

ANÁLISIS DEL SECTOR HIDROCARBURÍFERO EN ARGENTINA Y SU RECONFIGURACIÓN A PARTIR DE LA CONSOLIDACIÓN DE VACA MUERTA

El presente informe analiza la transformación estructural de la industria hidrocarburífera en Argentina entre 2009 y 2026, caracterizada por la consolidación de Vaca Muerta como el principal vector de expansión de la oferta de petróleo y por la progresiva sustitución del crudo convencional por shale oil. El estudio identifica tres fases productivas distintas, destacando un período de aceleración exponencial a partir de 2021 que culminó en un máximo histórico de producción de más de 900 mil barriles diarios en mayo de 2026. Este crecimiento no convencional permitió revertir el déficit estructural de la balanza comercial energética, pasando de una fase de dependencia y salida de divisas a un superávit récord de 7.829 millones de USD en 2025. Finalmente, el informe examina la dinámica del mercado mediante el Índice Herfindahl-Hirschman (HHI), demostrando cómo una concentración inicial de capital fue un requisito funcional para el despegue técnico de la formación no convencional, antes de dar paso a una etapa de desconcentración competitiva y mayor resiliencia ante el contexto internacional.

Introducción

En los últimos años, el sector hidrocarburífero argentino ha experimentado una transformación estructural sin precedentes, pasando de una etapa de déficit energético recurrente y dependencia de las importaciones a consolidarse como un motor clave para el crecimiento económico y la generación de divisas. Para la realización de este estudio se utilizó la base de datos de la Secretaría de Energía recuperados a través de alphacast, la cual contiene datos referidos a la producción diaria, tanto de gas como de petróleo. También se recurrió a datos del balance energético publicado por la Secretaría de Energía de la Nación para evaluar el resultado comercial del sector en términos físicos y datos del INDEC, para contemplar el impacto monetario. Además, el estudio integra los marcos institucionales de Douglass North y Daron Acemoglu para explicar cómo la aceleración en la producción petrolera responde, en parte, al cambio de las reglas de juego y la estabilidad institucional.

Marco Teórico

Durante más de una década, el potencial de Vaca Muerta se vio limitado por las distorsiones de precios, los controles cambiarios, la incertidumbre regulatoria y los cuellos de botella logísticos que desincentivaron la inversión. Para analizar esta transición hacia el nuevo paradigma de desbloqueo productivo y desregulación, iniciado a fines de 2023, este análisis se estructura a partir del enfoque de Douglass North:

North define las instituciones como las reglas del juego que estructuran los incentivos. En industrias de capital intensivo, la estabilidad regulatoria reduce los altos costos de transacción y el riesgo del capital, habilitando inversiones a largo plazo.

Desde fines de 2023, la desregulación y eliminación paulatina de restricciones resultó fundamental en tanto modificó los incentivos en la industria. A través de promover la paridad de precios internacionales, liberación de exportaciones e incentivos de largo plazo se reorientaron las expectativas y se contribuyó a seguir aumentando la producción.

Evolución de la oferta de petróleo

En 2025, la oferta de petróleo en Argentina registró un nuevo incremento interanual, consolidando ya cinco años consecutivos de crecimiento sostenido tras la contracción sufrida en 2020 por el impacto de la pandemia de COVID-19.

Este comportamiento refleja un cambio de régimen estructural en la industria hidrocarburífera nacional, cuyo principal vector de expansión es el desarrollo intensivo de la formación no convencional Vaca Muerta.

La trayectoria productiva agregada refleja tres fases operativas claramente diferenciadas que explican la reconfiguración del mapa energético nacional:

Inicialmente una fase de estancamiento y restricciones estructurales (2009–2017), caracterizada por una meseta productiva rígida donde la extracción de crudo fluctuó entre los 480.000 y 615.000 barriles diarios (bbl/d). Durante este período, la elevada tasa de declinación natural en la productividad de los yacimientos convencionales maduros no logró ser compensada por la actividad exploratoria. Esta dinámica se vio agravada por la falta de previsibilidad regulatoria y la distorsión de precios locales, lo que desincentivó el flujo de capital de inversión y estancó la oferta, forzando la importación.

En segundo lugar, un punto de inflexión y reestructuración de activos. En mayo de 2020, la crisis sanitaria del COVID-19 redujo la extracción a un piso histórico

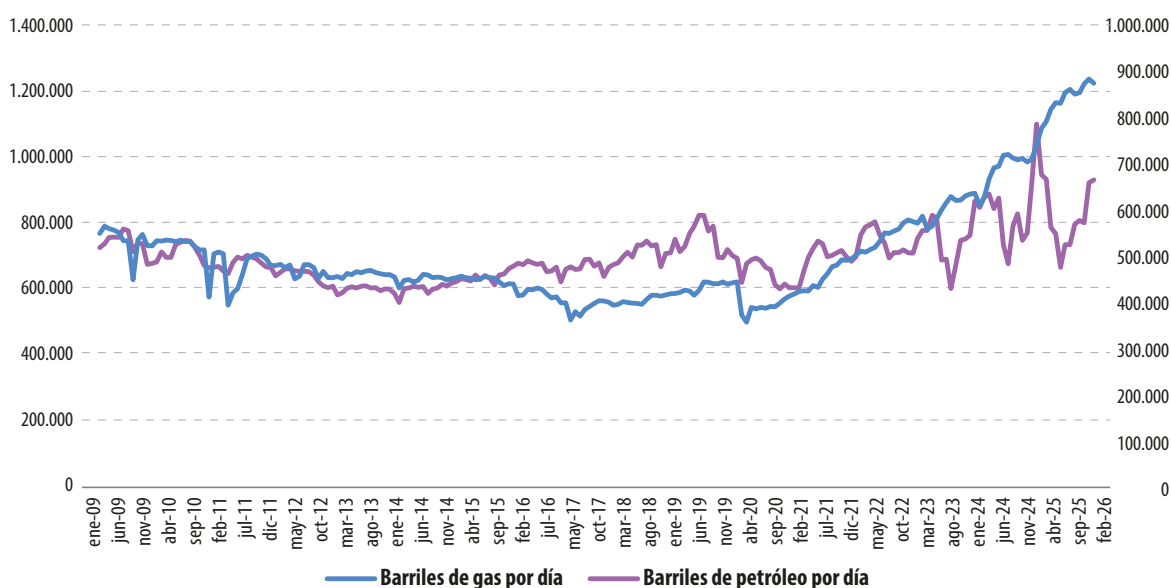
de, aproximadamente, 451.000 bbl/d, como resultado del desplome de la demanda, el cierre temporal de pozos y la parálisis de los equipos de perforación y completación. No obstante, esta contracción actuó como un catalizador operativo: el sector reasignó, de manera eficiente, el capital hacia los activos de mayor productividad relativa, sentando las bases para el despegue del segmento no convencional.

Por último, la actual fase de expansión no convencional (2021-2026). A partir de 2021, la oferta ingresó en un sendero de aceleración exponencial. Tras una recuperación inicial que promedió los 520.000 bbl/d en 2021 y superó los 700.000 bbl/d en 2024, en 2025 la producción promedio alcanzó los 801.278 bbl/d. Este proceso culminó en mayo de 2026 con un récord histórico de 902.242 bbl/d, lo que representó un incremento interanual del 19,7%. El motor exclusivo de esta dinámica fue el shale oil, cuya participación sobre la oferta total pasó del 23% en 2020 al 68% en 2026.

Cabe destacar la divergencia en la dinámica de mercado entre los líquidos y el gas natural. Mientras que la oferta de gas exhibe una trayectoria con marcadas oscilaciones estacionales -condicionada por los picos de consumo invernal y las restricciones en la capacidad de transporte-, la curva del crudo muestra una tendencia alcista ininterrumpida.

La elevada liquidez del mercado internacional de crudo y su mayor flexibilidad logística consolidaron al petróleo como el principal vector de exportación del sector y una fuente estratégica para la generación de divisas.

Gráfico 1. Evolución de la oferta de petróleo y gas en Argentina (2009-2026).



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, recuperado a través de Alphacast.

Reemplazo estructural del convencional por shale oil

La dinámica entre la producción convencional y no convencional evidencia la transformación estructural de la industria petrolera argentina, caracterizada por la sustitución progresiva del petróleo convencional por el shale oil. Este fenómeno refleja la inversión completa de la matriz en un período de diecisiete años: mientras en 2009 el petróleo convencional explicaba el 99,8% de la oferta nacional y el no convencional resultaba estadísticamente irrelevante, hacia el primer semestre de 2026 la relación se invirtió casi por completo, situando al shale oil en un valor cercano al 70% del total extraído y relegando al convencional a cerca del 30%.

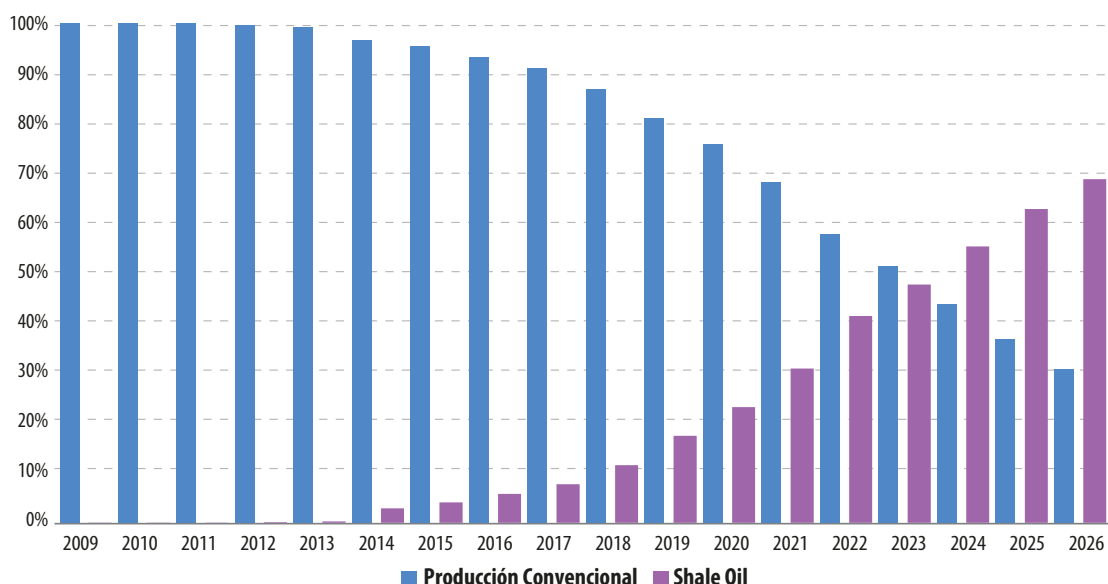
Esta transición cobró un ritmo vertiginoso a partir de 2020 con la maduración de las inversiones en Vaca Muerta, alcanzando su punto de inflexión definitivo entre 2023 y 2024.

Fue precisamente en 2024 cuando la producción no convencional superó, holgadamente, la barrera del 50% de la oferta nacional, una brecha que continuó ampliándose en 2025 hasta rozar el 67,5. Un giro tectónico que compensó con creces la declinación natural de los yacimientos maduros del Golfo San Jorge, la Cuenca Neuquina convencional y el Noroeste.

La fisonomía dinámica responde a dos tendencias simultáneas e inversas. Por un lado, la extracción convencional mantuvo una trayectoria descendente constante por el agotamiento natural de los pozos y la reasignación del capital exploratorio, llegando a escenarios de severa contracción en las cuencas Cuyana, Austral y del Noroeste. Por el otro lado, el shale oil experimentó una expansión sostenida por mejoras operativas en la perforación horizontal, economías de escala y la fuerte concentración de divisas en Neuquén.

El análisis de la serie temporal del comercio exterior de hidrocarburos, cuantificado en Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP) evidencia la importancia macroeconómica que implica este hito: el paso de un esquema de dependencia de las importaciones a un modelo superavitario.

Gráfico 2. Transición tecnológica en la producción de petróleo (2009-2026).



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, recuperado a través de Alphacast.

Reversión del balance comercial energético

Esta dinámica se desarrolló a través de tres etapas principales:

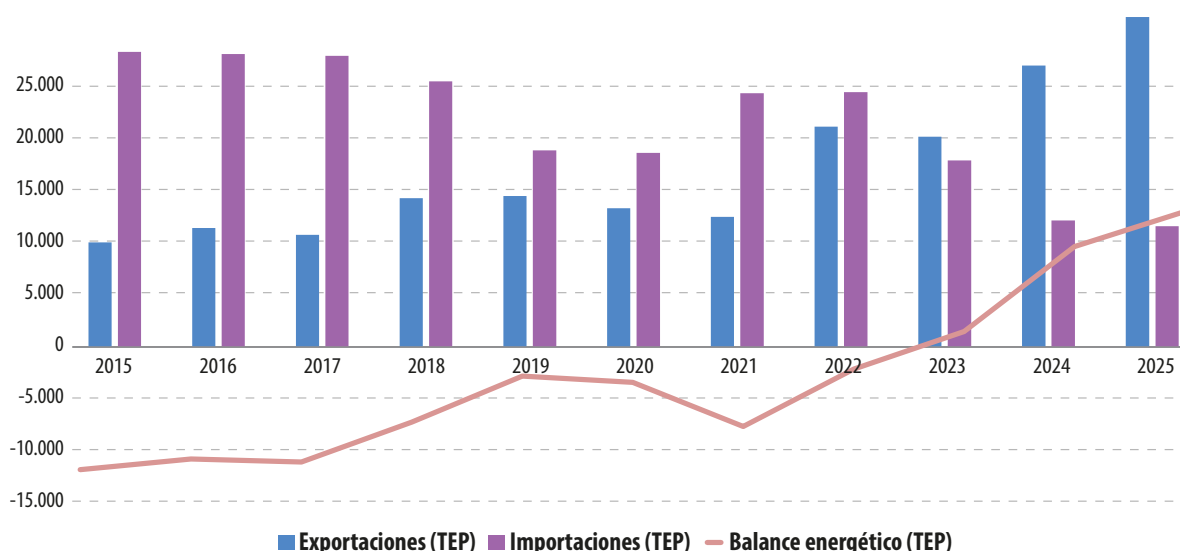
En primera instancia, un período de dependencia internacional entre 2015 y 2022. Durante estos años, la rigidez de la oferta local forzó una elevada dependencia de las importaciones de combustibles para abastecer la demanda doméstica. Esto derivó en un saldo físico marcadamente deficitario que promedió -11.290 TEP entre 2015 y 2017, generando una importante salida de divisas que presionó sobre la balanza de pagos y las reservas internacionales.

En segundo lugar, el cambio estructural que ocurrió en 2023, cuando el volumen de las exportaciones superó al de las importaciones por primera vez en más de una década, logrando un saldo neto positivo de +1.461 TEP.

Esta inflexión respondió a dos factores concurrentes: la generación sostenida de saldos exportables de crudo por la mayor productividad en Vaca Muerta, y la entrada en operaciones de infraestructura crítica de transporte -destacándose la puesta en marcha del gasoducto presidente Néstor Kirchner y la ampliación de la capacidad de evacuación de líquidos por oleoductos-, lo que permitió canalizar los volúmenes incrementales hacia los mercados internacionales.

Y por último, la consolidación del superávit comercial en 2024 y 2025. A partir de 2024, el superávit energético escaló de forma sustancial. En dicho ejercicio, el saldo neto físico alcanzó los +9.669 TEP, lo que representó un ingreso neto de 5.729 millones de USD, sustentado en exportaciones brutas que bordearon las 17.499 TEP. Hacia 2025, el balance físico se expandió hasta los +13.044 TEP, alcanzando un máximo histórico, en términos monetarios, de 7.829 millones de USD. Este resultado fue impulsado por un doble efecto: la drástica reducción de los requerimientos de importación -que cayeron a menos de un tercio de los niveles de 2015, 2016 y 2017- y el continuo escalamiento de los embarques de crudo hacia el mercado externo, que se multiplicaron por más de tres respecto al 2015.

Gráfico 3. Balance físico energético (2015-2025).



Fuente: elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de energía.

Dinámica del Sector Externo

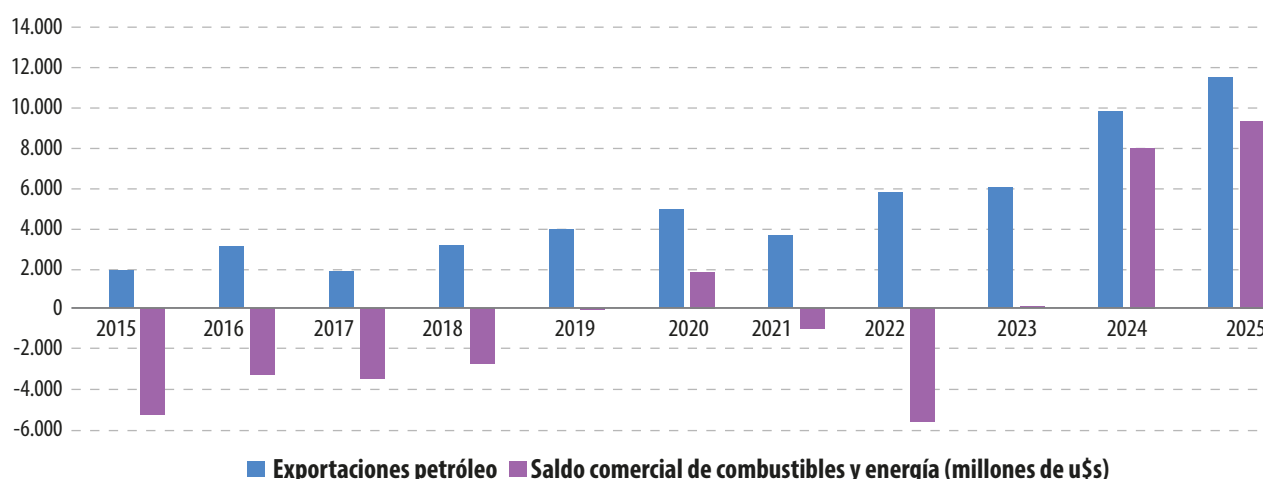
Entre 2015 y 2018 tuvo lugar una fase de estancamiento. En ese entonces las exportaciones de crudo en términos físicos se mostraban estancadas alrededor de los 2.000 y 3.000 TEP, sin mostrar una tendencia clara de crecimiento. A su vez, como consecuencia directa, el saldo del capítulo comercial de combustibles y energía resultaba profundamente negativo en términos monetarios (alcanzando un promedio de más de -3.000 millones de dólares anuales) tal como se advierte en el Gráfico 4.

La fase de desacople la podemos situar entre los años 2019 y 2023, durante este intervalo, el incremento sostenido en la extracción exportable de petróleo no fue suficiente para contrarrestar la abultada factura de importación de combustibles para consumo interno y la balanza energética alternaba entre valores negativos y de equilibrio. El punto de mayor tensión ocurrió en 2022: a pesar de registrar un volumen exportado récord de 5.929 TEP de crudo, el saldo neto de divisas cayó a un piso de -4.386 millones de dólares.

Esta brecha derivó de la combinación de tres factores: la elevada demanda de importación durante los picos invernales, el *shock* de precios en los *commodities* energéticos internacionales tras la pandemia y el impacto del conflicto bélico entre Rusia y Ucrania.

Por último, en 2024 y 2025 se produce una fase de alineación y generación neta de divisas, ya que a partir de 2024 se consolidó un cambio de régimen estructural. La eliminación gradual de las importaciones de combustibles -posibilitada por el escalamiento de la oferta no convencional de shale oil- permitió que el crecimiento de los volúmenes exportados impactara, de manera directa y positiva, sobre la balanza de pagos. Hacia 2025, el volumen de crudo exportado trepó hasta los 11.320 TEP, mientras que las exportaciones totales del rubro alcanzaron las 20.532 TEP. Como resultado de esta alineación, el saldo comercial del sector revirtió su tendencia negativa, alcanzando un superávit de 5.729 millones de dólares en 2024 y escalando a un máximo histórico de 7.829 millones de dólares en 2025. De esta manera, el sector energético se consolidó como uno de los principales motores de generación neta de divisas para la economía argentina.

Gráfico 4. Exportaciones de crudo e impacto en el Balance comercial.



Fuente: elaboración propia partir de datos de la secretaría de energía y del INDEC.

Dinámica de mercado y concentración de la oferta

Esta transformación productiva esconde una dinámica que podemos estudiar mediante el comportamiento del Índice Herfindahl-Hirschman (HHI). Este índice es una medida económica de la concentración existente en un mercado y del nivel de competencia que se calcula sumando los cuadrados de la participación de mercado de cada firma. Se advierte que, en el sector petrolífero, el índice describe una trayectoria en forma de "U invertida" entre 2009 y 2026. Esta evolución evidencia dos etapas estructurales sucesivas: una fase inicial de consolidación de capital y escala, seguida por un proceso de desconcentración competitiva impulsado por la maduración técnica y la reducción de la incertidumbre institucional.

Durante el período (2009-2023), el HHI registró un incremento del 62,7%, al escalar desde los 1.717 puntos en 2009 hasta un pico histórico de 2.793 puntos en 2023, superando el umbral de los 2.500 puntos que define a las estructuras de mercado altamente concentradas. Este proceso respondió a requerimientos de escala operativa: el desarrollo del shale oil exigió desembolsos intensivos de capital en perforación horizontal y etapas de fractura hidráulica, asumidos por un grupo acotado de operadores con capacidad financiera. En esta etapa, la cuota de mercado combinada de las cinco principales empresas pasó del 60,2% al 72,4%. YPF

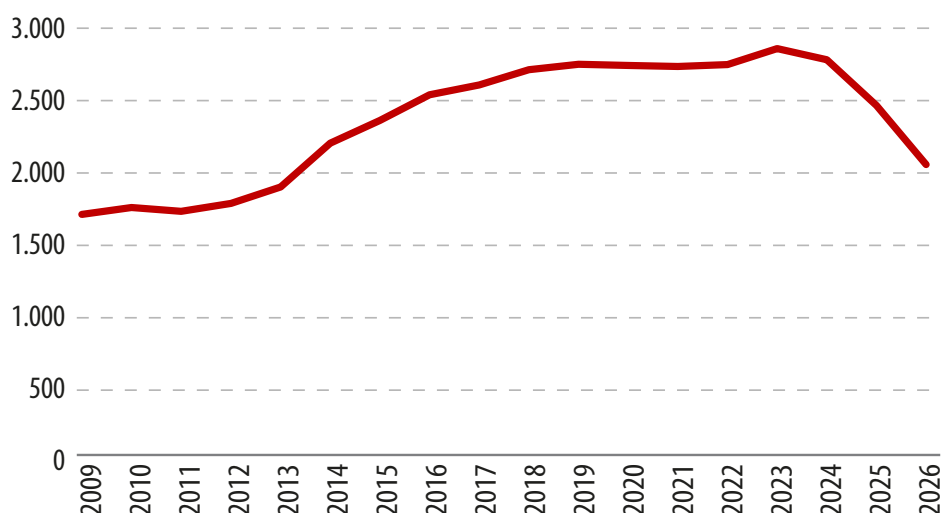
actuó como el principal articulador del ecosistema no convencional, incrementando su participación del 34% en 2009 al 49% en 2023 al asumir el riesgo exploratorio e infraestructura inicial. El mapa de operadores líderes se completó con Pan American Energy (16%), Vista Energy (7%), Pluspetrol (5%) y Shell (4%).

A partir de 2024 comenzó una fase de desconcentración, el indicador inició una tendencia descendente hacia los 2.040 puntos, reubicando a la industria en la zona de concentración moderada (rango de 1.500 a 2.500 puntos). Esta desconcentración gradual fue viabilizada por la mitigación de los cuellos de botella logísticos y por un marco regulatorio de mayor previsibilidad.

La ampliación de la capacidad de evacuación de crudo y gas redujo las barreras de entrada para jugadores independientes, mientras que instrumentos de incentivo -como las certezas de exportación y el Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI)- brindaron un horizonte de mediano plazo para el flujo de capital. En paralelo, la estandarización técnica abarató los costos unitarios de desarrollo, permitiendo a empresas de menor escala operar con margen de rentabilidad.

En síntesis, la trayectoria del HHI demuestra que la concentración inicial de capital resultó un requisito funcional para viabilizar el despegue de Vaca Muerta, mientras que la posterior diversificación de actores sienta las bases para un mercado más competitivo, eficiente y resiliente ante ciclos de volatilidad en los precios internacionales del crudo.

Gráfico 5. Concentración en la industria del shale. Índice Herfindahl-Hirschman.



Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, recuperado a través de Alphacast

Reflexiones finales

Este estudio permite constatar que el crecimiento de una industria de esta naturaleza no responde únicamente a su potencial geológico, sino a la convergencia entre distintos factores, tanto la estabilidad institucional, la acumulación de aprendizajes técnicos, la asignación óptima del capital y, fundamentalmente, la maduración de las inversiones. La trayectoria reciente

evidencia que esta transformación no fue el resultado de un cambio aislado en un corto período de tiempo, sino de un proceso gradual y por etapas, donde cada fase operativa resultó indispensable para consolidar el escenario actual de una industria superavitaria, capaz de actuar como un motor genuino en la generación de empleo y divisas para la economía argentina.