



# EL NUEVO POLO PETROLERO

YPF ya produce casi 70 mil barriles diarios en La Angostura Sur, la punta de lanza de su megaproyecto LLL OIL.

## +Sumario

### POLÍTICA

Qué se juega Vaca Muerta en la elección presidencial de Brasil. **PÁG. 2**

### BOLIVIA

Deberá importar gas de Neuquén. **PÁG. 4**

### CONVENCIONAL

Quintana hizo su primera exportación de petróleo de Santa Cruz a EE.UU. **PÁG. 7**

### EMPLEO

El 54% de los profesionales en el exterior considera regresar al país. **PÁG. 10**

## Neuquén, al top de las provincias exportadoras



Por Vaca Muerta, superaría en valor exportado a Córdoba en 2027, a Santa Fe en 2028 y a Buenos Aires entre 2031 y 2032.

### FRACTURAS



### El cuello de botella de la arena exige coordinación

Expertos aseguran que es necesaria una mesa para destrabar la logística del sector.

El escenario frente al balotaje del 25 de octubre

# Brasil. Qué se juegan el país y el gas de Vaca Muerta

La contienda podría impactar en el comercio bilateral y el futuro del gas neuquino, cuyo destino depende de contratos y de obras millonarias.

DAMIÁN VLASSICH

Team Lead de Estrategias de IOL Inversiones.

Flávio Bolsonaro llega al ballottage del 25 de octubre con una ventaja corta sobre Lula y con el mercado apostando fuerte por su triunfo. Para la Argentina, el resultado cambia el tono político con su principal socio comercial, pero el futuro del gas de Vaca Muerta en Brasil depende menos de quién gane que de contratos, caños y costos de tránsito.

Flávio Bolsonaro (PL) terminó primero con alrededor de 47,1% de los votos válidos, frente a 45,0% de Lula (PT). Los sondeos previos daban a Lula unos 3 puntos arriba, de modo que el resultado fue una sorpresa de casi 5 puntos en el diferencial. Como nadie superó el 50%, la definición queda para el domingo 25 de octubre.

El mercado leyó el resultado como una mejora del escenario fiscal. Antes de la apertura de San Pablo, el ETF de acciones brasileñas que cotiza en Nueva York (EWZ) subía entre 9% y 13% y los ADRs de Petrobras, Itaú, Bradesco, Nubank y Vale

ganaban entre 8% y 10%. En los mercados de predicción, la probabilidad asignada a un triunfo de Flávio pasó de cerca de 60% a alrededor de 84%.

Hay un dato que suele quedar en segundo plano y que, para los inversores, pesa tanto como la carrera presidencial. La

**El verdadero cuello de botella son los caños, y la mayor parte de la inversión recae sobre la Argentina. Es urgente potenciar el Gasoducto Norte.**

centroderecha amplió su representación en el Congreso, lo que mejora las chances de aprobar reformas fiscales a partir de 2027, gane quien gane.

Flávio llega como favorito, pero con una ventaja de apenas 2 puntos el ballottage sigue abierto. El argumento a su favor es aritmético: la mayoría de los votos de los candidatos de centroderecha que quedaron afuera (Renan Santos, de Missão; Augusto Cury, de Avante; Ronaldo Caiado, del PSD, y Romeu Zema, de Novo) debería migrar hacia él. Con esa hipótesis, la gestora brasileña ASA considera muy difícil que Lula dé vuelta el resultado.

El argumento en contra es que las encuestas de segunda vuelta mostraban empate técnico hasta hace pocos días, y que las mismas encuestas acaban de equivocarse. Durante la campaña, Datafolha llegó a mostrar a Lula con 48% contra 43% en un eventual mano a mano.

La campaña entra ahora en tres semanas de debates y de mayor polarización, con un presidente en ejercicio que conserva aparato y base electoral propia.

Para los mercados, el riesgo es asimétrico. Buena parte del triunfo de Flávio



Comahue Trucks

Tené tu camión Volkswagen  
con la mejor financiación

Tasa UVA  
**0%**

**18 meses\***

📍 Ruta 22 Km 1223 - Cipolletti Río Negro | ☎ 299 454 3913

Comahue Trucks
 comahuetruckssa

# Política

ya está en precio: el Ibovespa subió 4,7% la semana previa a la elección y cerró el viernes en 192.115 puntos. Una victoria confirmada podría extender la suba, mientras que una recuperación de Lula en las encuestas provocaría correcciones más bruscas. El primer canal de impacto para la Argentina es el comercio, no la ideología. Brasil es nuestro principal socio comercial y la Argentina es el tercer comprador de productos brasileños, detrás de China y Estados Unidos. En 2025 el déficit bilateral llegó a USD 5.201 millones mientras que para 2026 se espera que logre reducirse a la mitad.

Esa mejora tiene una lectura menos optimista de lo que parece. La reducción se explica más por el lado de las importaciones que por el de las ventas: con la actividad industrial frenada y más compras a proveedores de fuera del Mercosur, sobre todo China, la demanda de productos brasileños cayó. Ahí entra el tipo de cambio. Un real más fuerte abarata lo argentino frente a lo brasileño y le da algo de aire a sectores como el automotriz, el más integrado entre ambos países. Si el ballotage consolida la apreciación del real, la Argentina gana competitividad bilateral sin tener que mover su propio tipo de cambio.

El gas de Vaca Muerta ya llega a Brasil, pero en volúmenes chicos e interrumpibles. Desde abril de 2025 TotalEnergies, Tecpetrol, Pluspetrol y Pampa Energía con-



cretaron envíos a través de la red boliviana, en una primera operación de apenas 500.000 m³ diarios. Con la infraestructura actual, la ruta boliviana admite hasta 3 millones de m³ diarios, y solo durante los meses de verano, a lo que se suman los volúmenes que ya salen por Paso de los Libres hacia Uruguiana.

El dato político más relevante es que esta agenda no nació con ninguno de los dos candidatos. El memorando de entendimiento para llevar gas de Vaca Muerta a Brasil se firmó en noviembre de 2024, en el G20, entre el gobierno de Milei

**10**  
Los millones de metros cúbicos diarios de gas firme que proyecta colocar Argentina desde 2029.

y el de Lula, con una meta de 30 millones de m³ diarios hacia 2030. Que dos gobiernos enfrentados lo hayan firmado muestra que el interés es estructural: Brasil necesita reemplazar el gas boliviano y la Argentina necesita mercados para su excedente.

El salto a volúmenes firmes requiere obras y reglas, no afinidad política. Se proyecta que Argentina podría colocar 10 millones de m³ diarios de gas firme desde 2029 con inversiones superiores a USD 2.000 millones. El principal competidor del gas argentino no es otro país, sino la oferta propia de Brasil.

Brasil produjo 217 millones de m³ diarios en junio de 2026, casi 20% más que un año antes, pero solo el 30% llegó al mercado: el resto se reinyecta en los pozos o se consume en las operaciones. A eso se suman desarrollos nuevos como Raia y SEAP. Con una demanda estancada, el gas argentino tendría que disputarle mercado a esa producción desde el primer metro cúbico.

Ahí es donde la elección sí puede marcar una diferencia, aunque en el margen. Un gobierno con una agenda más pro-mercado podría acelerar la apertura del sector y rediseñar los esquemas de transporte que hoy encarecen las operaciones con gas importado. Pero las variables decisivas, como los derechos de exportación argentinos, los costos de Bolivia y la firma de contratos de largo plazo, no dependen del ballotage.

La oferta no es el problema: 7 productoras venden gas a Brasil o tienen autorización para hacerlo. TotalEnergies abrió el camino en abril de 2025 y después se sumaron Tecpetrol, Pluspetrol, Pampa Energía, Pan American Energy, YPF y Oilstone, con contratos interrumpibles de corto plazo con compradores brasileños.

Para pasar a contratos firmes, el peso recae en las de mayor escala. Tecpetrol es el principal productor de shale gas del país y TotalEnergies el mayor operador privado de gas, y YPF, Pampa y PAE tienen producción suficiente para comprometer volúmenes de largo plazo ●

CERTIFICACIÓN INTERNACIONAL

**INFINIA**  
TURBOCLEAN

PONER SIEMPRE LO MEJOR  
**YPF**

Se invierte la relación comercial

# Giro histórico. Bolivia deberá importar gas de Vaca Muerta

Después de casi dos décadas de exportar a la Argentina, la abrupta caída de los campos maduros en el vecino país chocan con la consolidación productiva que tiene Neuquén.

**D**urante casi dos décadas, Bolivia garantizó el suministro de gas natural a la Argentina. Ese ciclo histórico concluyó en septiembre de 2024 tras la finalización de los contratos a largo plazo. El mapa energético regional experimenta ahora una transformación sin precedentes. La abrupta caída de los campos maduros bolivianos choca con la consolidación productiva de Vaca Muerta.

Un reciente análisis de la comercializadora de gas y energía eléctrica Alpes Energy advierte un escenario impensado años atrás. El país andino necesitará importar hidrocarburos a partir de 2031 para sostener su mercado interno. Frente a esta necesidad, el gas argentino se posiciona como la respuesta logística y comercial más viable.

Los números oficiales exponen la magnitud de la crisis del país vecino. Bolivia alcanzó su techo productivo en 2014, cuando extrajo 59,6 millones de metros cúbicos por día (MMm<sup>3</sup>/d). Una década después, la realidad del sector marca un fuerte contraste que alerta al mercado.

Las proyecciones de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) anticipan un promedio de apenas 26,6 MMm<sup>3</sup>/d para 2026. Esta cifra representa una merma del 53% en apenas diez años. La tasa de caída promedia el 7,3% anual y compromete seriamente su histórica capacidad exportadora.

La Cuenca Neuquina transitó el camino inverso gracias al veloz desarrollo del shale. Los yacimientos pasaron de inyectar 70,7



## 53%

Esa es la merma de la producción de gas en Bolivia medida en los últimos 10 años. En 2014 alcanzó su techo, cuando extrajo 59,6 millones de metros cúbicos por día. Ahora hay una fuerte caída.

MMm<sup>3</sup>/d en 2016 a promediar 110 MMm<sup>3</sup>/d entre enero y julio de 2026. Esto significa un crecimiento cercano al 56% en el lapso de una década.

El verdadero salto cualitativo radica en el origen de los recursos geológicos. El gas no convencional trepó de 26,4 a 97,7 MMm<sup>3</sup>/d en el mismo período analizado. Hoy, casi el 90% del hidrocarburo extraído en Neuquén proviene de las formaciones shale y tight.

Esta dinámica de inversiones altera por completo la matriz regional. Bolivia perdió cerca de 30 MMm<sup>3</sup>/d de oferta, mientras que la cuenca argentina sumó 39 MMm<sup>3</sup>/d de producción total. El mercado sudamericano redefine sus flujos comerciales a partir de esta nueva escala de volúmenes.

Alpes Energy modeló la proyección con datos del Instituto Nacional de Estadística de Bolivia. El escenario asume una demanda interna sostenida en torno a los 14 MMm<sup>3</sup>/d. Se descarta la incorporación inmediata de descubrimientos exploratorios de gran magnitud que modifiquen la curva.

Bajo estos parámetros técnicos, la extracción boliviana perforará la barrera de los 15,3 MMm<sup>3</sup>/d en 2031. El estrecho margen de 1,4 MMm<sup>3</sup>/d resultará insuficiente ante picos de consumo invernal. Cualquier mínima restricción operativa obligará al país a importar gas para evitar cortes residenciales.

Para el año 2032, el volumen anual caerá definitivamente por debajo de las necesidades internas. El 2031 marca, por lo tanto, un punto de inflexión ineludible. A partir de esa fecha, el histórico gigante exportador requerirá volúmenes externos de forma constante.

La cercanía geográfica otorga una ventaja inicial, pero los ductos definen la viabilidad comercial. La Reversión del Gasoducto Norte transporta hasta 15 MMm<sup>3</sup>/d desde el centro del país hacia el NOA. Esta obra de infraestructura estratégica opera plenamente desde noviembre de 2024 ●

**SERVICIOS INTEGRALES**

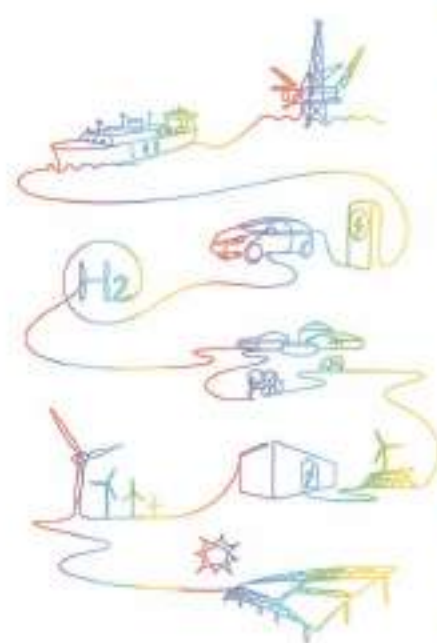
**FÁBRICA DE TRAILERS - ALQUILER Y VENTA**

CABINAS - TRAILERS - MÓDULOS SANITARIOS - FABRICACIÓN EN PRFV - TANQUES INDUSTRIALES

Lote 1 Manzana 49 Parque Industrial Centenario

☎ 299-4872754 ☎ 299-3261383

✉ dashsrl@hotmail.com 🌐 www.dashsrl.com.ar



**TotalEnergies**  
avanza en  
el camino  
de la transición  
energética.

Descubrí nuestras acciones en  
[totalenergies.com/energy-transition](https://totalenergies.com/energy-transition)



# Hidrocarburos

No hizo tanto frío y se evitaron picos de consumo

## Viento de cola. El clima ayudó a contener la suba invernal del gas

**Escenario favorable.** Se pudo reducir el costo para la demanda prioritaria.

Un viento de cola inesperado ayudó a la Argentina a evitar un salto de precios del gas a raíz de la crisis energética global provocada por la guerra de Medio Oriente. Un invierno menos frío redujo la presión sobre el sistema, limitó la necesidad de recurrir al GNL importado, evitó que la demanda alcanzara nuevos máximos y permitió que el precio de abastecimiento bajara 4,7%.

El comportamiento de la temperatura fue determinante. Según un informe de la consultora Economía & Energía, el invierno de 2026 presentó la mínima más moderada de los últimos tres inviernos, con 3,1°C, frente a los 1,5°C registrados en 2025.

Ese contexto se reflejó directamente en la demanda de gas que promedió 167MMm3/d entre junio y agosto, cuando el año pasado había sido de 170 MMm3/d. El sector que

más redujo su consumo fue la industria con una caída del 7%, seguido del gas destinado a la generación eléctrica, con un 4% menos.

La combinación de estos factores permitió reducir levemente las necesidades de importación. Las compras totales de gas entre junio y agosto estuvieron 0,9 MMm3/d por debajo de las del mismo período de 2025, principalmente por una menor utilización de GNL. Las importaciones de gas natural licuado pasaron de un promedio de 13 MMm3/d en 2025 a 12,4 MMm3/d este año.

El resultado más relevante aparece cuando se analiza el costo de abastecimiento. Durante el invierno de 2026, el gas destinado a la demanda prioritaria tuvo un costo promedio de US\$4,9 por millón BTU, un 4,7% inferior a los US\$5,1 de 2025 y un 15,4% menor que los US\$5,7 de 2024.

La menor utilización de GNL para abas-

tecer a los usuarios prioritarios fue uno de los factores que permitió contener el costo. El comportamiento climático, por lo tanto, tuvo un efecto directo sobre la factura energética: al no producirse un salto significativo de la demanda y reducirse la necesidad de recurrir a gas importado más caro, el costo promedio terminó bajando.

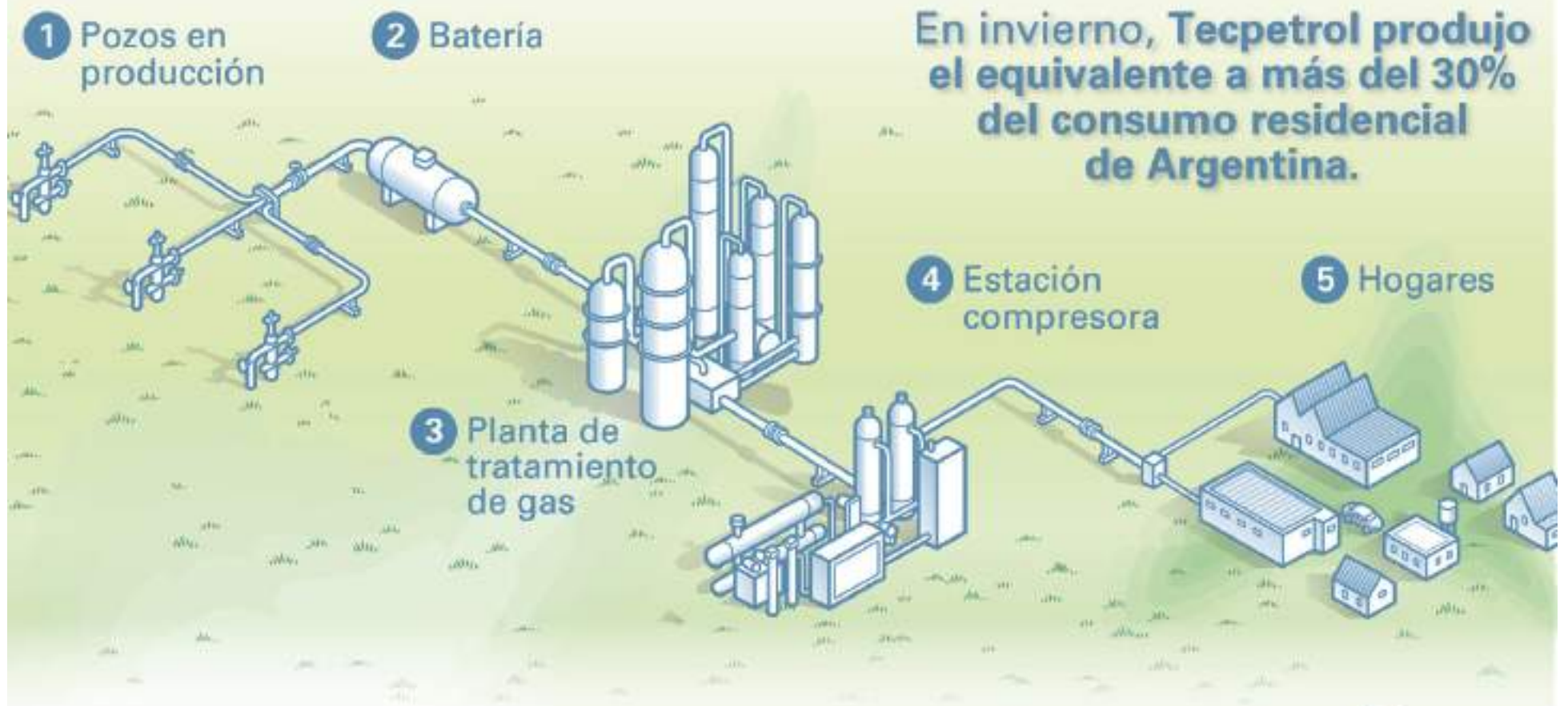
La clave estuvo en que el sistema no enfrentó los picos extremos de consumo que habían obligado a utilizar una mayor proporción de GNL. En otras palabras, el clima evitó que el sistema tuviera que enfrentar nuevos máximos de consumo y recurrir masivamente a las fuentes más costosas de abastecimiento.

La electricidad presentó una dinámica diferente. También hubo un invierno menos exigente en términos de demanda, pero eso no se tradujo en un menor costo de abastecimiento ●



La clave estuvo en que el sistema no enfrentó los picos extremos de consumo que habían obligado a utilizar una mayor proporción de GNL.

## El camino del gas: cómo llega a tu casa



www.tecpetrol.com

Instagram Facebook X LinkedIn YouTube



# Hidrocarburos

Los nuevos hitos del VMOS y Southern Energy

## Avances. Aceleran las obras para exportar petróleo y GNL

Oleoductos, gasoductos y terminales de exportación toman forma para acompañar el crecimiento de la cuenca neuquina.

El crecimiento de Vaca Muerta empieza a estar acompañado por nuevas obras de infraestructura que permitirán ampliar las exportaciones de petróleo y gas. Oleoductos, gasoductos, terminales marítimas y plantas de GNL forman parte de los proyectos que avanzan para completar el aumento de la producción de la cuenca neuquina.

En ese mapa, aparecen dos obras que esta semana volvieron a mostrar novedades. Por un lado, llegaron las dos monoboyas que utilizará el oleoducto Vaca Muerta Oil Sur (VMOS) para cargar petróleo en Punta Colorada. Por otro, San Matías Pipeline comenzó a llevar hacia la traza los primeros caños del gasoducto que abastecerá al proyecto de GNL de Southern Energy (SESA).

Se trata de dos planes distintos, con mercados y cronogramas diferentes, pero que forman parte de la misma transformación de la industria hidrocarburífera nacional.

El VMOS contempla una inversión cercana a los US\$3.000 millones y apunta a ampliar la salida del crudo. En el caso del GNL, SESA proyecta más de US\$15.000 millones de inversiones durante los próximos 20 años para desarrollar su proyecto de exportación gasífera.



Uno de los principales cuellos de botella que enfrenta Vaca Muerta es la capacidad para sacar de la cuenca todo el petróleo que puede producir. El VMOS fue pensado para acompañar ese proceso y llevar el crudo hacia una terminal capaz de operar con grandes buques petroleros.

En ese marco, la llegada de las dos monoboyas que utilizará el sistema offshore representa uno de los avances visibles de la obra. Las estructuras arribaron este lunes desde Emiratos Árabes Unidos al Puerto de San Antonio Este y serán instaladas frente a Punta Colorada.

Las monoboyas serán del tipo CALM (Catenary Anchor Leg Mooring) y estarán preparadas para recibir buques VLCC (Very Large Crude Carrier), con capacidad para

### 3.000

Los millones de dólares de inversión que contempla el VMOS para ampliar la salida del crudo. En el caso del GNL SESA proyecta más de 15 mil millones de dólares de inversiones en los próximos 20 años.

transportar hasta unos 2 millones de barriles de petróleo por viaje. El sistema también contará con conexiones submarinas, cañerías flexibles y estructuras PLEM para vincular el oleoducto con la terminal marítima.

El proyecto es impulsado por YPF, Vista,

Pan American Energy, Pampa Energía, Chevron, Pluspetrol, Shell y Tecpetrol.

En el frente gasífero, el proyecto de SESA también avanza con la infraestructura necesaria que permitirá llevar gas de Vaca Muerta hasta el Golfo San Matías y convertirlo en GNL para su exportación.

En este caso, San Matías Pipeline (SMP) ya comenzó a trasladar a distintos puntos de la traza los caños del gasoducto dedicado. Los primeros tubos partieron del acopio del Puerto de San Antonio Este y comenzaron a distribuirse hacia los frentes de obra.

El operativo arrancó con nueve camiones de la firma rionegrina Cooperativa RioQuen. Cada unidad lleva cuatro caños de aproximadamente 12 metros de largo y 36 pulgadas de diámetro ●

**VACUNACIÓN ANTIRRÁBICA Y DESPARASITACIÓN**

DE FELINOS Y CANINOS DESDE LOS 4 MESES

**Jueves 15/10 10 a 12hs.**  
\*por orden de llegada

**Plaza YPF** (C.M. de Pozos y Pámpora)

Llevar perros con correa y bozal, y gatos en mochilas, cajas o caniles

Los cachorros tienen que tener su primera vacuna del calendario

ÁREA DE ZOOLOGÍA, Rincón de la Salud, Municipalidad de Ciudad de los Ríos

**Octubre Rosa**

**Jornada de concientización y prevención del Cáncer de Mama**

Lunes 19/10 15:00 a 21:00hs.  
(Plaza General San Martín)

- Charlas de concientización y prevención.
- Juegos y actividades recreativas.
- Información y consejos para el cuidado de la salud.
- Zumba y actividades de movimiento.

Sumate con una prenda o accesorio rosa y tapa circular!

Comunidad Municipal de los Ríos, Rincón de la Salud

**DESAFÍO TRAS LA HUELLA DE LOS GIGANTES**

**KIT OFICIAL**

DESAFÍO DE LOS GIGANTES

INCLUYE: CAMISETA, BOLSA, BOTELLA, Y LLAVERO

INSCRIPCIONES EN: [www.cronofech.ar](http://www.cronofech.ar)  
Valor de inscripción: \$45.000  
@Mundo Argentino Uruguay

**25 OCT**

**CERROS COLOVADOR**  
5K Recreativo 10K y 21K

295324970

Rincón de la Salud, Municipalidad de Ciudad de los Ríos

# Hidrocarburos

## Convencional

# Quintana. Primera exportación de petróleo de Santa Cruz

**Rumbo a Los Ángeles.**  
La operadora cargó 30.000 metros cúbicos de crudo con destino a Estados Unidos.

El escenario petrolero argentino suma un nuevo actor en el mercado exportador. En un contexto donde la industria busca con urgencia divisas para apalancar el desarrollo, las operadoras independientes marcan el ritmo en los yacimientos maduros. La cuenca del Golfo San Jorge demuestra, una vez más, su capacidad de resiliencia y su potencial para abastecer la demanda global con producción convencional de alta calidad.

Quintana completó con éxito la carga



de 30.000 metros cúbicos de petróleo en el buque Pis Kerinci. Este volumen, equivalente a unos 189.000 barriles, tiene como destino final el puerto de Los Ángeles, en los Estados Unidos.

La operación representa la primera exportación de crudo en la historia de la empresa. El logro adquiere mayor relevancia por el escaso margen de tiempo transcurrido desde

la toma de control del área. Quintana opera en la actualidad el activo Cañadón León - Meseta Espinosa, un bloque ubicado en la provincia de Santa Cruz.

El mercado internacional valida así la calidad del crudo extraído en el sur argentino. La logística marítima demandó una coordinación precisa entre el equipo de producción, las terminales de despacho y

las autoridades portuarias. El buque Pis Kerinci ya navega hacia la costa oeste norteamericana.

La comercialización internacional del crudo permite a las operadoras sortear los cuellos de botella del mercado interno. Exportar garantiza la generación de divisas genuinas, un factor clave en el actual escenario macroeconómico de la Argentina. Estos ingresos en moneda dura resultan vitales para sostener los compromisos financieros.

Quintana destinará estos recursos a fortalecer su plan de inversiones de manera independiente. La empresa busca revitalizar yacimientos convencionales a través de la inyección de capital propio y la mejora continua. La cuenca del Golfo San Jorge exige un esfuerzo técnico superlativo para frenar el declino natural de los pozos.

Este primer embarque internacional no constituye un hecho aislado. La dirección de la compañía anticipó que esta exportación inaugura un esquema comercial expansivo. El objetivo de la operadora apunta a incrementar los volúmenes despachados hacia los mercados externos en los próximos meses.

La industria petrolera funciona como un motor económico ineludible para las provincias productoras. El éxito de esta carga consolida el trabajo de una extensa red de pymes y proveedores locales. Las empresas de servicios santacruceñas crecen a la par de las operadoras que apuestan por la reactivación de la cuenca ●

Impulsamos Vaca Muerta,  
**DE ARGENTINA  
AL MUNDO**



**RIGI.** Desarrollo para exportar más petróleo

# El motor petrolero del Hub Sur

Con siete equipos de perforación activos y un salto de 2.000 a 70.000 barriles diarios en un año y medio, YPF consolidó el bloque La Angostura Sur como la punta de lanza del megaproyecto “LLL Oil”.

CRISTIAN NVAZO  
navazoc@mase.com.ar

El epicentro de la actividad hidrocarburo-rífera en la cuenca neuquina tiene un nuevo centro de gravedad operativo. Con siete equipos de perforación de alta especificación perforando la meseta patagónica, el bloque La Angostura Sur acaba de dar un salto industrial para hacer frente a una producción petrolera que ya promedia casi 70.000 barriles diarios. Este nivel sostenido de extracción consolida al área, operada en un 100% por YPF, como el motor del denominado Hub Sur de Vaca Muerta, y la ubica en el grupo de los cinco bloques más productivos de Vaca Muerta.

En un margen temporal de un año y medio, la producción del bloque experimentó un crecimiento exponencial, al pasar de 2.000 barriles a los actuales 70.000 diarios. Este volumen multiplicó por 35 el rendimiento del activo y representa la fase inicial de una aceleración productiva diseñada por la cúpula de la compañía. El objetivo a corto plazo está definido: llevar al área a bombear 100.000 barriles diarios para el primer trimestre de 2027.



La avalancha de fluidos que emerge de la roca madre exigía una ingeniería de superficie capaz de absorber el volumen del subsuelo. La reciente puesta en marcha de la nueva Planta de Tratamiento de Crudo (PTC) y su Planta Compresora (PC) integrada consolida el engranaje estructural diseñado específicamente para procesar esta aceleración masiva.

Para materializar este complejo industrial se ejecutó una inversión directa de 400 millones de dólares. Durante el pico de la obra civil y electromecánica, el obrador albergó a 1.300 trabajadores bajo la dirección de AESA, traccionando de manera directa la capacidad de servicio de una veintena de pymes de la región. El encendido de la PTC marca el inicio de la ejecución material del megaproyecto interno bautizado como “LLL Oil”, un desarrollo masivo amparado bajo los beneficios del Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI). El plan de YPF contempla desembolsos totales en la cuenca superiores a los 21.000 millones de dólares, un capital destinado a cambiar la escala de las exportaciones energéticas de Argentina.

El éxito operativo de La Angostura Sur responde a un cambio de paradigma inte-

**MOTOMORINI®**

**X-CAPE 700**

Antes: \$16.600.000

Ahora: **\$15.800.000**

**6** Cuotas sin interés **BPN**

**12** Cuotas sin interés **BBVA**

**20x20%** CUOTAS SIN INTERÉS **Banco de La Pampa**

**LISS MOTOS**

Dr. Ramón 87

Consulta ahora

gral en la filosofía de operación y desarrollo. El proyecto fue valorado por los ingenieros por su condición de desarrollo greenfield, es decir que fue concebido íntegramente desde cero.

Esta planificación inicial permitió a YPF aplicar desde el primer día un sofisticado formato de perforación y completación conocido como “cubo”. Esta estrategia logística y de subsuelo reduce la interferencia mecánica y de presiones entre los pozos. En la actualidad, el área cuenta con aproximadamente un centenar de pozos perforados bajo esta modalidad, lo que permite navegar la formación no convencional con un grado de productividad superior.

Desde el análisis geológico, la roca en esta porción del mapa presenta niveles de navegación y una relación gas-petróleo (GOR) con enormes similitudes al yacimiento insignia de Vaca Muerta, Loma Campana. La ventaja competitiva de La Angostura Sur radica en que cuenta con una planificación de superficie optimizada desde su etapa preliminar.

El ecosistema hidrocarburífero se gestiona bajo un esquema de diseño modular y alta escalabilidad, apoyado en el monitoreo analítico en tiempo real del Real Time Intelligence Center (RTIC) de YPF. Esta supervisión remota minuto a minuto optimiza el desempeño individual de cada pozo, lo que convierte al bloque en el nuevo caso de referencia del shale argentino.

El andamiaje técnico se apoya sobre ba-



400

Millones de dólares demandó la nueva planta de tratamiento de crudo y la planta compresora de gas.

ses legales a largo plazo. En marzo de 2025, el gobierno de Neuquén formalizó el otorgamiento a YPF de las Concesiones de Explotación No Convencional de Hidrocarburos (CENCHs) para las

áreas La Angostura Sur I y La Angostura Sur II.

El área “La Angostura Sur I” comprende un polígono de 249 kilómetros cuadrados. El plan piloto previó la perforación, completación y puesta en marcha de 4 pozos horizontales, diseñados con ramas laterales de 2.000 metros, 28 etapas de fractura y un distanciamiento de 300 metros entre sí. La etapa de desarrollo continuo proyecta la perforación masiva de 175 pozos horizontales, demandando una inversión exclusiva para este bloque de 3.450 millones de dó-

lares, según consta en los planes aprobados por la Provincia.

En paralelo, “La Angostura Sur II” abarca 103 kilómetros cuadrados. Su fase piloto estipuló 3 pozos horizontales de parámetros idénticos. La etapa de desarrollo contempla sumar 87 pozos horizontales con una inyección de capital de 1.951 millones de dólares. A lo largo de la vida útil del proyecto conjunto, la operadora estima extraer una producción total acumulada de 267 millones de barriles equivalentes de petróleo (BOES).

El estándar YPF 2.0

El salto de escala en la producción de líquidos requirió una modernización en los estándares operativos ambientales. Diseñada bajo el paradigma “YPF 2.0”, la nueva PTC cuenta con capacidad instalada para

procesar 10.000 metros cúbicos diarios de petróleo. La producción originada en las plantas satélites converge en estas instalaciones para su acondicionamiento final antes de ser inyectada en los oleoductos de evacuación.

El manejo integral del gas asociado destaca por su eficiencia operativa. La Planta Compresora anexa tiene capacidad para tratar 4 millones de metros cúbicos diarios de fluido, y garantizará la comercialización del 100% del gas extraído.

Este volumen gasífero se despacha íntegramente hacia el mercado a través de tres corredores de evacuación: la planta de Loma Negra, la Planta de Tratamiento de Gas (PTG) de Aguada Toledo y el circuito troncal del complejo Loma La Lata - Mega. La construcción simultánea de la PTC y la compresora respondió a la necesidad de inyectar este gas asociado en el sistema de manera rápida e ininterrumpida.

La infraestructura montada en la estepa converge hacia el objetivo de abastecer al mercado global. Los 30.000 barriles adicionales que sumará el bloque en los próximos meses tienen su estrategia de desagote atada a la materialización del oleoducto Vaca Muerta Oil Sur (VMOS).

“Estas obras son claves para el crecimiento acelerado que proyectamos. El crudo que tratemos en esta planta va a llegar a todo el mundo a través del proyecto VMOS, que va a poner a Vaca Muerta y Argentina en el plano mundial en materia energética”, sentenció Horacio Marín, presidente y CEO de YPF ●



## Buscan repatriar a expertos

# Empleo. ¿Los profesionales regresan?



El 54% de los profesionales en el exterior considera probable o muy probable volver a trabajar en el país en los próximos 3 años. La disponibilidad de personal calificado es un enorme desafío.



**ACOMPANAMOS LOS PROYECTOS MÁS EXIGENTES DE VACA MUERTA**

CON INGENIERÍA, CAPACIDAD PRODUCTIVA Y TECNOLOGÍA CERTIFICADA



Desde hace ya algún tiempo la disponibilidad de profesionales con experiencia es un tema instalado como uno de los desafíos para acompañar el crecimiento de la industria energética argentina, y de Vaca Muerta, en especial. En ese contexto, ayer la consultora NUMAN - especializada en búsqueda de talento industrial para posiciones ejecutivas en América Latina- difundió los resultados de un relevamiento en el que indaga el vínculo de los profesionales argentinos radicados en el exterior con su país.

El resultado fue contundente: el 54% considera probable o muy probable volver a trabajar en Argentina en los próximos tres años. Un 14% ya evalúa activamente esa posibilidad y un 40% está abierto a hacerlo ante una oportunidad adecuada.

El contexto es desafiante. Según las proyecciones del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), el sector necesitará un pico de entre 30.000 y 43.000 trabajadores directos adicionales hacia 2030 para tareas de perforación, fractura y operaciones. La cifra equivale a cerca de un 60% más de empleo que el nivel actual. Las nuevas oportunidades vinculadas con Vaca Muerta, GNL, infraestructura de evacuación, almacenamiento, generación e interconexión eléctrica refuerzan este momento de expansión.

El informe de NUMAN, que cita como fuentes al IAPG, al estudio de cadena de valor de Aleph Energy (AOG 2025) y al Ministerio de Educación, advierte que se gradúan menos de 100 ingenieros en petróleo por año. Además, la meta del Instituto Vaca Muerta (YPF) es formar 15.000 técnicos hacia 2030.

La muestra reúne a 183 profesionales senior de 33 países. El 55% tiene más de 20 años de experiencia y el 84% supera los 10 años en el sector. El 75% ocupa posiciones de Gerencia o superior: 13,7% son C-Level, 31,1% Dirección y 30,6% Gerencia. El 55% trabaja en exploración, perforación y producción de petróleo y gas.

No se trata de una fuga reciente. El 56% vive fuera del país hace más de una década y apenas el 3% se fue en los últimos dos años.

Por regiones, Europa (33,3%) y Norteamérica (30,6%) suman el 64%, con Estados Unidos como principal destino individual (26%). Además, el 43% trabaja en operadoras internacionales, un dato que NUMAN interpreta así: para muchas de esas compañías, repatriarlos sería un traslado interno y no una búsqueda externa.

El vínculo con el sector local persiste: el 71% sigue las noticias de la energía argentina cada semana o a diario, porcentaje que sube al 74% entre quienes ocupan cargos de Dirección o C-Level y al 77% en Gerencia.

¿Por qué se fueron? La búsqueda de exposición internacional fue el principal motivo de salida (59%), seguida por las mejores condiciones salariales (54%) y la calidad de vida y seguridad (51%). El 86% marcó al menos un motivo de desarrollo profesional y

**Al consultarles qué le falta a la Argentina, el 59% pidió previsibilidad y visión de largo plazo; mientras que solo el 3% mencionó la escala del mercado.**

el 62%, al menos uno de contexto país. Solo el 13% se fue exclusivamente por razones de contexto. "Observamos flujo de talento virtuoso más que una fuga de profesionales".

La apertura al regreso crece con la jerarquía. Entre los C-Level, el 68% considera probable o muy probable volver y solo el 4% lo descarta. En Dirección, el 54,4% se muestra dispuesto y el 8,8% descarta la idea. En Gerencia las cifras son 62,5% y 10,7%, y en Jefatura o Coordinación, 35,6% y 20%.

En este punto, la pregunta clave es: ¿Qué piden para volver? De acuerdo al estudio, el regreso se negocia en términos de mercado. Entre las condiciones que más incentivarían el retorno, el relevamiento destaca: 85%: un rol ejecutivo o directivo; 65%: compensación en moneda dura; 48%: cobertura de relocalización familiar; 47%: un paquete equivalente al que reciben hoy en dólares; 42%: garantías contractuales ●

## Hidrocarburos

Crecimiento de producción obliga a repensar la logística

# Arena. El techo logístico que exige mesa de supply chain

¿Alcanzan las rutas y los puertos para la arena de Vaca Muerta? Sin integración de la cadena de valor, advierten, no habrá competitividad.

La producción de Vaca Muerta crece a un ritmo que exige repensar toda la logística. Así lo plantearon Roberto Lino Blanco, consultor y especialista en arenas para Vaca Muerta; Andrés Jacob, CEO de Bahía Grande; Ariel Straccia, socio gerente de Grupo Viales; y Pablo Yaque, gerente de operaciones de Transporte San Martín.

En el marco de de Ámbito Debate sobre Energía y Minería, Blanco comenzó su participación en el panel citando los números de Vaca Muerta; aseguró que Argentina cerrará el año en 1 millón de barriles y, en tres o cuatro años, estará cerca de los 2,5 millones. Dijo que el país es la segunda reserva de shale gas del mundo y que “hoy la escala está desde el punto de vista de la producción”. El desafío consiste en que esa escala se traduzca en el supply.

Blanco proyectó el consumo de arena para la actividad de petróleo y gas: 6 millones de toneladas este año, 9 millones el año próximo y entre 11 y 12 millones hacia 2030. Frente a esas cifras, el consultor fue categórico: “La infraestructura actual no soporta los volúmenes incrementales de arena que vamos a mover”. Agregó que la actividad portuaria tampoco está preparada para mover tantos graneles. El diagnóstico común del panel fue la falta de integración y Blanco reclamó: “Nos falta una mesa del supply”.

Describió un sistema que “trabaja en silos”: cada operadora busca su propia solución, pero a ninguna le alcanza la escala. Propuso replicar la experiencia de la Mesa de Vaca Muerta, que “funcionaba y tenía una agenda”. En sus palabras: “Lo que se logró en la evacuación lo tenemos que lograr desde el supply”. Esa mesa debería incluir recursos humanos, arena y servicios.

Jacob coincidió y sumó el factor tiempo. Según el CEO de Bahía Grande, la industria viene de años de relativa estabilidad, con crecimiento muy moderado, y ahora debe pensar a largo plazo. Pidió que participen los niveles de decisión, para ver no solo los problemas de coyuntura sino lo que habrá que resolver a 3, 5 y 10 años.

Para la arena que hoy llega por camión desde Entre Ríos, Blanco planteó que habrá una convivencia de modelos. El multimodal, con salida por Ibicuy o Campana, es “una opción interesante para empezar a explorar”. A su juicio, combinado con el desarrollo ferroviario y los bitrenes, será un sistema



complementario “mucho más virtuoso que el que tenemos hoy”.

El obstáculo está en la recepción. Un barco de 30.000 o 40.000 toneladas necesita unas 5 hectáreas para operar, “casi como la cancha de River”, según el especialista. Esa superficie debe alojar una playa de maniobra y la circulación de camiones. Un barco se descarga en tres días para dar lugar al siguiente. Con un roundtrip promedio de 10 días, el sistema requiere unos tres o cuatro barcos en operación constante.

Blanco aseguró que, con escala, el handling termina siendo un poco más barato que el esquema actual. Pero advirtió: “Necesitás un piloto para empezar a pulir el sistema”. Hoy, del otro lado, no hay capacidad de recepción.

Jacob contó que Bahía Grande analizó la opción marítima cuando YPF le pidió evaluar posibilidades. En aquel momento, el costo del buque no llegaba al 30% del costo total.

El resto correspondía a la carga, la descarga y el transporte al destino. La alternativa no era competitiva frente al camión, y tampoco existía la infraestructura. “Es solo una pata”, resumió.

Yaque detalló la apuesta de Transporte San Martín por los bitrenes de 75 toneladas, habilitados sin restricciones en todo el país por la norma de pesos y medidas aprobada este año. Tal como anticipó José Dutsch, Vialidad Provincial de Neuquén, se hará una prueba de seis meses en el tramo de la ruta 17 que une Plaza Huincul con Añelo.

Según los datos difundidos en el panel, un semi convencional escalable lleva 52,5 toneladas ●



**9**  
Los millones de toneladas de arena que consumirá la actividad de petróleo el año que viene.

# Hidrocarburos

Exportaciones: en sólo 5 años hubo un salto fenomenal

## Número 1. Neuquén, cerca de superar a Buenos Aires

**Fuerte avance.** La Provincia ya ocupa la cuarta posición y saltaría al liderazgo en menos de una década.

La región pampeana lideró durante buena parte de la historia argentina las exportaciones del país y todavía conserva esa posición. Buenos Aires encabeza el ranking de provincias exportadoras, seguida por Córdoba y Santa Fe, gracias al peso del agro, la agroindustria y algunas ramas de la industria manufacturera. Algo está cambiando y en el cuarto lugar aparece Neuquén, que en 2021 ni siquiera figuraba entre las diez primeras, según un informe del Ieral de la Fundación Mediterránea.

El autor del estudio, Federico Belich, responsable de la Regional Comahue, pro-

yectó el impacto de Vaca Muerta sobre el ranking provincial a partir de escenarios de volumen de producción y de precios de los hidrocarburos, en particular del petróleo. La formación de recursos no convencionales tiene su epicentro en Neuquén y también abarca partes de Mendoza, Río Negro y La Pampa.

Según las proyecciones, Neuquén superaría en valor exportado a Córdoba en 2027, a Santa Fe en 2028 y a Buenos Aires entre 2031 y 2032.

Detrás de ese avance están el aumento de la producción de petróleo no convencional, la ampliación de la infraestructura de trans-

porte y la futura exportación de gas natural licuado (GNL).

Durante las últimas dos décadas, el 74% de las exportaciones argentinas se concentró en Buenos Aires, Santa Fe y Córdoba, sostenidas por el campo, la agroindustria, la industria automotriz, los complejos aceiteros y las manufacturas. Los hidrocarburos no convencionales empezaron a alterar esa estructura y hoy compiten con las actividades tradicionales como motor de generación de divisas.

En 2025, Buenos Aires lideró con USD 31.684 millones, seguida por Santa Fe, con USD 16.190 millones, y Córdoba, con USD

10.913 millones. Neuquén aún quedaba detrás, pero mostraba una expansión fenomenal: entre 2021 y 2025 sus exportaciones se multiplicaron casi por siete. La distancia con Córdoba se redujo a unos USD 3.300 millones en los últimos doce meses que consideró el informe.

El avance también redefinió el mapa de la Patagonia. Chubut lideró durante años las exportaciones regionales, con apoyo en la producción petrolera convencional del Golfo San Jorge, el aluminio y la pesca. Ahora Neuquén ocupa el primer lugar de la región, seguida por Santa Cruz y Chubut ●





CONSULTORA DE **INGENIERÍA**

**35 AÑOS**

**CONSTRUYENDO CONFIANZA**

Diseño y cálculo de estructuras para proyectos residenciales, comerciales e industriales.

**DEMPRO**

 dempro\_consultora

## Hidrocarburos

YPF y TotalEnergies cerraron un acuerdo de producción

# Biocombustibles en la mira

El contrato establece la futura compra de la producción de combustibles renovables que se elaborarán en la biorrefinería de San Lorenzo, provincia de Santa Fe. Se contempla una inversión superior a los 400 millones de dólares y apuntan a mercados internacionales.



**Y**PF y TotalEnergies avanzaron con un acuerdo de largo plazo para la compra de combustibles renovables que serán producidos en la futura biorrefinería de San Lorenzo, Santa Fe. El proyecto contempla una inversión superior a los US\$400 millones y apunta principalmente a los mercados internacionales.

El acuerdo fue firmado en el marco de Argentina Week París entre Santa Fe Bio, la sociedad conformada por YPF y Essential Energy, y TOTS TotalEnergies Trading SA. El contrato establece la futura compra de la producción de combustible sostenible para aviación (SAF) y otros combustibles renovables que se elaborarán en el complejo santafesino.

El entendimiento busca darle previsibilidad comercial al proyecto y facilitar su financiamiento bajo un esquema de Project

Finance, además de permitir avanzar con las próximas etapas de ingeniería y desarrollo de la planta.

La futura instalación tendrá una capacidad estimada de unas 170.000 toneladas anuales de SAF y HVO (Hydrotreated Vegetable Oil o aceite vegetal hidrotreadado). La mayor parte de esos volúmenes estará destinada a la exportación, en línea con el objetivo de abastecer mercados que incrementan el uso de combustibles de menores emisiones.

En ese esquema, TotalEnergies comprará la mayor parte de la producción mediante un compromiso firme de largo plazo. La compañía también tendrá un derecho de preferencia sobre los volúmenes que queden disponibles.

El SAF es uno de los combustibles sobre los que la industria aeronáutica está poniendo el foco para reducir las emisiones del

transporte aéreo. Su demanda viene creciendo a partir de las regulaciones y metas de descarbonización que avanzan en distintos mercados internacionales.

La producción también incluirá HVO, un combustible renovable que puede utilizarse como alternativa al diésel convencional y que tiene demanda en diferentes sectores.

El proyecto contempla más de US\$400 millones de inversión para reconvertir el complejo industrial de San Lorenzo y avanzar con la futura biorrefinería.

Para YPF, el acuerdo con TotalEnergies representa además un paso en la búsqueda de financiamiento y de mercados para una iniciativa que apunta a sumar un nuevo negocio energético a la producción tradicional de petróleo y gas.

La participación de TotalEnergies aporta, en ese sentido, un comprador de largo plazo para buena parte de los volúmenes

que genere la planta y una vía de acceso a mercados internacionales donde el uso de combustibles renovables para aviación tiene cada vez mayor peso.

La firma se produjo durante Argentina Week París, el evento realizado la semana pasada en Francia, donde TotalEnergies presentó sus planes de inversión en petróleo y gas en Vaca Muerta y otras zonas del país.

La compañía francesa anunció una cartera de proyectos cercana a los US\$10.000 millones, que incluye desarrollos en la cuenca neuquina y el proyecto costa afuera Alberdi, en Tierra del Fuego. Entre sus planes también aparece el desarrollo de petróleo en San Roque, en sociedad con YPF, Pan American Energy y Harbour Energy.

TotalEnergies tiene una presencia de 48 años en la Argentina y participa en actividades vinculadas con la producción y comercialización de petróleo y gas ●

**Ford PRO**

Vehículos que impulsan tu trabajo

**Ford Fiorasi**

Neuquén - Particular 095 - Copalí Ing. José Copalí 091

**Tasa 0%**

Raza Fuerte lista para lo que sea.

**RAZA FUERTE**

## Internacional

Se produjo en el pozo Morpho a casi 3 mil metros de profundidad.



# Brasil. Petrobras anunció un nuevo hallazgo de petróleo

**Ubicación.** El descubrimiento se produjo en bloque FZA-M-59, una de las áreas del Margen Ecuatorial.

**P**etrobras anunció un nuevo descubrimiento de petróleo frente a la costa de Amapá, en el norte de Brasil. El hallazgo se produjo en el pozo Morpho, ubicado en el bloque FZA-M-59, a 2.886 metros de profundidad.

La perforación continuó después del descubrimiento que la compañía había informado en agosto y permitió avanzar sobre niveles más profundos de la formación. En ese proceso, la empresa identificó otro intervalo con presencia de petróleo.

Los hidrocarburos se detectaron a partir de los registros obtenidos durante el sondeo, las características de las rocas y las muestras de fluidos extraídas del pozo.

“Los análisis están en curso y la información recopilada se caracterizará posteriormente mediante análisis de laboratorio y se integrará con los datos obtenidos durante la perforación. En el caso del descubrimiento anunciado en agosto, los análisis ya realizados confirman la buena calidad del petróleo hallado”, explicaron desde Petrobras a través de un comunicado emitido días atrás.

El pozo se encuentra en el Margen Ecuatorial brasileño, una extensa zona offshore que se extiende desde Amapá hasta Rio Grande do Norte y comprende las cuencas de la desembocadura del río Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará y Potiguar.

La región ganó peso en los últimos años dentro de la estrategia exploratoria de Brasil por su potencial hidrocarburífero. Según estimaciones de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), el Margen Ecuatorial podría contener más de 30.000 millones de barriles de crudo.

El interés también está relacionado con los descubrimientos realizados en los últimos años en Guyana y Surinam, frente a la costa norte de Sudamérica, que transformaron a esa zona en una de las nuevas áreas de crecimiento de la producción petrolera mundial.

Para Petrobras, Amapá es parte de una estrategia para sumar reservas y abrir nuevas áreas de exploración mientras avanza el desarrollo de los recursos de las cuencas que ya están en producción ●



# AOG

ARGENTINA OIL&GAS

## PATAGONIA

## 19 - 22

## OCT 26

Espacio DUAM  
Neuquén

aogpatagonia.com.ar

Organiza



INSTITUTO ARGENTINO  
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Realiza



messe frankfurt

### Acreditaciones abiertas

Horario: Lunes a Jueves de 13 a 20 hs.

Comercializa y Realiza: Messe Frankfurt Argentina - Tel: +54 11 7078 4800

e-mail: aog@argentina.messefrankfurt.com

## La guerra en Medio Oriente tensiona el precio del petróleo

# OPEP+. Los más grandes congelan su producción

La alianza mantiene sin cambios sus objetivos y el Brent sigue por encima de los US\$100 por barril.

La OPEP+ decidió mantener sin cambios sus objetivos de producción de petróleo para noviembre, en una señal de cautela frente a un mercado todavía condicionado por la guerra en Medio Oriente y las interrupciones en el comercio de crudo. La decisión fue tomada este domingo por Arabia Saudita, Rusia, Irak, Kuwait, Kazajistán, Argelia y Omán.

El grupo de siete países que había anunciado ajustes voluntarios adicionales en 2023 resolvió mantener para noviembre el nivel de producción previsto para septiembre. El anuncio estuvo en línea con las expectativas del mercado, que no anticipaba nuevos aumentos de producción en el corto plazo, de acuerdo a Reuters.

La decisión llega mientras el precio del petróleo continúa en niveles elevados. El Brent se mantiene por encima de los US\$100 por barril, después de haber cotizado cerca de los US\$73 antes del inicio de la guerra con Irán a fines de febrero.

Aunque la OPEP+ avanzó durante 2026 con una recomposición de sus objetivos de producción después de varios años de recortes,

parte de esos incrementos todavía no se reflejó en el volumen efectivamente producido.

Las interrupciones en las exportaciones provocadas por el conflicto en Medio Oriente llevaron a los productores del Golfo a bombear por debajo de las cifras establecidas. Según datos citados por Reuters, los siete países que participaron de la reunión produjeron unos 25 millones de barriles diarios en agosto, 630.000 barriles diarios más que en julio, pero alrededor de 5 millones de barriles diarios por debajo de los niveles previos al inicio de la guerra en febrero.

“El grupo de los siete de la OPEP+ mantuvo sin cambios sus límites de producción, en línea con las expectativas del mercado. Dicho esto, a pesar del aumento del flujo a través del estrecho de Ormuz, sus niveles de producción siguen estando muy por debajo de la cuota”, explicó Giovanni Staunovo, analista de UBS, según Reuters. “En consecuencia, el mercado petrolero sigue ajustado”, agregó.

El estrecho de Ormuz se convirtió en un punto central para el mercado energético. Por esa vía circula una parte importante del



petróleo y del gas comercializado a nivel internacional, por lo que cualquier interrupción en el tránsito tiene un impacto directo sobre los precios y el abastecimiento.

La OPEP+ había comenzado a revertir

durante este año parte de los recortes aplicados en los últimos años. Sin embargo, el conflicto con Irán modificó las condiciones del mercado y dejó buena parte de esos aumentos en los papeles ●

**BASSIGNANI HERRAJES**

Manijas, Bisagras, cerraduras y **todo lo que necesites para tu obra**

**¡Llévatelo hoy, pagalo en cuotas!**

Los días Jueves **6 CUOTAS SIN INTERÉS** con Tarjeta BPN

San Martín 998 - Neuquén  
2996323968 / 2994019647

**APOLO RENTALS & SERVICES**

**SOLUCIONES INTEGRALES EN RENTAL DE FLOTA Y EQUIPOS.**

Mercedes-Benz Ford NEW HOLLAND

**Escaneá este QR** para iniciar un chat con un asesor.

Vaticinan que será tercer productor global en 2029

# Litio. Argentina va camino de superar producción de Chile

**Avance.** Ocupa el quinto lugar en el ranking en producción de minas y tercero en compuestos químicos.

El mercado global del litio dejó atrás los años de superávit, y Argentina ocupa un lugar central en el nuevo escenario. El informe Mercado de Litio: panorama internacional y perspectivas productivas para Argentina, de la Secretaría de Minería, de este mes, plantea que el reequilibrio del mercado, con una demanda que se duplicaría hacia 2035 y una oferta que tardaría en responder, “coloca a Argentina en una posición singular dentro del Triángulo del Litio”.

Según un informe del mes de mayo de S&P, la demanda global alcanzó 1,5 millo-



nes de toneladas de LCE en 2025, frente a 1,2 millones en 2024, un alza interanual de 26,8%. Para 2035 la proyección llega a 3,5 millones de toneladas.

En 2025 la producción argentina fue de

120 mil toneladas de LCE, un 62% más que el año anterior, con siete proyectos en operación. Fénix superó las 31.000 toneladas (+29%), Olaroz alcanzó 34.000 toneladas y Cauchari-Olaroz produjo más de 34.000

toneladas. En los rankings de S&P, el país se ubicó quinto productor de mina, con 138 mil toneladas (8,2% del total mundial), y tercero en compuestos químicos de litio, con 133 mil toneladas (7,9%).

Solo China y Chile lo superan en ese segmento. El informe de la Secretaría de Minería proyecta que Argentina superará a Chile como tercer productor global en 2029.

Los recursos explican parte de esa ventaja. Argentina concentra cerca de 21% de los

recursos mundiales y alrededor de 12% de las reservas globales (USGS, 2026). A esto suma un marco regulatorio abierto, con la Ley 24.196 de Inversiones Mineras y el Régimen de Incentivo a las Grandes Inversiones (RIGI), y una

adopción temprana de la Extracción Directa de Litio (DLE).

El informe concluye que Argentina “no solo gana participación de mercado, sino que reduce su vulnerabilidad”, y fija las condiciones: “concretar las inversiones en capacidad”, desarrollar la infraestructura logística y sostener un entorno macroeconómico previsible. Todo eso le da un lugar de privilegio ●

# 1,5

Los millones de toneladas de LCE que alcanzó la demanda global en 2025, frente a 1,2 de 2004.

## Cuando grites, que sea para festejar un gol

Si hay violencia, no hay juego

