

Datos económicos

TRM	BRENT	WTI
\$3.560,2	US\$94,98	US\$92,16
Pesos COL	Dólares por barril	Dólares por barril

## Producción de petróleo y gas (abril 2026) – Pozos exploratorios y de desarrollo

### Petróleo

**724,9** KBPD

▲ **+1,5% anual**  
(10,7 KBPD) vs. abr - 2025

▼ **-2,1% mensual**  
(-15,6 KBPD) vs. mar - 2026

### Gas comercializado

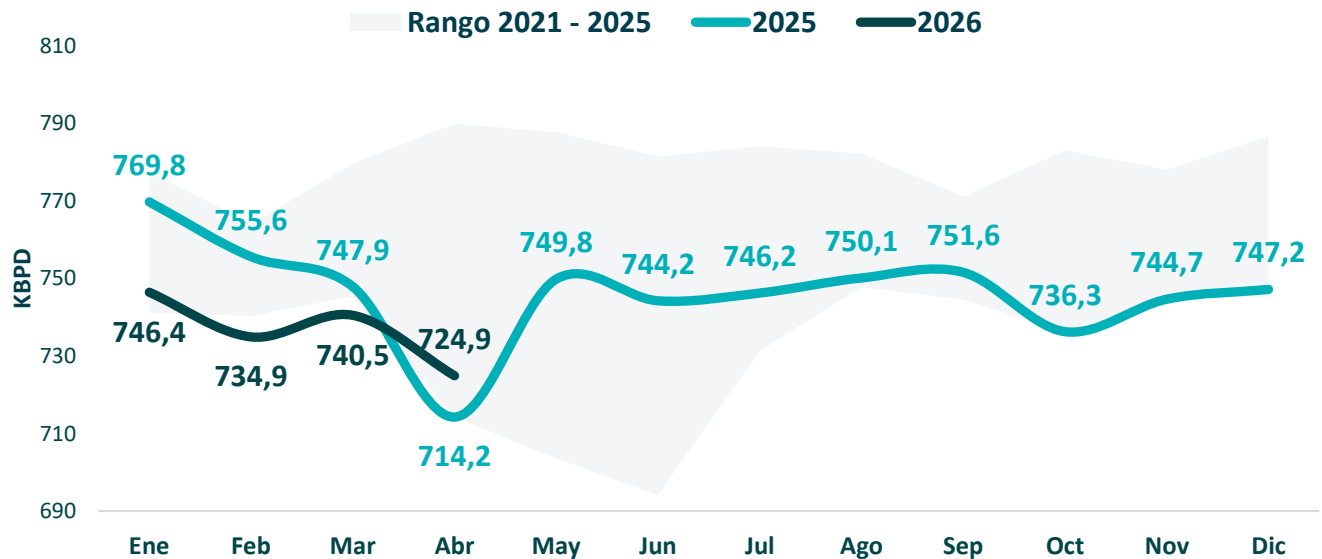
**694,0** MPCD

▼ **-14,2% anual**  
(-115,0 MPCD) vs. abr - 2025

▼ **-0,9% mensual**  
(-6,0 MPCD) vs. mar - 2026

### Producción fiscalizada de petróleo

En abril de 2026, la producción promedio diaria de petróleo fiscalizado en Colombia fue **724,9 KBPD**, lo que representa un incremento del 1,5% frente a abril de 2025 (10,7 KBPD más) y una disminución del 2,1% respecto a marzo de 2026 (15,6 KBPD menos).



Fuente: Información ANH - 01 de junio 2026.

KBPD: miles de barriles de petróleo promedio diarios.

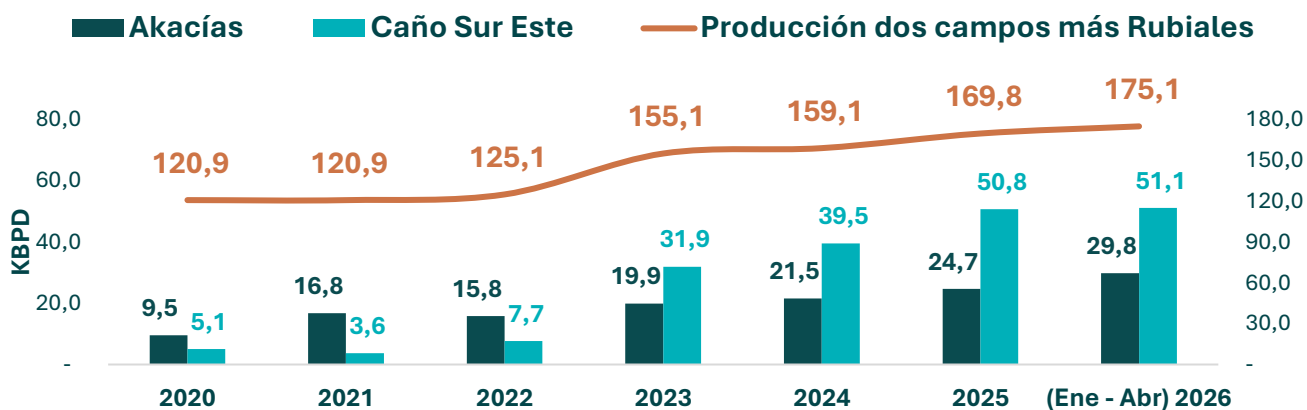
Nota: La producción fiscalizada incluye la totalidad del petróleo producido en el país.

En abril de 2026, en términos mensuales, las principales caídas en la producción se registraron en los departamentos de Meta (-7,6 KBPD; -1,7%), Casanare (-4,7 KBPD; -4,5%), Arauca (-2,5 KBPD; -5,1%) y Santander (-1,1 KBPD; -2,8%).

En términos interanuales, la producción nacional aumentó 1,5% (+10,7 KBPD) frente a abril de 2025. En dicho mes de 2025, la producción se ubicó en 714,2 KBPD, el nivel más bajo observado durante ese año, cuando se registraron afectaciones asociadas a atentados contra el Oleoducto Bicentenario que impactaron la evacuación de crudo en Arauca.

**Durante el período enero – abril de 2026, la producción promedio de petróleo fiscalizado en Colombia se ubicó en 736,8 KBPD**, lo que representa una disminución del 1,4% frente al mismo periodo de 2025, equivalente a 10,1 KBPD menos.

**En el 2020, Caño Sur, Akacías y Rubiales representaban el 15,5% de la producción nacional; actualmente, representan el 23,8% del total (promedio enero – abril 2026).**



Fuente: Información de la ANH - 01 de junio 2026.

**Caño Sur y Akacías, campos estratégicos en desarrollo con campañas activas de perforación**, han incrementado de manera sostenida su aporte a la producción nacional de petróleo. En este contexto, **al incorporar el campo Rubiales, igualmente con actividad de perforación activa**, este conjunto de campos registró una producción conjunta de 120,9 KBPD (15,5% del total nacional) en 2020; 120,9 KBPD (16,4%) en 2021; 125,1 KBPD (16,6%) en 2022; 155,1 KBPD (20,0%) en 2023; 159,1 KBPD (20,6%) en 2024; y **169,8 KBPD (22,8%) en 2025**.

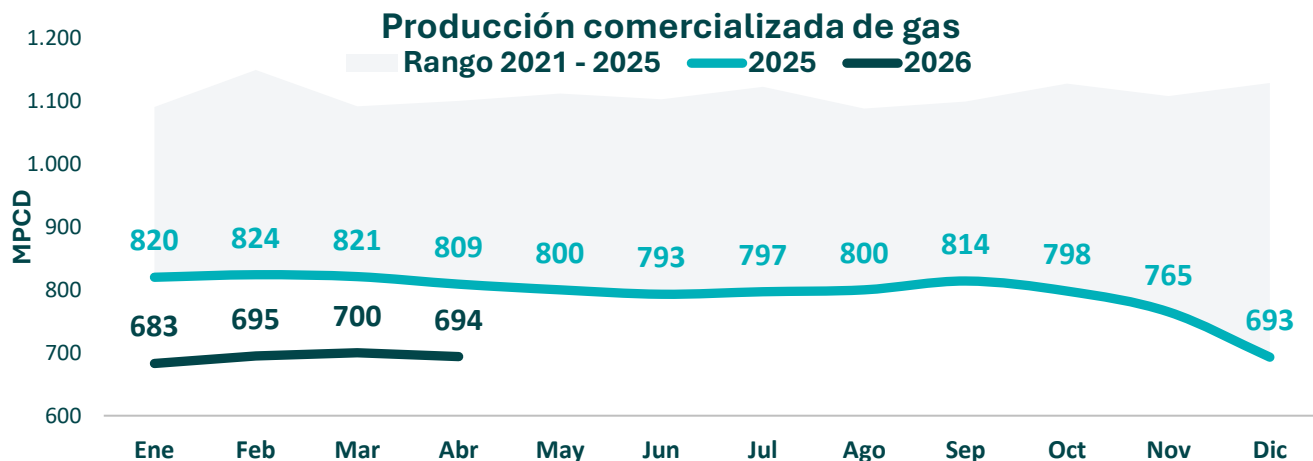
**Entre enero y abril de 2026, la producción conjunta de estos campos ascendió a 175,1 KBPD**, equivalente al 23,8% de la producción nacional promedio. **Durante abril se registraron cinco taladros de perforación activos en estos campos: tres en Rubiales y dos en Caño Sur.**

## Producción e importación de gas

En abril de 2026, la producción fiscalizada de gas se ubicó en **1.006 MPCD**, el nivel más bajo registrado en la serie histórica disponible. En términos interanuales, esto representa una variación de -21,8% (-279,7 MPCD) frente a abril de 2025, cuando se reportaron 1.286 MPCD. **La contracción se concentró principalmente en cuatro departamentos.** Casanare registró una reducción de 209 MPCD (-25,2%), seguido por Sucre con 33 MPCD (-36,4%). Por su parte, Córdoba y Atlántico registraron caídas de 22 MPCD (-24,2%) y 7 MPCD (-58,3%), respectivamente.

Frente a marzo de 2026, la producción fiscalizada de gas disminuyó en 145 MPCD (-12,6%), al pasar de 1.151 MPCD a 1.006 MPCD. A nivel regional, la mayor variación se registró en Casanare, donde la producción pasó de 771 MPCD a 620 MPCD, equivalente a una reducción de 151 MPCD (-19,6%).

En línea con lo anterior, el gas comercializado promedió **694,0 MPCD en abril de 2026**, una reducción de **14,2% (-115,0 MPCD)** frente a abril de 2025, cuando alcanzó 809,0 MPCD, y una disminución de 0,9% (-6,0 MPCD) respecto a marzo de 2026. Adicionalmente, las perspectivas climáticas asociadas a una alta probabilidad de intensificación de condiciones secas (fenómeno de El Niño) durante el segundo semestre de 2026 según el [Centro de Predicción Climática de EE.UU.](#) Esto incrementará los requerimientos de generación térmica y, en consecuencia, la demanda de gas natural importado para respaldo del sistema energético nacional. **Esto implicará una mayor dependencia de gas importado, cuyo costo es superior al del gas producido nacionalmente.**



Fuente: información de la [ANH](#) - 01 de junio 2026.

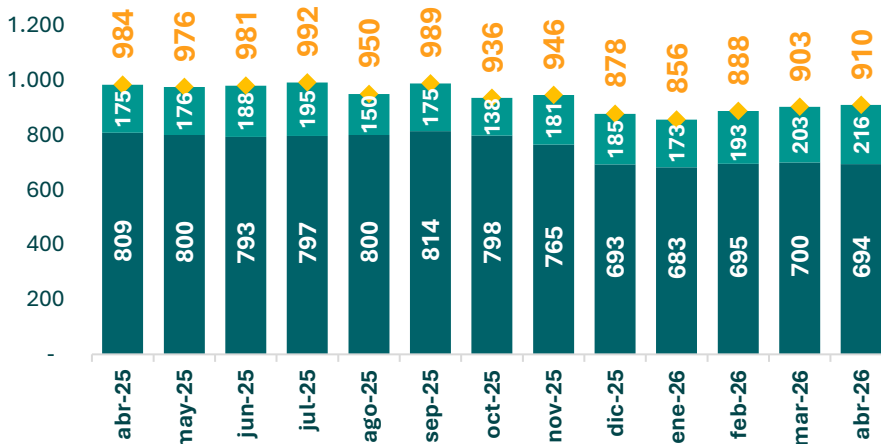
Nota: La producción fiscalizada corresponde al volumen medido en los puntos oficiales de fiscalización, mientras que la comercializada corresponde al volumen efectivamente vendido al mercado.

Al incorporar las importaciones promedio de gas natural, registradas en 215,7 MPCD en abril de 2026, equivalentes al 23,7% del gas comercializado en el país, la disponibilidad total de gas alcanzó 909,7 MPCD (694,0 MPCD de producción comercializada + 215,7 MPCD de importaciones).

Entre enero y abril de 2026, el promedio diario de importaciones de gas fue de 196,1 MPCD, lo que representa un incremento anual de 20,0% (+32,6 MPCD). Estas importaciones fueron equivalentes al 22,1% del gas comercializado en el país durante este periodo. Por su parte, en el mismo periodo, la producción comercializada promedió 692,9 MPCD, lo que corresponde a una disminución anual de 15,3% (-125,5 MPCD).

### Volúmenes de gas disponible

■ Producción Nacional (MPCD) ■ Gas importado (MPCD) ◆ Total comercializado



### Importación de gas

Abr 2026

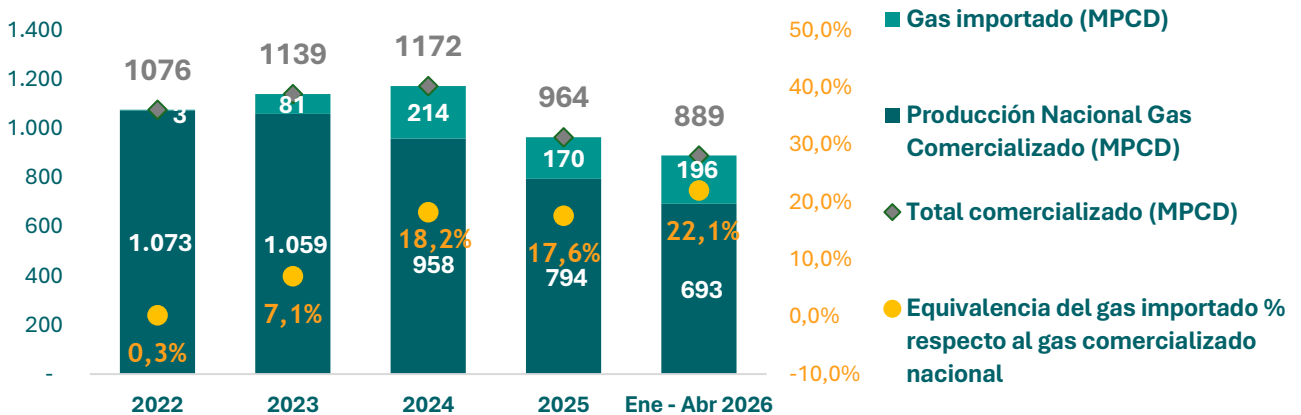
**216** MPCD

▲ **+23,5% anual**  
(41,1 MPCD) vs. Abr 25

▲ **+6,4% mensual**  
(13,1 MPCD) vs. Mar 26

Fuente: Información de la ANH - 01 de junio de 2026. Cálculos CAMPETROL con base en información de [Gestor del Mercado](#).

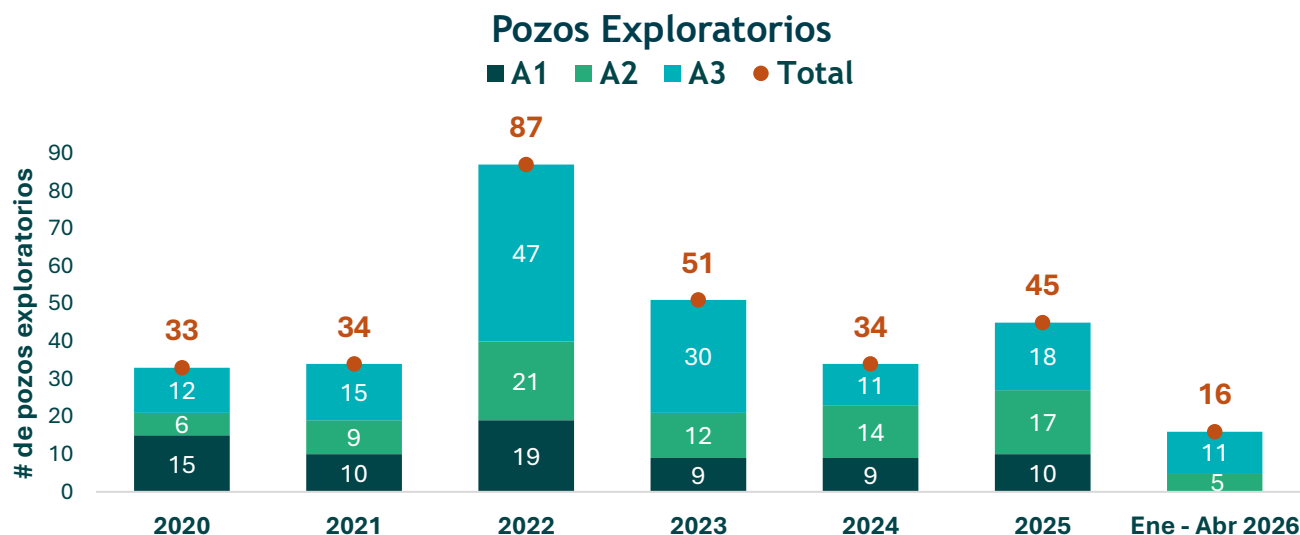
\*Este cálculo se realizó teniendo en cuenta que la planta de regasificación posee un poder calorífico de 1.051 MBTUD / MPCD



## Pozos Exploratorios

Según la ANH, entre enero y abril de 2026, se perforaron 16 pozos exploratorios, clasificados en las categorías A2 y A3. Esta cifra representa una reducción de un pozo en comparación con el mismo periodo de 2025 (-5,9%).

Durante el 2025, se perforaron 45 pozos exploratorios, lo que equivale a un aumento del 32,4% (11 pozos más) en comparación con lo perforado en 2024. En 2024, la actividad exploratoria mostró un descenso, con un total de 34 pozos perforados, reflejando una disminución del 33,3% respecto a 2023. De estos, 11 correspondieron a la categoría A3, 14 a A2 y 9 a A1. En 2023, se perforaron 51 pozos, lo que representó una caída del 41,4% en comparación con 2022, con una distribución de 30 pozos en la categoría A3, 12 en A2 y 9 en A1. En 2022, la actividad exploratoria alcanzó su nivel más alto en el período analizado, con 87 pozos perforados, clasificados en 47 de categoría A3, 21 de A2 y 19 de A1.



Fuente: ANH, cálculos Campetrol.  
Último dato disponible de pozos exploratorios perforados (A1, A2 y A3)

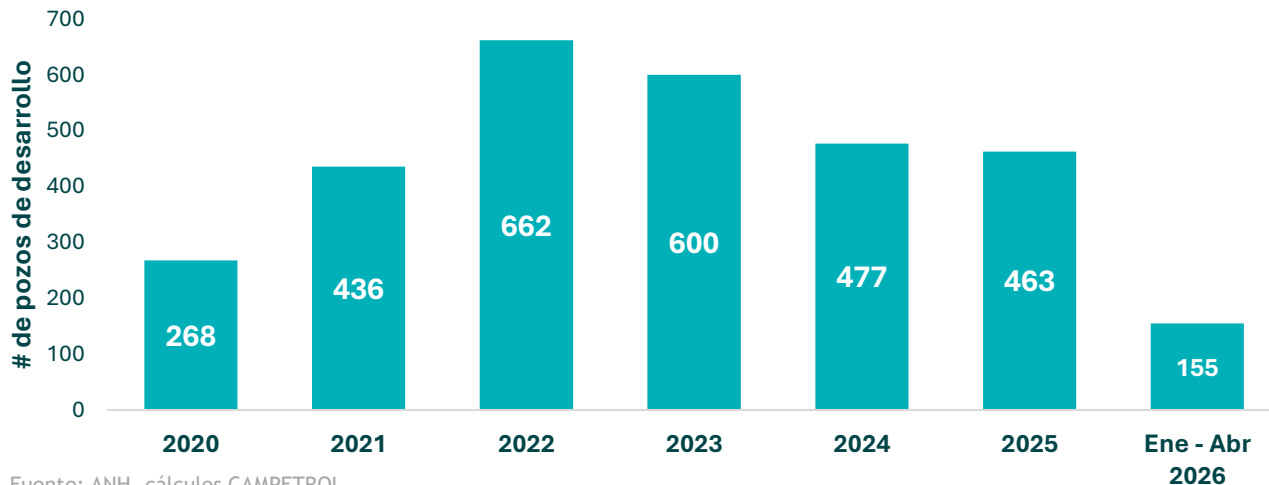
## Pozos de desarrollo

Entre enero y abril de 2026 se registraron 155 pozos de desarrollo, lo que representa un aumento de tres pozos frente al mismo periodo de 2025 (+2,0%).

Fuente: ANH, cálculos Campetrol.  
Último dato disponible.

A nivel anual, en 2025 se perforaron 463 pozos de desarrollo, cifra inferior en 14 pozos frente a 2024 (-2,9%). Cabe resaltar que en 2024 ya se había observado una reducción de 20,5% respecto a 2023, pasando de 600 a 477 pozos perforados. Asimismo, en 2023 se presentó una disminución de 9,4% frente a 2022, año en el que se alcanzaron 662 pozos de desarrollo.

## Pozos de desarrollo



Fuente: ANH, cálculos CAMPETROL.  
Último dato disponible.

*“La evolución reciente de la producción evidencia la importancia de seguir fortaleciendo el desarrollo del sector, promoviendo nueva oferta, inversión y un entorno regulatorio estable que contribuya a la seguridad energética y al crecimiento del país. En el contexto actual de precios altos se generan condiciones propicias para un incremento en la producción que permita dinamizar la industria.*

*Asimismo, reiteramos que la seguridad de las personas debe ser una prioridad. Rechazamos los hechos que han afectado la operación del sector y que impactan a más de 1.120 trabajadores en el Meta, así como la tranquilidad en los territorios. Hacemos un llamado a tramitar las controversias a través de los canales de diálogo técnico, jurídico e institucional y expresamos nuestra solidaridad con las empresas y colaboradores afectados”,* señaló Nelson Castañeda, presidente ejecutivo de CAMPETROL.

### CAMPETROL - Equipo de análisis técnico y económico

**Nelson Castañeda**  
Presidente Ejecutivo

**Patricia Romero**  
Coordinadora Técnica de Oil & Gas & Energía

**Javier Mejía**  
Análisis Económico - Consultor

**Andrés Sánchez**  
Director de Asuntos Económicos y Comerciales

**Marcos Vela**  
Coordinador Técnico de Oil & Gas & Energía