

Las dos caras del petróleo argentino: Vaca Muerta registra récord de producción frente a caídas en el crudo convencional



■ El shale de la formación geológica en Neuquén dio nuevas muestras de su fortaleza al comienzo del año, desplazando a yacimientos de campos maduros y presionando a las empresas de ese sector.

POR KAREN FLORES B.

La industria petrolera argentina atraviesa un cambio estructural que se refleja con mayor claridad en la provincia de Neuquén, epicentro del desarrollo de Vaca Muerta. Mientras la producción alcanza niveles récord impulsada por el crudo no convencional –o shale–, los yacimientos convencionales están en un declive sostenido que afecta a empresas que operan campos maduros.

Datos de la Secretaría de Energía de Argentina muestran que la provincia inició 2026 con un nuevo máximo histórico de producción, alcanzando en enero un promedio de 610.715 barriles diarios, un aumento de 1,57% respecto de diciembre de 2025 y de 32,01% interanual.

Las cifras dan cuenta de un cambio profundo en la composición de la producción. Según datos oficiales, el 97% del petróleo producido en Neuquén en dicho período provino de yacimientos no convencionales, mientras que solo el 2,7% correspondió a crudo convencional.

La magnitud de esta transformación se ha acelerado. Hace seis años el petróleo de campos maduros representaba 26,6% de la producción provincial y para 2025 ese porcentaje cayó a 4,1%.

El fenómeno se replica a escala

nacional. En 2020 el convencional representaba 75,8% de la producción total de crudo argentina, mientras que el no convencional alcanzaba 22,9%. Para el cierre de 2025, el panorama se había invertido, con el convencional pasando a representar 37%, mientras que el shale alcanzaba el 62,5%.

Este desplazamiento ha reflejado una reconfiguración del negocio petrolero en la cuenca neuquina, donde las inversiones, la tecnología y la expansión productiva se han concentrado en Vaca Muerta. Según expertos, el cambio responde tanto a factores económicos como técnicos que han favorecido el desarrollo del shale frente al convencional.

Para Yamil Quispe, consultor independiente del sector energético en Neuquén, una de las principales razones es la diferencia en los costos de producción o *lifting cost*. El especialista señaló que el shale presenta costos de extracción más competitivos que muchos yacimientos convencionales, lo que ha impulsado el desplazamiento de inversiones hacia este tipo de proyectos.

De acuerdo con la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos (CEPH), durante 2025 el costo de extracción del petróleo convencional en Argentina se ubicó entre US\$ 34 y US\$ 45 por barril, mientras que el precio de venta bajó de US\$ 72 a cerca de US\$ 62, reduciendo los márgenes de estas operaciones.

Por otro lado, para Juan José Carbajales, titular de la consultora argentina Paspártú, otros factores se relacionan con la escala de las operaciones, “la disponibilidad de equipos de perforación, tipo de cambio, plazo de las concesiones, costos fijos como contratistas, y sindicatos”, además de la salida de actores históricos y de peso como YPF de la producción convencional.

El caso Oilstone Energía

El impacto del cambio ya se refleja en empresas que operan en la cuenca neuquina. Un ejemplo es el de Oilstone Energía, que esta semana ingresó en concurso preventivo de acreedores tras declarar cesación de pagos y solicitar la reestructuración de pasivos por US\$ 11,8 millones.

Fundada en 2010, la empresa se especializa en la explotación de campos convencionales en la Cuenca Neuquina, donde adquirió activos que anteriormente pertenecían a YPF y a la petrolera GeoPark.

Sin embargo, el deterioro del negocio del convencional comenzó a impactar su estructura, marco en el que anunció una reducción su dotación de 300 a 183 trabajadores, en medio de un proceso de ajuste para sostener su operación.

La firma también presentó un plan de reestructuración que contempla reducir en 50% sus costos operativos y avanzar en proyectos piloto de shale, en un intento por adaptarse a un mercado dominado por el no convencional. En este contexto, el futuro de la compañía dependerá de la renegociación de su deuda y de la extensión de concesiones en Neuquén, algunas de las cuales vencen entre 2025 y 2027.

De acuerdo con Carbajales, aunque la reconversión es viable para empresas independientes, “deben conseguir financiamiento, gestionar el *know how*, obtener una concesión provincial o cesión privada, y avanzar paulatinamente”.

Por ello, según Quispe, la gran ventaja que tendrían hoy las empresas convencionales “es el recurso humano” del sector, que “tiene cierto expertise en el no convencional”, por lo que “estará disponible para que las empresas del ámbito convencional migren al shale”.

Alex Valdez, consultor independiente y exdirector Provincial de Hidrocarburos de la Provincia de

Neuquén, enfatizó que la reconversión debe ser acompañada por los Gobiernos provinciales y nacionales, así como por los sindicatos, que “tienen que empezar a entender la importancia de abordar este proceso para mejorar la situación del sector”.

Vaca Muerta suma inversiones

Este miércoles, la argentina Compañía Mega anunció inversiones por un total de US\$ 360 millones para ampliar su capacidad de separación, transporte y fraccionamiento de líquidos (NGL) asociados al petróleo y gas natural de Vaca Muerta.

Según lo informado por Bloomberg, la firma presentó el proyecto al Ministerio de Economía y aspira a contar con los beneficios impositivos, aduaneros y cambiarios del Régimen de Incentivos a Grandes Inversiones (RIGI).

“Esta iniciativa nos permite seguir ampliando una infraestructura clave para transformar en realidad el enorme potencial de Vaca Muerta y acompañar el desarrollo energético de la Argentina”, dijo Tomás Córdoba, CEO de la empresa en medios locales.

Con esta expansión y las obras que se realizarán en los próximos tres años, Mega prevé incrementar en aproximadamente un 27% la producción total de la compañía.