

Régimen de reactivación de la producción convencional

A. Resumen Ejecutivo - Diagnóstico

La explotación convencional de hidrocarburos está en crisis, mostrando un escenario de alta fragilidad operativa y acentuado declino.

Existe un porcentaje muy significativo de yacimientos con muy baja producción que, de mantenerse las tendencias actuales, podrían quedar inactivos en el corto plazo. Este mismo proceso condujo, además, a una creciente subutilización de la infraestructura instalada, plantas, ductos y estaciones de compresión, lo que llevó a un incremento de los costos operativos unitarios.

Tanto el incremento sostenido de costos operativos y laborales, como los menores precios de venta de los hidrocarburos, minaron la rentabilidad de la actividad, causando una caída significativa de la inversión con su consecuente impacto en la producción y nivel de actividad.

En la actualidad, dependiendo de las cuencas y de las características específicas de cada explotación, el *lifting cost*¹ se ubica entre los 35 y los 45 USD/bbl mientras que el costo de producción de gas natural es de 2,5-3,0 usd/mmbtu. El elevado costo operativo obedece a la necesidad de un flujo creciente de recursos a fin de aminorar el declino en los campos maduros.

A su vez, el precio de venta de petróleo ha registrado una caída del 15% respecto del promedio del último año. Mientras que a comienzos de 2024 el precio obtenido por las ventas tanto al mercado interno como al de exportación promediaba los 72 USD/bbl², a lo largo de los últimos meses ese promedio bajó a 62 USD/bbl³. En cuanto al gas natural, el precio de venta en el último periodo estival ha sido inferior a 1 usd/mmbtu. Esta fuerte disminución de los ingresos por la venta del crudo y gas natural acentuó la erosión ya significativa que venían registrando los resultados económicos de la actividad.

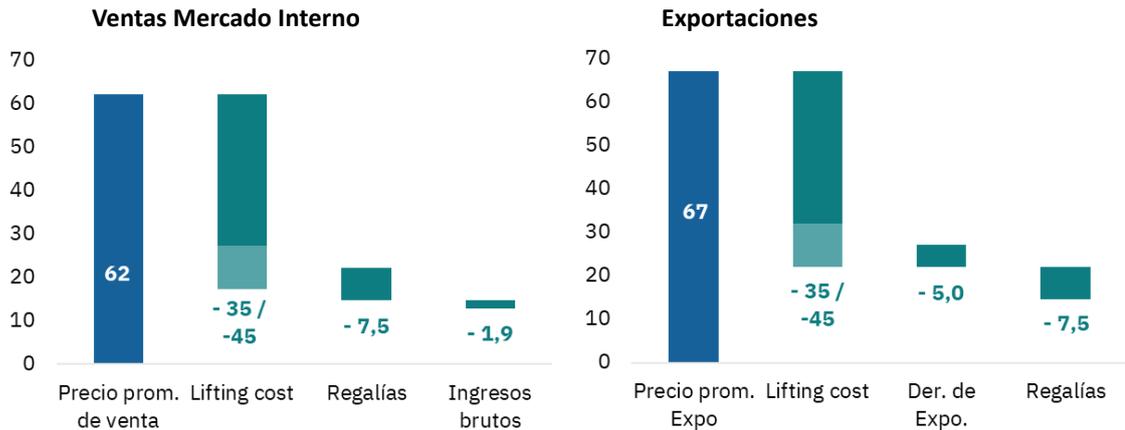
A los efectos de ilustrar la situación actual de las explotaciones convencionales en petróleo, presentamos un caso promedio a nivel nacional, donde puede observarse que luego de descontar los principales costos y gastos directamente asociados a la actividad, los márgenes resultan claramente insuficientes para continuar con la actividad.

¹ El *lifting cost* refiere al gasto total en el que debe incurrirse para extraer el petróleo o el gas natural, incluyendo los costos de producción y operación.

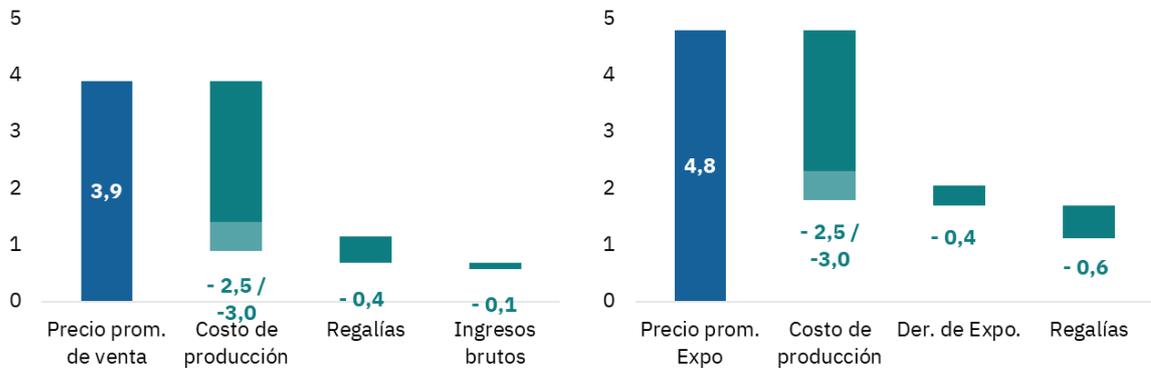
² Precio promedio enero – junio 2024 informado en la base de regalías de la Secretaría de Energía.

³ Precio promedio abril – junio 2025 informado en la base de regalías de la Secretaría de Energía.

Precio de venta y principales costos asociados a la explotación convencional de petróleo (en USD/bbl)



Precio de venta y principales costos asociados a la explotación convencional de gas natural⁴ (en USD/MMBTU)



Dado el contexto adverso que enfrenta, la caída de la inversión, derivada de la erosión de los márgenes operativos, podría acelerar significativamente la tasa de declino de la producción convencional.

La secuencia es esta:

Para perforar un pozo,

el CAPEX es US\$ 25/barril.

El margen < CAPEX

→ no se puede perforar

Si no se perfora, la producción cae al 12% anual.

Los OPEX unitarios aumentan con la caída de la producción

→ el margen se reduce aún más

Cuando el margen llega a cero

⁴ El precio promedio de venta en el mercado local considera el precio promedio ponderado de las distintas rondas del Plan Gas.Ar durante el año 2025.

→ se para la actividad

→desempleo

→caen recaudación provincial y nacional

Se necesita adecuar el marco normativo para viabilizar la continuidad de la explotación de Hidrocarburos convencionales.

Teniendo en cuenta la importancia de la actividad, central todavía para el abastecimiento del mercado local, esa caída generará un fuerte impacto en la recaudación tributaria, especialmente a nivel provincial, así como en el nivel de empleo en cada una de las provincias en que se desarrolla la actividad.

Esta situación requiere, entre otras cosas, una gestión ordenada que facilite la transición del empleo desde yacimientos convencionales hacia yacimientos no convencionales. De lo contrario, la creciente conflictividad podría derivar en paros totales de producción en las diversas cuencas, independientemente del tipo de hidrocarburo que se extraiga.

Este diagnóstico evidencia la situación crítica de la producción convencional de hidrocarburos y subraya la necesidad de avanzar con un régimen legal específico que promueva su reactivación a partir del recorte de los costos en alza y con el beneficio de preservar empleos. Para ello, resulta fundamental implementar herramientas estratégicas destinadas a preservar el empleo directo e indirecto, mitigar el declino productivo y optimizar los costos operativos, entre las que se incluyen la eliminación de impuestos distorsivos, así como medidas orientadas a mejorar la eficiencia operativa y laboral.

Las empresas productoras de hidrocarburos nucleadas en la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos (CEPH) consideran que, en el contexto actual, la adopción de estas medidas sería altamente beneficiosa no solo para las empresas sino también para las provincias y el Estado Nacional. Como contrapartida, si se mantuviera o acelerara la tendencia decreciente de la producción convencional registrada en los últimos años, los ingresos fiscales provenientes de la explotación de petróleo y gas natural se verían significativamente reducidos. En ese contexto, la implementación de un régimen de reactivación permitiría impulsar proyectos de inversión, incrementar la producción y prolongar la vida útil de los yacimientos, fortaleciendo así la recaudación y asegurando la continuidad de una actividad clave para el desarrollo económico y social del país.

B. Fundamentos

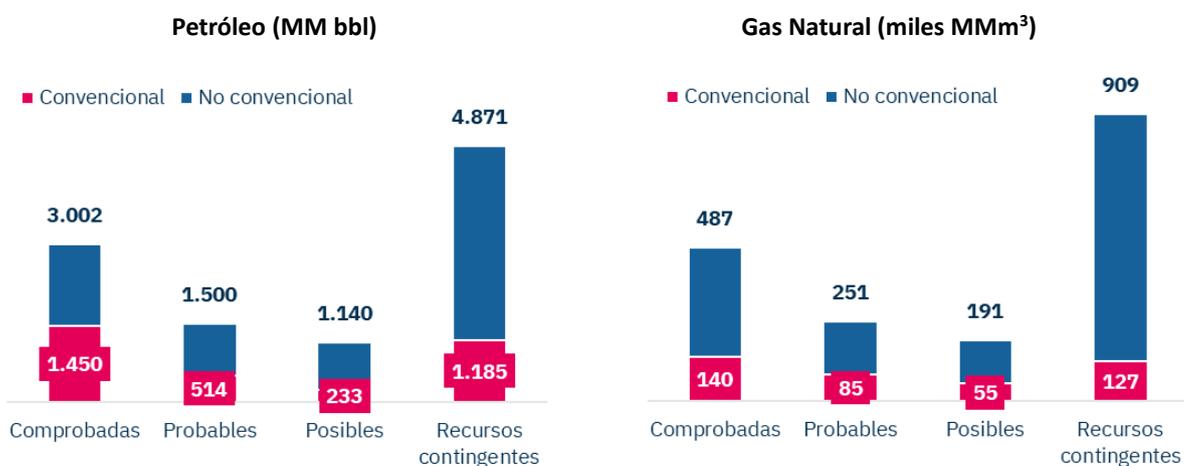
En los últimos años, gran parte del análisis sobre la evolución y las perspectivas de la producción hidrocarburífera en la Argentina se ha enfocado en el desarrollo de los recursos no convencionales. No obstante, la producción convencional sigue teniendo un rol fundamental, tanto en lo que respecta a las reservas como a la producción local de petróleo y gas natural. Además, esta actividad resulta clave al considerar su impacto en el empleo y en la recaudación fiscal de las provincias donde se lleva a cabo. Finalmente, su aporte al sistema energético nacional es decisivo: el petróleo extraído de yacimientos convencionales es esencial para el abastecimiento del parque refinador, a la vez que el gas natural proveniente de las cuencas maduras desempeña un rol central en el abastecimiento interno.

1. Reservas

Actualmente, las reservas probadas de petróleo provenientes de reservorios convencionales alcanzan la suma de 1.450 millones de barriles, lo que representa el 48% del total de reservas probadas. Este volumen equivale a aproximadamente ocho años de consumo del parque refinador local.

Por su parte, las reservas probadas de origen convencional de gas suman alrededor de 140.000 millones de metros cúbicos y constituyen el 29% del total de reservas probadas. Esto equivale a tres años de demanda local, que pueden extenderse al equivalente a siete años si se le añaden las reservas probables y posibles.

Reservas y recursos de petróleo y gas natural en la Argentina, año 2023⁵
(en millones de barriles y miles de millones de m³)



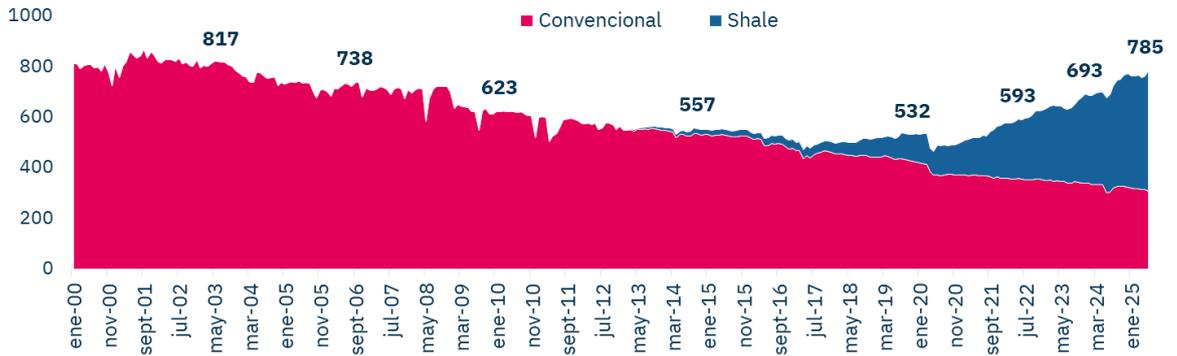
Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

2. Producción

En los últimos años, la producción total de petróleo en Argentina ha mostrado una tendencia creciente, impulsada principalmente por el desarrollo de los recursos no convencionales. En 2024, esta dinámica se tradujo en un incremento interanual del 10% en la producción total de crudo.

⁵ La última información disponible publicada en la Secretaría de Energía corresponde al año 2023. Según el grado de confianza en recuperar los volúmenes declarados, las reservas se clasifican en probadas, probables y posibles. Los recursos contingentes hacen referencia a las cantidades descubiertas que se podrían recuperar en el futuro, pero que no es posible demostrar su explotación comercial debido a contingencias.

Producción total de petróleo crudo, Ene.2000 – Jun.2025 (en kbbl/d)



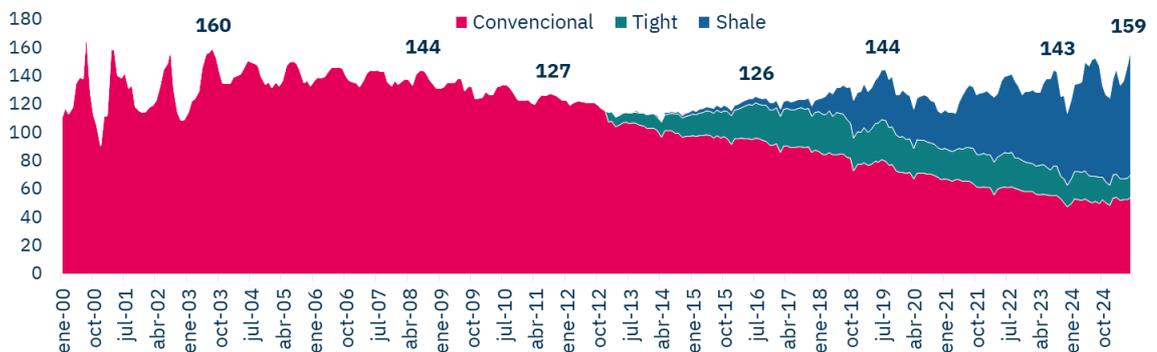
Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

Como contrapartida, en las últimas décadas la producción convencional declinó. Sin considerar la fuerte caída registrada en el año 2020 (afectada por la pandemia), entre 2015 y 2024 la producción de petróleo proveniente de explotaciones convencionales se redujo en promedio de un 4% anual, declino que en último año llegó al 6%. Sin adecuados estímulos que la revitalicen, este derrotero descendente se profundizará inexorablemente en el futuro.

A pesar de esta situación, el aporte de la producción convencional sigue siendo clave para el abastecimiento del mercado local. De hecho, en 2024 las explotaciones convencionales representaron el 46% de la producción total de petróleo. La mayor parte de la producción convencional proviene de la Cuenca del Golfo San Jorge, que en el último año concentró el 58% del total, seguida por la Cuenca Neuquina, cuya participación alcanzó el 31%.

En el caso del gas natural, a lo largo de los últimos años las restricciones en la capacidad de transporte limitaron el crecimiento de la producción total, que verificó una expansión más moderada que la observada en petróleo. No obstante, el incremento en la producción de shale gas logró compensar el declino registrado en los yacimientos convencionales y de tight gas.

Producción total de gas natural, Ene.2000 – Jun.2025 (en MMm3/d)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

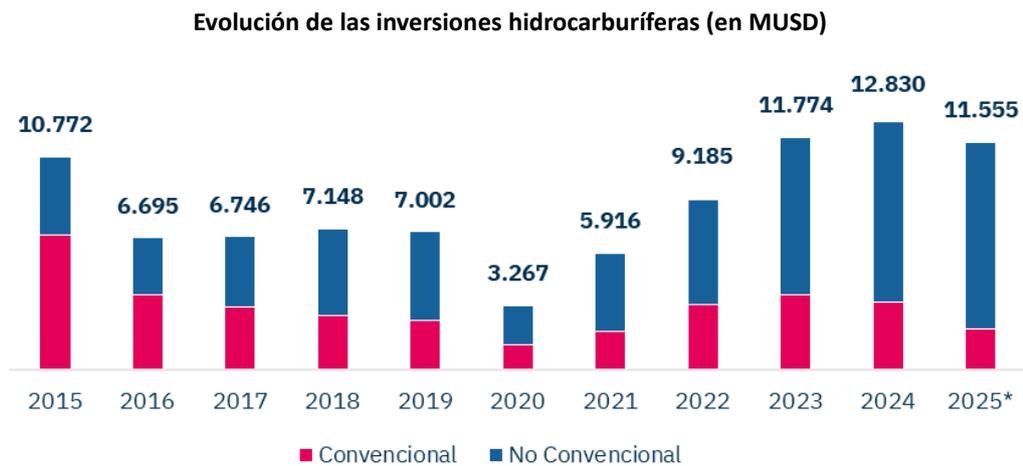
A partir del año 2005, la producción convencional de gas natural ha mostrado una tendencia sistemáticamente descendente, que se aceleró en la última década. En este sentido, mientras que entre 2005 y 2014 el declino anual promedió el 3%, entre 2015 y 2024 la caída promedio anual se duplicó y alcanzó el 6%.

A pesar de ello, al igual que ocurre en el caso del petróleo crudo, la producción proveniente de campos convencionales sigue desempeñando un papel clave: en el último año, este tipo de explotaciones representó el 37 % del total de gas natural producido. La mayor parte de esta producción convencional se concentró en la Cuenca Austral, que aportó el 41 % del total, seguida por las cuencas Neuquina y del Golfo San Jorge, con participaciones del 32 % y 20 %, respectivamente.

3. Inversiones

A lo largo de los últimos años se registró un importante crecimiento en las inversiones totales destinadas al sector hidrocarburífero, las cuales pasaron de cerca de USD 7.000 millones en los años 2018 / 2019, a más de USD 12.800 millones en 2024.

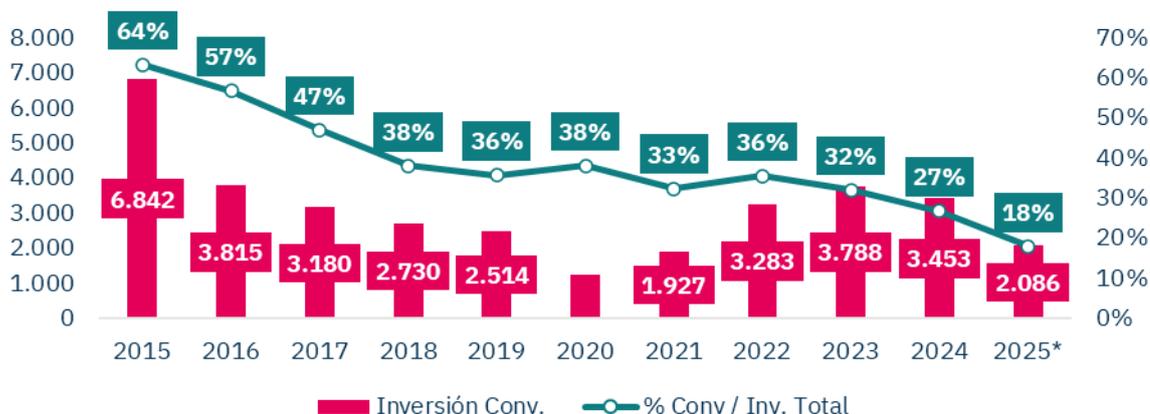
El grueso de esos capitales se destinó a la producción no convencional, que son las que explican esa dinámica expansiva. Como contrapartida, las destinadas a explotaciones convencionales pasaron de representar el 64% en 2015 al 27% en el último año, proporción que se seguiría reduciendo en 2025. Las inversiones destinadas a cuencas convencionales de los últimos tres años estuvieron por encima de lo que se había verificado entre 2017 y 2019. Sin embargo, este esfuerzo no logró incrementar la producción en los campos maduros.



Nota: los datos de 2025 corresponden a la inversión planificada presentada por las empresas a la Secretaría de Energía a comienzos del presente año.

Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

Evolución de las inversiones hidrocarburíferas convencionales (en MUSD y porcentajes)



Nota: los datos de 2025 corresponden a la inversión planificada presentada por las empresas a la Secretaría de Energía a comienzos del presente año. Pero los cambios operados en el mercado mundial con impacto en el sector harán que finalmente la ejecución resulte más reducida.

Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

Evolución de las inversiones hidrocarburíferas convencionales por provincia (en MUSD)

	Chubut	Estado Nacional	Mendoza	Neuquén	Río Negro	Santa Cruz	Tierra del Fuego	Resto	Total
2015	1.810	367	759	1.350	338	1.490	534	194	6.842
2016	970	71	612	593	202	963	233	171	3.815
2017	969	87	577	292	139	833	145	137	3.180
2018	1.034	15	443	307	129	508	203	90	2.730
2019	1.151	30	399	214	134	424	62	101	2.514
2020	650	81	127	80	44	215	20	32	1.249
2021	932	38	168	172	99	424	34	61	1.927
2022	1.329	97	315	572	127	684	71	88	3.283
2023	1.419	339	235	637	108	907	62	81	3.788
2024	1.222	408	114	883	66	603	73	86	3.453
2025*	915	180	105	470	80	233	60	42	2.086

Nota: los datos de 2025 corresponden a la inversión planificada presentada por las empresas a la Secretaría de Energía a comienzos del presente año.

Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

4. Recaudación

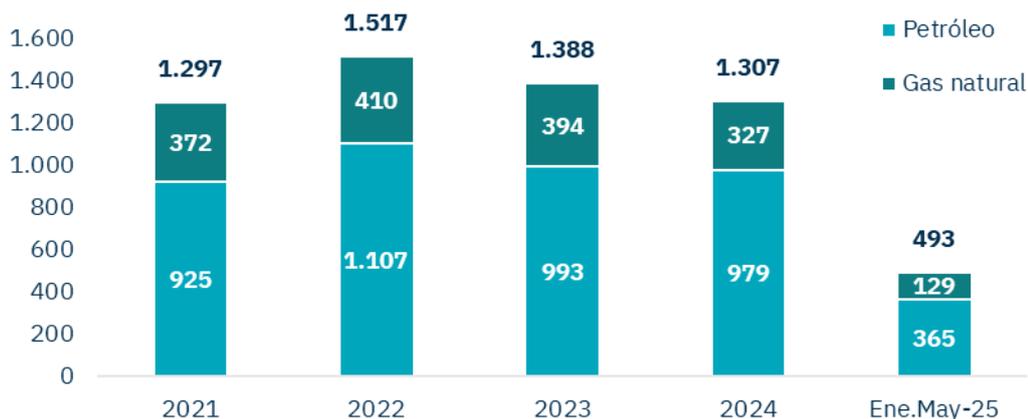
La actividad hidrocarburífera cumple un rol muy relevante en términos impositivos, tanto a nivel provincial como nacional.

A nivel provincial, el principal aporte a las cuentas públicas proviene del cobro de regalías y cánones por la producción de petróleo y gas natural, así como de los recursos coparticipables originados en tributos nacionales. Adicionalmente, las provincias perciben ingresos por impuestos como Ingresos Brutos, al igual que en otras actividades económicas locales.

En los últimos años, la recaudación por regalías vinculadas a la explotación de hidrocarburos convencionales promedió los USD 1.400 millones anuales, de los cuales cerca del 70% correspondió a la producción de petróleo.

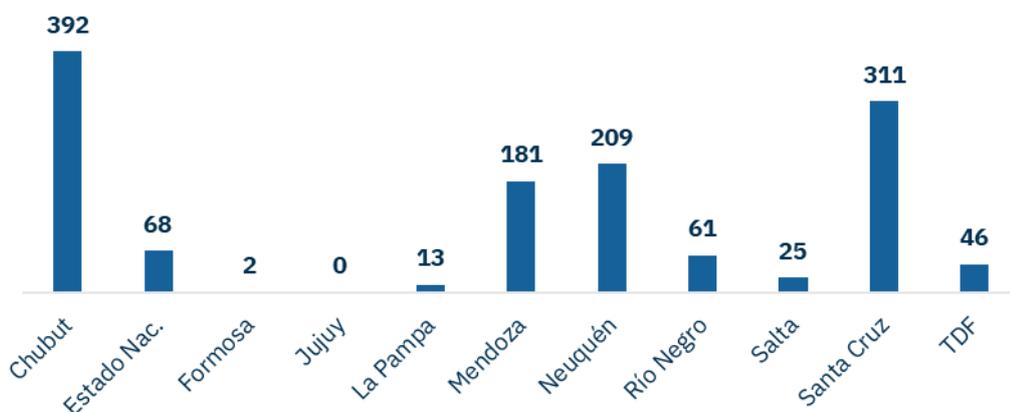
En 2024, Chubut encabezó la recaudación por regalías de petróleo y gas natural convencional (USD 392 millones), seguida por Santa Cruz (USD 311 millones), Neuquén (USD 209 millones) y Mendoza (USD 181 millones). Todos estos montos que representan un ingreso fiscal de gran relevancia para las finanzas provinciales.

Recaudación de regalías provinciales – Producción de petróleo y gas natural convencional⁶
(en MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

Recaudación de regalías provinciales sobre producción de petróleo y gas natural convencional, año 2024
(en MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

También es destacable el aporte a la recaudación nacional de los derechos de exportación sobre las ventas al exterior de hidrocarburos⁷. En la actualidad, la alícuota nominal de los derechos de

⁶ Para estimar el monto de regalías convencionales se partió del monto total de regalías informado por la Secretaría de Energía, a lo que se le aplicó la proporción de la producción de shale en cada provincia, considerándose el resto de la producción como convencional.

⁷ La alícuota nominal de los derechos de exportación al petróleo es del 8% cuando el precio internacional se ubica por encima de los 60 USD/bbl, del 0% cuando el precio internacional es inferior a los 45 USD/bbl, mientras que en las cotizaciones intermedias se aplica una fórmula lineal que va desde el 0% hasta el 8%.

exportación al petróleo es del 8%, aunque la misma depende de la cotización del precio internacional. La recaudación de este tributo, por lo tanto, depende tanto de los volúmenes exportados como de los precios mundiales. A lo largo de los últimos tres años se estima que la recaudación en concepto de retenciones a la exportación de petróleo convencional promedió los USD 144 millones anuales.

La actividad también nutre al fisco a través del Impuesto a las Ganancias –sobre trabajadores y personas jurídicas--, IVA e Impuestos a los Débitos y Créditos Bancarios.

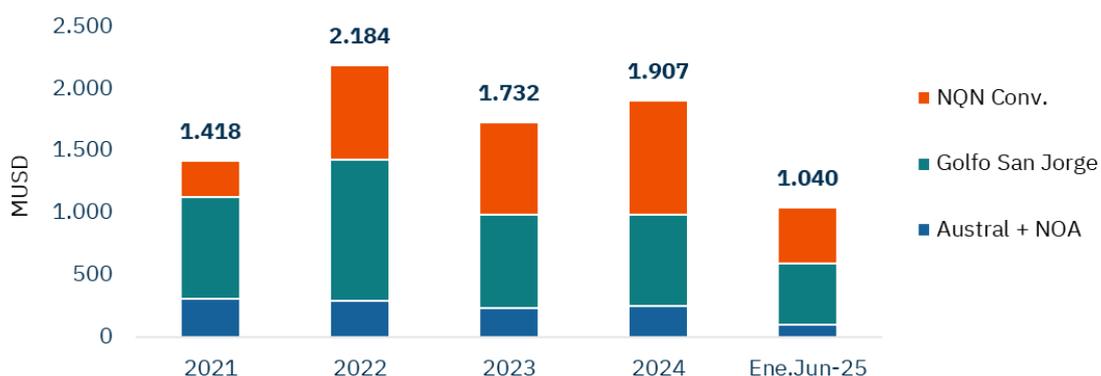
5. Balanza comercial

Desde 2011, la balanza comercial energética de Argentina presentó un saldo deficitario, como resultado de dos factores que operaron en conjunto: por un lado, la caída en la producción de hidrocarburos; por el otro, el sostenido crecimiento del consumo interno. Esta combinación generó una creciente necesidad de importar combustibles para satisfacer la demanda local. Además, la insuficiencia de oferta interna motivó la implementación de restricciones a las exportaciones de hidrocarburos.

En los últimos años, sin embargo, el aumento de la producción local de gas natural permitió reducir significativamente las importaciones desde Bolivia, de GNL y de gasoil destinado a la generación eléctrica. Al mismo tiempo, el significativo incremento en las exportaciones de petróleo contribuyó a mejorar el saldo comercial energético. De este modo, en 2023 se alcanzó el equilibrio, mientras que en 2024 se registró un superávit cercano a los USD 5.700 millones.

Ese mismo año, las exportaciones totales de crudo ascendieron a USD 5.473 millones, de los cuales más de USD 1.900 millones correspondieron a yacimientos convencionales, lo que destaca la importancia de estos últimos para el desempeño de la balanza comercial del país.

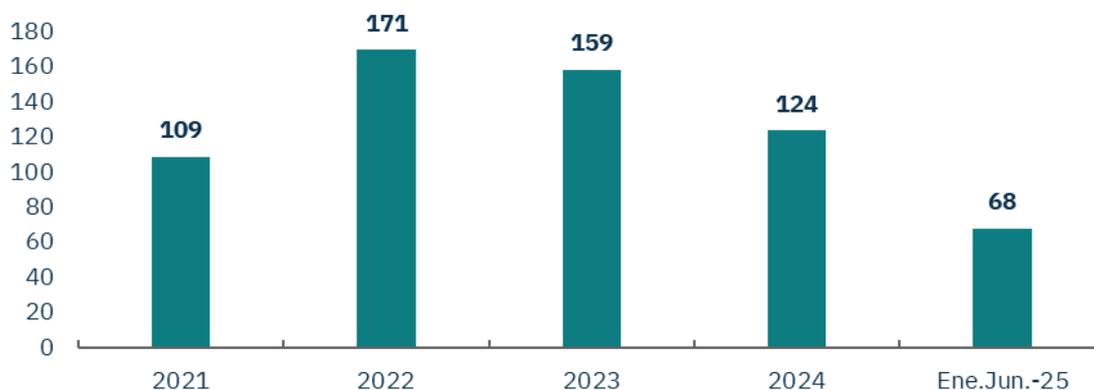
Exportaciones de petróleo crudo de explotaciones convencionales⁸ (en MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

⁸ Se muestran las exportaciones de petróleo proveniente de las cuencas del Golfo San Jorge, Austral y NOA informadas por la Secretaría de Energía. Para estimar las exportaciones provenientes de las explotaciones convencionales de cuenca Neuquina, se consideró la proporción de los volúmenes obtenidos en dichas explotaciones sobre la producción total de la cuenca, la que se aplicó a las exportaciones provenientes de la misma.

Exportaciones de gas natural de explotaciones convencionales⁹ (en MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía y ENARGAS.

6. Empleo

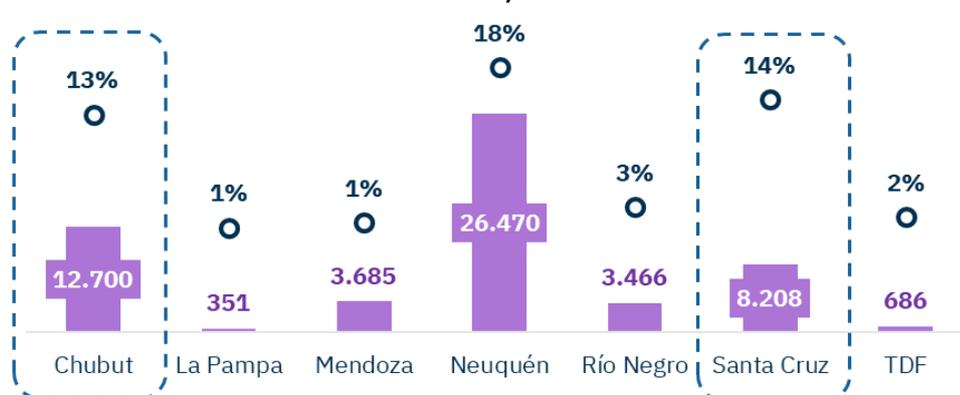
La actividad hidrocarburífera tiene un peso significativo en la economía de las provincias en las que se desarrolla. En las jurisdicciones petroleras, emplea una mayor cantidad de trabajadores que otras actividades relevantes y es la rama con el mayor grado de formalidad en el país.

Los salarios son, por lo general, más elevados que los registrados en las restantes actividades productivas, lo que consolida su mayor peso relativo.

En lo que respecta a la incidencia de las explotaciones convencionales, se destaca tanto la cantidad de puestos de trabajo que generan como su peso relativo en el empleo total de provincias como Chubut y Santa Cruz, donde la producción proviene casi en su totalidad de yacimientos convencionales.

⁹ Dado que las estadísticas oficiales no desagregan las exportaciones de gas natural por cuenca de origen, se realizó una estimación en base a la siguiente metodología. En primer lugar, a partir de los partes diarios del ENARGAS se identificó el volumen exportado a Methanex y en los gasoductos de la región norte considerando que los mismos se abastecen con gas natural de origen convencional. En segundo lugar, se estimó la participación de la producción convencional dentro de la producción de la Cuenca Neuquina para estimar las exportaciones de gas natural convencional provenientes de dicha cuenca productiva.

Asalariados registrados del sector privado empleados en la actividad hidrocarburífera e incidencia sobre los asalariados registrados totales en la provincia, cuarto trimestre de 2024¹⁰ (en cantidad de asalariados y %)

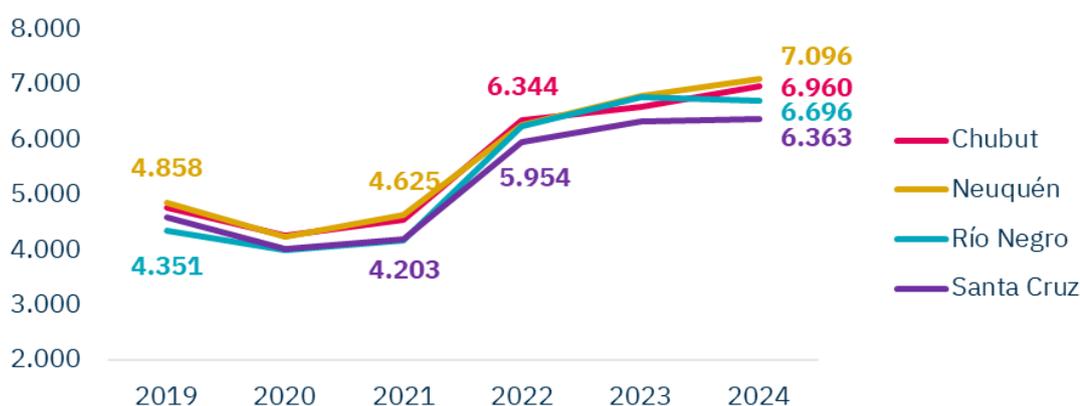


Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Trabajo.

Los salarios en el sector hidrocarburífero son, por lo general, más elevados que los registrados en las restantes actividades productivas, determinando que su contribución a la masa salarial total en cada una de las provincias sea aún más relevante.

Al analizar la evolución de la remuneración promedio de los trabajadores registrados en la actividad “Extracción de Petróleo Crudo y Gas Natural”, de acuerdo con lo informado por la Secretaría de Trabajo, Empleo y Seguridad Social, se observa el importante crecimiento que tuvieron las remuneraciones valuadas en dólares a lo largo de los últimos años. En efecto, mientras que la remuneración en el año 2021 promediaba los 4.386 USD mensuales, en el último año alcanzó los 6.779 USD, es decir que ese valor promedio tuvo un incremento del 55%. Esta situación se observa de manera similar en todas las provincias.

Remuneración promedio de los trabajadores registrados en la actividad Extracción de Petróleo Crudo y Gas Natural (en USD mensuales)



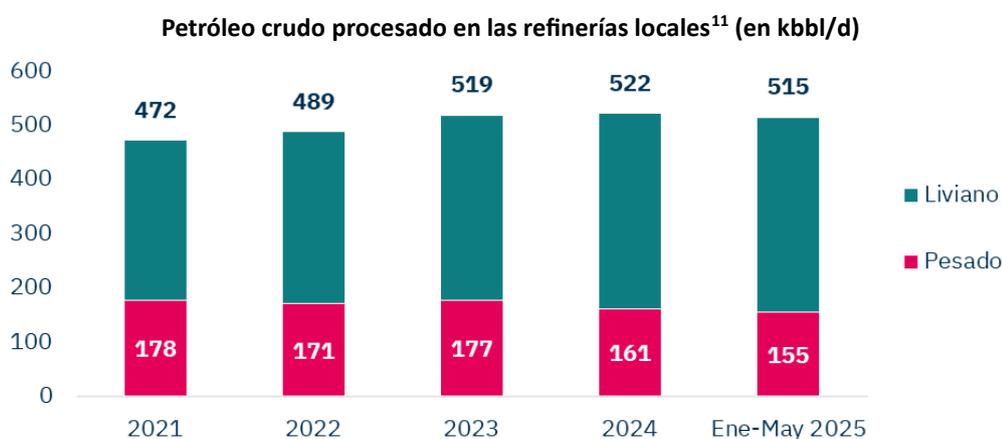
Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Trabajo.

¹⁰ Se incluyen las actividades: “Extracción de petróleo crudo y gas natural” y “Actividades de servicios relacionadas con la extracción de petróleo y gas, excepto las actividades de prospección”.

7. Sector de refinación argentino

El sector de refinación en la Argentina se conformó décadas atrás, incorporando una porción significativa de crudo pesado en la corrida de las refinerías. Si bien a lo largo de la última década el aumento de la producción de crudo liviano en la cuenca Neuquina condujo a un incremento de la incidencia de los crudos livianos en la canasta de carga de las refinerías, el reemplazo total del crudo pesado producto de la explotación convencional resulta poco probable sin niveles de inversión sustanciales en el sistema de refinación.

En este contexto, si la producción de petróleo crudo pesado en la cuenca del Golfo San Jorge continúa en declino en los próximos años, será necesario importar este tipo de crudo, lo que impactaría negativamente en la balanza comercial y podría trasladarse al precio que pagan los consumidores en el mercado interno.



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

8. El gas natural y su importancia en el abastecimiento

La declinación de la producción de gas natural en las cuencas maduras representa también un riesgo para el abastecimiento del mercado interno y conlleva un aumento en los costos operativos del sistema, debido a la necesidad de importar gas natural y combustibles líquidos para cubrir la demanda. A los fines de aminorar el mencionado declino, existen en estudio diversos proyectos de extracción y posterior extracción de hidrocarburos convencionales cuya viabilidad final dependerá de las condiciones técnicas pero muy especialmente de las económicas y comerciales.

Por otro lado, si bien Argentina cuenta con recursos suficientes para abastecer plenamente el consumo local, las limitaciones en la capacidad de transporte restringen la posibilidad de expandir la producción en la Cuenca Neuquina y, por lo tanto, de compensar la disminución de la producción en las cuencas maduras de tipo convencional.

En este contexto, la producción de gas natural en el Golfo San Jorge y en la Cuenca Austral resulta clave no solo para garantizar el suministro en la región patagónica, sino también para aportar los volúmenes incrementales necesarios para el abastecimiento de la región metropolitana de Buenos Aires, especialmente durante el periodo invernal (a modo de ejemplo, la demanda invernal es aproximadamente 1.3 veces superior a la de verano, 180 vs 140 millones m³/día). Sin estos

¹¹ “Crudo Pesado” incluye Cuenca del Golfo San Jorge (Cañadón Seco y Escalante). El resto del petróleo procesado se agrupa como “Crudo Liviano”.

volúmenes, sería necesario realizar inversiones significativas en la red de transporte troncal para abastecer la región patagónica desde otras cuencas productivas, así como para sustituir los volúmenes aportados a través del gasoducto San Martín a la región metropolitana de Buenos Aires.

Una situación similar se presenta en el noroeste del país, donde el declino productivo de la cuenca local obligó a revertir el flujo del Gasoducto Norte y a mantener las importaciones de gas natural, ya sea desde Bolivia o desde el norte de Chile, para asegurar el suministro durante los períodos de alta demanda.

Finalmente, es de destacar que una importante actividad convencional se desarrolla en áreas remotas o de difícil acceso, resultando en altos costos logísticos, especialmente los vinculados a la movilización de los equipos de perforación.

C. Régimen de Reactivación de la Producción Convencional

Frente al escenario descrito, las empresas nucleadas en la CEPH consideran necesaria la implementación de un régimen específico, acompañado de medidas de promoción. Ese régimen permitiría sostener e incrementar la actividad en cuencas maduras, generando beneficios a nivel provincial, nacional. La reducción de la carga impositiva y la simplificación administrativa crearían un entorno favorable para estimular la inversión y fomentar el desarrollo productivo, sin comprometer la estabilidad fiscal. Esto favorecería la recuperación de los niveles de inversión, evitaría la caída de la recaudación derivada del declino de la producción y contribuiría a mantener el empleo, favoreciendo así al desarrollo económico del país.

A continuación, se presentan los principales lineamientos del Régimen de Reactivación de la Producción Convencional.

1. Objeto y alcance

- a. Objetivos: incrementar el factor de recobro, reducir el *lifting cost* por barril y el costo de producción de gas natural, prolongar la vida útil de la infraestructura, sostener el empleo, fomentar inversiones eficientes y mejorar la balanza comercial energética.
- b. Régimen de vigencia permanente dado el carácter maduro de los yacimientos.
- c. Aplicable a campos maduros de petróleo y gas convencional

2. Régimen de regalías y canon hidrocarburífero

- a. Reducción de la alícuota de regalías al 6%. En su defecto, un régimen dinámico de regalías a definir (Factor R anual: cálculo al 31/12 y alícuota variable).
- b. Reducción significativa del canon hidrocarburífero.

3. Principales medidas fiscales, aduaneras y cambiarias

El Régimen de Reactivación de la Producción Convencional debería contemplar:

- a. Derechos de Exportación de crudo, gas natural y GLP: 0% para producción proveniente de yacimientos convencionales
- b. Reducción de la tasa del impuesto a las ganancias al 25%.

- c. Amortización acelerada: para bienes de uso en 3 ejercicios fiscales, o deducción total de la inversión en el año que la misma se efectúe, de modo opcional.
- d. Eliminación de impuestos distorsivos (derechos de exportación) y creación de cuenta única tributaria (aprovechamiento créditos fiscales por IVA).
- e. Eliminación de aranceles en importación de bienes y servicios asociados a la actividad.
- f. Importación de bienes usados: legislación que permita la importación de equipos usados para las actividades de extracción y producción.
- g. Estabilidad normativa: tributaria, aduanera y cambiaria garantizada.
- h. Deducción extra en el impuesto a las ganancias por EOR: 50% adicional en inversiones de recuperación mejorada. Como opción, una deducción adicional en el impuesto a las ganancias, como beneficio incremental.
- i. Posibilidad de pagar el IVA (incluidas las percepciones) a sus proveedores, o a ARCA (derechos de importación, cargas sociales, impuestos nacionales, etc.) a través de la entrega de Certificados de Crédito Fiscal.
- j. Quebrantos impositivos: los titulares beneficiarios del presente régimen gozarán de un plazo de 10 años para utilizar los quebrantos impositivos, los que se actualizarán por IPC sin limitación y/o restricción
- k. Aranceles en importación de bienes y servicios asociados a la actividad: 0%.
- l. Régimen cambiario especial: fondos de exportación y financiamiento exentos de ingreso obligatorio al mercado de cambios. Régimen cambiario especial: permitir la no liquidación de la totalidad de los flujos de exportación en el Mercado Único y Libre de Cambios (MULC) a fin de constituir garantías en el exterior para la toma de financiamiento, con el objetivo de incrementar los niveles de inversión.
- m. Eliminación de Ingresos Brutos por 5 años, y partir del sexto año la tasa no podrá superar en ningún caso el 3% sobre el ingreso, hasta llegar a los 30 años.
- n. Las tasas municipales solo pueden aplicarse como contraprestación a una real y efectiva prestación de un servicio por parte del municipio. Las tasas no podrán ser calculadas en función a porcentajes sobre ventas y/o ingresos, valores sobre activos o patrimonio.
- o. Estabilidad fiscal durante 30 años. La carga tributaria no podrá incrementarse vía aumento de alícuotas o creación de nuevos tributos durante un horizonte de 30 años.

4. Eficiencia operativa y estándares

- a. Ventanilla Única Digital: resolución en 10 días hábiles, con silencio positivo.
- b. Evaluación de Impacto Ambiental simplificado: anexo técnico para intervenciones ≤ 30 días sin expansión de superficie; aval de normas internacionales para campos maduros.
- c. Estándares API, ISO y OGP: aplicables a cimentación, EOR, integridad de pozos, abandono de pozos, control de arena, gestión de calidad, ambiente, seguridad y salud.
- d. Completaciones múltiples y tie-back liners: autorizadas bajo un solo casing, sujetas a normas de integridad y control de corrosión.

- e. Derogación de normas provinciales duplicadas con normas nacionales: Tanques aéreos, telemedición, etc.
- f. Derogación de tasas por inspecciones o similares cobradas por la autorización (sin su correspondiente servicio asociado o que no tienen relación con la tarea realizada).

5. Régimen laboral y capacitación

Organización del trabajo: negociación de acuerdos sindicales por campo o por empresa que incluya, entre otros temas, turnos, rotaciones escalonadas, multi-skilling y teleoperación. Dotaciones multifunción y según necesidad en función de la tecnología disponible.

Experiencia internacional

A nivel global, muchos países productores de hidrocarburos han adoptado regímenes específicos y medidas de promoción similares a las que la CEPH propone para sostener e incentivar el nivel de actividad en cuencas maduras. Estos regímenes tienen como objetivo central garantizar la seguridad energética, sostener el empleo asociado a la cadena de valor hidrocarburífera y maximizar los recursos fiscales para el Estado, evitando al mismo tiempo procesos de abandono anticipado de yacimientos con potencial remanente.

En efecto, en cuencas maduras o de difícil acceso, donde los costos de extracción son elevados y las tasas de declino pronunciadas, diversos países han instrumentado marcos promocionales que permiten extender la vida útil de los campos, asegurar ingresos fiscales y preservar el tejido socioeconómico local.

A continuación, se presenta un resumen de las principales medidas adoptadas en algunos países productores de hidrocarburos convencionales a nivel global que se enfrentan a desafíos similares a los de la Argentina.

1. Brasil

Brasil ha implementado medidas de política energética con el objetivo de impulsar la producción en campos petroleros maduros y marginales, combinando incentivos fiscales, simplificación normativa y estrategias de revitalización. El enfoque en este caso se centra en extender la vida útil de los activos existentes, atraer inversiones y aumentar la eficiencia operativa.

a. Reducción de regalías

Se implementó un régimen de regalía reducida para campos maduros y de baja producción, con el objetivo de mejorar la rentabilidad y extender la vida útil de campos marginales. En este marco, la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) puede autorizar una reducción en la tasa de regalías, para lo cual se debe presentar un plan de inversión para incremento de producción o instrumentación de técnicas de recuperación.

b. Extensión contractual y oferta de bloques

La ANP permite prolongar la vigencia de contratos de producción en campos maduros con planes de inversión adicionales y aplicación de tecnologías avanzadas. Al mismo tiempo, se estableció un sistema de licencias continuo para campos marginales.

El rol de Petrobras como operador a lo largo de los últimos años ha ido variando, de la mano de la transferencia de activos maduros a nuevos operadores más pequeños con el objetivo de que revitalicen la producción.

c. Simplificación contractual

Se han implementado mecanismos para la simplificación de trámites y disminuir la carga regulatoria para pequeñas operadoras, que suelen operar estos activos tras su transferencia por parte de Petrobras. En este marco, se redujeron algunas exigencias para facilitar la operación en depósitos de menor escala.

2. Canadá

a. Incentivos fiscales y de regalías

Algunos estados (tales como Alberta y Saskatchewan) ofrecen esquemas de regalías diferenciadas para pozos maduros o proyectos con tecnologías de recuperación mejorada. Saskatchewan ofrece una tasa de regalía preferencial para pozos con menos de cierta producción mensual. Por su parte, Alberta ha tenido programas de “*royalty credit*” para inversiones en tecnología de recuperación mejorada. Asimismo, se otorgan créditos fiscales para la reactivación de pozos abandonados, modernización de infraestructura o captura de metano.

b. *Site Rehabilitation Program* (Alberta)

Se trata de un programa lanzado en el año 2020, con fondos federales, que brinda financiamiento a empresas para cerrar y remediar pozos inactivos, lo cual libera espacio regulatorio y operativo para mantener la producción en campos adyacentes o reactivar áreas maduras. Asimismo, brinda apoyo a pymes del sector.

c. *Accelerated Site Closure Program* (Saskatchewan)

Se trata de un programa similar al implementado en el estado de Alberta, que busca rehabilitar pozos abandonados en zonas maduras, promoviendo en este marco la generación de empleo y reducción de pasivos ambientales.

d. Apoyo a tecnologías limpias

Existen programas federales y provinciales (como el *Clean Resource Innovation Network*) que financian proyectos tecnológicos para mejorar la eficiencia de pozos maduros, reducir emisiones de metano o aplicar captura y almacenamiento de carbono en campos con recuperación mejorada.

3. Estados Unidos

a. Medidas federales

i. Deducción porcentual por agotamiento (*Percentage Depletion Allowance*)

Se trata de un beneficio fiscal diseñado para la industria extractiva, que permite deducir un porcentaje fijo de los ingresos brutos de producción como compensación por el agotamiento del recurso natural. Este beneficio se encuentra disponible para productores independientes y pequeñas empresas y establece un límite de producción para poder acceder, lo que determina que la mayoría de los pozos maduros califiquen.

ii. Reducción de regalías en tierras federales para pozos marginales

La Oficina de Ingresos por Recursos Naturales (*Office of Natural Resources Revenue*) tiene autoridad para suspender o reducir regalías en tierras federales y off shore cuando se demuestre que un pozo marginal corre riesgo de cierre debido a su baja rentabilidad. La reducción puede ser automática, en base a programas específicos determinados por la Oficina de Administración de Tierras, o a solicitud del operador.

iii. Costos de perforación intangibles (IDC)

Aunque aplica a todos los proyectos hidrocarburíferos, la deducción completa de los costos de perforación intangibles (mano de obra, servicios de perforación, contratos asociados, combustible, suministros de perforación, etc.) resulta clave en la actividad en cuencas maduras, ya que permite la deducción del 100% de los costos intangibles en el año fiscal en el que se incurren, acelerando la recuperación de la inversión. Esto reduce la carga fiscal de pozos con bajos ingresos, como suele ser en pozos marginales o de baja producción.

iv. Aceleración de permisos

Se implementaron modificaciones regulatorias para agilizar los permisos de reacondicionamiento de pozos existentes (workovers) y recompletaciones en campos ya explotados. Asimismo, se estableció una coordinación centralizada para limitar las múltiples revisiones por parte de distintas agencias para un mismo pozo.

v. Programas de arrendamiento prioritario

Los programas de arrendamiento prioritario buscan maximizar la recuperación de recursos en campos ya desarrollados, priorizando las solicitudes que estén adyacentes a pozos activos o campos maduros. Se permiten nuevas perforaciones en áreas ya explotadas, que cuentan con infraestructura y logística existente, facilitando el reacondicionamiento de pozos marginales.

b. Medidas a nivel estadual

i. Reducciones o exenciones de impuestos sobre la producción

En Texas se aplica una exención parcial de impuestos para pozos de baja producción (*Marginal Well Production Tax Exemption*); en Oklahoma hay reducciones de impuestos para pozos maduros que usan técnicas de recuperación avanzada (*Enhanced Oil Recovery tax incentives*); en Kansas y Wyoming también existen reducciones impositivas para pozos de baja producción (*stripper Wells*).

ii. Créditos e incentivos fiscales

En Oklahoma existe un programa que otorga crédito fiscal para la recompletación de pozos marginales; en Wyoming existen incentivos fiscales para la modernización de la infraestructura de producción para proyectos de recuperación avanzada (EOR), workovers o mejoras de eficiencia en campos maduros.

iii. Programas de asistencia y financiamiento

Existen programas estatales de préstamos o financiamiento a bajo interés para productores independientes de campos maduros, con el objetivo de permitir workovers, recompletaciones y mantenimiento de infraestructura (por ejemplo, en Oklahoma).

iv. Permisos y agilización de trámites

Algunos estados implementan procesos de aprobación rápida de workovers o recompletaciones en campos existentes (por ejemplo, en Texas).

Conclusión

La explotación convencional de hidrocarburos mantiene hoy una relevancia estratégica dentro del esquema energético argentino. A pesar del creciente protagonismo de los desarrollos no convencionales, la producción convencional continúa aportando una proporción sustancial del petróleo y gas natural consumido en el país, al tiempo que representa una parte significativa de las reservas comprobadas.

Su importancia no se limita al plano energético: en muchas provincias productoras, esta actividad constituye un motor clave para la generación de empleo y una fuente fundamental de ingresos fiscales. Además, su aporte al sistema energético nacional es decisivo: el crudo convencional es esencial para el abastecimiento del parque de refinación, mientras que el gas del sur del país desempeña un rol central en la cobertura de la demanda interna.

En este marco, y frente a los desafíos que enfrentan las cuencas maduras —como el natural declino de la producción y la pérdida de competitividad económica— se vuelve imprescindible avanzar en un régimen de reactivación específico para sostener la actividad. La experiencia internacional muestra que diversos países han implementado instrumentos fiscales, regulatorios y contractuales orientados a sostener e incentivar la actividad en este tipo de áreas, con el objetivo de preservar su contribución al abastecimiento energético y al desarrollo regional.

En ese marco, la CEPH propicia la creación del Régimen de Reactivación de la Producción Convencional para sostener una actividad estratégica que atraviesa un momento crítico que demande soluciones urgentes.