

Datos económicos

TRM	BRENT	WTI
\$3.202,79	US\$88,10	US\$83,40
Pesos COL	Dólares por barril	Dólares por barril

Producción petrolera aumenta en julio tras la reactivación de 16 equipos de mantenimiento de pozos en el Meta, mientras el gas importado alcanza 302 MPCD (30% del consumo país)

Petróleo Julio/26

727,9 KBPD

▼ **-2,5% anual**
(-18,3 KBPD) vs. jul - 2025

▲ **+2,1% mensual**
(+15,1 KBPD) vs. jun - 2026

Gas comercializado Julio/26

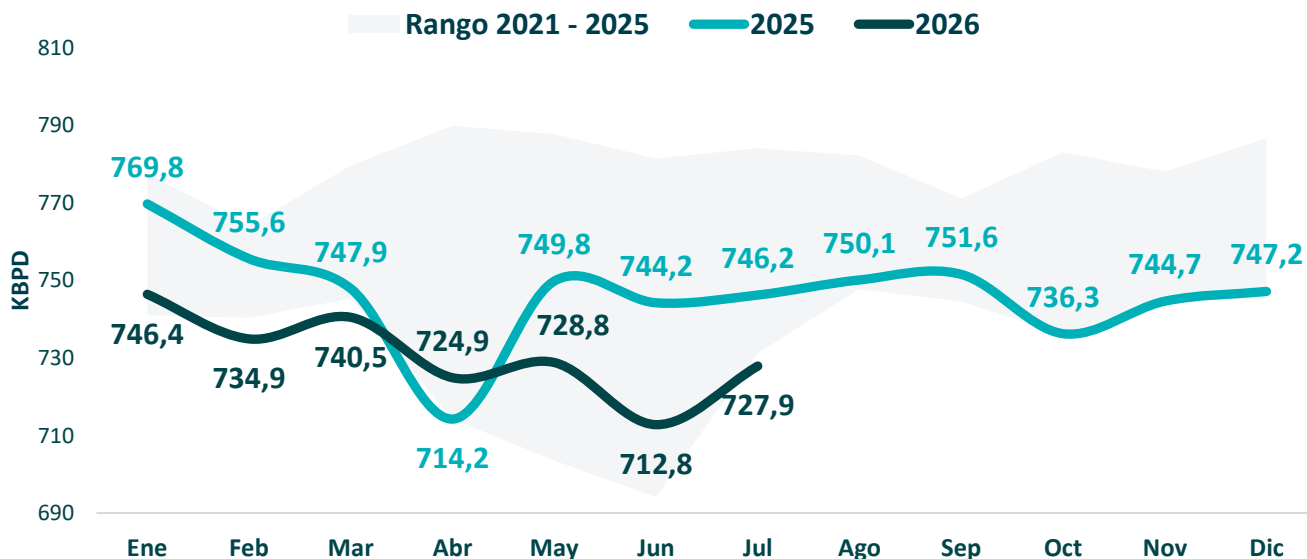
722,0 MPCD

▼ **-9,4% anual**
(-75,0 MPCD) vs. jul - 2025

▲ **+2,6% mensual**
(+18,0 MPCD) vs. jun - 2026

Producción fiscalizada de petróleo

En julio de 2026, la producción promedio diaria de petróleo fiscalizado en Colombia fue **727,9 KBPD**, lo que representa un incremento del 2,1% frente a junio de 2026 (15,1 KBPD más) y una disminución del 2,5% respecto a julio de 2025 (18,3 KBPD menos).



Fuente: Información ANH - 29 de agosto 2026.

KBPD: miles de barriles de petróleo promedio diarios.

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

El aumento mensual se presentó principalmente por la normalización de las condiciones operativas en el departamento del Meta, luego de la superación de los bloqueos registrados durante mayo y junio, que afectaron el acceso a locaciones y las actividades de producción y mantenimiento de pozos.

El **Meta registró un incremento de 15,8 KBPD (+3,8%)**, al pasar de 411,2 KBPD en junio a 427,0 KBPD en julio, concentrando prácticamente la totalidad del aumento registrado en la producción nacional. Por municipios, **Guamal** presentó el mayor incremento, con 10,4 KBPD (+42,8%), al pasar de 24,4 a 34,9 KBPD. Le siguieron **Castilla La Nueva**, con un aumento de 2,8 KBPD (+5,1%), de 54,4 a 57,1 KBPD, y **Puerto Gaitán**, con 2,7 KBPD adicionales (+1,4%), de 201,4 a 204,1 KBPD.

A nivel de campo, **Akacías** registró el mayor incremento mensual, con un aumento de **10,5 KBPD (+55,2%)**, al pasar de 19,0 KBPD en junio a 29,5 KBPD en julio. Por su parte, **Casanare** registró un aumento de **3,1 KBPD (+3,1%)**, al pasar de 100,5 a 103,7 KBPD. Los principales incrementos municipales correspondieron a **Paz de Ariporo (+2,0 KBPD)** y **Aguazul (+1,8 KBPD)**.

En contraste, **Arauca** presentó una reducción de **2,7 KBPD (-5,8%)**, al pasar de 46,6 a 43,9 KBPD. La disminución estuvo asociada principalmente al comportamiento de **Tame**, cuya producción se redujo en 1,7 KBPD.

En julio, la producción nacional se distribuyó principalmente entre **Meta (58,7%)**, **Casanare (14,2%)**, **Arauca (6,0%)** y **Santander (5,4%)**. En conjunto, estos cuatro departamentos representaron el **84,3% de la producción nacional**.

A nivel de campos, **Rubiales, Caño Sur Este y Akacías**, que registraron campañas activas de perforación durante el período, alcanzaron una producción conjunta de **173,7 KBPD en julio**, equivalente al **23,9% de la producción nacional**. Entre enero y julio, estos tres campos registraron una producción promedio conjunta de **173,0 KBPD**, correspondiente al **23,7% de la producción nacional promedio**.

Entre **enero y julio de 2026**, la producción promedio de petróleo fiscalizado en Colombia fue de **731,0 KBPD**, lo que representa una disminución de **2,1% frente al mismo período de 2025**, equivalente a 15,9 KBPD menos.

Producción e importación de gas

En julio de 2026, la **producción fiscalizada de gas natural se ubicó en 1.096 MPCD**, lo que representa una disminución de **1,4 MPCD (-0,1%)** frente a junio de 2026. En comparación con julio de 2025, cuando se registraron 1.196 MPCD, la producción disminuyó **99,5 MPCD (-8,3%)**.

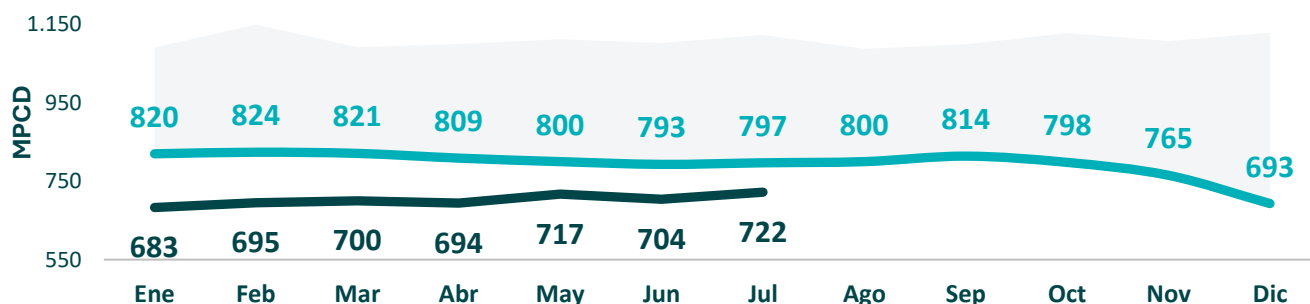
A nivel regional, **Casanare**, que concentró el **64,2% de la producción fiscalizada nacional**, registró una reducción de **7,7 MPCD (-1,1%)**, al pasar de 711,6 a 703,9 MPCD. También se presentaron disminuciones en **Sucre (-2,5 MPCD; -4,6%)**, **Huila (-1,4 MPCD; -10,8%)** y **Arauca (-1,2 MPCD; -13,5%)**. Estas variaciones fueron compensadas por los incrementos registrados en **Córdoba (+5,9 MPCD; +8,2%)** y **La Guajira (+4,0 MPCD; +4,9%)**. Por campos, los mayores incrementos mensuales correspondieron a **Mágico**, con 11,6 MPCD adicionales (+76,0%); **Cusiana Norte**, con 8,1 MPCD (+33,1%).

El **gas comercializado** alcanzó un promedio de **722,0 MPCD en julio de 2026**, registrando un incremento mensual de **18,0 MPCD (+2,6%)** frente a junio. En comparación con julio de 2025, cuando se comercializaron 797,0 MPCD, se presentó una disminución de **75,0 MPCD (-9,4%)**.

En materia de nuevos volúmenes, el **3 de julio de 2026**, la [Agencia Nacional de Hidrocarburos](#) (ANH) realizó una visita técnica e institucional a las operaciones en **Sinú-9, en Córdoba**, como parte del seguimiento a las actividades de exploración y producción de gas. De acuerdo con la ANH, el campo **Mágico**, descubierto mediante el pozo Mágico-1, probó el yacimiento **Ciénaga de Oro (CDO)**, mientras que el pozo **Hechicero-1** probó los yacimientos **Pre-CDO/San Cayetano y CDO con buena productividad**. Para Hechicero-1 continúan las fases de evaluación orientadas a confirmar su comercialidad. El operador proyecta alcanzar **60 MPCD de gas de venta a inicios de 2027**. En julio de 2026, el campo **Mágico** registró un incremento de **11,6 MPCD (+76,0%)** frente a junio, al pasar de 15,3 a 26,9 MPCD.

Producción comercializada de gas

Rango 2021 - 2025 — 2025 — 2026



Fuente: información de la [ANH](#) - 29 de agosto 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**, que alcanzaron **302 MPCD en julio de 2026**, equivalentes al **29,5% del gas comercializado en el país**, la disponibilidad total de gas ascendió a **1.024 MPCD**, correspondiente a **722,0 MPCD de producción comercializada y 302 MPCD de importaciones**.

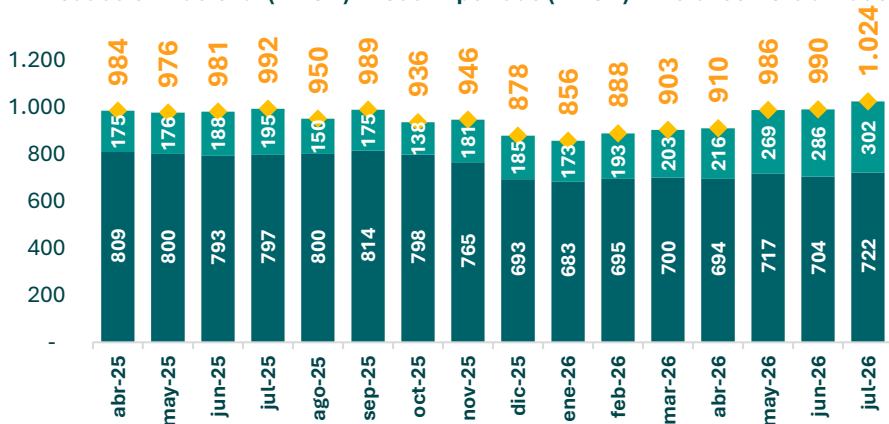
En julio de 2026, las importaciones de gas natural alcanzaron un promedio de **302 MPCD**, equivalentes al **29,5% del gas comercializado en el país**. Este nivel se registró en un mes en el que la terminal de regasificación **SPEC** tuvo programado un mantenimiento entre el **30 de julio y el 3 de agosto de 2026**. Para atender esta ventana operativa, el Ministerio de Minas y Energía expidió la [Resolución 40267 de 2026](#), la cual estableció medidas para garantizar el abastecimiento de gas natural durante el mantenimiento programado de la infraestructura. La terminal retomó su operación plena el **3 de agosto de 2026**.

El 11 de agosto de 2026, la [Autoridad Nacional de Licencias Ambientales \(ANLA\)](#) otorgó, mediante la Resolución 002149, la modificación de la licencia ambiental de SPEC LNG. La modificación incorpora 58 MPCD adicionales de capacidad de regasificación.

Posteriormente, el **25 de agosto de 2026**, la [Agencia Nacional de Hidrocarburos \(ANH\)](#) creó el **Grupo Estratégico de Aceleración de Proyectos de Gas (GEAPG)**, como mecanismo de coordinación institucional para atender y agilizar trámites y solicitudes asociados a proyectos con potencial de incorporar volúmenes de gas en el corto y mediano plazo. De acuerdo con la ANH, el mecanismo busca facilitar que los proyectos de gas contratados avancen hacia la incorporación de nuevos volúmenes disponibles para el mercado nacional.

Volúmenes de gas disponible

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



Importación de gas

Jul 2026

302 MPCD

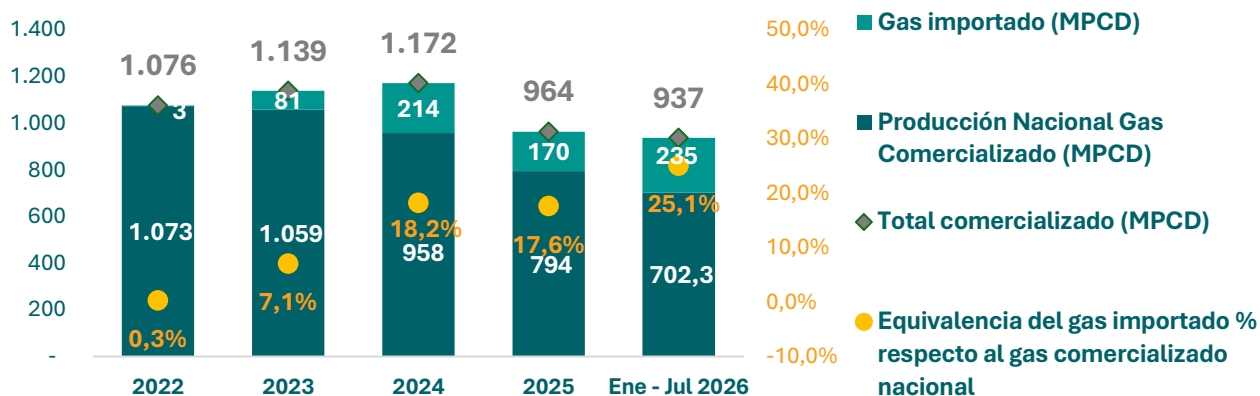
▲ **+54,6% anual**
(106,6 MPCD) vs. jul 25

▲ **+5,6% mensual**
(16,0 MPCD) vs. jun 26

Fuente: Información de la [ANH](#) - 29 de agosto 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

Entre **enero y julio de 2026**, las importaciones de gas natural promediaron **235 MPCD**, registrando un incremento de **35,6% frente al mismo período de 2025**, equivalente a 62 MPCD adicionales. Durante este período, las importaciones representaron el **25,1% del gas comercializado en el país**. En contraste, la producción comercializada promedió **702,3 MPCD**, con una disminución anual de **13,2%**, equivalente a 106,7 MPCD menos.



Fuente: Información de la [ANH](#) - 29 de agosto 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

Reflexión final

“Las cifras de julio muestran una industria que mantiene su capacidad de generar producción, inversión y actividad en las regiones, y que tiene posibilidades de seguir incorporando volúmenes de petróleo y gas al mercado nacional. Incrementar la producción de los campos existentes, desarrollar nuevos recursos y avanzar en proyectos de gas son acciones necesarias para fortalecer la soberanía energética del país. En este sentido, **la creación del Grupo Estratégico de Aceleración de Proyectos de Gas por parte de la ANH es una señal positiva de articulación institucional y abre espacio para avanzar de manera coordinada entre Gobierno, Industria y Territorio**. Hacia adelante, debemos trabajar conjuntamente para aprovechar el potencial energético de Colombia, fortalecer nuestra soberanía energética, generar empleo y aportar al desarrollo de las regiones”, afirmó Nelson Castañeda, presidente ejecutivo de CAMPETROL.

CAMPETROL - Equipo de análisis técnico y económico

Nelson Castañeda
Presidente Ejecutivo

Andrés Sánchez
Director de Asuntos Económicos y Comerciales

Patricia Romero
Coordinadora Técnica de Oil & Gas & Energía

Marcos Vela
Coordinador Técnico de Oil & Gas & Energía

Javier Mejía
Análisis Económico - Consultor



@campetrol



@campetrolco



CampetrolColombia



@campetrol



@CAMPETROL1