Datos CAMPETROL
Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de Petróleo, Gas y Energía

Edición N° 19 – Noviembre 9 de 2026

Datos económicos

TRM	BRENT	WTI
$3.237,83	US$97,60	US$90,45
Pesos COL	Dólares por barril	Dólares por barril

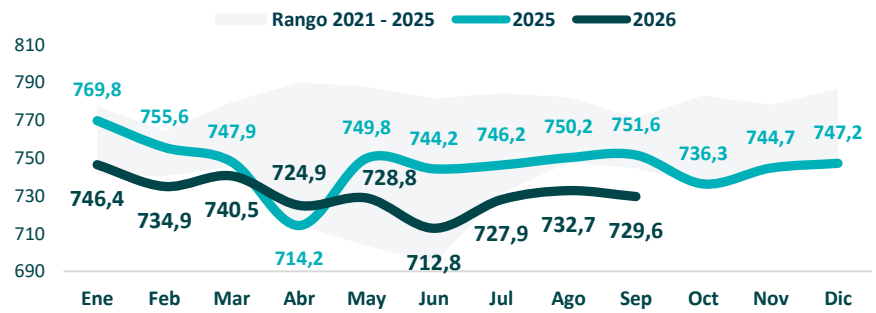
En septiembre, la producción de petróleo se ubicó en 729,6 KBPD y la de gas nacional comercializado en 705 MPCD, con caídas anuales de 2,9% y 13,4%, respectivamente

Producción de petróleo fiscalizada – Sep/26

729,6 KBPD

▼ **-2,9% anual**
(-22,0 KBPD) vs. sep - 2025

▼ **-0,4% mensual**
(-3,1 KBPD) vs. ago - 2026

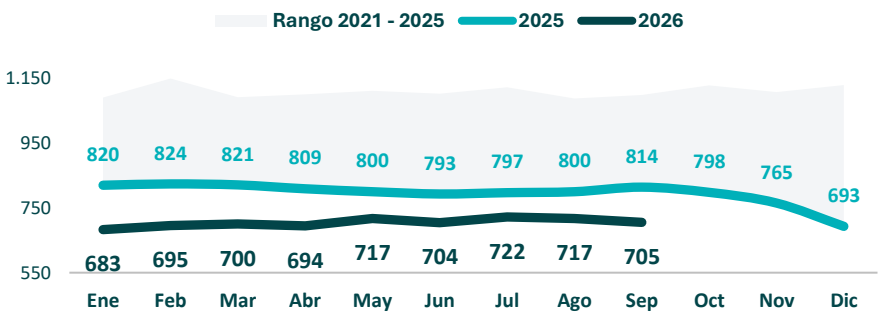


Producción nacional de gas comercializado – Sep/26

705,0 MPCD

▼ **-13,4% anual**
(-109,0 MPCD) vs. sep - 2025

▼ **-1,7% mensual**
(-12,0 MPCD) vs. ago - 2026

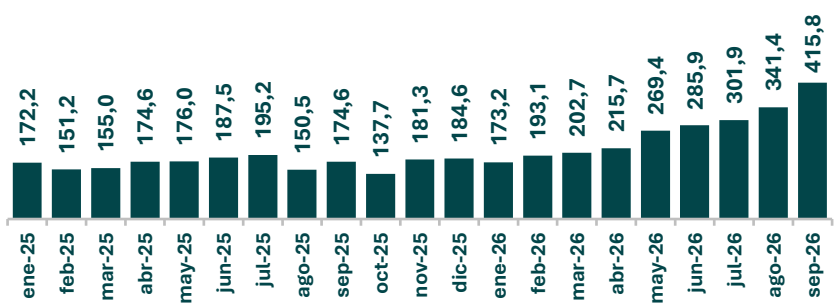


Gas importado – Sep/26

415,8 MPCD

▲ **+138,1% anual**
(241,2 MPCD) vs. sep - 2025

▲ **+21,8% mensual**
(74,4 MPCD) vs. ago - 2026



Fuente: ANH y Gestor del Mercado de Gas Natural (gas importado), consultados el 9-nov-2026. Cálculos CAMPETROL.
KBPD: miles de barriles por día; MPCD: millones de pies cúbicos por día. Importaciones convertidas a MPCD con 1.051 BTU/PC.

Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de Petróleo, Gas y Energía - **CAMPETROL**
Carrera 14 # 89 – 48, oficina 603, Edificio Novanta, Bogotá D. C.
www.campetrol.org
asistenteadministrativa@campetrol.org

Producción fiscalizada de petróleo

En septiembre de 2026, la **producción de petróleo fiscalizado se ubicó en 729,6 KBPD**, **0,4% menos** que en agosto (-3,1 KBPD) y 2,9% menos que en septiembre de 2025 (-22,0 KBPD).

El Meta registró una reducción de 4,8 KBPD (-1,1%), al pasar de 430,1 KBPD en agosto a 425,3 KBPD en septiembre. Por municipios, Cabuyaro presentó la mayor disminución, con 3,7 KBPD (-11,5%), al pasar de 32,0 a 28,3 KBPD, asociada al campo Índico, cuya producción se redujo de 20,6 a 16,9 KBPD (-18,1%). Según el reporte del tercer trimestre de GeoPark (socio junto con ONGC) del bloque CPO-5, la producción enfrentó dificultades por bloqueos comunitarios, ya superados. Le siguieron Guamal (-0,8 KBPD; -2,1%) y Acacías (-0,6 KBPD; -0,7%). En estos dos municipios, el campo Akacías disminuyó 1,5 KBPD (-5,0%), al pasar de 29,7 a 28,2 KBPD, en medio de restricciones en el manejo de agua.

Por su parte, Santander presentó una reducción de 0,8 KBPD (-2,2%), al pasar de 39,1 a 38,2 KBPD, en la que se destaca el campo Yariguí-Cantagallo (-0,6 KBPD). En Arauca, la producción disminuyó 0,8 KBPD (-1,9%), de 43,8 a 43,0 KBPD, principalmente por el campo Rex NE (-1,5 KBPD; -17,9%), efecto compensado parcialmente por Tame (+1,3 KBPD; +31,4%), por los incrementos de los campos Capachos Sur y Andina; en Capachos Sur entró en producción un nuevo pozo a mediados de septiembre.

Casanare registró un aumento de 1,9 KBPD (+1,7%), al pasar de 106,8 a 108,7 KBPD, impulsado por Paz de Ariporo (+2,3 KBPD; +16,0%), donde el campo Campechana aumentó 2,2 KBPD (+48,5%), de 4,5 a 6,7 KBPD. Se trata de un campo nuevo del bloque LLA-111, que empezó a producir en mayo de 2026. Putumayo también creció 0,8 KBPD (+4,1%), al pasar de 20,4 a 21,2 KBPD.

Meta (58,3%), Casanare (14,9%), Arauca (5,9%) y Santander (5,2%) concentraron el 84,3% de la producción nacional en septiembre.

Rubiales, Caño Sur Este y Akacías (campos con campañas activas de perforación) produjeron en conjunto 175,6 KBPD en septiembre (24,1% del total nacional) y 173,7 KBPD en promedio entre enero y septiembre (23,8%).

Entre enero y septiembre de 2026, la producción promedio de petróleo fiscalizado fue de 731,0 KBPD, 2,2% menos que en el mismo período de 2025 (16,7 KBPD menos).

Producción e importación de gas

En septiembre de 2026, la producción fiscalizada de gas natural se ubicó en 1.083 MPCD, con una disminución de 21,9 MPCD (-2,0%) frente a agosto de 2026 y de 160,1 MPCD (-12,9%) frente a septiembre de 2025 (1.243 MPCD).

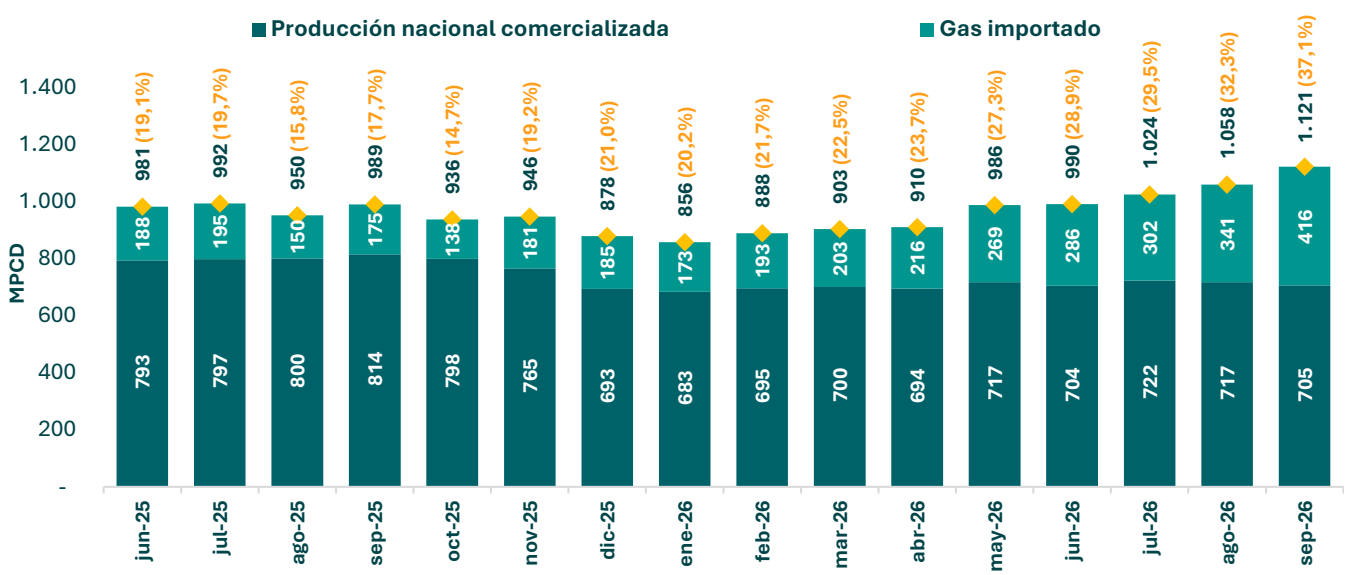
Casanare, que concentró el 65,8% de la producción fiscalizada nacional, disminuyó 6,4 MPCD (-0,9%), al pasar de 718,7 a 712,4 MPCD; las caídas de Cupiagua (-5,7 MPCD) y Cusiana Norte (-5,4 MPCD) fueron compensadas en parte por Pauto Sur (+10,9 MPCD; +3,2%).

Córdoba disminuyó 6,8 MPCD (-9,2%), de 74,0 a 67,2 MPCD, por las caídas de los campos Nelson, Palmer, Cañahuate y Arandala (-7,0 MPCD en conjunto) y Mágico (-1,3 MPCD), compensadas en parte por la entrada de Cañaflecha (3,5 MPCD). También disminuyeron Sucre (-2,4 MPCD; -5,1%) y La Guajira (-2,1 MPCD; -2,5%).

El gas comercializado promedió 705,0 MPCD en septiembre, con una disminución de 12,0 MPCD (-1,7%) frente a agosto y de 109,0 MPCD (-13,4%) frente a septiembre de 2025. Entre enero y septiembre, promedió 704,2 MPCD, 12,9% menos que en el mismo período de 2025.

Producción nacional comercializada + gas importado (MPCD)

◆ **Etiqueta superior: demanda total (MPCD)** y, entre paréntesis, **% de gas importado sobre la demanda**



Fuente: ANH (producción fiscalizada y comercializada) y Gestor del Mercado de Gas Natural (importaciones). Cálculos CAMPETROL.
Nota: importaciones convertidas de GBTUD a MPCD con 1.051 BTU/PC. Demanda = producción comercializada + gas importado.

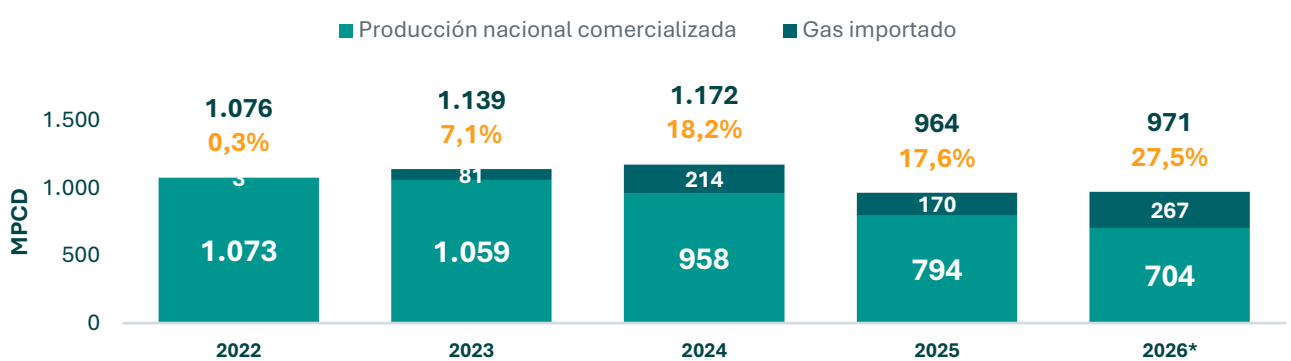
Al incorporar las importaciones de gas natural, que alcanzaron un promedio de 415,8 MPCD en septiembre de 2026 (Gestor del Mercado de Gas Natural), la demanda de gas atendida en el país ascendió a 1.120,8 MPCD, correspondiente a 705,0 MPCD de producción nacional comercializada y 415,8 MPCD de gas importado, este último equivalente al 37,1% de la demanda.

Las importaciones alcanzaron en septiembre el mayor nivel de la serie histórica, con un incremento de 138,1% frente a septiembre de 2025 (241,2 MPCD adicionales) y de 21,8% frente a agosto de 2026 (74,4 MPCD más). En septiembre, la terminal de regasificación SPEC presentó una condición operativa en uno de sus trenes, que redujo temporalmente su capacidad disponible de 475 a 400 MPCD. Ante esta situación, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40524 de 2026, mediante la cual declaró un racionamiento programado de gas natural a partir del 24 de septiembre, con prioridad para la demanda esencial y la generación térmica.

La medida finalizó a las 11:59 p. m. del 29 de septiembre de 2026, tras recuperarse la totalidad de la capacidad de regasificación de la terminal (475 MPCD). Según el Ministerio de Minas y Energía, durante la contingencia se atendió el 100% de la demanda esencial.

Entre enero y septiembre de 2026, las importaciones de gas natural promediaron 266,9 MPCD, con un incremento de 56,2% frente al mismo período de 2025 (96,0 MPCD adicionales), y representaron el 27,5% de la demanda de gas, frente al 17,4% un año atrás. En el mismo período, la producción nacional comercializada promedió 704,2 MPCD, 12,9% menos que entre enero y septiembre de 2025.

Producción nacional comercializada + importaciones (MPCD), promedio anual



Fuente: ANH (producción comercializada) y Gestor del Mercado de Gas Natural (importaciones). Cálculos CAMPETROL.
*2026: promedio enero-septiembre. %: participación del gas importado en la demanda.

Reflexión final

"La oferta nacional de gas continúa en descenso y las importaciones alcanzaron un máximo histórico de 415,8 MPCD. La contingencia en SPEC LNG, que llevó a declarar un racionamiento programado entre el 24 y el 29 de septiembre, evidenció la vulnerabilidad de depender de un único punto de importación que ya cubre el 37% de la demanda de gas del país. **En este contexto, la reserva de nuevas áreas por parte de la ANH es un paso relevante para reactivar la exploración.** En la IX Cumbre del Petróleo, Gas y Energía instamos al desarrollo de los cuatro pilares de la estrategia 4x4: aumentar la producción de los campos existentes, desarrollar el potencial de gas, materializar los yacimientos no convencionales e incrementar la exploración. Agradecemos a todos quienes hicieron posible la Cumbre y al Gobierno nacional por su participación y respaldo a este espacio de diálogo", 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

Daniel Vargas
Coordinador Técnico de Oil & Gas & Energía

Marcos Vela
Coordinador Técnico de Oil & Gas & Energía

Javier Mejía
Análisis Económico - Consultor