. Si bien las provincias productoras —en particular, Neuquén— se beneficiaron por el incremento de las regalías, el Estado nacional experimentó una merma en su capacidad recaudatoria, quedando relegado en el reparto del valor generado.

En Argentina, la necesidad de abrir el debate sobre la política fiscal choca contra varias barreras. Una de ellas son los problemas que enfrenta la sociedad civil para acceder a la información sobre cómo se distribuyen los beneficios que genera la actividad. Este trabajo buscó ser un insumo para la discusión pública a través de la generación de datos que no están disponibles y que son centrales para poder fomentar un proceso deliberativo democrático. Incorporar a la mayor cantidad de actores al debate es sumamente importante

porque los recursos hidrocarburíferos son no renovables, lo que plantea la necesidad de diseñar esquemas fiscales que permitan construir una transición energética justa.

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.

Alstadsæter, A., Godar, S., Latitude, A. C. L., Nicolaides, P., & Zucman, G. 2023. *Global tax evasion report 2024*. Eu-Tax Observatory.

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.

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.

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, N° 157 (LC/PUB.2019/13-P), Santiago, Chile.

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 pendientes. En Sánchez (ed.), *La bonanza de los recursos naturales para el desarrollo*.

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, N° 220 (LC/TS.2023/198), Santiago, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

Sánchez, J. 2019. *La bonanza de los recursos naturales para el desarrollo: dilemas de gobernanza*, Libros de la CEPAL, N° 157 (LC/PUB.2019/13-P), Santiago, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

Segura Diez, N. 2023. *Vaca Muerta. Hidrocarburos y (falta de) transparencia en Argentina*. ACIJ.

Segura Diez, N. 2024. *Transparencia en el sector hidrocarburífero: una mirada desde la justicia fiscal*, Asociación Civil por la Igualdad y la Justicia.

Secretaría de Energía. 2022. "Inversiones anuales previstas a realizar en el año de la presentación de la DDJJ/ Inversiones en mercado de hidrocarburos upstream". Dirección de Información Energética.

Anexo metodológico

Los valores expresados en **billones de pesos de diciembre de 2024** constituyen una medida en términos constantes, es decir, ajustados por inflación. Este procedimiento permite garantizar la comparabilidad intertemporal de las variables analizadas.

1. Distribución funcional del ingreso

La distribución funcional permite analizar cómo se reparte el valor agregado generado por las empresas entre tres grandes actores: el capital, el Estado y los trabajadores.

En el proceso productivo, los insumos y materias primas son transformados para producir bienes intermedios o finales. En el sector petrolero, este proceso abarca distintas etapas: extracción, transporte, distribución, refinación y comercialización de subproductos. Cada una de estas etapas agrega valor, que se distribuye entre los actores mencionados.

Trabajadores (masa salarial) :

¿Cuál es la masa de salarios que obtuvieron los trabajadores de la empresa?

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 los costos y gastos del **estado de resultados**.

Estado:

¿Cuántos impuestos percibió el Estado a lo largo del año? ¿Y cuántos subsidios otorgó?

El Estado recibe ingresos a través de diversos tributos que conforman el régimen fiscal petrolero, netos 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**: comprende al conjunto de aportes realizados por el Estado que aumentan los ingresos/ganancias de las empresas con el fin de estimular la producción de hidrocarburos. Estos se encuentran registrados en las notas referidas a las ventas o los ingresos operativos del estado de resultado, o también pueden encontrarse en las notas de la partida correspondiente a otros ingresos del estado de resultados.

Capital:

¿Cuál fue la ganancia que obtuvieron los accionistas de las empresas a lo largo del año? ¿Y cuántos intereses de la deuda pagó la empresa en el año?

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

- **Ganancia del accionista**: 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**.

CUADROS

Total de la muestra y empresas más representativas

Total empresas petroleras de la muestra. Valores en billones de pesos dic-2024

	Regalías	Impuestos a las ganancias	Retenciones	Otros impuestos	Total	Subsidios recibidos
2012	1,95	1,16	1,29	1,78	6,18	0,00
2013	2,24	1,06	0,74	1,98	6,01	1,21
2014	2,59	1,09	0,69	2,68	7,04	1,48
2015	2,38	1,43	0,23	2,02	6,06	3,02
2016	2,39	0,71	0,12	1,88	5,09	3,06
2017	2,06	0,54	0,11	1,67	4,39	1,33
2018	3,18	0,40	0,21	2,22	6,00	0,55
2019	2,87	0,65	0,42	2,23	6,16	1,29
2020	2,03	0,13	0,31	1,69	4,16	1,32
2021	2,67	0,40	0,42	2,06	5,56	1,24
2022	2,94	1,10	0,51	2,15	6,70	0,52
2023	2,66	0,19	0,30	2,10	5,25	0,75
2024	2,56	0,16	0,46	2,06	5,23	0,44

Fuente: Elaboración propia, en base a los estados contables de las empresas.

YPF. valores en billones de pesos dic-2024

	Regalías	Impuestos a las ganancias	Retenciones	Otros impuestos	Total	Subsidios recibidos
2012	1,22	0,56	0,36	1,01	3,15	0,00
2013	1,29	0,72	0,39	1,17	3,56	0,94
2014	1,49	0,55	0,28	1,74	4,06	1,24
2015	1,48	0,86	0,22	1,23	3,79	1,80
2016	1,50	0,24	0,12	1,13	2,99	1,48
2017	1,22	0,07	0,11	0,97	2,37	0,91
2018	1,64	0,12	0,12	1,10	2,97	0,09
2019	1,42	0,23	0,22	1,11	2,99	0,21
2020	1,01	0,06	0,22	0,86	2,15	0,10
2021	1,27	0,01	0,31	1,04	2,63	0,33
2022	1,25	0,40	0,29	1,06	3,01	0,25
2023	1,18	0,02	0,11	1,09	2,40	0,24
2024	1,27	0,03	0,27	1,11	2,69	0,19

Fuente: Elaboración propia, en base a los estados contables de las empresas.

TECPETROL. Valores en billones de pesos dic-2024

	Regalías	Impuestos a las ganancias	Retenciones	Otros impuestos	Total	Subsidios recibidos
2012	0,074	0,031	0,000	0,011	0,116	0,000
2013	0,076	0,018	0,000	0,013	0,106	0,000
2014	0,088	0,027	0,000	0,013	0,128	0,000
2015	0,064	0,018	0,000	0,009	0,090	0,000
2016	0,056	0,003	0,000	0,017	0,075	0,000
2017	0,047	0,002	0,000	0,020	0,069	0,014
2018	0,165	0,001	0,000	0,052	0,218	0,261
2019	0,191	0,001	0,000	0,069	0,261	0,632
2020	0,121	0,001	0,000	0,044	0,166	0,723
2021	0,167	0,027	0,000	0,074	0,267	0,512
2022	0,180	0,052	0,000	0,077	0,308	0,120
2023	0,167	0,004	0,000	0,074	0,245	0,110
2024	0,181	0,001	0,000	0,079	0,261	0,091

Fuente: Elaboración propia, en base a los estados contables de las empresas.

PAN AMERICAN ENERGY. Valores en billones de pesos dic-2024

	Regalías	Impuestos a las ganancias	Retenciones	Otros impuestos	Total	Subsidios recibidos
2012	0,598	0,564	0,930	0,705	2,796	0,000
2013	0,516	0,119	0,327	0,612	1,574	0,254
2014	0,607	0,360	0,362	0,727	2,056	0,167
2015	0,475	0,423	0,007	0,596	1,501	0,931
2016	0,447	0,165	0,000	0,560	1,172	1,194
2017	0,416	0,329	0,000	0,517	1,263	0,157
2018	0,681	0,151	0,077	0,844	1,754	0,012
2019	0,657	0,081	0,163	0,850	1,752	0,124
2020	0,462	0,025	0,069	0,624	1,180	0,179
2021	0,589	0,072	0,088	0,766	1,515	0,096
2022	0,606	0,076	0,133	0,784	1,599	0,040
2023	0,636	0,069	0,078	0,786	1,569	0,030
2024	0,559	0,069	0,087	0,712	1,427	0,018

Fuente: Elaboración propia, en base a los estados contables de las empresas.

PAMPA ENERGÍA. Valores en billones de pesos dic-2024

	Regalías	Impuestos a las ganancias	Retenciones	Otros impuestos	Total	Subsidios recibidos
2012	0,010	0,006	0,000	0,033	0,049	0,000
2013	0,010	0,001	0,000	0,032	0,043	0,005
2014	0,010	0,000	0,000	0,016	0,027	0,020
2015	0,024	0,017	0,000	0,029	0,069	0,077
2016	0,053	0,038	0,000	0,037	0,128	0,198
2017	0,095	0,094	0,000	0,063	0,252	0,131
2018	0,144	0,027	0,000	0,039	0,210	0,045
2019	0,118	0,084	0,000	0,024	0,227	0,000
2020	0,083	0,010	0,000	0,028	0,121	0,000
2021	0,106	0,021	0,000	0,028	0,155	0,083
2022	0,145	0,003	0,000	0,034	0,183	0,091
2023	0,294	0,000	0,000	0,089	0,383	0,252
2024	0,123	0,000	0,000	0,044	0,167	0,080

Fuente: Elaboración propia, en base a los estados contables de las empresas.

PLUSPETROL S.A. Valores en billones de pesos dic-2024

	Regalías	Impuestos a las ganancias	Retenciones	Otros impuestos	Total	Subsidios recibidos
2012	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2013	0,132	0,087	0,000	0,059	0,279	0,010
2014	0,134	0,064	0,000	0,060	0,258	0,011
2015	0,111	0,073	0,000	0,046	0,230	0,091
2016	0,100	0,029	0,000	0,043	0,172	0,039
2017	0,078	0,014	0,000	0,034	0,126	0,009
2018	0,158	0,030	0,000	0,060	0,249	0,000
2019	0,081	0,026	0,000	0,036	0,143	0,001
2020	0,066	0,000	0,000	0,029	0,095	0,000
2021	0,036	0,000	0,000	0,006	0,042	0,000
2022	0,063	0,002	0,000	0,011	0,075	0,000
2023	0,091	0,190	0,000	0,018	0,300	0,000
2024	0,103	0,000	0,000	0,062	0,166	0,000

Fuente: Elaboración propia, en base a los estados contables de las empresas.

VISTA. Valores en billones de pesos dic-2024

	Regalías	Impuestos a las ganancias	Retenciones	Otros impuestos	Total	Subsidios recibidos
2012	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2013	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2014	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2015	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2016	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2017	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2018	0,090	0,029	0,000	0,021	0,139	0,000
2019	0,093	0,040	0,000	0,022	0,156	0,000
2020	0,065	0,004	0,000	0,016	0,084	0,000
2021	0,127	0,008	0,000	0,031	0,166	0,000
2022	0,171	0,086	0,055	0,012	0,325	0,000
2023	0,169	0,069	0,081	0,012	0,331	0,104
2024	0,198	0,026	0,071	0,049	0,343	0,051

Fuente: Elaboración propia, en base a los estados contables de las empresas.

COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES. Valores en billones de pesos dic-2024

	Regalías	Impuestos a las ganancias	Retenciones	Otros impuestos	Total	Subsidios recibidos
2012	0,021	0,000	0,000	0,007	0,028	0,000
2013	0,020	0,000	0,000	0,005	0,025	0,000
2014	0,021	0,008	0,000	0,007	0,036	0,000
2015	0,037	0,016	0,000	0,012	0,065	0,045
2016	0,041	0,007	0,000	0,010	0,058	0,070
2017	0,044	0,005	0,000	0,011	0,059	0,074
2018	0,073	0,004	0,005	0,022	0,104	0,131
2019	0,072	0,005	0,014	0,020	0,111	0,214
2020	0,043	0,004	0,003	0,009	0,059	0,278
2021	0,108	0,021	0,013	0,020	0,161	0,189
2022	0,155	0,087	0,012	0,029	0,284	0,012
2023	0,165	0,023	0,012	0,034	0,235	0,012
2024	0,172	0,023	0,012	0,043	0,250	0,009

Fuente: Elaboración propia, en base a los estados contables de las empresas.