Edición 31

acp petróleo y gas

acp
Asociación Colombiana del Petróleo y Gas
Edición 31



ECONOMIA

Aprovechar la ventana de oportunidad: el petróleo, las finanzas públicas y una transición con orden

Ricardo Delgado, CREE

ENTREVISTA

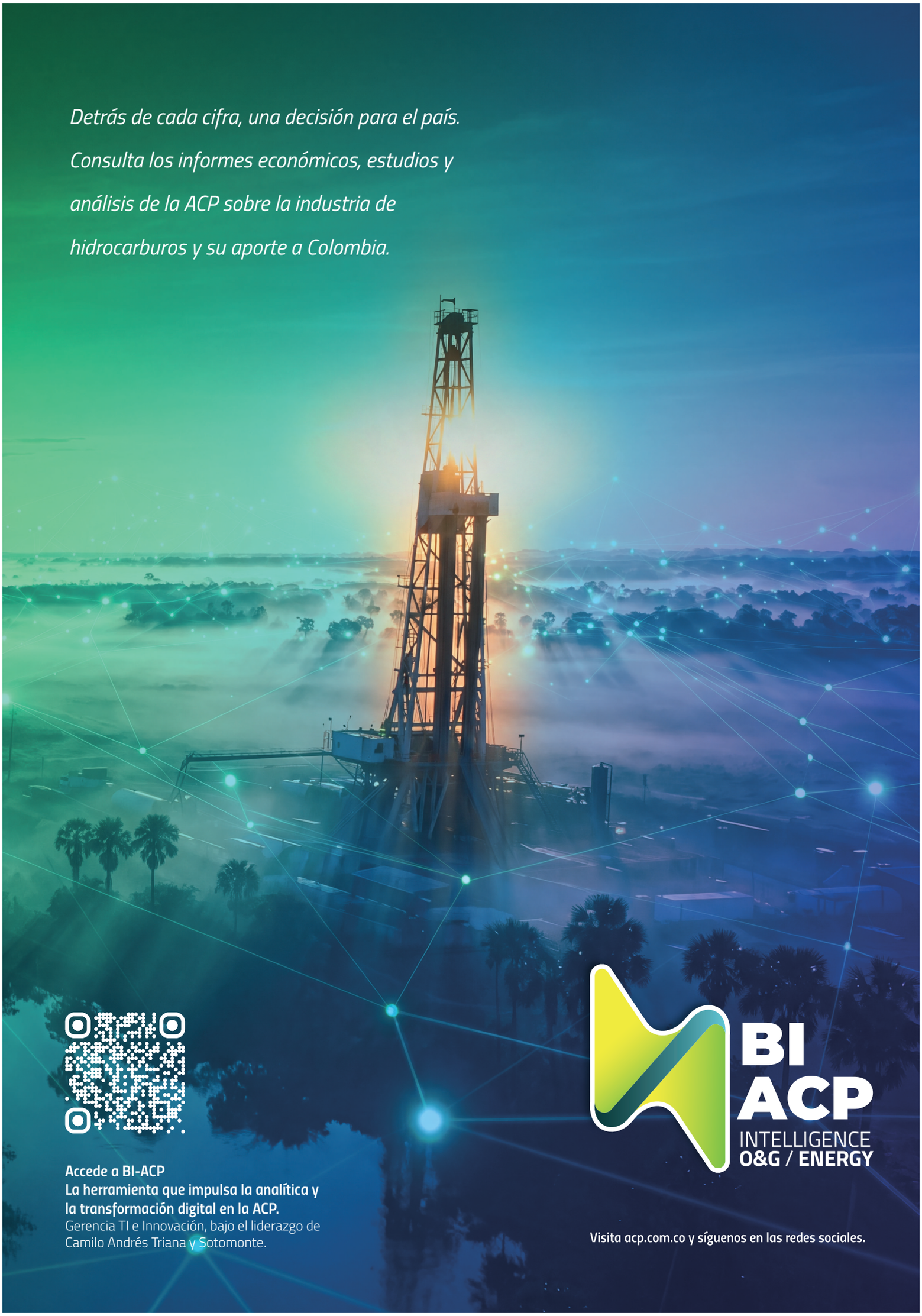
De Vaca Muerta a Colombia: aprendizajes para convertir el potencial en YNC en crecimiento y desarrollo

José Feretti, Country Director de Tecpetrol en Colombia

REGIÓN

La seguridad energética de Colombia se construye desde las regiones

Rafaela Cortés,
Gobernadora del Meta


Detrás de cada cifra, una decisión para el país.
Consulta los informes económicos, estudios y análisis de la ACP sobre la industria de hidrocarburos y su aporte a Colombia.
BI
ACP
INTELLIGENCE
O&G / ENERGY
Accede a BI-ACP
La herramienta que impulsa la analítica y la transformación digital en la ACP.
Gerencia TI e Innovación, bajo el liderazgo de Camilo Andrés Triana y Sotomonte.
Visita acp.com.co y síguenos en las redes sociales.

PRESIDENTE EJECUTIVO ACP
Frank Pearl

CONSEJO DIRECTIVO ACP 2025:
Alberto García, Drummond Energy Inc
Alberto Gamboa, Anadarko Colombia
Gilson Ribeiro, Biomax Combustibles S.A.
Alejandro Riveros, Chevron Petroleum Company
Rafael Pinto, Frontera Energy
Felipe Bayón, Geopark Colombia
Diego Pérez-Claramunt, Gran Tierra Energy
Carlos Eduardo Machado, Maurel & Prom Colombia
Óscar Bravo, Organización Terpel S.A.
Daniel Ferreiro, Parex Resources Colombia Ltd
Karellys Pantoja, Perenco Colombia Limited
Alcindo Moritz, Petrobras International
Alejandra Castaño, Sierracol Energy
José Ignacio Feretti, Tecpetrol Colombia

VICEPRESIDENTA DE ASUNTOS CORPORATIVOS Y COMUNICACIONES
Claudia Escobar

DIRECCIÓN
Diana González
Gerente de Comunicaciones

COMITÉ EDITORIAL
Andrés Martínez, Parex Resources
Ángela Gutiérrez, Petromil
Diana Abaunza, Sierracol Energy
David Parra, Hocol
Luisa Fernanda Becerra, Organización Terpel S.A.
Madeleine Barón, Drummond Energy
Nathalia Reyes, ONGC Videsh
Nicolás Barrios, Gran Tierra Energy
Sara Ramírez, Chevron

COLABORADORES
Alcindo Moritz
Alejandro Lucio
Álvaro Martínez de Bourio
Amat Zuluaga
Andrés Bitar
Carolina Zepeda
Claudia Escobar
Johan Martínez
José Feretti
Juan Espinal
Paola Celis
Rafaela Cortés
Ricardo Delgado Cadena
Ricardo Meléndez-Ortiz

DISEÑO DE PORTADA Y COMERCIALIZACIÓN
Camilo Andrés Triana y Sotomonte

DIAGRAMACIÓN Y DISEÑO
Robinson Cárdenas Pinzón

FOTOGRAFÍA
ACP, Terpel, Chevron, Primax, GeoPark, Petrobras, Tecpetrol, IA

IMPRESIÓN
L&G GRAPHICS SAS

Los artículos, opiniones y declaraciones que contiene esta publicación son responsabilidad de sus autores o de quien los emite. No representan necesariamente la posición de la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP) o sus directivos. Para cualquier reproducción total o parcial de los artículos aquí contenidos, debe darse el correspondiente crédito a la Revista ACP Petróleo y Gas.

Revista ACP Petróleo y Gas es una publicación
de la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas
Teléfono: (601) 915 8388
Carrera 7 No. 73-47 piso 12, Bogotá - Colombia

Distribución gratuita
Esta obra fue editada e impresa en Colombia
© Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP)
Noviembre de 2026

www.acp.com.co

CONTENIDO

Edición 30



04 Hechos

06 Cifras:
BI ACP

09 Editorial:
Colombia tiene la energía: ahora, a crecer y transformar las regiones

12 Economía:
Aprovechar la ventana de oportunidad: el petróleo, las finanzas públicas y una transición con orden

16 Entrevista:
Caribe colombiano: una campaña exploratoria que amplía el horizonte energético del país

19 Análisis sectorial:
"Es momento de llegar a acuerdos para recuperar la soberanía energética"

22 **El offshore del Caribe colombiano: de provincia gasífera de clase mundial al reto de materializar la producción**

25 Opinión:
Menos ideología, más fracking

27 Actualidad:
Del recurso a la realidad: el reto de los no convencionales en Colombia

30 UNO Corp Colombia: **energía e inversión social para el desarrollo sostenible del país**

32 Combustibles líquidos:
El rol de los combustibles líquidos en la confiabilidad del sistema eléctrico durante El Niño

35 **Veinte años después: el etanol que Colombia necesita**

38 Región:
La seguridad energética de Colombia se construye desde las regiones

42 Especial Territorios:
La energía de las regiones mueve a Colombia: oportunidades que transforman

48 Sostenibilidad:
El Acuerdo de París y la economía de la transición

51 **Del estigma a la solución: cómo la buena gestión reduce la huella ambiental del sector hidrocarburos**

56 Entrevista:
De Vaca Muerta a Colombia: aprendizajes para convertir el potencial en YNC en crecimiento y desarrollo

60 **Huawei y la productividad del sector de hidrocarburos en Colombia**

64 Análisis Coyuntura:
Estrategia 3x6: una ruta para recuperar la seguridad energética

66 Inteligencia Artificial (IA):
La IA no se instala: se gobierna

67 Alfabetización Energética:
El futuro energético del país depende del conocimiento geológico

Hidrocarburos para Colombia: una mirada al presente y al futuro del sector

La Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos de la Energía (ACGGP), la Asociación Colombiana de Ingenieros (ACIEM), la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos, Energía y Tecnologías Afines (ACIPET), la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP), la Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de Petróleo, Gas y Energía (Campetrol) y la Asociación Colombiana de Gas Natural (Naturgas) presentaron el documento Hidrocarburos para el desarrollo de Colombia, una publicación conjunta que reunió propuestas de política pública para fortalecer la seguridad energética, el abastecimiento, la competitividad y la sostenibilidad del país. El análisis planteó la necesidad de impulsar la exploración y producción, fortalecer la infraestructura, mejorar las condiciones para la inversión y robustecer la institucionalidad. Con una visión técnica y constructiva, los gremios aportaron elementos al debate sobre el papel de los hidrocarburos en la economía, el empleo, las finanzas públicas y el desarrollo de las regiones.



Combustibles líquidos: un respaldo clave para la seguridad energética de Colombia

La ACP presentó el informe económico Combustibles líquidos: pilar de la seguridad energética. Contexto del sector en 2025 y expectativas a 2031, que analiza los desafíos del abastecimiento nacional y el papel de estos energéticos en la economía y la confiabilidad del sistema eléctrico. El estudio advirtió que, ante un fenómeno de El Niño de intensidad muy fuerte, el diésel podría respaldar cerca del 9% de la generación eléctrica, lo que exigiría una mayor disponibilidad de producto y capacidad logística para atender la demanda. Además, proyectó un crecimiento promedio anual del 1,6% en el consumo de combustibles líquidos entre 2026 y 2031 y destacó la necesidad de fortalecer la infraestructura de abastecimiento, garantizar reglas claras para el mercado y mejorar la protección de la infraestructura crítica.





Estudio dimensiona el aporte de los hidrocarburos al futuro económico y la reconstrucción de Colombia

El Comité Intergremial de Petróleo y Gas, integrado por ACGGP, ACIEM, ACIPET, ACP, Campetrol y Naturgas, presentó los resultados del estudio Futuro de los hidrocarburos en Colombia: una mirada cuantitativa, elaborado por el Centro Regional de Estudios de Energía (CREE) y RGL Consultor EU. El análisis evaluó cuatro escenarios posibles para el sector entre 2025 y 2050, y evidencia que el aporte fiscal acumulado podría alcanzar hasta $695 billones en el escenario de mayor oferta, una diferencia de $533 billones frente al escenario de menor aporte. Asimismo, alerta sobre los retos del abastecimiento de gas natural: sin nueva oferta nacional, las importaciones podrían cubrir cerca del 65% de la demanda en 2035 y el 98% en 2045. El estudio aporta elementos para dimensionar cómo las decisiones actuales sobre exploración, producción e inversión incidirán en la seguridad energética, las finanzas públicas y el desarrollo regional, en un contexto en el que Colombia busca atender sus prioridades económicas y sociales.

100 AÑOS COLOMBIA

Texaco con TECHRON

Texaco celebra 100 años en Colombia: un siglo impulsando al país

El 2026 marca un hito para Texaco: 100 años de presencia en Colombia. La marca, operada por Chevron, celebra un siglo de historia respaldada por una sólida operación que hoy incluye más de 560 estaciones de servicio y seis terminales propias de abastecimiento, respaldadas por inversiones continuas en infraestructura y tecnología. Desde calles y carreteras hasta aeropuertos, puertos y corredores logísticos, Texaco ha acompañado el crecimiento del país con una visión de largo plazo basada en la confianza, la excelencia operativa y el compromiso con las comunidades. Al alcanzar su centenario, la compañía reafirma su confianza en Colombia y su compromiso de seguir aportando al desarrollo energético, económico y social del país.



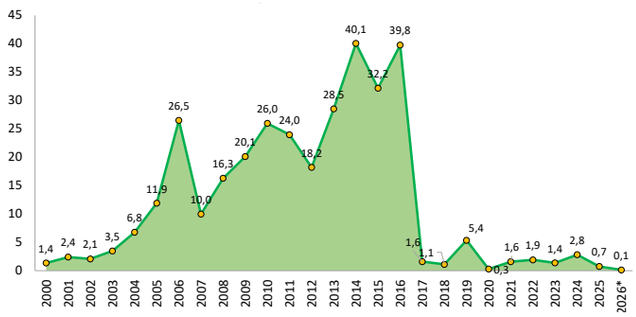
Nuevas soluciones energéticas para la movilidad

En 2026, Terpel presentó dos iniciativas relacionadas con la evolución de las soluciones energéticas para la movilidad en Colombia. La primera fue GT Premium, un portafolio de combustibles reformulados desarrollado tras más de cinco años de investigación. La segunda, la puesta en operación de un cargador ultrarrápido de 560 kilovatios (kW), con seis posiciones de carga simultánea, en una estación de servicio al norte de Bogotá. Esta infraestructura busca reducir los tiempos de recarga de los vehículos eléctricos. Ambos hitos reflejan la incorporación de nuevas tecnologías a la infraestructura de distribución de energía para atender distintas necesidades de movilidad en el país. ■

DATOS DEL SECTOR - BI ACP

Exploración sísmica

Miles de km - equivalentes



A septiembre de 2026 se registraron 126,64 km eq. de sísmica, la actividad más baja reportada.

Respecto a la meta de 1.000 km eq., establecida para este año por la ANH, significa un avance del 12,6%.

Fuentes: ANH - ACP
*Acumulado a septiembre

Pozos exploratorios

(N° de pozos A2 y A3)



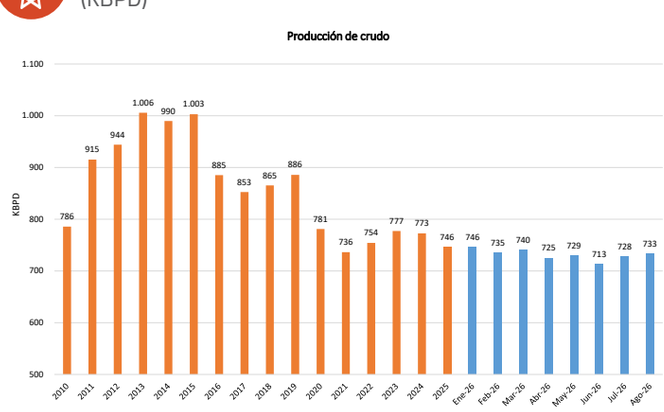
A septiembre de 2026 se avanzó en la perforación de 32 pozos exploratorios. Representan el 80% de los 40 pozos estimados para 2026.

Fuentes: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol, ANH y ACP.

*Acumulado a septiembre

Producción de petróleo

(KBPD)



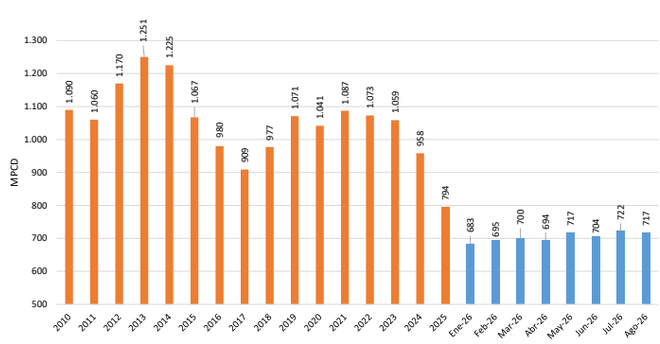
La producción de crudo, entre enero y agosto de 2026, registró un promedio de 731 mil barriles por día (kbpd), 2,2% inferior a la del mismo periodo de 2025 (747 kbpd).

La producción de crudo en agosto de 2026 fue de 733 kbpd, 2,3% inferior a la del mismo mes en 2025 (750 kbpd).

Fuentes: Ministerio de Minas y Energía y ANH.

Producción de gas

(MPCD)



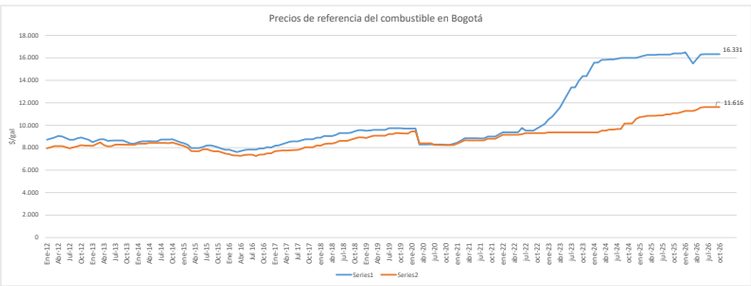
La producción promedio comercializada de gas, entre enero y agosto de 2026, fue de 704 millones de pies cúbicos diarios (MPCD), 12,8% inferior a la del mismo periodo en 2025 (808 MPCD).

En agosto de 2026 fue de 717 MPCD, 10,4% inferior al promedio de producción del mismo mes en 2025 (800 MPCD).

Fuentes: Ministerio de Minas y Energía y ANH.

Precios de referencia de combustibles en Bogotá

(Pesos por galón)



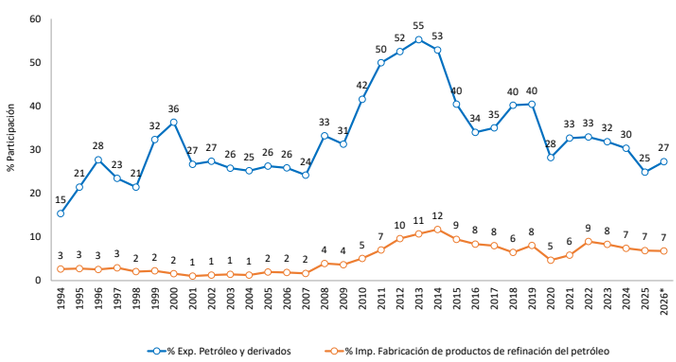
El precio de referencia de la gasolina oxigenada en Bogotá, en octubre de 2026, fue de $16.331 por galón, ubicándose $62 por debajo del precio de octubre 2025.

El precio de referencia del galón de ACPM mezclado con biodiésel, para septiembre de 2026, fue de $11.616, $540 superior a los niveles registrados en octubre de 2025.

Fuentes: Ministerio de Minas y Energía y CREG.

Comercio Exterior

(%Participación)



A agosto de 2026, el valor FOB de las exportaciones de petróleo crudo y sus derivados fue de 10.048 millones de dólares, el 27% del total de las exportaciones del país.

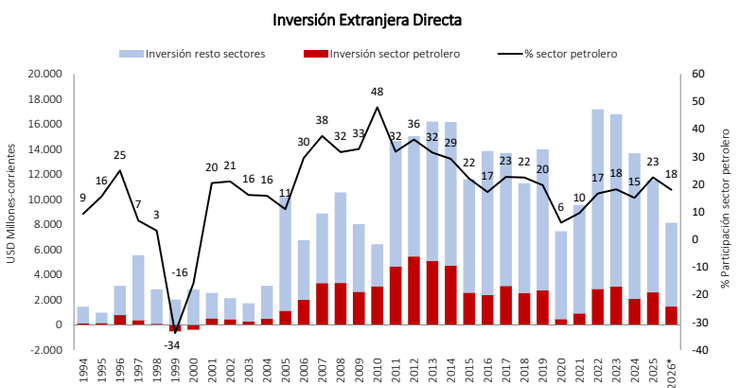
A julio de 2026, el valor CIF de las importaciones correspondientes a la fabricación de productos de la refinación del petróleo fue de 3.127 millones de dólares, equivalentes al 7% del total de importaciones del país.

Fuente: DANE

*Cifras de exportaciones a agosto e importaciones a julio.

Inversión Extranjera Directa

(%Participación sector petrolero)



En el primer semestre de 2026, la Inversión Extranjera Directa (IED) en el sector petrolero fue de 1.467 millones de dólares. Para el resto de sectores económicos correspondió a 6.671 millones de dólares. La participación del sector petrolero en la IED del país durante el primer semestre del año fue del 18%.

Fuente: Banco de la República
Cifras a junio.

CMCO: más soluciones para mover la industria petrolera de Colombia



> “Marcas líderes, una sola propuesta de valor: El desafío del cliente no comienza con un producto, sino con una aplicación que necesita una solución.”

Mario Ramos – SVP & General Manager, Americas International, **CMCO**

La integración de Columbus McKinnon y Kito Crosby reúne marcas reconocidas, tecnologías complementarias y experiencia global para ofrecer soluciones integrales frente a los desafíos críticos del manejo de materiales. En petróleo y gas, mover, elevar, posicionar y controlar cargas exige soluciones confiables, seguras y adaptadas a cada aplicación.

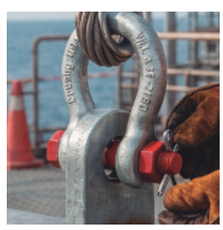
CMCO conecta marcas, productos y conocimiento de aplicación para responder a las necesidades específicas de cada cliente.

“Nuestra evolución es más que una integración, ***es incrementar nuestra capacidad para resolver los desafíos más complejos de la industria*****:**

- ***Petróleo y gas:*** *izaje, rigging, manejo y monitoreo de cargas en operaciones críticas.*
- **Minería:** *soluciones de izaje y manejo de materiales para la operación minera.*
- ***Energía:*** *izaje, automatización y movimiento para proyectos y operaciones del sector.”*



Polipastos de cable



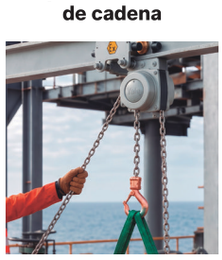
Accesorios de Rigging



Polipastos eléctricos de cadena



Celdas de carga



Polipastos manuales



Actuadores lineales



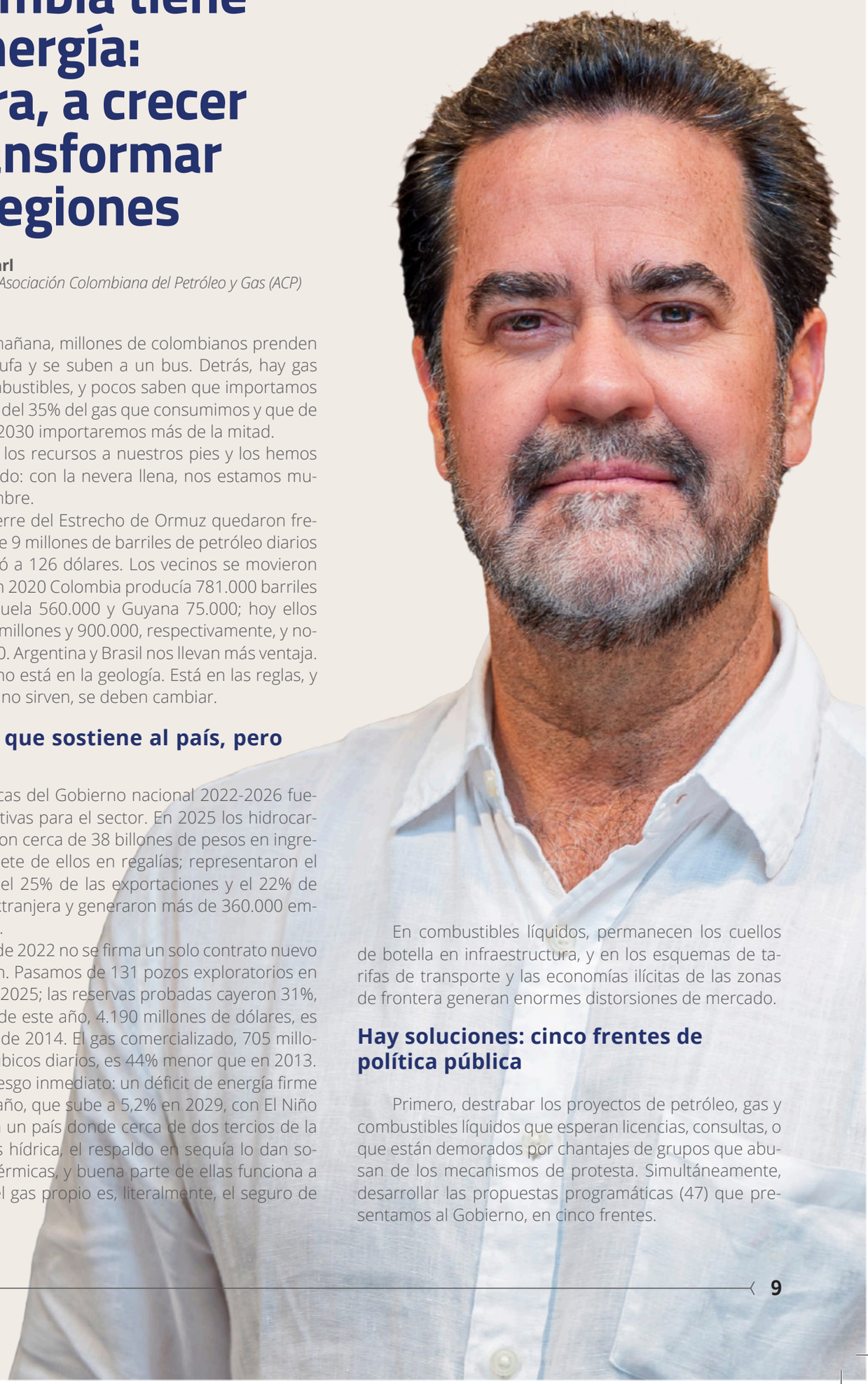
250+	28+	7K	50+	1º
Años de experiencia	Marcas de clase mundial	Colaboradores en el mundo	Países con presencia	En las Américas en Manejo de Materiales

KITO · HARRINGTON HOISTS AND CRANES · STAHL CraneSystems · Yale · Crosby · GUNNEBO Industries · eepos · MAGNETEK · DORNER · montrac · PEACE · DuffNorton

cmco.com

Colombia tiene la energía: Ahora, a crecer y transformar las regiones

Por: **Frank Pearl**
Presidente de la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP)



Cada mañana, millones de colombianos prenden la estufa y se suben a un bus. Detrás, hay gas y combustibles, y pocos saben que importamos cerca del 35% del gas que consumimos y que de seguir así, en 2030 importaremos más de la mitad.

Tenemos los recursos a nuestros pies y los hemos desaprovechado: con la nevera llena, nos estamos muriendo de hambre.

Con el cierre del Estrecho de Ormuz quedaron frenados cerca de 9 millones de barriles de petróleo diarios y el Brent llegó a 126 dólares. Los vecinos se movieron más rápido: en 2020 Colombia producía 781.000 barriles diarios, Venezuela 560.000 y Guyana 75.000; hoy ellos producen 1,2 millones y 900.000, respectivamente, y nosotros 713.000. Argentina y Brasil nos llevan más ventaja. La diferencia no está en la geología. Está en las reglas, y las reglas que no sirven, se deben cambiar.

Un sector que sostiene al país, pero se achicó

Las políticas del Gobierno nacional 2022-2026 fueron muy negativas para el sector. En 2025 los hidrocarburos aportaron cerca de 38 billones de pesos en ingresos fiscales, siete de ellos en regalías; representaron el 3,7% del PIB; el 25% de las exportaciones y el 22% de la inversión extranjera y generaron más de 360.000 empleos directos.

Pero desde 2022 no se firma un solo contrato nuevo de exploración. Pasamos de 131 pozos exploratorios en 2012, a 33 en 2025; las reservas probadas cayeron 31%, y la inversión de este año, 4.190 millones de dólares, es la mitad de la de 2014. El gas comercializado, 705 millones de pies cúbicos diarios, es 44% menor que en 2013.

Hay un riesgo inmediato: un déficit de energía firme de 2,3% este año, que sube a 5,2% en 2029, con El Niño en camino. En un país donde cerca de dos tercios de la electricidad es hídrica, el respaldo en sequía lo dan sobre todo las térmicas, y buena parte de ellas funciona a gas. Por eso el gas propio es, literalmente, el seguro de la energía.

En combustibles líquidos, permanecen los cuellos de botella en infraestructura, y en los esquemas de tarifas de transporte y las economías ilícitas de las zonas de frontera generan enormes distorsiones de mercado.

Hay soluciones: cinco frentes de política pública

Primero, destrabar los proyectos de petróleo, gas y combustibles líquidos que esperan licencias, consultas, o que están demorados por chantajes de grupos que abusan de los mecanismos de protesta. Simultáneamente, desarrollar las propuestas programáticas (47) que presentamos al Gobierno, en cinco frentes.

> **Cada año que esperamos es un año más pagando más caro, lo que tenemos bajo nuestros pies. Colombia tiene la energía. Ahora, nuestra tarea es ejecutar para crecer desde las regiones.**

1. Competitividad fiscal con estabilidad. La renta corporativa promedio de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) es de 24,2%. En América Latina, unos cuatro puntos más y en Colombia es de 35%. Con la sobretasa, y otros gravámenes, la tributación total puede llegar a más de 75% para el petróleo. Proponemos eliminar la sobretasa y crear un régimen especial para nuevas inversiones en energía: menor tarifa, amortización acelerada, IVA exento para bienes de capital y estabilidad jurídica a 30 años. Como aplica a proyectos nuevos, no toca el recaudo actual. Todo es ganancia.

2. Reglas claras y seguridad en el territorio. En 2025, la infraestructura sufrió 1.109 afectaciones, tres por día, y 31 voladuras de oleoductos, 92% más que en 2024. Cada voladura es crudo en los ríos y regalías que no llegan. Hubo además cerca de 1.300 bloqueos, 13 veces más que hace 15 años, que dejaron cinco millones de barriles sin producir a tiempo. Y en 24 de los 95 municipios petroleros se juntan inseguridad, economías ilegales y un Estado débil. Proponemos un régimen de protección de la infraestructura crítica, una consulta previa con plazos, criterios y censo actualizado, como la ha planteado el Gobierno, y una reforma del Decreto 003 de 2021 que distinga la protesta, que es un derecho, del bloqueo ilegítimo.

Reversar los decretos que expidió el Gobierno anterior y que crean un caos institucional y social en las regiones, es indispensable.

3. Mercados más libres. Proponemos un transporte de gas que conecte la nueva oferta, tarifas de oleoductos amortizados que no se cobren como nuevos, un fondo de estabilización de precios sostenible, y un Sistema de Información de Costos Eficientes para el Transporte Automotor de Carga (SICE-TAC) ajustado al mercado.

4. Volver al subsuelo. Una vez hechos los cambios anteriores, podemos tener nuevas rondas de áreas cada año y más presupuesto para que la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) madure nuevas fronteras. Hay que priorizar la ejecución de los 70 contratos firmados entre 2018 y 2022 y rescatar la figura de PINES para los Proyectos de Interés Nacional y Estratégico, con ventanilla única. Implementar de lleno la producción incremental para alcanzar los niveles de los mejores productores. Comenzar los proyectos de yacimientos no convencionales (YNC) con esquemas de gobernanza que permitan dar tranquilidad a los ciudadanos. En YNC tenemos 12,5 veces las reservas actuales de gas y más de 2,3 veces las de petróleo.

5. Que los beneficios le lleguen a la gente. Utilizar las regalías y los recursos de las compensaciones en proyectos regionales de mayor escala e impacto, que formalicen, diversifiquen y hagan crecer las economías locales, disminuyendo la inequidad social.



El impacto en la economía y las regiones

Según el estudio intergremial realizado por el Centro Regional de Estudios de Energía (CREE) y RGL, con reglas que vuelvan a atraer la inversión, el sector aportaría 91 billones de pesos de valor agregado en 2035, frente a 28 si continuaran las políticas heredadas del Gobierno anterior.

Entre 2025 y 2050 los hidrocarburos generarían hasta 695 billones en regalías, impuestos y dividendos, frente a 207 en el escenario actual: una diferencia de 490 billones, más de cuatro veces el déficit fiscal de 2025. De cada peso que produce el sector, 44 centavos se quedan en el país.

En las regiones tendríamos tres veces más empleo formal y calificado en el sector, y cada empleo en campo sostiene casi seis en comercio y servicios. El 78% de la mano de obra es local y el sector paga entre 2,5 y cuatro veces más que otros empleadores formales. Para que los beneficios no se queden en el pozo, proponemos mesas regionales y municipales de Desarrollo Sostenible con esquemas transparentes de gobernanza para priorizar los proyectos financiados con recursos públicos.

Lo ambiental: aprovechar el Acuerdo de París

Colombia emite menos del 0,5% de los gases de efecto invernadero del mundo, y más de la tercera parte de sus emisiones viene de la deforestación; las de producir petróleo y gas son menos del 2%. Nuestro reto climático no está en los pozos: está en los bosques. En 2025 la Amazonía perdió 77.805 hectáreas, unas 110.000 canchas de fútbol, y del bosque seco tropical queda apenas el 9%.

Proponemos un gran programa para esos dos ecosistemas. Los recursos existen: más de 100 millones de dólares en compensaciones retenidas, inversiones del 1%, de las cuales el 94% siguen sin ejecutarse y 1,57 billones de regalías ambientales para 2025-2026. Pero para multiplicarlos necesitamos reglamentación. El Acuerdo de París abre dos puertas: los pagos por resultados y los mercados de bonos. Para aprovecharlas, el país necesita reglas sobre cómo autoriza y registra esas reducciones, cómo evita la doble contabilización y cómo agrupa las obligaciones ambientales en vehículos colectivos por territorio. Así, cada hectárea protegida y verificada puede atraer inversión internacional. Tenemos los activos (ecosistemas), y las capacidades. Los recursos disponibles esperan buenos proyectos que podemos facilitar desde este sector.

Ahora, a transformar

Cada año que esperamos es un año más pagando más caro, lo que tenemos bajo nuestros pies. Colombia tiene la energía. Ahora, nuestra tarea es ejecutar para crecer desde las regiones.

Como gremio, estamos comprometidos con ir más allá del fortalecimiento del sector y contribuir a la modernización de nuestra economía, para aportar a transformaciones económicas, institucionales y sociales robustas y sostenibles. ■



Aprovechar la ventana de oportunidad: el petróleo, las finanzas públicas y una transición con orden



Por: **Ricardo Delgado Cadena**
Centro Regional de Estudios de Energía (CREE)

Colombia tiene en su subsuelo recursos que podrían aportar cientos de billones de pesos a la Nación y a las regiones en las próximas décadas. Aprovecharlos es una oportunidad que el país no debería dejar pasar, pero también es una carrera contra el tiempo.

Colombia atraviesa una situación difícil en dos frentes a la vez: el fiscal y el de la seguridad energética. El aporte del sector de hidrocarburos al segundo es conocido: abastece de combustibles a la economía y reduce la dependencia de importaciones. Pero, dada la gravedad de la situación fiscal, también es necesario preguntarse cuánto puede aportar al primero. La respuesta es que este es el sector llamado a suavizar el ajuste fiscal, si el país decide apostarle.

En 2025 Colombia produjo, en promedio, 746.000 barriles diarios de petróleo, según el Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP) de 2026. Un año antes, el MFMP de 2025 asumía una producción de 764.000 barriles diarios. Esos 18.000 barriles diarios de diferencia se traducen en regalías, impuestos y dividendos con los que las cuentas públicas contaban y que no llegaron.

Y el momento difícilmente podría ser más exigente. La actualización del Plan Financiero que presentó el Ministerio de Hacienda en agosto pasado estima que, sin medidas correctivas, el déficit fiscal llegaría al 9,4% del PIB en 2027, frente al 4,5% previsto en el MFMP de este año. A eso se suma la reconstrucción tras el terremoto del 10 de agosto, cuyas pérdidas el Gobierno nacional estimó, de manera preliminar, en al menos 30 billones de pesos.

Sostener que el sector de petróleo y gas puede aliviar el ajuste fiscal exige cifras. Ese fue uno de los propósitos del trabajo que adelantó el CREE, con el apoyo de RGL Consultor y la financiación de ACIEM, ACP, Campetrol, ACIPET, ACGGP y Naturgas: estimar, en diferentes escenarios, cuánto puede aportar el petróleo a las finanzas públicas, a la seguridad energética y a las regiones del país, durante cuánto tiempo y bajo qué condiciones.

Cuatro futuros posibles

Se construyó una herramienta de análisis integrado que reúne tres piezas. La primera es un modelo de subsuelo, que estima cuánto petróleo y gas

podría producir el país según los recursos que decida desarrollar; por eso, lo que distingue un futuro de otro son, ante todo, las decisiones de política.

La segunda es TIMES-CO, un modelo de optimización del sistema energético colombiano en el que la disponibilidad de recursos interactúa con la demanda futura de energía; con él se estiman la canasta energética y los niveles de importación y exportación que garantizan la seguridad energética del país al mínimo costo.

La tercera es un modelo fiscal, que traduce la producción de petróleo y gas en regalías, impuesto de renta y dividendos de Ecopetrol. Para los precios internacionales se tomaron las proyecciones de largo plazo de la Administración de Información Energética (EIA) del Departamento de Energía de Estados Unidos, consistentes con la lógica de cada escenario.

Con esta herramienta se exploraron cuatro escenarios de futuro: Transición Lenta, Coexistencia, Pérdida de Autosuficiencia y Transición Rápida (Figura 1). Cada escenario combina dos decisiones: qué recursos del subsuelo desarrolla el país y a qué velocidad avanzan los elementos habilitantes de la transición hacia una economía baja en carbono.

En Transición Lenta, se asume que Colombia desarrolla todo su portafolio de recursos, incluidos los yacimientos costa afuera y los no convencionales, y que la transición hacia la carbono-neutralidad avanza con lentitud. En Coexistencia, se explora un futuro en el que el país se apoya en sus reservas y recursos contingentes, mientras las tecnologías limpias avanzan con fuerza. Pérdida de Autosuficiencia y Transición Rápida comparten el mismo subsuelo: solo se aprovechan las reservas que ya existen. La diferencia entre ambos está en la transición. En Pérdida de Autosuficiencia, las tecnologías limpias tampoco despegan, de modo que la demanda de combustibles se mantiene y se atiende cada vez más con importaciones; en Transición Rápida, la electrificación y las tecnologías limpias avanzan con fuerza y reducen esa demanda y los volúmenes de importación.

Figura 1. Cuatro escenarios para el futuro de los hidrocarburos en Colombia

Recursos que el país desarrolla y velocidad de la transición. Fuente: estudio CREE–RGL para ACIEM, ACP, Campetrol, ACIPET, ACGGP y Naturgas (2026).

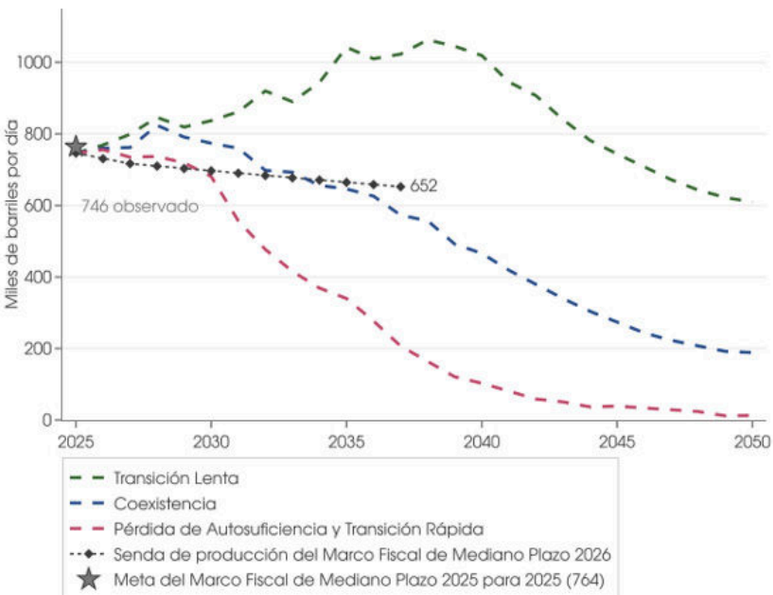
Escenario	Recursos del subsuelo que se desarrollan	Tecnologías limpias	Crecimiento del PIB	Metas de GEI
Transición Lenta	Reservas + recursos contingentes + prospectivos (incluye costa afuera y no convencionales)	Media	Medio	Bajas
Coexistencia	Reservas + recursos contingentes	Alta	Alto	Medias
Pérdida de Autosuficiencia	Solo reservas existentes, sin reposición exploratoria	Baja	Bajo	Bajas
Transición Rápida	Solo reservas existentes, sin reposición exploratoria	Alta	Alto	Altas

Las diferencias entre uno y otro camino son enormes (Figura 2). En Transición Lenta, la producción de crudo sube a cerca de 840.000 barriles diarios en 2030 y supera el millón hacia 2035; su producción acumulada entre 2025 y 2060 suma cerca de 9.900 millones de barriles. En Pérdida de Autosuficiencia y Transición Rápida, la producción cae a menos de la mitad del nivel actual hacia 2035 y prácticamente desaparece hacia 2050. Hacia 2040, la diferencia entre Transición Lenta y estos dos escenarios llega a 915.000 barriles diarios (más de lo que hoy produce el país).

Lo que cuesta no producir

Figura 2. Producción de crudo por escenario frente a la senda del Marco Fiscal de Mediano Plazo 2026

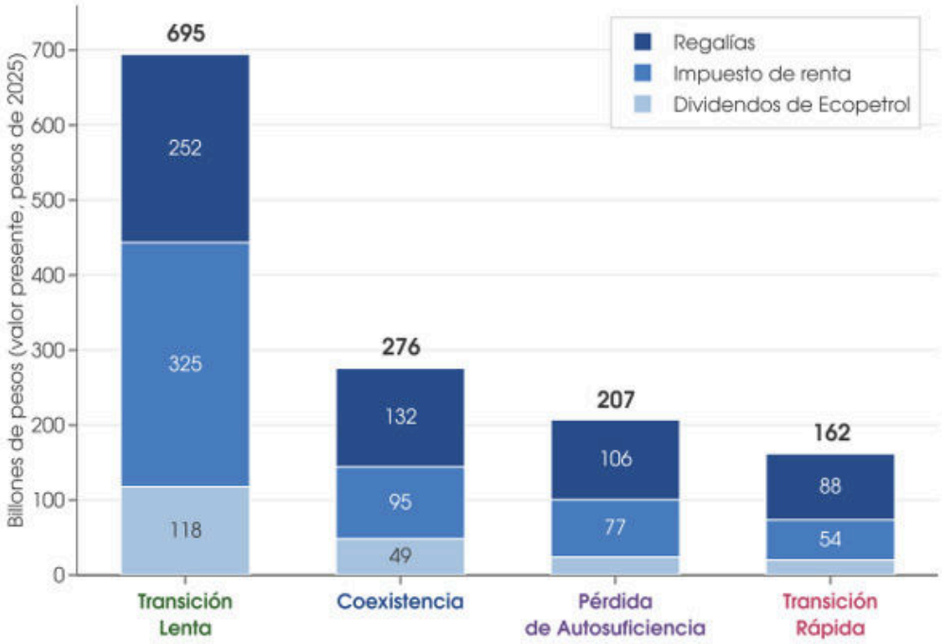
Miles de barriles por día, 2025-2050. Fuente: estudio CREE–RGL (2026); Ministerio de Hacienda, Marco Fiscal de Mediano Plazo 2025 y 2026.



Esa brecha tiene una lectura fiscal directa. El MFMP de 2026 supone una producción que desciende gradualmente hasta unos 650.000 barriles diarios en 2037. Solo Transición Lenta cumple ese supuesto en todo el horizonte; Coexistencia lo cumple en 2030, pero deja de cumplirlo antes de 2035. Dicho de otro modo, las cuentas públicas de la próxima década descansan sobre un nivel de producción que el país solo alcanzará si, además de sus reservas y recursos contingentes, incorpora recursos prospectivos, incluidos los de costa afuera y los no convencionales. El modelo fiscal permite ponerle cifra a lo que está en juego (Figura 3). En valor presente, el aporte de regalías, renta y dividendos entre 2025 y 2050 sería de $695 billones en Transición Lenta, $276 billones en Coexistencia, $207 billones en Pérdida de Autosuficiencia y $162 billones en Transición Rápida. Entre Transición Lenta y Transición Rápida hay $533 billones de diferencia, casi 18 veces las pérdidas estimadas por el terremoto.

Figura 3. Aporte fiscal del sector de hidrocarburos por escenario, 2025-2050

Regalías, impuesto de renta y dividendos de Ecopetrol. Fuente: estudio CREE–RGL para ACIEM, ACP, Campetrol, ACIPET, ACGGP y Naturgas (2026).



Con datos del DANE, el Ministerio de Hacienda y el Banco de la República, se calcula que, por cada peso de PIB, los hidrocarburos generan casi tres veces más ingresos fiscales que la industria: cada peso que el sector deja de producir exige 2,8 pesos adicionales de PIB industrial para mantener el recaudo. Además, cada empleo en campo sostiene casi seis empleos en transporte, servicios y comercio local. Para dimensionarlo en términos sociales, y solo como equivalencia ilustrativa, los recursos de Transición Lenta alcanzarían para financiar cada año una transferencia mensual a 7,6 millones de personas en pobreza monetaria; los de Transición Rápida, apenas a 0,9 millones.

A esto se suma la autosuficiencia, que hoy está en riesgo. El crudo nacional alimenta las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, que producen la gasolina, el diésel y el combustible de aviación que mueven al país, y sigue siendo el principal producto de exportación de Colombia. Solo Transición Lenta evita la dependencia de crudo importado hasta 2050. En Pérdida de Autosuficiencia y Transición Rápida, las importaciones empezarían a crecer en la próxima década hasta cubrir cerca del 90% de la demanda hacia 2050; incluso en Coexistencia llegarían a cerca de la mitad. El gas natural ya recorrió ese camino: según el Gestor del Mercado de Gas Natural, hoy el país importa cerca de un tercio del gas que consume, lo que encarece la factura energética, compromete la confiabilidad del suministro y reduce el recaudo fiscal.

Una ventana que se cierra

Ahora bien, la oportunidad es grande, pero no es indefinida. Las reservas probadas actuales se vuelven marginales hacia 2035, y el estudio identifica una ventana crítica entre 2029 y 2032: los proyectos que sostendrán la producción de la próxima década deben decidirse y ejecutarse desde ahora. Los retrasos, además, no solo aplazan la producción: hacen que parte de ella se pierda de manera permanente.

Corre, además, un segundo reloj. Con el paso del tiempo, la demanda de hidrocarburos cambia con las nuevas tecnologías y las metas de descarbonización de los compradores. Dentro del país, la demanda también se transforma: en todos los escenarios, la creciente electrificación hará que Colombia necesite multiplicar entre dos y tres veces su generación eléctrica hacia 2050. Y los impactos del cambio climático que ya son visibles en el territorio obligan a fortalecer la adaptación de la infraestructura energética, del empleo, de las fuentes de ingreso de las regiones productoras y de la canasta exportadora.

> **Colombia tiene recursos en el subsuelo, capacidades técnicas y una industria con experiencia. En los próximos años podría vivir un renacer petrolero y gasífero. La pregunta de fondo es qué hará con él.**

Qué hacer con esta oportunidad

De estos resultados se desprenden tres mensajes. Primero, es necesario convertir recursos en reservas a tiempo. Los proyectos de exploración y desarrollo tardan años en madurar, y las decisiones que se tomen en el corto plazo sobre nuevos contratos, licenciamiento ambiental y relación con las comunidades definirán en cuál de estos futuros vivirá Colombia en 2035.

Segundo, la renta petrolera debe ser el capital de la transición. Los recursos que genere el sector pueden financiar la ampliación de la red y de la generación eléctrica, la adaptación al cambio climático y la diversificación energética, fiscal y productiva que exige la transición, además de otras prioridades del país.

Tercero, las regiones productoras deben prepararse para lo que viene después. Diversificar sus economías mientras el sector está en plena actividad, con tiempo para planear y recursos para invertir, es mucho más fácil que hacerlo cuando la producción ya declina.

Colombia tiene recursos en el subsuelo, capacidades técnicas y una industria con experiencia. En los próximos años podría vivir un renacer petrolero y gasífero. La pregunta de fondo es qué hará con él. Si lo usa solo para aliviar la coyuntura, habrá desperdiciado la ventana de oportunidad. Si, además, lo convierte en el capital de una transición ordenada, habrá hecho la apuesta más sensata para sus finanzas públicas, su seguridad energética y su futuro. ■

Caribe colombiano: una campaña exploratoria que amplía el horizonte energético del país

Tras dos años y medio de operaciones, Petrobras y Ecopetrol culminaron una de las campañas de exploración en aguas profundas más extensas realizadas en el Caribe colombiano, que amplió el conocimiento geológico de la cuenca y fortaleció las capacidades técnicas y logísticas para futuras operaciones costa afuera. En esta entrevista, ***Alcindo Moritz, presidente de Petrobras Colombia,*** *comparte los principales aprendizajes de la campaña y los desafíos técnicos, ambientales y regulatorios para convertir los descubrimientos en nueva oferta de gas para el país.*



ACP: ¿Cómo fue el camino recorrido por Petrobras y Ecopetrol para desarrollar y culminar esta campaña?

Alcindo Moritz: Ha sido un camino de aprendizaje retador, que comenzó con el primer pozo perforado en 2007 y continuó con las campañas posteriores. Aunque algunos de esos pozos no confirmaron acumulaciones económicamente viables para Petrobras, el conocimiento adquirido sobre la geología y la operación en Colombia fue fundamental para culminar con éxito la campaña exploratoria más extensa realizada hasta hoy en aguas profundas del Caribe colombiano.

Fueron dos años y medio de trabajo, cinco pozos exploratorios perforados, casi 25 kilómetros de roca atravesados y una inversión aproximada de USD 1.000 millones. Son cifras impresionantes, pero el número que más nos llena de orgullo es cero accidentes. Es el resultado de una planeación rigurosa y del compromiso de nuestros equipos, aliados y autoridades. Además, esta campaña deja al país tres descubrimientos de gas: Sirius, Copoazú y Sandía.

ACP: ¿Qué cambió en el conocimiento de Colombia sobre el potencial gasífero de sus aguas profundas?

AM: El Caribe colombiano es una cuenca frontera, en donde cada pozo brinda una cantidad de información importante para el entendimiento del área, de su geología y de los retos operacionales que suelen presentarse; ese conocimiento que es dinámico y progresivo se refleja a futuro en operaciones más eficaces y de menor riesgo.

Además, el conocimiento adquirido nos permite planear las próximas actividades exploratorias con menor incertidumbre. Es decir, se puede analizar y estudiar los datos geofísicos y geológicos con mucha más certeza, lo que, en la práctica, nos permite decidir sobre las próximas actividades exploratorias, y sus inversiones, con mucha más seguridad.

También es importante añadir que, aunque hayamos evolucionado muchísimo en el conocimiento del potencial gasífero, también se ha progresado en la normatividad, además de la capacitación de la cadena de suministro de bienes y servicios. Una campaña larga como la que concluimos permite que las empresas se estructuren y que aprendan de la experiencia que tenemos en proyectos de aguas profundas. Asimismo, Petrobras y Ecopetrol aprenden junto con los contratistas a medida que avanzan las operaciones.

Hoy tenemos una fotografía más clara de cómo es operar en Colombia y podemos discutir muy abiertamente con las empresas para que nos preparemos para la próxima campaña.

ACP: ¿Cuáles fueron los mayores desafíos y aprendizajes de operar en aguas profundas?

AM: El mayor reto fue preparar la cadena de suministro y estructurar las operaciones en un país sin tradición en aguas profundas. La campaña exigió coordinar perforación, ingeniería, logística marítima y aérea, ciencia y gestión de riesgos en un entorno complejo.

Reafirmo con mucha tranquilidad que fuimos completamente exitosos gracias al comprometimiento y la voluntad de aprender de todos, operador, socio, proveedores y autoridades.

La experiencia confirma que la seguridad depende de anticipar los riesgos, contar con capacidades especializadas y coordinar de manera permanente a las compañías, los proveedores y las autoridades. Culminar sin accidentes ni incidentes operacionales es un logro colectivo que valoramos especialmente.



ACP: ¿Qué capacidades desarrolló la campaña y cómo pueden aprovecharse en futuros proyectos?

AM: La campaña movilizó talento, proveedores y capacidades especializadas en Colombia. Para dimensionar el despliegue, realizamos más de 530 viajes desde la Zona Franca de Santa Marta, movilizamos más de 147.600 toneladas de carga por vía marítima y navegamos más de 22.000 millas náuticas. Además, efectuamos más de 1.000 vuelos en helicóptero para transportar de forma segura a más de 16.000 pasajeros.

Esta experiencia y esta curva de aprendizaje fortalecen la base técnica y normativa para que preparemos las próximas actividades. Hoy las operaciones *offshore* no son más un tema desconocido. Ahora podemos discutir los retos de las próximas actividades con una base de conocimiento mucho más sólida y basada en la práctica adquirida.

ACP: ¿Qué papel podrían desempeñar los recursos del Caribe en la seguridad energética del país?

AM: Con los descubrimientos que logramos en esta campaña, queda clara la capacidad del *offshore* caribeño de contribuir a la seguridad energética de Colombia. Los recursos gasíferos confirmados por Petrobras y Ecopetrol representan una oportunidad para fortalecer el abastecimiento del país.

Eso se confirma con el hecho de que ya se ha comercializado el 100% de las cantidades ofrecidas de Sirius en dos procesos de venta anticipada, es decir, las partes ya tienen comprometido comprar y vender hasta casi 300 millones de pies cúbicos diarios (MPCD) en contratos de 3 a 10 años. Para Petrobras estas ventas representan el 49% de la producción estimada correspondiente a nuestra participación durante los primeros 10 años.

Esta respuesta del mercado aporta confianza y favorece la planeación de largo plazo. Confirma que no hablamos solamente de volúmenes potenciales, sino que hablamos de volúmenes ya comercializados, que van a servir a los colombianos cuando Sirius entre en operación. La entrega del gas dependerá del desarrollo del proyecto y del cumplimiento de las condiciones contractuales y los hitos requeridos para iniciar operaciones.

> **“Además de haber evolucionado muchísimo en el conocimiento del potencial gasífero, también se ha progresado en la normatividad y en la capacitación de la cadena de suministro de bienes y servicios.**

ACP: ¿Qué aprendizajes deja la campaña en prevención de riesgos, protección ambiental y relacionamiento comunitario?

AM: Petrobras tiene estándares altamente calificados en términos de prevención de accidentes. Lo que se confirma con la conclusión de una campaña de altísima complejidad sin ninguna afectación al medio ambiente o a las personas. Reafirmamos que la prevención, la integridad operacional y el cuidado ambiental deben guiar cada etapa del proyecto. También sabemos que el desarrollo responsable requiere diálogo y respeto por los territorios y sus comunidades.

Durante la campaña, más de 15.000 personas se beneficiaron de iniciativas de educación, desarrollo económico y fortalecimiento comunitario, así como de proyectos para el sector pesquero, conexiones de gas domiciliario y conservación y recuperación de ecosistemas.

ACP: ¿Qué sigue para que el potencial gasífero se convierta en nueva oferta para Colombia?

AM: El siguiente paso es completar la evaluación técnica de los hallazgos, avanzar en los estudios de ingeniería y definir las inversiones y la infraestructura necesarias. La comercialización anticipada de Sirius es un hito importante para la planeación, pero la entrega dependerá del desarrollo del proyecto y de las condiciones contractuales, regulatorias y ambientales.

En paralelo seguimos con el proceso de licenciamiento ambiental, un proceso con un entorno complejo en Colombia. Sin embargo, hoy eso no nos detiene. Nos hemos preparado y estructurado para avanzar adecuadamente en ese proceso, especialmente en las consultas previas. Después de casi dos años, hemos logrado acuerdos con casi todas las comunidades.

Eso confirma que, aunque el proceso es complejo, sí se puede avanzar con respeto, transparencia y diálogo con la mayoría de las comunidades y si hay voluntad política y compromiso de las autoridades, lo que estamos viviendo hoy en Colombia.

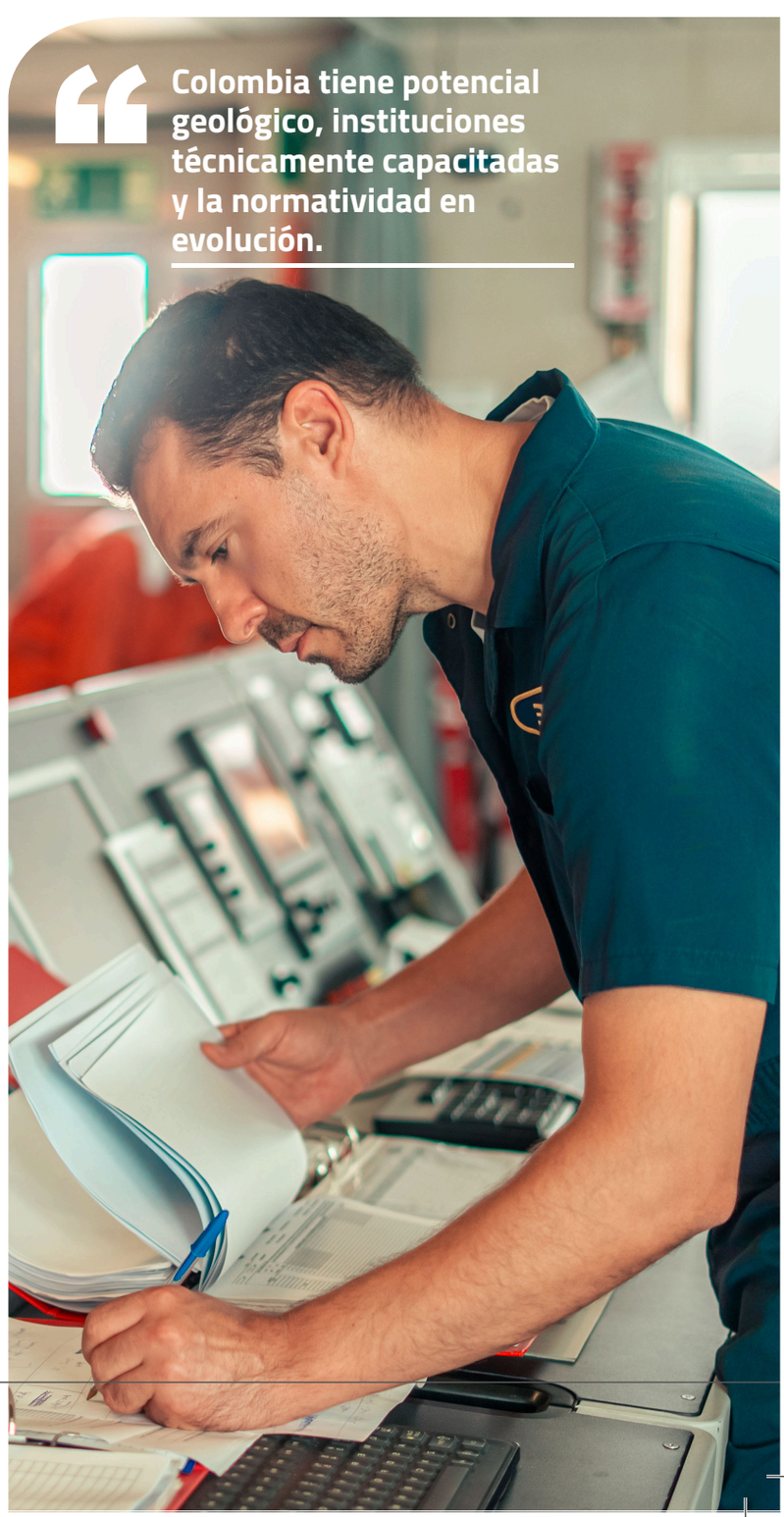
ACP: ¿Qué condiciones necesita el país para atraer inversión en proyectos costa afuera?

AM: Hoy vemos con mucho optimismo los avances recientes en el ambiente de negocios de Colombia.

Los proyectos costa afuera, como Sirius, son de largo plazo y de altas inversiones, por eso se requieren reglas claras y estables, procesos de aprobación oportunos y coordinación entre las instituciones. También se necesitan condiciones comerciales e infraestructura que permitan planear a largo plazo.

Colombia tiene potencial geológico, instituciones técnicamente capacitadas y la normatividad en evolución. Si hay voluntad política y liderazgo para avanzar con la implementación de un ambiente previsible y estable, el *offshore* colombiano seguirá entregando resultados positivos a Colombia, convirtiendo su potencial en nuevas oportunidades energéticas.

Petrobras está desde hace 40 años en Colombia y desde hace 22 años en el *offshore* caribeño. Hemos creído en Colombia y en su potencial durante estos años y seguiremos creyendo. Con nuestro socio Ecopetrol, seguimos trabajando para el desarrollo de Sirius y de los recientes descubrimientos con una gestión transparente, el cumplimiento de los requisitos regulatorios y la implementación de iniciativas de inversión social junto con aliados regionales. ■





“Es momento de llegar a acuerdos para recuperar la soberanía energética”

Por: **Andrés Bitar**
Vicepresidente de Estrategia y Asuntos Regulatorios de la ACP

Muy pocos países del mundo pueden darse el lujo de afirmar que cuentan con múltiples fuentes de energía. Colombia es uno de ellos. Dispone de recursos diversos y abundantes: hidrocarburos, agua, sol, viento, carbón y minerales estratégicos; además, tiene potencial para desarrollar hidrógeno, biomasa, biogás, geotermia y energía nuclear. Sin embargo, a pesar de esta riqueza, la realidad es que Colombia perdió la soberanía energética.

En materia de hidrocarburos, Colombia tiene una industria robusta: petróleo y gas, reservas, recursos contingentes y prospectivos, tanto continentales como costa afuera y en yacimientos de roca generadora, y dos refinerías de talla mundial, Barrancabermeja y Reficar, con una capacidad de hasta 420 mil barriles diarios para producir gasolina, diésel y combustible de aviación, además de otros derivados.

Colombia produce biocombustibles como etanol y biodiésel a partir de caña de azúcar y palma de aceite, para garantizar las mezclas al 10% y así reducir las emisiones del parque automotor y disminuir las necesidades de importación de combustibles líquidos.

Además, el país es privilegiado por sus abundantes recursos hídricos, que le permiten generar más de 21 mil megavatios (MW) de energía en firme a través de más de 35 plantas hidráulicas. Su irradiación solar global promedio es de 4,5 kilovatio-hora por metro cuadrado por día (kWh/m2/día), muy por encima del promedio mundial, y departamentos como La Guajira, Atlántico, Magdalena, Bolívar, Sucre, Cesar, Arauca y Vichada presentan factores de planta superiores al 25%, lo que representa un potencial fotovoltaico gigantesco. Por si fuera poco, tiene un recurso eólico relevante, especialmente en La Guajira, donde se registran velocidades de viento de 10 a 11 metros por segundo (m/s); la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) estiman un potencial instalable de casi 100 GW.

La diversidad también se extiende a los minerales. Colombia cuenta con grandes reservas probadas de carbón térmico y metalúrgico (aproximadamente 5.500 millones de toneladas), que, según la Agencia Nacional de Minería (ANM), tienen altos poderes caloríficos, bajos contenidos de azufre, cenizas y humedad, lo que reduce emisiones y genera buen desempeño industrial. Por otra parte, produce níquel, platino y oro en grandes cantidades y tiene potencial en cobre, zinc, fosfatos, silicio, hierro y manganeso; su posición geológica podría convertir a Colombia en una potencia en minerales estratégicos.

También existen hojas de ruta y proyectos piloto en curso para generar energía a partir de hidrógeno, biomasa, geotermia, biogás, así como para el almacenamiento con baterías. Por último, el Congreso de la República aprobó recientemente la Ley 2603 de 2026, que permitirá evaluar la energía nuclear como componente de la seguridad energética en Colombia.

Con toda esta riqueza y diversidad energética, vale la pena preguntarse ¿por qué Colombia perdió la soberanía energética?

La respuesta implica una combinación de factores que hoy se traducen en hechos concretos que han afectado no solo la seguridad energética, sino también la competitividad del país. Colombia está *ad portas* de un apagón por el déficit de energía en firme, que aumenta el riesgo de restricciones en el suministro eléctrico. Ha entrado en operación menos del 10% de los proyectos de generación previstos para 2026 y persiste la ausencia de gas. Esto mantiene al sistema operando al máximo nivel de estrés, a la espera de un fenómeno de El Niño menos intenso de lo que prevén las agencias climáticas. En septiembre de 2026 el país importó el 38% del gas que requiere, lo que incrementa los costos y hace que los nuevos contratos se estén cerrando en más de 15 dólares por millón de BTU (Unidad Térmica Británica, en español) en el mercado primario, golpeando el bolsillo de los colombianos, las industrias y los comercios.

La actividad exploratoria se encuentra en mínimos históricos. Entre 2010 y 2014, cuando el país llegó al millón de barriles diarios de petróleo, se perforaban entre 100 y 120 pozos al año. De no corregirse el rumbo, la actividad obligatoria terminará en 2030 y, con las reservas actuales, la producción empezará a declinar en 2027, lo que podría generar un hueco fiscal cercano a los 50 billones de pesos de aquí a 2035 y obligar a importar crudo intermedio para las refinerías.

Adicionalmente, entre la firma de un contrato de exploración y producción y el primer barril de petróleo o la primera molécula de gas en el Sistema Nacional de Transporte transcurren hoy entre seis y ocho años, mientras que en Vaca Muerta, Argentina, ese lapso es de apenas uno o dos años.

Durante los últimos cuatro años, la política de hidrocarburos en Colombia fue un barco a la deriva, frenando y obstaculizando importantes proyectos energéticos, mientras que los países de la región hacían la tarea, y con creces: Argentina, Guyana, Brasil, Trinidad y Tobago y, recientemente, la propia Venezuela han enviado señales para atraer inversión y reforzar su seguridad energética.

Iniciativas de gran envergadura, como la perforación del pozo costa afuera Komodo, el desarrollo de yacimientos no convencionales, la línea de transmisión Colectora y numerosos proyectos de generación de energía eólica y solar, se han atrasado o postergado. Por tanto, el problema no ha sido la ausencia de recursos, sino la capacidad del país para aprovecharlos y convertirlos oportunamente en energía disponible, competitiva y confiable. Lo que evidencia que, sin duda alguna, esta crisis energética es una situación autoinducida.

Colombia necesita una política de Estado, con visión de largo plazo y capaz de trascender los gobiernos. En particular, es necesario recuperar una estrategia clara para el sector de hidrocarburos, sin desconocer que, para atender sosteniblemente la demanda energética, el país requiere aprovechar de manera complementaria todas sus fuentes de energía. Ha llegado el momento de demostrar que el país tiene con qué hacerlo: recursos existen y son abundantes.

La primera y más urgente tarea es lograr acuerdos, de una vez por todas, sobre el país que se quiere construir para las futuras generaciones, lo cual pasa también por definir qué sector energético se quiere. Desde la industria se considera firmemente que debe optarse por un país de mayor crecimiento económico, con más posibilidades de desarrollo para su economía y, por consiguiente, para sus habitantes. Para lograrlo, no se debe escoger entre una u otra fuente de energía, todas son igual de importantes, más aún en un escenario en el que se espera que la demanda energética se incremente sustancialmente en los próximos años.

Asimismo, se debe garantizar la competitividad del país, la cual dependerá de la abundancia, confiabilidad y asequibilidad de los energéticos. De estas condiciones depende buena parte de la capacidad de atraer inversión y, con ello, de la posibilidad de cerrar brechas en las regiones a través de la creación de riqueza y empleo formal.

“Es necesario recuperar una estrategia clara para el sector de hidrocarburos, sin desconocer que, para atender sosteniblemente la demanda energética, el país requiere aprovechar de manera complementaria todas sus fuentes de energía.

La adición energética en Colombia, basada en los principios de complementariedad y subsidiariedad, debería enfocarse en dos palabras: implementar y ejecutar.

Por ello, además de construir una política energética de Estado, Colombia debe enviar señales claras de competitividad para atraer grandes inversiones que permitan desarrollar los recursos energéticos. Se deben promover mecanismos de estabilidad para los inversionistas que eviten cambios intempestivos en las reglas de juego durante la vigencia de los contratos. También, se deben adoptar incentivos tributarios, como una tasa preferencial de impuesto de renta para grandes inversiones, para atraer capital en una región con alto potencial energético.

La adición energética en Colombia, basada en los principios de complementariedad y subsidiariedad, debería enfocarse en dos palabras: implementar y ejecutar. El gran reto de los próximos años será pasar de las hojas de ruta, Plan Nacional de Desarrollo, las leyes, las resoluciones y demás instrumentos a la acción; estos deben materializarse y no quedarse en el papel. Esto exige coordinación entre el Gobierno nacional, las entidades territoriales, las empresas, las comunidades y los demás actores del sector, con metas claras, indicadores de seguimiento y una gerencia efectiva de los proyectos, en donde la reactivación de los Proyectos de Interés Nacional Estratégico puede desempeñar un papel preponderante.

Así, es necesario ejecutar sin demora las consultas previas de Sirius aplicando el principio de proporcionalidad; dar luz verde al proyecto Komodo; perforar los pozos para yacimientos no convencionales en las cuencas Valle Medio del Magdalena y Cesar-Ranchería; priorizar la infraestructura para evacuar el gas de los bloques SN9 y SN26, en Sinú-San Jacinto; acelerar las campañas exploratorias; firmar nuevamente contratos de hidrocarburos; dar la discusión de fondo para disminuir las tarifas de transporte por oleoductos y gasoductos; efectuar subastas de expansión del sistema eléctrico permitiendo térmicas a carbón y a gas; ejecutar las líneas de transmisión para garantizar la entrada de proyectos de generación; aumentar las mezclas de biocombustibles al 12% o al 15%; avanzar en los almacenamientos estratégicos para aumentar la confiabilidad del suministro de combustibles líquidos; pasar del potencial geológico a la producción competitiva de minerales estratégicos; formalizar la pequeña minería y combatir la ilegalidad.

Aprovechar todas las fuentes de energía permitirá contar con energía disponible, competitiva y confiable para impulsar el desarrollo y el crecimiento del país y mejorar la calidad de vida de sus habitantes. ■



El *offshore* del Caribe colombiano: de provincia gasífera de clase mundial al reto de materializar la producción



Por: **Carolina Zepeda**
Wood Mackenzie

Una década de exploración consolida una prometedora provincia gasífera costa afuera. Este informe se basa en los reportes Latin America Upstream in Brief, Colombia Upstream Summary, Petrobras Oil and Gas Exploration Summary y Colombia Gas Scarcity Enables Selective Opportunity de Wood Mackenzie.

Las aguas profundas del Caribe colombiano han emergido en la última década como una de las provincias gasíferas de frontera más relevantes de América Latina. Los descubrimientos de 2014 a 2017 en los bloques ultraprofundos del sur del Caribe confirmaron múltiples sistemas petroleros en la cuenca de La Guajira y un potencial gasífero real a gran escala, más allá del gas biogénico de los campos históricos. Pese a sumar varios terapiés cúbicos de gas *in situ,* esos volúmenes, repartidos entre varios bloques y socios, quedaron sin ruta de comercialización: no había gasoductos *offshore,* infraestructura de procesamiento ni un concepto de desarrollo *subsea* comercialmente viable.

La exploración se retomó en 2022 con una nueva campaña en la cuenca Guajira *Offshore,* y los resultados fueron transformadores. Ese año, un descubrimiento confirmó un *play* gasífero de clase mundial, más cercano a la costa y a la infraestructura *onshore* que los hallazgos previos. La perforación de delimitación de 2024 confirmó su potencial comercial, y dos descubrimientos adicionales en el mismo bloque, en 2026, elevaron el gas *in situ* del complejo por encima de los 6 tcf (terapiés cúbicos). Como en toda provincia probada, el riesgo de subsuelo sigue latente, pero la base de recursos acumulada en tres descubrimientos adyacentes respalda un posible concepto de desarrollo tipo *hub,* con infraestructura compartida y mayor escala.

El progreso comercial del descubrimiento más avanzado ha sido significativo. Los volúmenes de la Fase 1 están totalmente contratados, un prerrequisito para una Decisión Final de Inversión (FID). Aunque no hay fecha confirmada, la decisión podría tomarse en 2027, con la entrada del primer gas, no antes de 2030. El cronograma refleja la realidad del gas en aguas profundas: estos proyectos requieren en promedio unos 12 años desde el descubrimiento hasta la primera producción, lo que exige una ejecución acelerada.

Antes de que pueda alcanzarse una decisión final de desarrollo persisten obstáculos materiales. En tiempos no oportunos en los procesos de licenciamiento ambiental y de consulta previa se identifican riesgos reales para el cronograma. Además, La Guajira carece de gasoductos y capacidad de procesamiento para llevar grandes volúmenes *offshore* a tierra, y la infraestructura *onshore* existente no podría recibir más de un gran desarrollo costa afuera sin una inversión significativa de expansión.

Un recurso estratégico a largo plazo frente al déficit actual de suministro

La importancia estratégica del gas *offshore* no puede desvincularse de la crisis de suministro doméstico. Colombia perdió su autosuficiencia en gas natural en 2024. La producción alcanzó su pico, de cerca de 1,333 millones de pies cúbicos (mmcfd), en 2023 y hoy ronda los 930 mmcfd; se estima que caerá a unos 615 mmcfd en 2029, un 34% menos que en 2025, antes de una recuperación parcial desde 2031, cuando la producción costa afuera comenzaría a inyectarse al sistema.

Las importaciones de gas natural licuado (GNL) crecieron con fuerza hasta un récord de unos 94 mil millones de pies cúbicos (bcf por su sigla en inglés) en 2024, un 160% más que el año anterior. Colombia obtiene ya más del 20% de su gas de GNL importado, a un costo cercano al doble del de la producción doméstica. La regasificación, concebida para cubrir picos estacionales, es hoy un elemento estructural en la costa Caribe, y una segunda planta en el Pacífico confirma que la dependencia de las importaciones no es transitoria.



> **El nuevo rumbo político es una señal positiva a largo plazo, pero el riesgo de ejecución sigue siendo alto y la brecha entre la voluntad política y la entrega efectiva de gas al mercado tardará años en cerrarse.**

El *offshore* es un salvavidas creíble a largo plazo, pero no cierra la brecha actual. Colombia enfrenta dos prioridades paralelas e igualmente urgentes: acelerar la regasificación para asegurar importaciones confiables en el mediano plazo y llevar a producción las nuevas reservas en aguas profundas lo antes posible. No compiten entre sí: son pilares complementarios de una estrategia de transición necesaria. Incluso en un escenario optimista, no se prevé que el gas costa afuera alivie sustancialmente el abastecimiento interno antes de principios de la década de 2030.

Los descubrimientos de 2014 a 2017 siguen siendo parte de la historia de recursos a largo plazo, pero con una trayectoria comercial más incierta: sin una red principal de infraestructura *offshore*, sus volúmenes siguen sin ruta de evacuación. Tras la salida de un socio internacional en 2025, la empresa petrolera nacional asumió esos activos y deberá definir una ruta de monetización viable, un desafío por los requerimientos de capital, la complejidad técnica y la ausencia de infraestructura *offshore* en la zona.

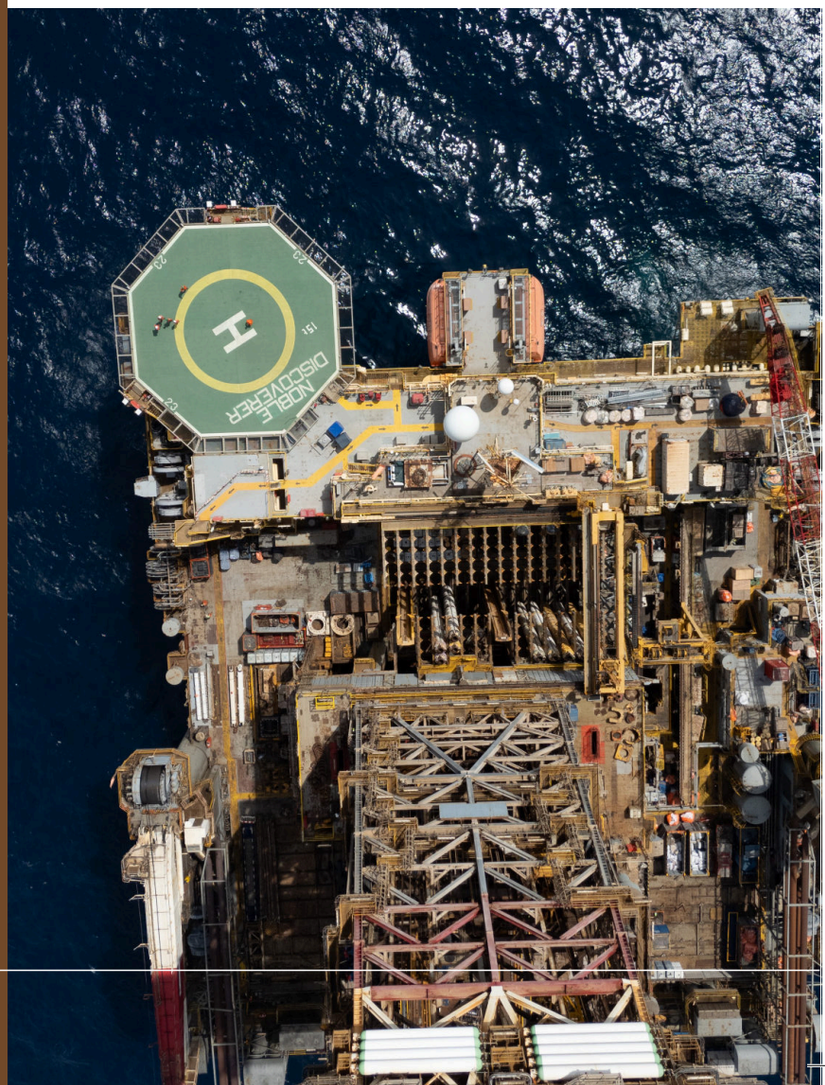
El nuevo entorno político y los desafíos estructurales para el desarrollo conjunto del sector

El entorno político cambió a mediados de 2026 con la elección de una nueva Presidencia comprometida con reabrir la concesión de licencias de exploración y reinstaurar la fracturación hidráulica. Los cuatro años anteriores vieron paralizada la contratación de nueva exploración y una moratoria a los recursos no convencionales, lo que profundizó el deterioro de la base de reservas y de las perspectivas de producción. El Gobierno actual ha señalado una reversión genuina de esa dirección, un punto de inflexión para la exploración y producción de hidrocarburos.

Su impacto, sin embargo, no será inmediato. La declinación de la producción obedece a factores estructurales que van más allá de la política: campos maduros, largos tiempos de licenciamiento, la complejidad de los procesos de consulta previa y la falta de infraestructura crítica en áreas de frontera exploratoria. El nuevo rumbo político es una señal positiva a largo plazo, pero el riesgo de ejecución sigue siendo alto y la brecha entre la voluntad política y la entrega efectiva de gas al mercado tardará años en cerrarse.

Para las operadoras internacionales y nacionales que lideran el *offshore* colombiano, tener yacimientos geológicamente confirmados y comercialmente viables es un ancla estratégica inmejorable. El trabajo pesado de exploración ya dio frutos y la geología está demostrada; ahora, el sector tiene frente a sí la oportunidad histórica de trabajar en equipo. Con un marco regulatorio en mejora, el éxito radicará en mantener la alineación técnica entre socios y ejecutar las obras de infraestructura necesarias en La Guajira. Los retos están identificados y las bases sentadas para transformar este potencial de clase mundial en una realidad que garantice la seguridad energética de Colombia para las próximas décadas. ■

> **Los cuatro años anteriores vieron paralizada la contratación de nueva exploración y una moratoria a los recursos no convencionales, lo que profundizó el deterioro de la base de reservas y de las perspectivas de producción.**



Menos ideología, más *fracking*



El país necesita aprovechar todas las tecnologías disponibles y ambientalmente viables, incluyendo el fracking y, por qué no, abrir una discusión seria sobre la energía nuclear.

Por: Juan Espinal
Presidente Comisión Quinta
Senado de la República

Lo que hace algunos años era un debate dominado por el activismo y el miedo ha comenzado a cambiar. Cada vez son más los colombianos que entienden que la discusión sobre el *fracking* debe darse con argumentos técnicos y científicos, no con consignas ideológicas. Poco a poco, la narrativa de los sectores anti-*fracking* ha ido perdiendo fuerza frente a la evidencia.

Colombia lleva más de 18 años preparándose para utilizar esta tecnología en la exploración y producción de petróleo y gas natural. Su implementación permitiría aumentar significativamente las reservas probadas de hidrocarburos, reducir la dependencia de las importaciones de gas, que hoy ya superan el 35% del consumo nacional, fortalecer la seguridad energética, generar miles de empleos y aumentar los ingresos por regalías para las regiones.

> **Colombia lleva más de 18 años preparándose para utilizar esta tecnología en la exploración y producción de petróleo y gas natural.**

Las estimaciones indican que las reservas de gas podrían pasar de 2,3 terapiés cúbicos (TPC) a cerca de 25 TPC, garantizando el abastecimiento durante varias décadas. Países como Estados Unidos y Argentina son prueba de ello. Gracias al desarrollo responsable de los yacimientos no convencionales, no solo aseguraron su autosuficiencia energética, sino que hoy exportan petróleo y gas natural, fortaleciendo sus economías y reduciendo la dependencia de mercados externos.

La crisis energética que enfrenta Colombia también ha servido para que muchos reconsideren sus posiciones. No deja de llamar la atención que algunos dirigentes que hace pocos años rechazaban categóricamente el *fracking* hoy lo defiendan, quizá por convicción o quizá porque la realidad terminó imponiéndose sobre la ideología.

Durante los últimos cuatro años, el país ha soportado un debate profundamente ideologizado y alejado de la evidencia científica. Es momento de retomar la discusión con seriedad. Los gobiernos de Juan Manuel Santos e Iván Duque conformaron comisiones de expertos nacionales e internacionales que, tras rigurosos estudios, recomendaron una hoja de ruta para desarrollar Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII), con estrictos estándares ambientales y de seguimiento. Incluso uno

La verdadera irresponsabilidad sería seguir aplazando una decisión estratégica mientras las reservas disminuyen y la dependencia del gas importado aumenta.

de esos proyectos obtuvo licencia ambiental. El camino no está trazado solo desde la norma, entre 2013 y 2016, en Colombia se autorizaron seis contratos vigentes para desarrollar proyectos de *fracking*. Drummond Energy tiene cuatro contratos y Ecopetrol cuenta con contratos propios en la cuenca del Magdalena Medio.

La señal más contundente la dio Drummond, que decidió renunciar a la regasificadora que planeaba instalar en Ciénaga, Magdalena, para apostarle de lleno a los yacimientos no convencionales. La empresa prevé comenzar perforaciones en 2027 en la cuenca Cesar-Ranchería.

Sin embargo, al llegar a la Presidencia en 2022, Gustavo Petro suspendió los proyectos piloto sin presentar nuevos estudios técnicos que justificaran esa decisión. Fue una determinación basada en una posición política más que en la evidencia científica. No es la primera vez que ocurre. Basta recordar cuando llegó a plantear la posibilidad de desmontar Hidroituango, desconociendo la importancia estratégica que esa infraestructura tiene para el sistema eléctrico nacional.

La realidad energética del país ya no admite más aplazamientos. Colombia necesita garantizar el suministro de gas natural para cerca de 37 millones de usuarios, además de abastecer a la industria, el comercio y al sector transporte, donde más de 200.000 vehículos operan con este combustible.

En el acumulado entre enero y agosto de 2026, la producción promedio fue de 704,2 MPCD, frente a 808 MPCD en el mismo periodo de 2025, lo que representa una caída de 12,8%. Esta menor producción nacional aumenta la dependencia de las importaciones de gas y genera una mayor presión sobre los costos y la seguridad energética del país, especialmente ante escenarios climáticos como El Niño, que pueden incrementar la demanda de generación térmica.

Llegó la hora de dejar a un lado la ideología y asumir un debate responsable sobre el futuro energético de Colombia. El país necesita aprovechar todas las tecnologías disponibles y ambientalmente viables, incluyendo el *fracking* y, por qué no, abrir una discusión seria sobre la energía nuclear. La prioridad debe ser garantizar la seguridad energética y la competitividad de nuestra economía.

El nuevo gobierno tiene la responsabilidad de tomar decisiones difíciles, pero necesarias. Si la regulación existente ofrece las garantías suficientes, no debería existir temor para avanzar en el desarrollo de los yacimientos no convencionales. La verdadera irresponsabilidad sería seguir aplazando una decisión estratégica mientras las reservas disminuyen y la dependencia del gas importado aumenta.

La seguridad energética de Colombia no puede seguir siendo víctima de la ideología. Como decimos en Antioquia: hay quienes disfrutan de la leche, pero no quieren a la vaca. ■





Del recurso a la realidad: el reto de los no convencionales en Colombia

Por: Claudia Escobar
Vicepresidenta de Asuntos Corporativos, Legales y Comunicaciones de ACP

El país tiene en el subsuelo recursos que podrían aportar cientos de billones de pesos a la Nación y a las regiones en las próximas décadas. Aprovecharlos es una oportunidad que no debería dejar pasar, pero también es una carrera contra el tiempo.

Colombia tiene el recurso y una regulación exigente. Lo que le falta es avanzar de manera coordinada para determinar cómo aprovechar ese potencial de forma responsable y sostenible.

Hace poco más de cuatro años, el país estaba listo para evaluar la técnica de *fracking* a través de los proyectos piloto. Ese proceso se detuvo y hoy las circunstancias son distintas. La experiencia internacional ha avanzado y la técnica se utiliza en miles de pozos alrededor del mundo. La discusión, por tanto, debería concentrarse cada vez más en qué condiciones necesita Colombia para desarrollar estos recursos de manera segura, competitiva y sostenible.

Para responder esa pregunta, vale la pena mirar a Argentina.

Vaca Muerta no fue solo geología

Es tentador explicar el éxito de Vaca Muerta por la calidad de su roca. Pero la roca siempre estuvo ahí. En 2015, los no convencionales aportaban apenas el 5% del crudo argentino; hoy representan más del 70% y, en julio de este año, la producción nacional alcanzó un récord de más de 916.000 barriles diarios.

En gas, el cambio ha sido igualmente significativo: en julio de 2026, Vaca Muerta produjo 96,5 millones de metros cúbicos diarios, cerca del 61% de toda la producción de gas natural de Argentina. ¿Qué cambió? Mucho más que la geología.

Uno de los primeros pasos fue la forma en que se organizó la industria. En 2012, antes de que la actividad despegara, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas creó un grupo de trabajo sobre no convencionales que reunió a las principales operadoras y, posteriormente, a las empresas de servicios. Se estableció una coordinación común, una vocería técnica y una premisa sencilla: explicar la técnica con datos y en un lenguaje comprensible.

También fue fundamental la relación con el Estado. El Gobierno nacional y las provincias asumieron su papel

como autoridades y establecieron reglas claras y verificables. En Neuquén, por ejemplo, existen disposiciones específicas sobre el agua que puede utilizarse para la estimulación hidráulica y restricciones para proteger los acuíferos de agua dulce. La información concreta y respaldada por autoridades creíbles contribuye mucho más a generar confianza que cualquier campaña de comunicación.

Una tercera lección es la importancia de la estabilidad. Durante años, la volatilidad macroeconómica, los controles cambiarios y las modificaciones en las reglas limitaron inversiones que la geología hacía atractivas. El impulso reciente ha coincidido con la creación de condiciones de incentivo y estabilidad para grandes inversiones.

> **Es tentador explicar el éxito de Vaca Muerta por la calidad de su roca. Pero la roca siempre estuvo ahí.**

La experiencia argentina también muestra el peso que tiene la estabilidad para atraer capital de largo plazo. El Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI), que ofrece condiciones fiscales, aduaneras y cambiarias junto con reglas de estabilidad para grandes proyectos, ya ha impulsado inversiones importantes en petróleo y gas. En 2026, además, Argentina amplió expresamente el régimen a nuevos desarrollos de producción de hidrocarburos. Para Colombia, contar con un esquema que dé estabilidad y condiciones competitivas a inversiones de esta magnitud sería una señal potente.

¿Qué necesitaría Colombia para hacerlo viable?

El diagnóstico está bastante avanzado. Desde la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP) se han identificado seis condiciones necesarias para atraer inversión: reglas claras y tiempos razonables en la consulta previa; una ruta predecible para el licenciamiento ambiental; condiciones de seguridad en los territorios; regalías diferenciales que reconozcan los mayores costos de estos proyectos; competitividad y estabilidad tributaria; y un régimen que incentive nuevas inversiones.

No todas requieren nuevas leyes. Varias dependen, sobre todo, de coordinación institucional y de decisiones administrativas.

Quien evalúa invertir en Colombia frente a alternativas como Argentina, Estados Unidos, Venezuela, Guyana y otros países no mira únicamente el tamaño del recurso. También se pregunta cuánto tarda un proyecto en obtener sus permisos, qué tan predecibles son las decisiones de las autoridades y si las condiciones bajo las cuales invierte hoy se mantendrán en el tiempo.

La sostenibilidad es parte de la viabilidad

Nada de esto será suficiente sin confianza en los territorios. Y la confianza no se decreta: se construye con información, transparencia y resultados que las comunidades puedan verificar.

Colombia ya dio un primer paso con la creación de un Centro de Transparencia operado por la Universidad Nacional, que publicaría información sobre agua, sismicidad, salud y aspectos socioeconómicos de los proyectos piloto. Esa experiencia puede servir como punto de partida para pensar en un modelo aún más independiente de cara a una eventual etapa comercial.

Con este fin, Colombia podría avanzar hacia un sistema público e independiente de información y monitoreo, administrado técnicamente por la academia e instituciones científicas. La experiencia del Permian muestra una ruta interesante: los operadores tienen obligaciones de medir y reportar, mientras universidades y entidades públicas integran, analizan y ponen a disposición la información. La independencia es esencial para construir confianza.

Este sistema debería permitir consultar de manera sencilla información sobre agua y sismicidad, mantener un registro público de los químicos utilizados en cada pozo y facilitar el acceso de las comunidades a datos comprensibles y verificables. A esto deben sumarse beneficios visibles en los territorios: empleo, proveedores locales y oportunidades de desarrollo.

En el Valle Medio del Magdalena, en Cesar y en las demás zonas con potencial, la confianza deberá construirse con evidencia y presencia institucional.

Una sola hoja de ruta

Finalmente, ninguna de estas condiciones será suficiente si cada entidad avanza por su cuenta. El Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), el Ministerio del Interior, el Servicio Geológico Colombiano (SGC), el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), las autoridades territoriales, la academia y la industria necesitan una hoja de ruta común, con responsabilidades, metas y tiempos definidos.

La industria también tiene un papel que cumplir: aportar información técnica, responder preguntas con

> **Colombia tiene recursos, conocimiento y regulación. El reto ahora es construir las condiciones de confianza, sostenibilidad y estabilidad que permitan tomar una decisión informada sobre su desarrollo.**

transparencia y participar en la conversación pública con datos y en un lenguaje cercano.

Argentina tardó más de una década en llegar al punto en el que está hoy. Colombia enfrenta ahora sus propias decisiones. Según estimaciones de la ACP, no desarrollar los recursos no convencionales significaría dejar de recibir cerca de 50 billones de pesos en aportes fiscales (impuestos y regalías) entre 2027 y 2035, en un contexto de crecientes necesidades fiscales y de mayores importaciones de gas.

Colombia tiene recursos, conocimiento y regulación. El reto ahora es construir las condiciones de confianza, sostenibilidad y estabilidad que permitan tomar una decisión informada sobre su desarrollo. ■



Contenido patrocinado

UNO Corp Colombia:

energía e inversión social para el desarrollo sostenible del país

*A través de sus marcas **Biomax y Primax, UNO Corp Colombia** fortalece su presencia en el país al sumar fortalezas operativas, conocimiento del territorio y una visión de largo plazo que contribuye al desarrollo de las regiones.*

En Colombia, el combustible no solo mueve vehículos, industrias y actividades productivas: también conecta territorios y genera oportunidades. Desde esta perspectiva, **UNO Corp Colombia**, a través de **Primax y Biomax**, combina su experiencia en la cadena de combustibles con iniciativas que crean valor social y ambiental en los territorios donde opera.

Esta visión se refleja en programas de fortalecimiento comunitario, educación, conservación ambiental y economía circular. Las experiencias de Primax y Biomax forman parte de una estrategia más amplia de generación de valor para Colombia, que se desarrollan junto a las comunidades para fortalecer sus habilidades, dinamizar las economías locales y promover oportunidades sostenibles.

Energía que transforma territorios

Durante los últimos tres años, las iniciativas sociales de **Biomax** han llegado a **más de 2.000 personas** en los territorios donde opera. Sus proyectos fortalecen las capacidades locales, promueven la seguridad alimentaria, la generación de ingresos, la conservación y el desarrollo humano. En distintas comunidades, Biomax ha impulsado huertas familiares y comunitarias, proyectos productivos, procesos de transformación de productos naturales y espacios de formación sobre liderazgo, autonomía y trabajo colectivo. En 2026, estas iniciativas ya han llegado a **más de 800 personas.**
El enfoque va más allá de la entrega de recursos: acompaña procesos para que las comunidades potencien sus capacidades, reconozcan sus saberes y desarrollen soluciones acordes con las particularidades de cada región.
Esta mirada también se evidencia en la forma en que **Primax** ha desarrollado sus iniciativas de inversión social y ambiental.

Conservación que genera oportunidades

En San José del Guaviare, **Primax Colombia** desarrolló Corredores Bioculturales, una iniciativa que protege **más de 21.000 hectáreas de bosque en la Amazonía.** El proyecto contó con el acompañamiento de la Fundación para la Conservación y el Desarrollo Sostenible (FCDS) y el trabajo conjunto de actores locales.

Esta iniciativa ha permitido **recuperar cerca de 130 áreas afectadas** por incendios forestales y sembrar **más de 6.000 árboles de especies nativas.** Además vinculó a **más de 300 familias de cinco veredas, líderes comunitarios e instituciones educativas,** en procesos de participación y educación ambiental.

El monitoreo de la biodiversidad ha contribuido a identificar **más de 20 especies de fauna emblemática.** Estos hallazgos amplían el conocimiento del territorio y fortalecen las acciones de conservación de sus ecosistemas.

















Economía circular que genera valor

La sostenibilidad también se construye desde la operación. A través de **Somos Energía Verde**, y en alianza con la **Fundación Éxito y Recuperar**, Primax convierte la gestión de materiales reciclables en una iniciativa con resultados ambientales y sociales. Los recursos obtenidos de la comercialización de esos materiales han contribuido a entregar **más de 2.000 paquetes nutricionales** para niños, niñas, mujeres gestantes y madres lactantes.

A la fecha, la iniciativa ha recuperado **más de 760 toneladas de materiales.** El resultado muestra cómo la economía circular puede generar valor ambiental y atender, al mismo tiempo, necesidades concretas de las comunidades.

Energizar oportunidades a través de la educación

La educación conecta la visión social de **Primax** y su propósito: "Energizar a las personas que sueñan con llegar más lejos". Desde 2022, la compañía participa en **Vamos Pa'lante**, una iniciativa que articula empresas y universidades para apoyar la permanencia de estudiantes universitarios con talento que atraviesan dificultades económicas.

Entre 2022 y 2026, Primax ha entregado **110 becas** en Bogotá, Bolívar, Antioquia, Santander y Valle del Cauca. En Vamos Pa'lante participan la Universidad de Los Andes, EAFIT, ICESI, la Universidad Tecnológica de Bolívar, EIA y UNAB. En 2026, Primax otorgó **28 becas adicionales** y así fortaleció una red que amplía las oportunidades de educación superior para jóvenes de diferentes regiones del país.

UNO CORP Colombia

PRIMAX BIOMAX

Una operación que mira hacia adelante

La presencia de **UNO Corp Colombia**, a través de **Primax y Biomax**, reúne capacidades complementarias y conocimiento de distintas regiones del país. Esta integración fortalece su participación en la cadena de combustibles y la generación de valor en los territorios. Para UNO Corp Colombia, energizar el país significa más que garantizar el movimiento de combustibles, sumar capacidades, trabajar de la mano con las comunidades y construir oportunidades que contribuyan al desarrollo sostenible de Colombia. ■



El rol de los combustibles líquidos en la confiabilidad del sistema eléctrico durante El Niño



Por: Alejandro Lucio
Director Ejecutivo de Óptima Consultores

En los últimos meses, amigos, familiares, colegas, periodistas, etc., de manera insistente y reiterada se hacen las mismas preguntas: ¿nos vamos a apagar?, ¿vamos a tener un racionamiento eléctrico? La respuesta ha sido siempre la misma, y no solo en los últimos meses, lo ha sido desde el último fenómeno de El Niño de 2024. Es altamente probable que Colombia tenga un racionamiento. La duración e impacto de este dependerán en gran medida de la disponibilidad y garantía de suministro de las plantas térmicas. En especial, en El Niño de 2026, a diferencia de eventos pasados, se dependerá sobre todo de la garantía de suministro de combustibles líquidos.

Para entender por qué, conviene precisar un par de datos y conceptos. ¿Qué se entiende por confiabilidad en el sector eléctrico nacional? Esencialmente, es la capacidad que tiene el parque generador de entregar energía diariamente, incluso en eventos de escasez hidrológica. Se entiende así, por supuesto, porque la vulnerabilidad del sistema colombiano está asociada a la dependencia que aún tiene y seguirá teniendo por décadas de la generación hidráulica. Técnicamente, a esta cantidad de energía necesaria para atender la demanda diaria en eventos de escasez hidrológica se le conoce como energía firme.

La planeación del sector, y con ella la necesidad misma de nueva generación ante incrementos futuros de la demanda, busca garantizar entonces que el país cuente siempre con energía firme suficiente para enfrentar eventos de sequía extrema.

En las cuentas, hasta El Niño de 2024, al menos teóricamente, el país contó con suficiente energía firme para atender su demanda. Solo en teoría, porque aun cuando en el balance, en los fenómenos de sequía de los últimos diez años, existió esa cobertura, en la práctica, en 2015-2016, 2020 y 2024, los últimos tres fenómenos de El Niño de diferente intensidad, el sistema eléctrico se ha visto en aprietos para cumplir con esa garantía de abastecimiento. El Niño 2026-2027, más fuerte y prolongado que los anteriores, de acuerdo con las proyecciones oficiales de agencias climáticas, llega con un déficit de energía firme de 4% para el año 2026 y de 5,5% para 2027.

A ese déficit de energía firme hay que sumarle que el sistema se planeó para una demanda estimada en 2026 del orden de 243GWh/día (gigavatio-hora por día). La realidad es que el país está demandando cerca de 260GWh/día. Es decir, el descalce de energía firme es aún mayor que el oficialmente reconocido.

Para atender esa demanda, en momentos en que se necesita estirar la capacidad de agua embalsada el mayor tiempo posible, se requiere entonces, vía mercado o intervención, que las plantas térmicas generen desde ya al 100% de su disponibilidad y por la duración del fenómeno, cuyo impacto se espera al menos hasta

mayo o junio de 2027. Ese 100% de capacidad representa del orden de 110GWh/día.

En eventos anteriores, el sistema se ha jugado su suerte, requirió la totalidad de la generación térmica disponible cuando el embalse se acerca a niveles críticos. En general, la generación con líquidos se ha requerido bien entrado el periodo de escasez, es decir, hacia febrero o marzo. Con el descalce actual, toda la generación térmica se requirió desde septiembre, como lo han reconocido tanto el operador del mercado, XM, como el Gobierno y el regulador con la decisión de intervenir la bolsa de energía, implementando una meta diaria de generación térmica, que al momento de escribir este artículo se fijó en 100 GWh/día.

Aun si se contara con esa generación, la confiabilidad no está asegurada. ¿Cuál ha sido el desempeño del parque de generación térmico desde que entró en operación la intervención? En promedio, durante septiembre la generación térmica efectiva fue, de cerca de 80 GWh/día, compuesta de 44 GWh/día de gas natural nacional e importado, 29 GWh/día de carbón y 7 GWh/día de combustibles líquidos.

Existen varias razones por las que, aun cuando existe una meta de generación térmica, esta no se cumple. La intervención misma asume que el parque generador térmico cuenta con los recursos financieros y energéticos necesarios. Ese no es el caso. Es conocida

> **El Niño 2026-2027, más fuerte y prolongado que los anteriores, de acuerdo con las proyecciones oficiales de agencias climáticas, llega con un déficit de energía firme de 4% para el año 2026 y de 5,5% para 2027.**



la coyuntura asociada a los impagos que los generadores, en especial los térmicos, acumulan por la deuda del comercializador intervenido Air-e. El capital de trabajo, la liquidez requerida por el parque generador térmico para la compra de combustibles, es mínimo. La disposición del vendedor de combustibles a asumir indirectamente ese riesgo de pago ante esta coyuntura también es limitada. Asimismo, la oferta física de combustibles está acotada. La intervención ha demostrado que la disponibilidad del parque térmico no está garantizada y las penalidades asociadas a la no disponibilidad son preferidas al aumento ilimitado de una cartera cuyos tiempos de pago no son previsibles. El esquema de confiabilidad está en entredicho.

¿Cómo mitigar entonces el impacto de lo que viene?

El parque de generación térmico debe contar con recursos financieros, o al menos, con una garantía de pago que le permita apalancar una compra recurrente de combustibles. Esta compra implica, a su vez, una coordinación logística de almacenamiento y transporte minuciosa, día a día, con un horizonte de al menos ocho meses.

El esquema de cargo por confiabilidad debe funcionar de acuerdo con su diseño, sin intervención. La meta de 100 GWh/día es realizable únicamente si las condiciones financieras, regulatorias, logísticas y de mercado la habilitan. Y aunque su cumplimiento no evite el racionamiento, sí es garantía de un aterrizaje menos doloroso.

> **La planeación del sector, y con ella la necesidad misma de nueva generación ante incrementos futuros de la demanda busca garantizar entonces que el país cuente siempre con energía firme suficiente para enfrentar eventos de sequía extrema.**

En síntesis, que el país evite o no el racionamiento no depende solo de la hidrología, sino de que el parque térmico genere efectivamente lo que el sistema le demanda durante todo el fenómeno. Para los combustibles líquidos, eso significa resolver desde ya la liquidez, la garantía de pago y la logística de abastecimiento: cada día en que la generación térmica se queda por debajo de la meta se paga con agua embalsada que después no estará. Si el racionamiento llega, el reto es que llegue con la menor duración e impacto posibles. ■



Veinte años después: el etanol que Colombia necesita

Por: Johan Martínez Ruiz
Fundador y Director General, Plataforma Uno

Un abastecimiento competitivo, confiable y eficiente no depende de un solo eslabón, sino de que cada uno corresponda a lo que el sistema le reconoce.



En 2005, Colombia empezó a mezclar etanol en sus gasolinas en desarrollo de la Ley 693 de 2001. Los objetivos eran claros: mejorar la calidad del aire, reducir la dependencia de los combustibles fósiles y dinamizar el empleo rural. Dos décadas después, el programa ha cumplido buena parte de ese mandato, pero el mundo que lo rodea cambió.

La urgencia de descarbonizar el transporte es mayor, los mercados de energía son más volátiles y la oferta de etanol ya no viene de una sola fuente: desde 2024, cerca de la mitad del etanol que se mezcla en el país es importado.

Un portafolio, no una sola apuesta

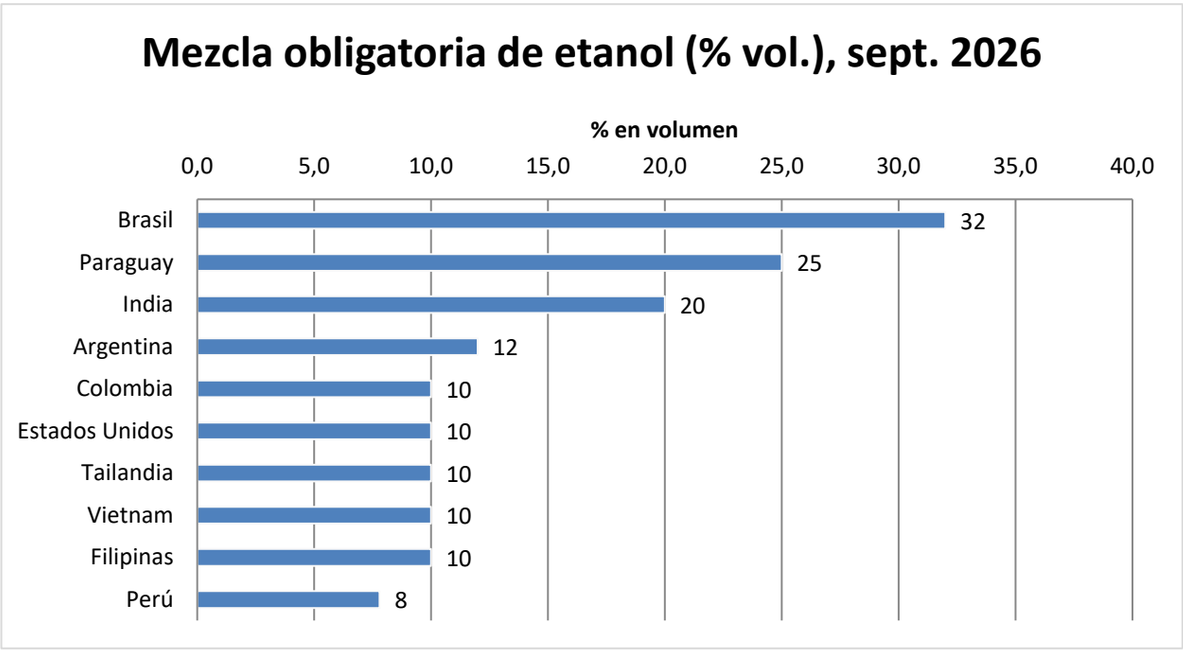
Durante años se pensó que la electrificación resolvería por sí sola la descarbonización del transporte. Los vehículos eléctricos ya son una cuarta parte de las ventas mundiales de carros nuevos, pero apenas alrededor del 5% del parque. En Colombia son menos del 2%, y cerca del 96% de los vehículos depende de combustibles líquidos; un carro vendido hoy circulará 15 o 20 años. Incluso la Unión Europea propuso a finales de 2025 abrir espacio a los combustibles renovables en su meta para 2035.

No hay una única solución: se necesita un portafolio, y en él el etanol tiene una ventaja, porque ya está aquí, con infraestructura, normas y más de 20 años de experiencia. La pregunta es cómo garantizar un abastecimiento competitivo, confiable y eficiente. La experiencia internacional muestra que eso exige que todos los actores revisen juntos el sistema completo (la demanda, la calidad, la huella de carbono y las reglas que ordenan la cadena), en cumplimiento de los objetivos de la Ley 693.

La urgencia de descarbonizar el transporte es mayor, los mercados de energía son más volátiles y la oferta de etanol ya no viene de una sola fuente: desde 2024, cerca de la mitad del etanol que se mezcla en el país es importado.

Una revisión integral

Demanda. Colombia mantiene una mezcla obligatoria del 10%, que ha oscilado por diversas razones. Brasil mezcla entre 30% y 32%, puede llegar por ley al 35% y ofrece etanol puro desde los años 60, hoy para una flota flexible; India pasó del 10% al 20% en cuatro años, cinco antes de su meta; Francia vende E85 en más del 40% de sus estaciones, y Filipinas autorizó el E20 voluntario en 2024. Ninguno de estos países confía todo a una mezcla



Fuentes: MME/CNPE Brasil; Biofuels Digest; Gobierno de India; Fedebiocombustibles; USDA FAS; Asocaña; EPA; VietNamNet.

fija: combinan una base obligatoria estable, una ruta de aumento anunciada con tiempo y un mercado voluntario que da opciones al consumidor y absorbe excedentes. En Estados Unidos, el E15 está aprobado para todos los vehículos livianos desde el modelo 2001.

En Colombia, las pruebas de la Universidad Tecnológica de Pereira con E12 y E15 (2010) y con E20 (2011-2012), con participación de productores y del sector petrolero, no encontraron efectos negativos en desempeño, emisiones ni autopartes. Eso fue hace 15 años. Hoy contamos con un parque automotor renovado. Una mezcla mayor haría crecer el mercado para todas las fuentes, en lugar de disputarse el actual.

Calidad. El etanol tiene un octanaje muy superior al de la gasolina, y por eso al mezclarlo mejora la calidad del combustible que llega al tanque. La refinería aprovecha esta ventaja para alcanzar la calidad o incrementarla, sin invertir en nuevas unidades de proceso. Es un beneficio compartido entre quien refina y quien conduce, y una razón técnica para revisar el octanaje de la gasolina corriente junto con el nivel de mezcla, de manera que el beneficio llegue al usuario final.

Huella de carbono. No todo litro de etanol descarboniza lo mismo. Por eso, distintos mercados y programas internacionales han incorporado la intensidad de carbono como criterio para medir y reconocer el desempeño ambiental de los combustibles. Es el caso del esquema europeo, de CORSIA para la aviación internacional, RenovaBio en Brasil y el estándar de combustibles bajos en carbono de California. En Colombia, en cambio, la regulación se basa principalmente en el volumen. Incorporar una metodología única para medir y reconocer la intensidad de carbono permitiría premiar la eficiencia de cualquier proveedor y alinear el programa con su propósito ambiental, uno de los objetivos de la Ley 693.

Precios y márgenes. La fórmula vigente de precio del etanol nacional responde al mercado, su ingreso al productor bajó cerca del 31% desde mediados de 2025, con la caída del precio de su materia prima principal: el azúcar de exportación. Esa reducción, sin embargo, no se percibió en el surtidor, y la estructura de precios reconoce un solo valor para el etanol, cualquiera que sea su origen y su costo.

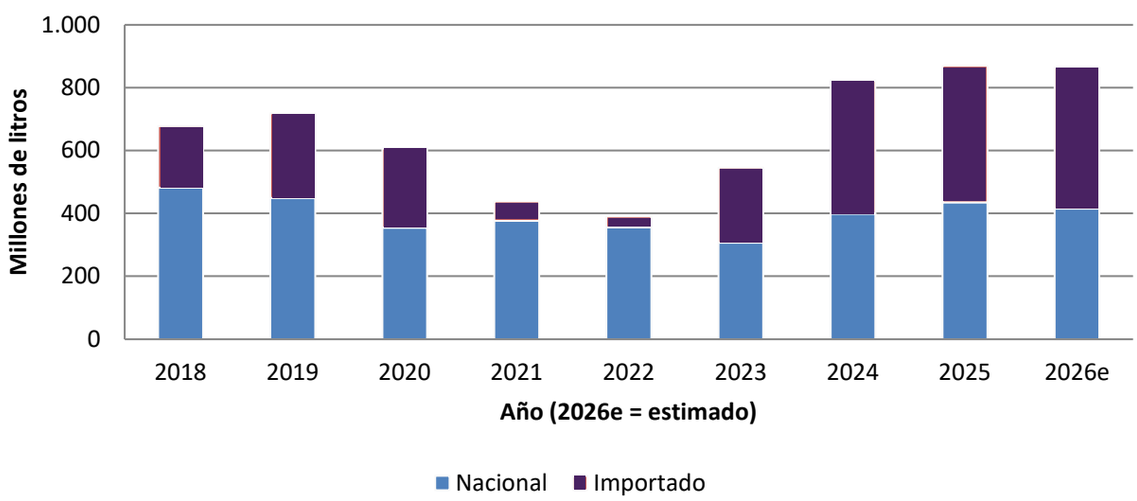
Reglas de complementariedad. La producción nacional y las importaciones ya son complementarias: la capacidad instalada no cubre toda la demanda, y la importación ha sido clave para sostener la mezcla. Países con mercados parecidos al nuestro, como Filipinas, ordenan esa complementariedad con reglas explícitas: prioridad para la oferta local disponible, un precio de referencia público y la importación para cubrir el faltante. Más que un diseño particular, lo importante es que las reglas sean estables, previsibles, transparentes y con obligaciones recíprocas.

> **Una mezcla mayor haría crecer el mercado para todas las fuentes, en lugar de disputarse el actual.**



> **El etanol no necesita una revisión parcial sino integral. Esa revisión no la puede hacer un eslabón por su cuenta ni el Estado en solitario: requiere que productores, importadores, distribuidores y representantes de los consumidores se sienten en una misma mesa, con información pública y el Estado como articulador.**

Consumo de alcohol carburante: nacional e importado



Fuente: Asocaña, Balance azucarero colombiano 2000-2026.

Dos décadas después

El etanol no necesita una revisión parcial sino integral. Esa revisión no la puede hacer un eslabón por su cuenta ni el Estado en solitario: requiere que productores, importadores, distribuidores y representantes de los consumidores se sienten en una misma mesa, con información pública y el Estado como articulador. Un abastecimiento fluido y eficiente requiere un portafolio de oferta equilibrado que garantice seguridad energética como activo estratégico, calidad que proteja al usuario, un precio que sostenga a todos los actores de la cadena y una descarbonización real del transporte, además de una regulación que redistribuya los márgenes extraordinarios donde surjan.

A ello se suma un esquema de contratación entre los eslabones de la cadena, con compromisos de volumen, plazo y precio conocidos, que dé estabilidad a productores, importadores y distribuidores, y transparencia a quien al final paga la cuenta: el consumidor, quien merece saber cómo se forma el precio, contar con calidad garantizada y poder escoger.

Colombia fue uno de los primeros países de América Latina, después de Brasil, en desarrollar un programa de oxigenación de las gasolinas, y hoy el mundo ofrece suficientes ejemplos de cómo el Estado puede ordenar las relaciones entre los actores para que el mercado sea sostenible y eficiente. El cambio de Gobierno es una oportunidad para retomar la dinámica del mercado y para que Colombia vuelva a tener un papel destacado en la región. Porque un abastecimiento competitivo no depende de un eslabón, sino de que cada uno corresponda a lo que el sistema le reconoce. ■

La seguridad energética de Colombia se construye desde las regiones

Por: **Rafaela Cortés Zambrano**
Gobernadora del Meta y presidenta de la Federación Nacional de Departamentos

Hablar de seguridad energética en Colombia exige mirar el mapa. La energía no se produce en abstracto: se produce en territorios donde viven comunidades, operan empresas, se generan empleos y se toman decisiones que pueden acelerar o frenar el desarrollo. Por eso, si Colombia quiere asegurar su abastecimiento, fortalecer sus finanzas y avanzar hacia una matriz energética más diversificada, las regiones productoras no pueden limitarse a recibir decisiones tomadas desde el centro. Deben ser protagonistas y socias de esa construcción.

El Meta conoce lo que es ser una región productora de energía mejor que casi cualquier otro departamento. Cerca de seis de cada diez barriles de petróleo producidos en Colombia tienen origen aquí. Esa condición le otorga una enorme responsabilidad frente al país, y también le permite hablar desde la experiencia. Durante años este Departamento ha visto cómo la actividad petrolera genera empleo, regalías, encadenamientos empresariales e inversión; y también sabe de las tensiones que aparecen cuando las comunidades sienten que la riqueza que sale de su territorio no se traduce con suficiente velocidad en vías, servicios, oportunidades y bienestar.



“Una de las claves del futuro energético colombiano es entender que seguridad energética y desarrollo territorial forman parte de la misma conversación.

Esa es una de las claves del futuro energético colombiano: entender que seguridad energética y desarrollo territorial forman parte de la misma conversación. La continuidad de la exploración y la producción requiere condiciones técnicas, ambientales, jurídicas y de seguridad que hagan viables las operaciones. Pero su legitimidad también depende de que las comunidades perciban beneficios reales, exista empleo local, se fortalezca la contratación regional y una proporción creciente de la capacidad productiva se convierta en infraestructura, competitividad y mejores condiciones de vida.

Colombia llega a esta discusión con una realidad que exige decisiones de largo plazo. Al cierre de 2025, el país contaba con 2.020 millones de barriles de reservas probadas de petróleo y una relación reservas/producción de 7,4 años. Son cifras que muestran capacidad, pero también recuerdan que la seguridad energética demanda continuidad en la incorporación de reservas, eficiencia en los campos existentes y planeación sostenida.

El sector ha insistido en recuperar inversión exploratoria, aumentar reservas y producción, garantizar seguridad jurídica y viabilizar territorialmente las operaciones. La dimensión económica confirma que no es una discusión exclusivamente sectorial. Un estudio presentado este año por los gremios de petróleo y gas estimó que, entre 2025 y 2050, el aporte fiscal del sector podría alcanzar hasta 695 billones de pesos en un escenario de mayor oferta. Las decisiones energéticas que Colombia adopte hoy condicionarán no solo el abastecimiento, sino los ingresos públicos y la capacidad de la Nación y de las regiones para financiar infraestructura, educación, salud, seguridad, adaptación climática y oportunidades productivas durante las próximas décadas.

Desde las regiones se ha sostenido una posición clara: la transición energética debe ser gradual, responsable, técnicamente sustentada y construida con los territorios y sus comunidades. No se trata de enfrentar petróleo contra energías renovables, ni producción contra sostenibilidad. Colombia necesita aprovechar responsablemente sus hidrocarburos mientras desarrolla nuevas fuentes, mejora su eficiencia energética, fortalece los biocombustibles y construye las capacidades productivas necesarias para diversificar su economía.

El Meta demuestra que esas vocaciones pueden convivir. Es el principal productor petrolero del país y, al mismo tiempo, cuenta con una de las mayores fronteras agrícolas activas de Colombia, una participación determinante en cadenas como la palma, el arroz, el maíz y la soya, potencial para profundizar los biocombustibles y activos ambientales estratégicos. La Serranía de Manacacías, los ecosistemas asociados al Sumapaz, nuestra riqueza hídrica y la biodiversidad de la Orinoquia hacen evidente que la verdadera discusión no es escoger entre producir y conservar. El reto es integrar producción, agua, biodiversidad y comunidades bajo una visión territorial de largo plazo.

“Colombia necesita aprovechar responsablemente sus hidrocarburos mientras desarrolla nuevas fuentes, mejora su eficiencia energética, fortalece los biocombustibles y construye las capacidades productivas necesarias para diversificar su economía.

Desde el Departamento se plantea que el petróleo debe ser una palanca para construir el Meta del futuro. Se busca que la riqueza generada ayude a mejorar conectividad, desarrollar la Altillanura, impulsar cadenas agroindustriales, formar talento, fortalecer proveedores regionales, proteger el agua y la biodiversidad y crear capacidades que permanezcan mucho después de que los recursos del subsuelo hayan cumplido su ciclo productivo. La verdadera transformación de un territorio productor ocurre cuando consigue convertir una riqueza finita en prosperidad duradera.

Maximizando el desempeño de sus activos de manera segura, siempre.



Oil&Gas



Minería



Energía



Data Centers



Ecosistemas

www.magnexgroup.com

MAGNEX

> **La interrupción de una operación petrolera no afecta únicamente a una compañía. Impacta trabajadores, contratistas, comercio, movilidad, regalías, inversión social y producción nacional.**

También es importante aprender de las dificultades. Lo ocurrido este año en Puerto Gaitán recordó que la interrupción de una operación petrolera no afecta únicamente a una compañía. Impacta trabajadores, contratistas, comercio, movilidad, regalías, inversión social y producción nacional. En medio de los bloqueos registrados en Puerto Gaitán entre mayo y junio, la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP) estimó pérdidas superiores a 500 millones de pesos diarios en regalías para la región y el país. La respuesta no puede ser ignorar las demandas sociales ni aceptar que las vías de hecho sustituyan la institucionalidad.

Se necesita más diálogo temprano, autoridades presentes, empresas cercanas al territorio y mecanismos eficaces para resolver diferencias sin comprometer la actividad productiva.

Desde la Federación Nacional de Departamentos se ha insistido en un principio fundamental: las decisiones nacionales sobre energía deben incorporar de manera efectiva la voz de los territorios. Los recursos del subsuelo pertenecen a la Nación, pero su aprovechamiento sucede en municipios y departamentos donde se concentran sus oportunidades y sus impactos. La planeación energética, las regalías, la infraestructura asociada, la transición y los mecanismos de compensación necesitan una gobernanza en la que Nación, departamentos, municipios, empresas y comunidades construyan acuerdos de largo plazo.

Esa visión implica también mejorar la forma en que se convierten las regalías en transformación. No basta producir recursos si estos tardan años en materializarse en proyectos. Las regiones necesitan reglas claras, capacidad de ejecución e instrumentos que permitan financiar iniciativas realmente transformadoras. Fortalecer a los territorios productores no significa privilegiarlos; significa proteger la base territorial que hace posible una parte decisiva de la seguridad energética y fiscal de Colombia.

Existe además una oportunidad para elevar la calidad de la relación entre industria y territorio. Las experiencias de inversión conjunta para mejorar la conectividad hacia zonas productoras del Meta muestran que la infraestructura asociada al sector puede trascender la operación petrolera y fortalecer la movilidad de las comunidades, la competitividad agropecuaria y el desarrollo regional. Esa debe ser la lógica: cada proyecto energético debe dejar capacidades, infraestructura, tejido empresarial y confianza.

Colombia no tiene que escoger entre seguridad energética, sostenibilidad y desarrollo regional. Tiene que lograr que funcionen juntos. El Meta puede ser uno de los territorios donde esa visión se convierta en realidad: un departamento que produce petróleo para Colombia, alimentos para millones de personas, biocombustibles, biodiversidad, agua y nuevas oportunidades de inversión.

La seguridad energética se construirá con reservas y producción, pero también con confianza, reglas estables, infraestructura, comunidades que participen y regiones capaces de transformar su aporte en bienestar. La energía de Colombia nace en sus territorios. Su futuro también debe construirse con ellos. ■



La energía de las regiones mueve a Colombia: oportunidades que transforman

En el subsuelo de los territorios colombianos hay recursos de petróleo y gas que son la base energética del país. En esas mismas regiones, la energía también se refleja en los hogares que acceden a nuevas soluciones energéticas, en las escuelas que mejoran sus condiciones, en las comunidades que fortalecen su acceso al agua, en las empresas locales que participan en cadenas de suministro y en los ecosistemas que reciben acciones de conservación. Es una relación que trasciende los límites de las áreas de operación: lo que ocurre en las regiones también tiene implicaciones para el abastecimiento energético y el desarrollo de Colombia.



La contribución de los territorios a la seguridad energética de los colombianos está ligada tanto al aprovechamiento responsable de los recursos existentes como a la capacidad de explorar nuevas oportunidades, incorporar reservas y sostener la producción; y el valor de la energía de las regiones también se expresa en las oportunidades que se construyen: empleo formal, compras a proveedores, inversión social y ambiental a través de iniciativas desarrolladas con comunidades y autoridades locales. El Informe de Gestión Social 2023-2024 de la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP) reportó, para 2024, 102.861 oportunidades de empleo formal, compras de bienes y servicios a proveedores colombianos por $31,24 billones e inversión social por $451.600 millones.

Desde **Casanare** y **Arauca** hasta **La Guajira, Cartagena** y la **Amazonía,** distintas iniciativas muestran cómo esa energía adquiere formas particulares en cada territorio: unas se relacionan con el acceso a servicios esenciales; otras, con el fortalecimiento de las economías locales, la educación y la infraestructura, o la conservación de la biodiversidad. Son ejemplos de una contribución diversa que vincula el potencial energético de Colombia con las oportunidades que pueden permanecer en sus regiones; y que muestran cómo las alianzas entre empresas, entidades públicas y comunidades pueden traducirse en transformación para los territorios.

El desarrollo regional se construye con oportunidades locales

La generación de empleo y la contratación de bienes y servicios son dos de las conexiones más directas entre la actividad energética y las economías regio

nales. Según el mencionado informe de Gestión Social de la ACP, en 2024 el 75% del empleo del segmento de exploración y producción fue ocupado por talento local. Además, el 45% de las compras realizadas a proveedores colombianos correspondió a proveedores regionales.

Meta, Casanare, Santander, Bolívar y **Arauca** estuvieron entre los departamentos con mayor participación en estas compras y, en conjunto, representaron el 35% de las compras regionales reportadas.

Estas relaciones abren oportunidades para trabajadores y empresas locales que participan en distintas etapas de la actividad, desde los servicios especializados hasta la logística y el abastecimiento.

En **Casanare,** por ejemplo, el trabajo con las comunidades también se materializa en proyectos orientados a mejorar las condiciones de vida de los hogares y las instituciones educativas. A través del mecanismo de Obras por Impuestos, GeoPark entregó kits fotovoltaicos para 368 viviendas de Monterrey y Paz de Ariporo, con una inversión superior a $12.000 millones. La iniciativa busca ampliar el acceso a soluciones energéticas en los hogares beneficiados.

En el ámbito educativo, la compañía entregó mobiliario escolar en Monterrey y Sabanalarga, con una inversión superior a $3.000 millones y beneficios para más de 4.000 personas. Los proyectos se desarrollaron con la participación del Ministerio de Minas y Energía, el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE), el Ministerio de Educación Nacional, la Gobernación de Casanare y las alcaldías involucradas.

Los aportes en infraestructura y servicios públicos también responden a las necesidades de las regiones. En municipios PDET (Programas de Desarrollo con Enfoque Territorial) y ZOMAC (Zonas Más Afectadas por el Conflicto Armado), las iniciativas de Obras por Impuestos orientan recursos hacia proyectos de vías, agua potable, saneamiento básico y educación. Según el informe, entre 2018 y 2024 se ejecutaron alrededor de 410 proyectos a través de este mecanismo, por más de $2,6 billones; cerca del 51% de ese valor lo aportaron empresas del sector de hidrocarburos. Parex Resources, por ejemplo, ha impulsado proyectos bajo este mecanismo en **Arauca, Casanare, Cesar, Cundinamarca, Magdalena, Putumayo** y **Tolima.** Más allá de cada intervención, estos esquemas permiten articular capacidades empresariales e institucionales para atender brechas que inciden en el desarrollo territorial.

> **El Informe de Gestión Social de la ACP reportó, para 2024, más de 102 mil oportunidades de empleo formal, compras de bienes y servicios por $31,24 billones e inversión social por $451.600 millones.**



> **Entre 2018 y 2024 se ejecutaron alrededor de 410 proyectos a través de este mecanismo, por más de $2,6 billones; cerca del 51% de ese valor lo aportaron empresas del sector de hidrocarburos.**

Energía, agua y servicios que llegan a los hogares

Las oportunidades regionales también se reflejan en servicios que hacen parte de la vida cotidiana. Ampliar el acceso al gas natural, mejorar la disponibilidad de agua y llevar soluciones energéticas a hogares son ejemplos de cómo las iniciativas sociales aportan al mejoramiento de la calidad de vida en territorios.

En Arauca, Parex Resources participa en un plan de masificación del servicio de gas combustible por redes que busca conectar a 8.200 nuevos usuarios residenciales de los estratos 1 y 2 en Saravena y Tame. El proyecto también vincula a Ecopetrol, la Gobernación de Arauca, las alcaldías de ambos municipios, ECAAAS E.S.P. y KEOPS S.A. E.S.P., con el propósito de ampliar la cobertura del servicio público domiciliario.

En La Guajira, el programa Gas Social, ejecutado conjuntamente por Ecopetrol, Petrobras y Gases de La Guajira, conectó a 1.500 hogares de Riohacha, Manaure y Dibulla al servicio de gas natural por redes domiciliarias, y contribuyó a reducir la exposición al humo asociado al uso de leña. Esta iniciativa corresponde a un programa de inversión social voluntaria.

El acceso al agua es otra de las necesidades que atraviesan distintas regiones del país. Parex Resources desarrolla el programa Agua para Todos, orientado a mejorar el acceso y la calidad del recurso hídrico para comunidades cercanas a sus operaciones. La iniciativa tiene presencia en **Arauca, Casanare, Cesar, Cundinamarca, Huila, Magdalena, Meta, Norte de Santander, Putumayo, Santander y Tolima,** y registra más de 36.900 personas beneficiarias.

Estos proyectos comparten un propósito: contribuir a mejorar las condiciones de vida de las comunidades mediante soluciones que requieren coordinación, conocimiento del territorio y trabajo conjunto.



Conservar también es construir futuro

La conservación de la biodiversidad, la recuperación de áreas afectadas y la participación de las comunidades en el cuidado de los ecosistemas también hacen parte de las oportunidades que se construyen en los territorios.

En **Casanare,** Parex Resources impulsa la iniciativa Tortugas Llaneras junto con la Gobernación del Departamento y la Fundación Cunaguaro. A través de acuerdos voluntarios con familias rurales, el programa promueve la protección de las tortugas y sus hábitats en Paz de Ariporo y Trinidad.

La iniciativa abarca más de 15.500 hectáreas y vincula a familias en labores de protección y monitoreo comunitario. Durante la temporada reproductiva 2025-2026 se monitorearon 178 nidadas, con un potencial estimado de 4.000 tortuguillos. Este trabajo combina acciones de conservación con la participación de quienes habitan y conocen el territorio.

En **La Guajira,** la relación entre operación y biodiversidad se observa en un entorno diferente. Frente a Manaure, las plataformas de gas natural Chuchupa A y B, operadas por HOCOL, funcionan como arrecifes artificiales que albergan una amplia variedad de organismos marinos. En sus estructuras se han identificado más de 120 especies de peces, además de organismos bentónicos y otras especies asociadas.

Estos hábitats contribuyen a la dinámica marina y favorecen actividades de las comunidades pesqueras, al ofrecer condiciones para la presencia de cardúmenes. Así, un espacio asociado a la infraestructura energética también forma parte de un ecosistema del que dependen actividades y medios de vida locales.

La conservación y el uso responsable de los recursos

naturales también se conectan con la forma en que las empresas gestionan sus operaciones. En **Cartagena,** la fábrica de lubricantes de Organización Terpel ha integrado iniciativas de economía circular, eficiencia energética y gestión de residuos.

La planta elevó su tasa de aprovechamiento de residuos del 67% al 72% y obtuvo la certificación Basura Cero durante dos años consecutivos. Sus programas de valorización, reciclaje y reutilización generan ingresos superiores a $316 millones anuales. Además, ha incorporado prácticas para reutilizar estibas y empaques y utilizar material reciclado en envases, con el objetivo de optimizar materias primas y reducir residuos. A ello se suma un sistema solar fotovoltaico que aporta hasta el 50% de la energía requerida por la operación, evita aproximadamente 91 toneladas de emisiones de CO_2 al año y genera ahorros cercanos a $200 millones anuales.

Una contribución diversa, con alcance nacional

Estas iniciativas son ejemplos de un trabajo territorial más amplio que lideran las empresas del sector de petróleo, gas y combustibles líquidos.

El Informe de Gestión Social 2023-2024 de la ACP señala que el 87 % de la inversión social reportada en 2024 correspondió a recursos voluntarios y que 26 departamentos recibieron inversión social directa.



Un corredor biocultural para conectar ecosistemas y comunidades

En San José del Guaviare, Primax Colombia desarrolla la iniciativa Somos Energía Verde: Construcción del Corredor Biocultural en la Amazonía Colombiana, orientada a fortalecer la conectividad ecológica y la gobernanza ambiental en la Serranía de La Lindosa, respondiendo a desafíos como la fragmentación de los ecosistemas, la pérdida de biodiversidad y los efectos de los incendios forestales. El área de intervención directa comprende 21.582 hectáreas e incluye las veredas El Retiro, Nuevo Tolima, La Pizarra, Los Alpes y Caracol, además de Reservas Naturales de la Sociedad Civil e instituciones educativas de la zona.

La iniciativa integra a comunidades, Juntas de Acción Comunal e instituciones educativas en procesos de concertación y ordenamiento territorial. También contempla la producción de material vegetal nativo, jornadas de siembra, monitoreo comunitario de fauna mediante cámaras trampa y equipos AudioMoth, adecuación de infraestructura para turismo rural sostenible y acciones de comunicación comunitaria. Entre los resultados reportados se cuentan la producción de 6.582 plántulas nativas, la siembra o entrega de 2.390 árboles y el registro de más de 20 especies de fauna.

Las cuatro principales líneas de inversión: vías, infraestructura social y comunitaria, diversificación productiva y fortalecimiento del tejido empresarial, e infraestructura educativa y dotación escolar, concentraron el 66% de los recursos reportados. Estas áreas muestran la relevancia de las iniciativas que buscan mejorar las condiciones de vida en los territorios y fortalecer capacidades para el desarrollo.

La energía de las regiones se construye desde distintos frentes: en las oportunidades económicas que permanecen, en los servicios que llegan a más hogares, en las capacidades que se fortalecen y en los ecosistemas que se protegen. Es en esa diversidad donde la actividad del sector se conecta con el desarrollo de los territorios y con las posibilidades de Colombia para crecer. ■



Del diseño a la operación: un solo aliado para cada etapa de su activo

Protexa y Confipetrol unen más de 80 años de ingeniería y construcción con más de 25 años de operación y mantenimiento, para acompañar al sector de petróleo y gas, minería y energía en Colombia y la región.

Cuando un activo se detiene, se detiene el negocio. Por eso el sector busca aliados que construyan con rigor, operen con confiabilidad y respondan cuando más se necesita. Hoy Confipetrol, compañía de origen colombiano con sede en Bogotá, hace parte del Grupo Protexa. Juntas ofrecen una propuesta integrada de ingeniería, construcción, operación, mantenimiento y gestión de activos, con un mismo respaldo.

Un respaldo construido en dos países

Protexa nació en Monterrey, México, en 1945. Desde 1955 tiende oleoductos y gasoductos, y esa experiencia la llevó al mar: es pionera en ductos *offshore* y fue la primera compañía en instalar una plataforma petrolera en la sonda de Campeche. En Colombia ha participado en obras como los oleoductos Coveñas-Cartagena y Central de los Llanos.

Confipetrol aporta más de 25 años de experiencia en operación y mantenimiento de equipos e instalaciones para minería, energía, hidrocarburos e industria. Cuenta con más de 11.000 trabajadores en Colombia, Bolivia, Chile, México y Perú.

A finales de 2025, Protexa incorporó a Confipetrol al grupo. El propósito es combinar la capacidad de ingeniería, procura y construcción de Protexa con la fortaleza de Confipetrol en operación, mantenimiento, confiabilidad y gestión integral de activos. Así, el cliente cuenta con un solo socio desde el diseño conceptual hasta el desmantelamiento.

> **En Colombia ha participado en obras como los oleoductos Coveñas-Cartagena y Central de los Llanos.**



PROTEXA | Ingeniería, procura y construcción

- **Hidrocarburos:** infraestructura terrestre y marina, mantenimiento de plataformas, perforación y fluidos, y servicios complementarios.
- **Infraestructura eléctrica:** obras complejas como el centro de datos de Microsoft en Querétaro y plantas de BMW y General Motors.
- **Soluciones industriales:** recubrimientos anticorrosivos, impermeabilizantes y aislantes.

Valor agregado para su operación

1. Un solo interlocutor, todo el ciclo de vida.
2. Experiencia en tierra y en mar.
3. Tecnología para la confiabilidad.
4. Talento certificado y móvil.
5. Capacidad para operar donde es más exigente.
6. Gestión certificada.

CONFIPETROL | Operación y mantenimiento

- **Operación:** plantas de gas, campos petroleros y gasíferos, estaciones de crudo y compresoras, gasoductos y oleoductos, plantas de tratamiento e inyección de agua.
- **Mantenimiento y paradas de planta:** sistemas mecánicos, eléctricos y de instrumentación, con planeación y programación rigurosas.
- **Overhaul:** generadores, compresores, motores a gas, diésel y eléctricos, calderas y quemadores, y equipos de workover.
- **Confiabilidad y gestión de activos:** mantenimiento predictivo y basado en condición (CBM), e ingeniería de mantenimiento y confiabilidad.
- **Energía:** operación y mantenimiento de centrales térmicas, hidráulicas, eólicas y fotovoltaicas, subestaciones y sistemas de transmisión y distribución, además de precomisionamiento
- **Metrología:** laboratorio certificado de calibración de instrumentos.

Un caso que ya lo demuestra: Chuchupa

Tras la integración, el grupo logró la adjudicación de la operación y el mantenimiento de las plataformas de Chuchupa, en La Guajira.

Lo que viene

Protexa y Confipetrol ven oportunidades en estaciones, ductos, geotermia, transporte eléctrico y minería, y en la interconexión del gasoducto entre Colombia y Venezuela.

Si su empresa busca reducir paradas no planificadas, extender la vida útil de sus equipos o ejecutar un proyecto con un solo responsable, nuestro equipo está listo para acompañarla.

Protexa | Confipetrol: experiencia que conecta a Latinoamérica. ■

El Acuerdo de París y la economía de la transición



Por: **Ricardo Meléndez-Ortiz**
Caeruleum | Globe & Sustainability

Para muchos países de ingreso medio la transición energética plantea una paradoja incómoda. Su contribución a la acumulación global de gases de efecto invernadero es pequeña, y a la vez, las consecuencias económicas y sociales de descarbonizar son potencialmente considerables. Algunos cuentan, simultáneamente, con bosques, manglares, biodiversidad excepcional, potencial de energías renovables y reservas de petróleo, gas o carbón que generan seguridad energética, exportaciones, ingresos fiscales, desarrollo regional y empleo.

La política climática no enfrenta a los países a una simple disyuntiva entre descarbonización e inacción, sino a una reflexión vital: ¿cómo lograr que el valor generado durante el periodo restante de aprovechamiento de los recursos fósiles, sumado al valor internacional de sus activos naturales y de mitigación, financie la transición hacia una economía que ya no dependa de ellos?

El caso de Colombia es ilustrativo. Su contribución a las emisiones globales de gases de efecto invernadero ronda el 0,4%, mientras que sus bosques, biodiversidad y ecosistemas costeros tienen una relevancia climática que trasciende sus fronteras. Al mismo tiempo, las reservas probadas equivalen a 7,4 años de producción de petróleo y menos de seis años de gas natural. Esto no constituye un argumento a favor de una extracción indefinida, ni anuncia el fin inminente de los combustibles fósiles, define una ventana de transición para construir, con su valor, lo que vendrá después.

El punto no es que un país emisor pequeño esté exento de descarbonizarse, sino cómo distribuir los costos, oportunidades y secuencia de esa transformación.

Una transición justa no puede trasladar el costo de oportunidad de la descarbonización global a los países que contribuyeron poco a la acumulación de carbono. Dejar los recursos bajo tierra tiene un costo. También retirar prematuramente los activos productivos llevaría a la eventual desaparición de ingresos fiscales, de ingresos por exportaciones, a la pérdida de medios de vida, y a mayor vulnerabilidad energética.

Estas preocupaciones no son nuevas. En casi 40 años de construcción negociada del régimen climático, las negociaciones sobre los efectos de las políticas nacionales de la mitigación evolucionaron hacia el debate de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) sobre los impactos de las medidas de respuesta: el reconocimiento de que mitigar puede generar consecuencias económicas y sociales. Hoy esa labor identifica la diversificación y transformación económica, el empleo y la transición justa, entre

“Una transición justa no puede trasladar el costo de oportunidad de la descarbonización global a los países que contribuyeron poco a la acumulación de carbono. Dejar los recursos bajo tierra tiene un costo.

> **Renunciar al petróleo o al gas recuperables antes de contar con fuentes alternativas de ingresos fiscales, empleo y energía confiable puede imponer costos significativos al desarrollo.**

las principales estrategias para gestionar los impactos socioeconómicos de la acción climática y, a la vez, aprovechar las oportunidades que genera la transición hacia una economía baja en carbono.

Más allá de un mercado de carbono

El Artículo 6 del Acuerdo de París, además de regular los mercados de carbono, permite a los países cooperar voluntariamente en la implementación de sus contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC), incluso mediante resultados de mitigación transferidos internacionalmente.

Esta posibilidad resulta especialmente importante para economías que poseen activos ambientales cuyo valor global supera ampliamente el valor que pueden monetizar localmente. Un bosque tropical en pie almacena carbono, regula el agua, sostiene la biodiversidad y los medios de vida y contribuye a la estabilidad climática. Los manglares secuestran carbono al tiempo que protegen las costas, sostienen pesquerías y reducen la vulnerabilidad frente a eventos extremos. Sin embargo, los mercados suelen capturar apenas una fracción de estos beneficios. En cambio, talar un bosque, transformar el uso del suelo o extraer un recurso natural puede generar ingresos inmediatos y fácilmente cuantificables

Allí reside una de las principales asimetrías económicas de la transición climática: lo que genera beneficios ambientales globales produce con frecuencia insuficientes retornos financieros locales, mientras lo que genera costos ambientales globales puede ofrecer importantes beneficios económicos internos e inmediatos.

El Artículo 6 no puede corregir por sí solo esta asimetría y tampoco deberían reducirse los bosques, los manglares o la biodiversidad exclusivamente a toneladas de carbono. Su valor ecológico, económico y social es mayor. Pero la cooperación internacional en materia de carbono puede monetizar un componente importante de ese valor y, si se diseña cuidadosamente, contribuir a que la conservación, la restauración y las inversiones bajas en carbono compitan económicamente con usos alternativos.

Transitar sin destruir valor para el desarrollo

El compromiso de transitar hacia economías menos dependientes de los combustibles fósiles no implica que todos los países productores deban seguir la misma trayectoria ni asuman costos de ajuste equivalentes. Renunciar al petróleo o al gas recuperables antes de contar con fuentes alternativas de ingresos fiscales, empleo y energía confiable puede imponer costos significativos al desarrollo. Sustituirlos con importaciones no elimina la demanda de energía fósil; cambia el lugar donde se produce y quién captura su valor económico.

La decisión de política no debería plantearse como extraer o transitar: ni la exploración ni la producción son incompatibles con la transición. La pregunta es si el valor económico restante de los recursos fósiles puede administrarse dentro de una trayectoria creíble de reducción de emisiones para eliminar la dependencia de ellos.

Esto supone una licencia diferente, no ilimitada ni incondicional: la exploración y la producción durante la transición deberían fortalecer la seguridad energética, operar bajo estándares progresivamente más rigurosos para el metano y otras emisiones y, sobre todo, generar recursos para construir la economía que las sucederá.

El propósito de mantener un sector de hidrocarburos viable durante la transición no es aplazar la descarbonización, sino evitar destruir valor antes de que existan las estructuras productivas capaces de sustituirlo. Ese periodo es un activo cuyo valor remanente puede financiar la economía que lo reemplace.

De vender carbono a financiar la transformación

Aquí una lectura estratégica del Artículo 6 es particularmente útil. Una economía en desarrollo rica en naturaleza no debería comenzar preguntándose cuántos créditos de carbono puede vender, sino qué transformación quiere alcanzar.

¿Qué bosques sufren mayor presión? ¿Dónde pueden restaurarse manglares? ¿Qué inversiones permitirían acelerar las energías renovables, la electrificación, la reducción de emisiones de metano, la agricultura sostenible o la modernización industrial? ¿Qué regiones y trabajadores están más expuestos? Y, de manera crucial, ¿qué resultados de mitigación debería conservar el país para su NDC y cuáles transferir?

Solo entonces debería entrar el Artículo 6 en la ecuación.

Esto sugiere dos fuentes complementarias de capital para la transición. El valor decreciente, pero aún significativo, de los recursos fósiles, que puede financiar la diversificación, y el creciente valor internacional de la mitigación y los activos naturales, que puede ayudar a sentar las bases del futuro.

Así, la cooperación internacional en carbono es una fase de una estrategia de inversión más amplia. La mitigación de alta integridad atrae recursos que financian actividades capaces de sustituir ingresos y empleos fósiles, y la política pública puede asegurar que parte del valor permanezca en los territorios.

Esto exige más que una cartera de créditos de carbono, medición creíble, integridad ambiental, salvaguardias contra la doble contabilización, claridad sobre los derechos de suelo y los recursos, distribución equitativa de beneficios e instituciones capaces de decidir cuándo la transferencia de un resultado de mitigación responde al interés de largo plazo del país. Sobre todo, tratar al carbono como instrumento de transformación, no como objetivo en sí mismo.

También retirar prematuramente los activos productivos. Llevaría a la eventual desaparición de ingresos fiscales, de ingresos por exportaciones, a la pérdida de medios de vida, y a mayor vulnerabilidad energética.

Compartir la economía de la transición

Inherente a este argumento existe una cuestión de equidad. La atmósfera es global, pero los costos de protegerla son locales. Si el mundo valora preservar bosques o mantener carbono bajo tierra, la cooperación debe traducir ese valor global en alternativas nacionales viables. De lo contrario, países de poca contribución renunciarían a activos tangibles por beneficios globales.

NO es una renuncia a la responsabilidad de descarbonizarse, sino una forma de ejercerla de manera compatible con el desarrollo.

El Artículo 6 ofrece una vía, no la única: su promesa reside menos en crear una mercancía llamada carbono que en facilitar la cooperación en torno a la economía del cambio estructural.

El desafío no es sustituir activos fósiles por verdes, sino usar el valor decreciente de los primeros y el creciente de los segundos para financiar la transformación productiva.

El éxito del Artículo 6 no debería medirse en créditos generados o toneladas transferidas, sino en esta pregunta: ¿qué transformación económica duradera puede generar cada tonelada de mitigación financiada internacionalmente? ■

Fuentes:

- *Marcu, Andrei y Wijnand Stoefs. "The Role of Response Measures in Ensuring the Sustainable Transition to a Low-GHG Economy". International Centre for Trade and Sustainable Development ICTSD, Climate and Energy Policy Brief, 2017.*
- *Mehling, Michael A. "Operationalizing Article 6 of the Paris Agreement." En Routledge Handbook of Climate Law and Governance, editado por Marie-Claire Cordonier Segger y Christina Voigt. Routledge, 2024.*
- *Di Leva, Charles E. y Scott Vaughan. "Paris Article 6 and Converging Carbon and Nature Markets" en IISD SDG Knowledge Hub, 12 de marzo de 2025.*





Del estigma a la solución: cómo la buena gestión reduce la huella ambiental del sector hidrocarburos

Por: **Paola Celis**
Vicepresidenta de Sostenibilidad de la ACP

La industria de los hidrocarburos suele asociarse con una elevada huella ambiental. Sin desconocer los impactos de su operación a nivel ambiental, una lectura comparativa de los datos nos revela una realidad diferente: el sector ha desarrollado capacidades rigurosas para gestionar los impactos de sus actividades y, en varios indicadores, su participación es cada vez más positiva frente a otros sectores productivos. La evidencia nos permite superar percepciones generalizadas y valorar su desempeño ambiental en su justa dimensión.

Para respaldar esta afirmación, este artículo analiza tres ejes de indicadores de la gestión ambiental del sector: la captación, el reúso y el manejo del recurso hídrico; la generación y el tratamiento de residuos sólidos; y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

En materia de captación directa de agua dulce, esta industria ocupa un peso marginal frente a otros sectores. Según el Estudio Nacional del Agua 2022 del IDEAM, la agricultura concentra entre el 50% y el 55% de la demanda hídrica nacional, mientras que la actividad de hidrocarburos representa menos del 1%. El dato no exime al sector de seguir optimizando el uso del recurso, pero ayuda a dimensionar la presión de la operación de esta industria sobre las fuentes hídricas.

La gestión hídrica del sector también busca disminuir los vertimientos sobre fuentes superficiales y aprovechar el agua de las operaciones, con técnicas como la recirculación, el reúso y el reciclaje de las aguas. En 2024 se generaron 15 m³ de vertimientos industriales por cada 1.000 pies perforados, 2 m³ menos que en 2023 y 34 m³ menos que en 2014. A su vez, mediante prácticas de recirculación y reúso se aprovecharon 18.514 m³ en 2023 y 15.606 m³ en 2024.

Por otro lado, el mayor volumen de agua que maneja la industria no corresponde a la captada de fuentes superficiales, sino al agua de producción, que está presente naturalmente en los yacimientos y sale con los hidrocarburos. En 2024 se generaron cerca de 18 barriles de esta agua por cada barril de petróleo, frente a 12,4 barriles por cada barril de petróleo en 2014. Por ello, el principal reto del sector consiste en tratarla, reinyectarla o aprovecharla de forma segura, convirtiendo un recurso propio de la operación en una alternativa que reduce la necesidad de captar más agua de ríos, quebradas y fuentes superficiales utilizadas por los ecosistemas y las comunidades.

En 2024, aproximadamente el 79% del agua de producción fue reinyectada al subsuelo: 57% para su dispo-

> **“El mayor volumen de agua que maneja la industria no corresponde a la captada de fuentes superficiales, sino al agua de producción, que está presente naturalmente en los yacimientos y sale con los hidrocarburos.**

La gestión hídrica del sector también busca disminuir los vertimientos sobre fuentes superficiales y aprovechar el agua de las operaciones, con técnicas como la recirculación, el reúso y el reciclaje de las aguas.

sición final y 22% para apoyar la extracción de hidrocarburos; el 21% restante se integró al sistema de tratamiento y disposición final general de los campos.

Estas prácticas han reducido la necesidad de captar agua nueva para el uso dentro de la operación y disminuyen el volumen que debe ser vertido o dispuesto como sobrante de la misma; estos procedimientos de eficiencia y economía circular se hacen, además, con base en la regulación vigente (Resolución 1256 de 2021).

La gestión de residuos sólidos ofrece un segundo ángulo de análisis. Su cantidad y composición cambian según la intensidad de las operaciones, el número de pozos, las labores de mantenimiento y las características de cada campo. Entender cómo se ubica la industria frente al panorama nacional permite poner estas cifras en proporción.

Los residuos sólidos ordinarios generados por este sector representan menos del 2% de los residuos sólidos municipales reportados por



la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (2022). Si bien su manejo sigue siendo una prioridad y exige esfuerzos permanentes de prevención, aprovechamiento y disposición adecuada, este dato muestra que su participación es reducida frente al volumen generado en el país, proveniente principalmente de los centros urbanos y de otras actividades económicas.

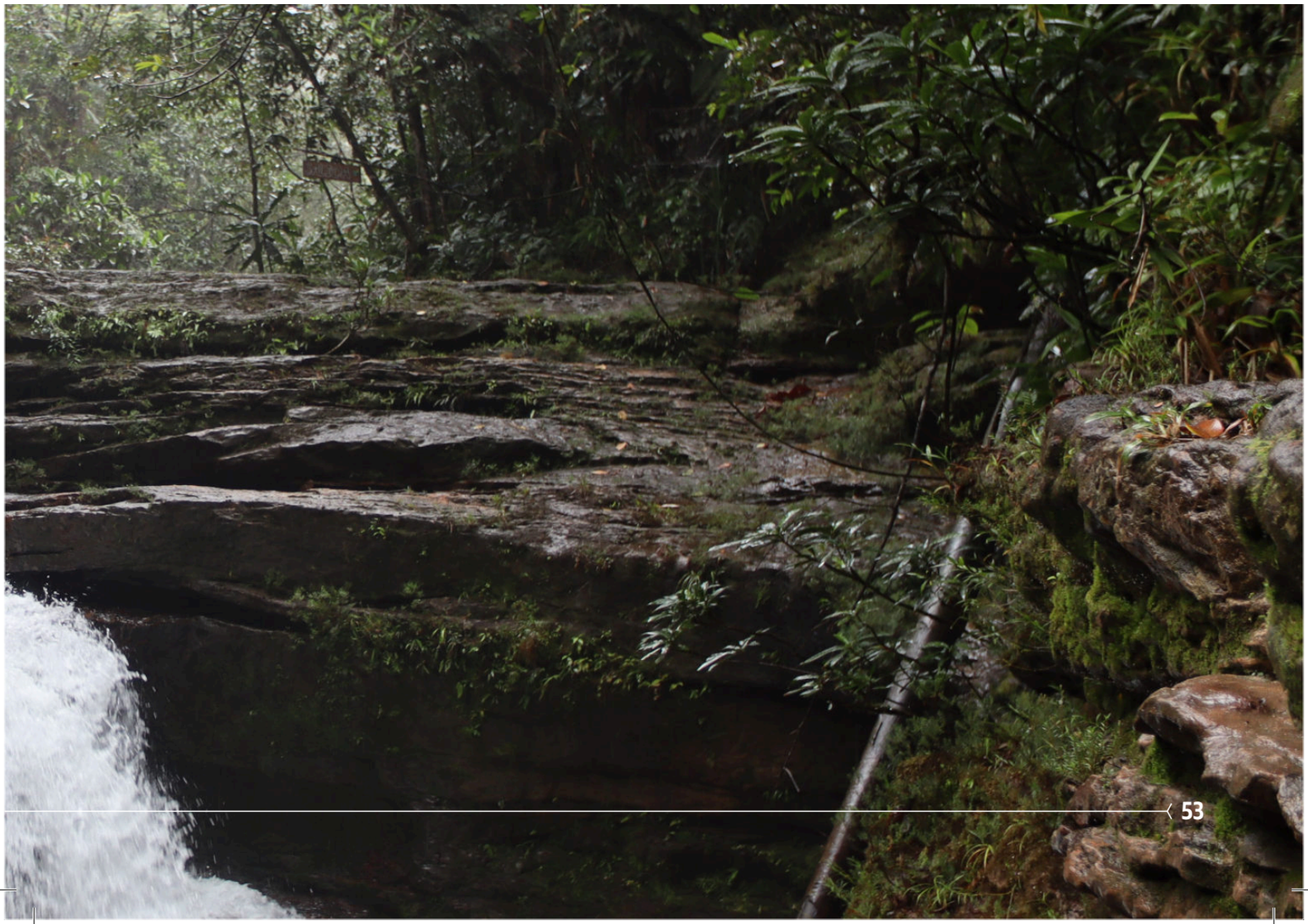
En materia de residuos sólidos peligrosos, las actividades de exploración y producción (E&P) aportaron el 22% del total generado en el país en 2024, una reducción significativa frente al 47% registrado en 2014. Este flujo incluye borras, lodos aceitosos, materiales impregnados con hidrocarburos, cortes de perforación, baterías y pilas. Pero la cifra no basta: lo clave es el tratamiento. El 87% de los tratamientos son de biorremediación, que usa microorganismos para degradar los contaminantes, y se complementan con procesos fisicoquímicos para una disposición segura.

El balance ambiental se cierra con las emisiones atmosféricas, un indicador clave para medir la contribución de la industria al cambio climático y definir dónde deben concentrarse los esfuerzos. En el sector, estas emisiones provienen principalmente del consumo de combustibles en equipos y motores, la generación de energía, los procesos térmicos, el venteo y las fugas.

Según el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero del IDEAM, las actividades asociadas a los hidrocarburos, que incluyen exploración, producción y refinación, aportan entre el 5% y el 7% de las emisiones del país. Al considerar solo el segmento de exploración y producción, las emisiones directas equivalieron al 3% del total nacional de referencia en 2023 y 2024. La agricultura y otras actividades ligadas al uso del suelo, en cambio, concentran más del 55%.

Las cifras reconocen los retos ambientales de la industria, así como sus avances; no son posturas opuestas. Los datos exigen ambas. Y exigen algo más: dimensionar y asignar responsabilidades según el peso de cada sector y tomar decisiones con evidencia, no con prejuicios. Así, el país ganará más, obtendrá mayores beneficios. ■

1. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2023). Estudio Nacional del Agua 2022 (ENA 2022). IDEAM. https://www.ideam.gov.co/sala-de-prensa/informes/publicacion-jue-23032023-1200.
2. Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), Informe De Desempeño Ambiental Del Sector Hidrocarburos Años 2023 y 2024 (Bogotá, D.C. ACP, 2025), p.35.
3. Ibid., p.46.



Contenido patrocinado

FEPCO evoluciona con Vaca Muerta: ingeniería y tecnología para una nueva generación de operaciones

La empresa de ingeniería multilatina consolida su base operativa en Neuquén y desarrolla tecnología propia de automatización y control para operaciones en pozo más seguras, eficientes y trazables.

La evolución de Vaca Muerta está impulsando nuevas exigencias para la industria de petróleo y gas: mayor eficiencia operativa, capacidad de respuesta, control de los procesos y soluciones tecnológicas para operaciones cada vez más complejas. En este escenario, FEPCO, empresa de ingeniería multilatina especializada en soluciones para el sector energético, fortalece su presencia en Argentina y consolida su base operativa en Neuquén, en plena región de Vaca Muerta.

Con más de cuatro décadas de trayectoria, FEPCO integra ingeniería, tecnología y conocimiento de campo para acompañar las operaciones de completamiento de pozos y los retos del desarrollo no convencional. Su operación en Neuquén hace parte de una estrategia regional, para fortalecer capacidades en mercados clave y acercar soluciones especializadas a sus clientes. Desde allí, presta servicios de pre-frac, fractura hidráulica y post-frac en campo y en boca de pozo, con equipos especializados y talento técnico.

En Argentina, la compañía ha participado en operaciones de fractura hidráulica para Tecpetrol y en servicios de pre-frac y post-frac para YPF. Esa experiencia le ha permitido conocer a fondo las dinámicas de la cuenca neuquina y responder a sus estándares técnicos y operativos. Actualmente FEPCO se encuentra fabricando cabezales y armaduras para yacimientos no convencionales.

Tecnología que transforma la operación

La evolución de FEPCO en Vaca Muerta va más allá del crecimiento de su capacidad operativa. La compañía desarrolla tecnología propia para automatizar, controlar y proteger la integridad de las operaciones en pozo, con el fin de llevar la gestión de equipos críticos hacia modelos más seguros, eficientes y trazables.

Un ejemplo es *Quick-Frac,* sistema de automatización y control desarrollado por FEPCO para operaciones



FEPCO: Ingeniería multilatina que evoluciona con la industria, integra tecnología y desarrolla soluciones para el sector energético.

de *frac stack, pre-frac, post-frac* y *flowback* en pozos no convencionales. Esta plataforma permite operar y monitorear el servicio de forma remota, lo que reduce la exposición del personal en zonas de riesgo y da mayor control y automatización sobre equipos y operaciones críticas. Entre sus componentes se encuentran: un centro de comando remoto para el monitoreo multipozo desde una única estación de control; sistemas de sensorización y engrase a distancia; y herramientas para la identificación temprana de anomalías.

De esta manera, la tecnología contribuye a reducir tiempos no productivos, prevenir paradas no programadas y fortalecer la trazabilidad de las operaciones.

La seguridad operacional es otro de sus ejes. Los sistemas de interbloqueo y los sensores asociados a las válvulas previenen maniobras conflictivas, durante actividades como *wireline,* e incorporan barreras tecnológicas frente al error humano. Este desarrollo se relaciona directamente con la visión de **Pasión por la Vida,** al trasladar parte de las actividades de mayor exposición desde la zona de operación hacia entornos de control remoto, donde los procesos se monitorean de manera centralizada.

Del cabezal a la operación inteligente

La apuesta tecnológica de FEPCO también se refleja en el desarrollo de cabezales para las operaciones de Vaca Muerta, con tecnología de última generación y altos estándares internacionales. La compañía combina su experiencia en ingeniería y manufactura con procesos de automatización y control para ofrecer soluciones que respondan a las condiciones específicas de las operaciones no convencionales.

Esto plantea una nueva forma de entender el desempeño de los equipos: ya no se trata únicamente de fabricar o suministrar componentes, sino de integrar tecnología para mejorar cómo se operan, se monitorean y se gestionan durante todo el servicio.

En este camino, FEPCO avanza hacia una mayor integración de sus sistemas, con monitoreo en tiempo real, gestión digital de permisos, análisis de información y herramientas de prevención de riesgos. La incorporación progresiva de inteligencia artificial y analítica de datos abre la puerta a anticipar comportamientos, identificar condiciones y optimizar la toma de decisiones en campo, con operaciones más eficientes y menos expuestas.

Una ingeniería que trasciende fronteras

La experiencia que FEPCO construye en Vaca Muerta hace parte de una visión regional. Con presencia y capacidades en Colombia, Argentina, México y Venezuela, la compañía consolida una plataforma de conocimiento que le permite trasladar experiencias entre mercados, desarrollar soluciones especializadas y acompañar a sus clientes en diferentes escenarios operativos.

Esa perspectiva multilatina fortalece su capacidad de combinar ingeniería, manufactura, tecnología y servicio para una industria que exige cada vez más eficiencia, seguridad, control y disponibilidad.

Vaca Muerta es, en este sentido, mucho más que un nuevo mercado: es un escenario de evolución tecnológica en el que FEPCO pone a prueba y fortalece sus capacidades. Desde Neuquén, la compañía sigue ampliando su capacidad de respuesta y desarrollando soluciones que integran automatización, control, integridad y tecnología, con una visión orientada a transformar la operación y generar mayor valor para sus clientes. ■



De Vaca Muerta a Colombia: aprendizajes para convertir el potencial en YNC en crecimiento y desarrollo



José Feretti, Country Director de Tecpetrol en Colombia, *comparte la experiencia de la compañía en el desarrollo de Vaca Muerta y explica cómo la tecnología, la eficiencia operativa, la infraestructura, la inversión y el trabajo con las comunidades permitieron llevar los recursos no convencionales a producción a gran escala. Plantea también condiciones que considera fundamentales para que Colombia pueda desarrollar sus yacimientos no convencionales (YNC) de manera competitiva, sostenible y oportuna.*

ACP: Cuéntenos brevemente cuál ha sido la historia de Tecpetrol en el desarrollo de yacimientos no convencionales.

José Feretti: Tecpetrol es la empresa de energía del Grupo Techint y cuenta con una amplia trayectoria operativa en América Latina. En 2012 comenzó a desarrollar capacidades vinculadas con los recursos no convencionales en México, mediante la perforación de pozos horizontales y la realización de fracturas hidráulicas multietapa monitoreadas con microsísmica en una formación *tight*. El punto de inflexión llegó en 2017, con el inicio del desarrollo de Fortín de Piedra en Vaca Muerta. Este proyecto permitió validar el desarrollo masivo del *shale gas* en Argentina y demostrar que era posible llevarlo adelante de manera competitiva y a gran escala.

Actualmente, Fortín de Piedra produce 862 millones de pies cúbicos diarios de gas durante el invierno y abastece más del 15% de la demanda argentina. La experiencia y los aprendizajes obtenidos allí son hoy el punto de partida para el desarrollo de *shale oil* de Los Toldos II Este, que prevé alcanzar una producción de 70.000 barriles diarios para mediados de 2027.

ACP: ¿Qué tuvo que ocurrir para que Vaca Muerta pasara de ser un enorme potencial de recursos a convertirse en producción real, y qué ha representado ello para Argentina?

JF: Vaca Muerta no se desarrolló simplemente porque Argentina tenía el recurso. El desafío era convertir ese recurso extraordinario en barriles y pies cúbicos competitivos. Y para eso tuvieron que pasar varias cosas a la vez: tecnología para perforar y fracturar de manera eficiente y segura, aprendizaje para bajar costos y aumentar la productividad de los pozos, capital para llevar el desarrollo a escala, empresas y proveedores capaces de operar con estándares internacionales, y finalmente infraestructura para evacuar esa producción.

> **“Vaca Muerta no se desarrolló simplemente porque Argentina tenía el recurso. El desafío era convertir ese recurso extraordinario en barriles y pies cúbicos competitivos.**

ACP: ¿Qué decisiones permitieron que Fortín de Piedra alcanzara una producción significativa en apenas 18 meses?

JF: Fortín de Piedra alcanzó en tan solo 18 meses una producción de casi 500 millones de pies cúbicos diarios. La principal decisión fue gestionar con una lógica de fábrica, que tiene que ver con el ADN industrial del Grupo Techint, esto significó pensar la construcción de pozos como un proceso similar al de las industrias productivas, buscando que cada etapa fuera más eficiente, repetible y escalable.

Esa visión se tradujo en planificación integrada, estandarización, medición permanente y aprendizaje continuo. Al mismo tiempo, se ejecutaron en paralelo la perforación y terminación de pozos, la construcción de instalaciones y el desarrollo de la infraestructura necesaria para evacuar y procesar el gas.

La sinergia con Techint Ingeniería y Construcción permitió responder a los desafíos de ingeniería y ejecución del proyecto en tiempo récord, mientras que Tenaris ha aportado los tubos para todo el proceso productivo.

ACP: Mirando el camino recorrido, ¿qué tanto ha evolucionado la tecnología y cuánto ha cambiado la operación desde los primeros pozos hasta los desarrollos actuales?

JF: La evolución ha sido significativa. En Fortín de Piedra, el tiempo de perforación de un pozo pasó de 35 días en 2017 a entre 18 y 20 días en 2026. A su vez, las ramas horizontales pasaron de 1.500 a 3.500 metros, mientras que la terminación evolucionó de 3 a entre 8 y 12 etapas de fractura por día.

Esta mejora es el resultado de combinar estandarización, automatización, medición y aprendizaje. La innovación no se incorpora como un fin en sí mismo, sino para responder a necesidades concretas del negocio y generar impacto en producción, confiabilidad, eficiencia y calidad de las decisiones.

Un ejemplo es el Real Time Operation Center, el primero de su tipo en la región, ubicado en Buenos Aires. Desde allí, Tecpetrol monitorea y controla de forma remota la perforación y terminación de sus pozos en América Latina. Especialistas en geonavegación interpretan la información geológica en tiempo real para definir por dónde debe avanzar cada pozo, mientras que especialistas en perforación direccional ejecutan los ajustes necesarios para mantenerlo dentro de la zona de mayor productividad. Cada equipo de perforación cuenta con 196 sensores, se monitorean más de 400 variables y se analizan tres millones de datos por hora. La integración de datos de campo, ingeniería, automatización, modelos predictivos e inteligencia artificial permite detectar desvíos, ajustar parámetros y acelerar la curva de aprendizaje.

Hace unos meses también creamos NextGen Energy Operations (NEO), un área que tiene como objetivo diseñar junto con las áreas técnicas el modelo operativo futuro de la empresa, reuniendo equipos multidisciplinarios de operaciones, ingeniería, automatización y tecnología para abordar desafíos concretos, como optimizar la producción en tiempo real, anticipar necesidades de mantenimiento y mejorar la eficiencia de los equipos y de la planificación diaria. Su diferencial es que la innovación se construye desde la propia operación, a partir de sus necesidades y del conocimiento de quienes trabajan todos los días con nuestros activos. El objetivo no es incorporar tecnología por sí misma, sino desarrollar las capacidades necesarias para evolucionar nuestro modelo operativo y generar resultados específicos. En definitiva, buscamos pasar de llevar la innovación tecnológica a la operación, a llevar la operación hacia la innovación tecnológica.

ACP: En Colombia existen preocupaciones relacionadas con el uso y manejo del recurso hídrico, así como con la actividad sísmica, entre otros. Puntualmente sobre el agua, ¿cómo se garantiza su cuidado? Y sobre sismicidad, ¿cómo monitorean una operación de esta escala para garantizar que se mantenga dentro de los estándares establecidos?

JF: El agua asociada a la producción se trata y se dispone en pozos sumideros, ubicados en formaciones aisladas de los acuíferos y diseñados con distintas barreras de protección. Además, se realizan controles para verificar la integridad de las instalaciones y monitorear las aguas subterráneas.

En cuanto a la sismicidad, la industria cuenta con una red de monitoreo que permite registrar y analizar los eventos y distinguir la actividad natural de aquella que pudiera estar vinculada con la operación. Se hacen controles permanentes.

ACP: En materia social, ¿cuál ha sido la experiencia de relacionamiento con las comunidades en Vaca Muerta? ¿Qué prácticas consideran que han sido determinantes para construir confianza y desarrollar los proyectos?

JF: Nuestra experiencia en Vaca Muerta muestra que la confianza se construye con presencia, diálogo y vínculos de largo plazo. También es importante que el desarrollo de la actividad se traduzca en oportunidades concretas para las comunidades cercanas.



Planta de Procesamiento de Gas **/ *Fortín de Piedra***

La mayor parte de la mano de obra es local, aunque el crecimiento de la industria también atrajo a personas de otras partes del país en busca de empleos de calidad. Al mismo tiempo, la demanda de bienes y servicios generó nuevas oportunidades para empresas de distintas provincias. Esto planteó un desafío compartido: formar más técnicos y profesionales para acompañar el crecimiento de la actividad.

Por eso, uno de nuestros principales focos es la educación. En 2024, desarrollamos GenEra Neuquén, en alianza con el gobierno de la provincia de Neuquén, un programa que busca fortalecer la formación técnica de estudiantes y docentes de escuelas secundarias. En su tercer año llegó a 12 localidades y 19 escuelas técnicas, con más de 2.900 beneficiarios, 149.000 horas de capacitación y 30 visitas a yacimientos.

También ampliamos las Becas Roberto Rocca en Neuquén, que en 2026 pasaron de 157 a 190 becarios. A la ayuda económica se suma Tecpetrol *Inspiring Program,* que conecta a estudiantes universitarios con profesionales jóvenes de sus mismas carreras para acompañarlos durante la universidad.

Además, a través del programa Tecpetrol Conecta acercamos a jóvenes que participan de estas iniciativas a empresas de la cadena de valor de la Cuenca Neuquina. En la última edición participaron 10 empresas y 65 jóvenes. La idea es que la formación pueda abrir oportunidades reales y acompañar tanto el desarrollo de las personas como el crecimiento de la región.

ACP: Fortín de Piedra ha generado miles de empleos y ha involucrado a más de 1.000 empresas. ¿Cómo se construyó ese ecosistema productivo y qué papel tuvo la industria local?

JF: El ecosistema se construyó a partir de la visión industrial, siempre mira el largo plazo. El desarrollo de Vaca Muerta fue posible porque Argentina contaba con empresas, capacidades técnicas y conocimiento acumulado que pudieron adaptarse a las exigencias del no convencional y desarrollar un proyecto para el futuro.

Para la puesta en marcha de Fortín de Piedra participaron más de 1.000 empresas nacionales. Su contribución fue clave para responder a una operación que requería obras, equipos, materiales, transporte, logística y servicios desplegados en simultáneo.

ProPymes, el programa del Grupo Techint, acompaña a las empresas para fortalecer sus capacidades y mejorar su competitividad. A través de esta iniciativa, Tecpetrol brindó más de 140.000 horas de capacitación y 30.000 horas de consultoría. Actualmente, participan más de 270 proveedores de la compañía, 17 de ellos en Colombia. Vaca Muerta no es solo una fuente de energía y divisas: también es una oportunidad para fortalecer la industria nacional, generar empleo e impulsar la actividad económica en distintas regiones del país.

ACP: Más allá de la producción, ¿qué impacto ha tenido el desarrollo de Vaca Muerta sobre la economía argentina, particularmente en términos de inversión, generación de ingresos fiscales, regalías y reducción de importaciones?

JF: Vaca Muerta cambió la ecuación macroeconómica argentina. Durante dos décadas, el desacople entre el precio local y el internacional de la energía abarató el combustible puertas adentro, pero destruyó el incentivo a invertir: el país terminó importando la energía que podía producir y, al mismo tiempo, subsidiando esa importación. El shale revirtió esa lógica. La balanza comercial energética pasó de un déficit crónico a un superávit récord en 2025, y lo más relevante es que ese salto fue de volumen, no de precios: las cantidades exportadas crecieron con fuerza mientras los valores internacionales caían, lo que confirma que es un crecimiento estructural y no un efecto coyuntural. La tendencia se sostiene en 2026, con un ritmo de superávit que casi duplica al del año anterior.

En materia de inversión, el sector hidrocarburífero se convirtió en uno de los motores de capital más importantes del país, con la Cuenca Neuquina liderando ese proceso muy por encima de las cuencas maduras. Las proyecciones hacia 2030 hablan de un esfuerzo de inversión equivalente a más de una cuarta parte de toda la formación de capital fijo de la economía argentina, lo que da una idea de la magnitud del fenómeno. Ese capital no



queda en el yacimiento: se traduce en más pozos activos, más equipos de perforación y una cadena de proveedores y empleo que crece a la par de la actividad.

> **El shale revirtió esa lógica. La balanza comercial energética pasó de un déficit crónico a un superávit récord en 2025, y lo más relevante es que ese salto fue de volumen, no de precios.**

El impacto fiscal es igual de contundente. Las regalías provinciales y los derechos de exportación nacionales muestran una trayectoria de fuerte crecimiento hacia 2030, y ese proceso ya es tangible: en Neuquén, las regalías hoy representan más de la mitad de los ingresos totales de la provincia.

Hacia 2030, el escenario proyectado ubica a la energía como uno de los complejos exportadores más grandes del país, por encima del sojero, el cerealero y el automotriz combinados en su momento de mayor peso.

ACP: Finalmente, de acuerdo con su experiencia y volviendo a Colombia, ¿qué tres condiciones debería garantizar el país para desarrollar sus yacimientos no convencionales de manera competitiva, sostenible y oportuna?

JF: En primer lugar, es necesario establecer condiciones que perduren en el tiempo. Colombia desarrolló una regulación técnica que contemplaba los distintos aspectos necesarios para avanzar con los recursos no convencionales. Sin embargo, durante cerca de diez años esa regulación estuvo suspendida judicialmente, lo que impidió que el país diera los primeros pasos exploratorios necesarios para pasar luego a una etapa de desarrollo. En 2022 finalmente se ratificó que la regulación era suficiente para avanzar, pero posteriormente distintas decisiones políticas frenaron ese proceso. Hoy vuelve a abrirse una oportunidad. En ese sentido, la primera condición es contar con estabilidad jurídica.

Esto es igualmente importante en materia tributaria. La industria del shale requiere inversiones permanentes y periodos de recuperación extendidos, por lo que mantener condiciones fiscales previsibles a largo plazo es fundamental. También pueden ser útiles sistemas de incentivos que favorezcan las inversiones de gran escala. En Argentina, por ejemplo, el RIGI (Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones) implementado por el Ministerio de Economía de la Nación, brinda previsibilidad tributaria, aduanera y cambiaria para proyectos de largo plazo. Más allá del instrumento que adopte cada país, lo importante es generar condiciones que permitan sostener las inversiones en el tiempo.

Otro aspecto relevante es la licencia para operar. Empresas, comunidades, gobiernos nacionales, departamentales y municipales, junto con instituciones como la ANH, el Ministerio de Minas y Energía, la ANLA y las corporaciones autónomas regionales, debemos estar convencidos y alineados en que es posible replicar en Colombia la experiencia de otros países y hacerlo de manera responsable, con altos estándares de seguridad, ambientales y sociales.

Para eso es necesario mantener conversaciones abiertas, cumplir los acuerdos alcanzados y contar con mecanismos de diálogo y conciliación que permitan resolver las diferencias sin llegar a medidas que afecten la actividad, como los bloqueos. ■



Grado de Avance / ***Toldos II Este***

Huawei y la productividad del sector de hidrocarburos en Colombia

La experiencia internacional de Huawei muestra cómo una infraestructura que integra conectividad, datos e inteligencia artificial puede ayudar a las compañías colombianas a aprovechar mejor sus activos y convertir información operativa en resultados de negocio.

La productividad de una compañía petrolera se construye a partir de decisiones que ocurren mucho antes y mucho después de extraer un barril. Comienza cuando un equipo interpreta el subsuelo y decide dónde invertir; continúa cuando una facilidad mantiene sus equipos disponibles y se confirma cuando el producto llega al mercado de manera confiable. A lo largo de ese recorrido, disponer de información oportuna permite aprovechar mejor el capital, anticipar problemas y coordinar recursos. Allí se concentra la propuesta de Huawei para el sector de hidrocarburos: desarrollar, junto con las operadoras y sus socios, una base digital que acerque el conocimiento del negocio a las decisiones de cada jornada.

Para Colombia, esta capacidad tiene una relevancia particular. Según el Informe de Recursos y Reservas 2025 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, las reservas probadas de petróleo cerraron ese año en 2.020 millones de barriles, con una relación reservas sobre producción de 7,4 años. El país repuso 94 barriles por cada 100 producidos. Estos indicadores refuerzan la importancia de mejorar el aprovechamiento de los recursos y sostener la inversión exploratoria. La relación entre reservas y producción refleja las condiciones del periodo analizado; su evolución depende de nuevas incorporaciones y del comportamiento de la producción. En ese contexto, elevar la eficiencia de los activos existentes contribuye a fortalecer la competitividad y la seguridad energética. [1].

La oportunidad está en reducir las pérdidas de valor que se producen cuando la información queda fragmentada en silos entre áreas, los especialistas reciben señales demasiado tarde o las decisiones dependen de consolidaciones manuales de datos operativos. Una compañía puede tener sensores, históricos y aplicaciones avanzadas y, aun así, tardar demasiado en comprender por qué cambia el desempeño de un pozo. Cerrar esa brecha exige conectar la operación y relacionar sus datos con el conocimiento de quienes la administran. La experiencia de Huawei en proyectos del sector permite abordar esa evolución de manera integral, desde la infraestructura que transporta la información hasta las plataformas que facilitan su análisis y aprovechamiento.

Una base digital al servicio de la producción

El punto de partida es reconocer que las empresas tienen distintos niveles de madurez. Algunas necesitan ampliar la cobertura en campos y facilidades; otras cuentan con conectividad, pero mantienen información dispersa o capacidades insuficientes para procesarla. Huawei puede acompañar ambos escenarios con soluciones que integran redes de fibra óptica, microondas y comunicaciones inalámbricas privadas con almacenamiento, cómputo y nube. El valor de este conjunto está en que los datos de la operación lleguen a donde puedan procesarse y aprovecharse mediante inteligencia artificial para tomar decisiones oportunas. Por ello, Huawei



[1] Agencia Nacional de Hidrocarburos
Informe de Recursos y Reservas 2025. Comunicado del 23 de junio de 2026. Cifras con corte al 31 de diciembre de 2025. https://www.anh.gov.co/es/noticias/colombia-mantiene-estables-sus-reservas-de-petróleo-y-gas-y-fortalece-su-seguridad-energética/

aborda estas capacidades como una solución integral orientada al valor para el negocio.

Esta arquitectura cobra sentido cuando permite cambiar una forma de trabajar. Considérese una bomba cuyo consumo eléctrico empieza a aumentar mientras disminuye su caudal. Si las variables se revisan por separado, la desviación puede pasar inadvertida hasta afectar la producción. Al integrar mediciones, condiciones operativas e historial de mantenimiento, una aplicación especializada puede ayudar a reconocer el deterioro y orientar la revisión del equipo. Las capacidades de Huawei soportan la captura, transmisión y procesamiento de esa información; las aplicaciones y los especialistas convierten el análisis en una intervención. El resultado buscado es recuperar tiempo productivo y utilizar mejor los recursos de mantenimiento.

Esta misma base puede servir a varios procesos de la operación. Una red desplegada para conectar instrumentos también puede mejorar la coordinación de las cuadrillas y habilitar video para supervisar actividades críticas sobre los activos. El transporte y almacenamiento de información operacional facilitan el análisis histórico y la alimentación de modelos de inteligencia artificial. Así, las inversiones dejan de evaluarse únicamente por una aplicación aislada y pasan a formar parte de una solución orientada a mejorar la eficiencia operativa, reducir la huella de carbono, fortalecer la seguridad física y la seguridad y salud en el trabajo, y sostener la producción. Esta visión permite planificar las inversiones de manera controlada, vinculando su retorno con el crecimiento de la operación.

El procesamiento en campo complementa esa arquitectura. Para aportar más valor a la operación es necesario analizar tanto la información histórica como la generada en tiempo real y contextualizarla con datos de distintos procesos. Esto permite anticipar el comportamiento de los activos y orientar acciones que mejoren la producción. Huawei ofrece centros de datos embebidos, de tipo *plug and play,* que reducen la necesidad de obras de infraestructura extensas y permiten disponer de capacidad de cómputo en campo en plazos más cortos. Estas capacidades pueden combinarse con entornos de nube, según las necesidades de disponibilidad y gobierno de la información. La compañía puede así avanzar del monitoreo de una instalación a una visión coordinada de su operación, superando los silos de información y enfocándose en los indicadores relevantes del negocio.

“El retorno de la transformación digital se demuestra en barriles que dejan de perderse, activos que permanecen disponibles, y decisiones que protegen la utilidad.



Experiencia que conecta infraestructura y resultados

La colaboración de Huawei con compañías petroleras en el desarrollo de aplicaciones para instalaciones inteligentes muestra cómo acercar el conocimiento especializado al trabajo diario. Estas iniciativas contemplan asistencia remota para mantenimiento y diagnóstico, supervisión de actividades e inspecciones a distancia. Su propósito es resolver problemas con mayor oportunidad, reducir desplazamientos de especialistas y orientar mejor las intervenciones. Para una operadora colombiana, el valor de estas capacidades se expresa en menos tiempo de parada, menores costos de operación y una menor huella de carbono.

Las experiencias de campos inteligentes permiten dimensionar el valor de esta evolución. Uno de los programas integrales de transformación del campo reporta aproximadamente 18% menos consumo eléctrico, 30% menos costos de mantenimiento y 40% menos tiempo de inspección. Su relevancia reside en mejorar el desempeño de los activos mientras se contienen los gastos recurrentes. Consumir menos energía y mantener los equipos con mayor eficiencia fortalece el margen operativo; completar inspecciones en menos tiempo permite atender más necesidades con los recursos disponibles.

Para Colombia, estas experiencias refuerzan la importancia de evaluar el campo inteligente por su contribución económica. La asistencia remota puede acortar la espera de un diagnóstico; una inspección mejor orientada puede liberar horas de trabajo, y anticipar una intervención puede ayudar a preservar la continuidad productiva. Huawei aporta capacidades para habilitar estas formas de operar junto con la compañía y sus socios especializados.

Esta contribución también se extiende a la exploración. La revista Transform de Huawei, en su edición 23, presenta la colaboración con BGP, filial de CNPC, en torno a GeoEast, una plataforma de procesamiento e interpretación sísmica. En determinadas tareas de migración sísmica, la eficiencia de procesamiento fue entre dos y tres veces superior a la obtenida con el procesador anterior. Aunque corresponde a una carga tecnológica específica, el resultado muestra cómo una infraestructura adecuada puede agilizar el trabajo de los equipos de exploración.

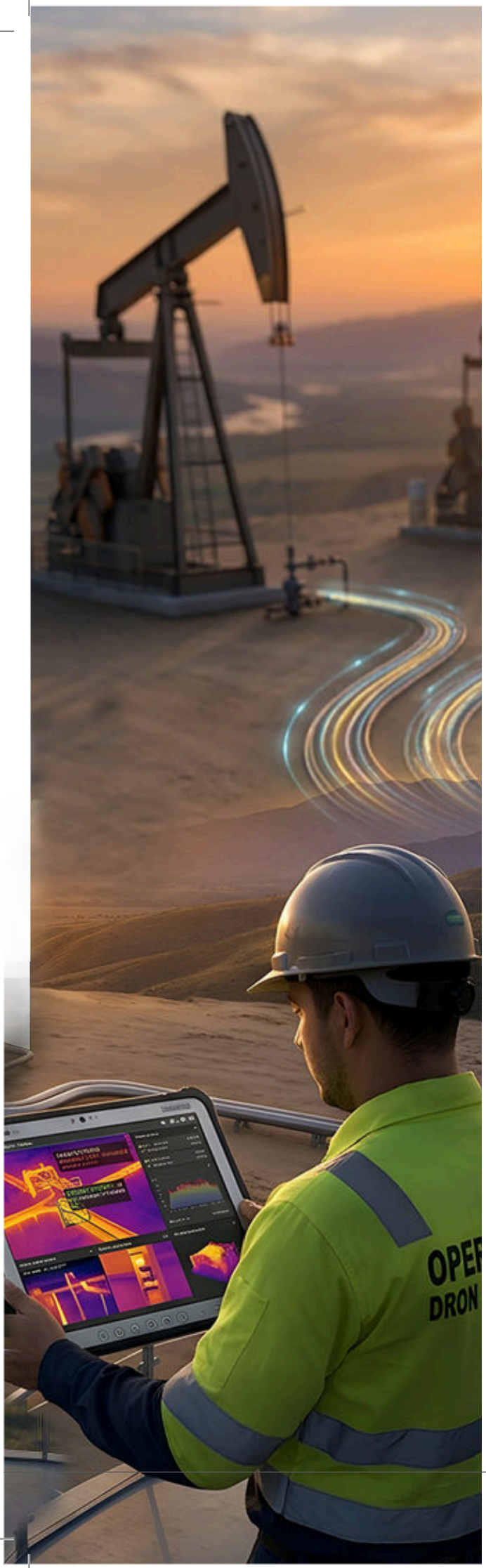
En Colombia, donde cada decisión de inversión exige evaluar cuidadosamente la incertidumbre del subsuelo, acelerar estos procesos ofrece a geólogos y geofísicos más oportunidades para comparar escenarios y revisar alternativas. Huawei aporta capacidades de cómputo y almacenamiento que soportan grandes volúmenes de información y herramientas especializadas del ecosistema. Su valor empresarial se expresa en los tiempos de estudio, la disponibilidad de recursos para los especialistas y la capacidad de procesar información que antes encontraba restricciones. La evaluación geológica conserva su papel decisivo; la tecnología amplía los medios con los que los equipos sustentan sus decisiones.

Convertir información en productividad medible

Llevar estas experiencias a Colombia puede comenzar con una pregunta concreta: ¿qué está limitando el desempeño de este activo y qué información permitiría intervenir mejor? En un campo, la respuesta puede estar en fallas recurrentes de equipos; en otro, en los tiempos de diagnóstico o en la coordinación de cuadrillas. Huawei puede trabajar con la operadora y sus socios para conectar los datos necesarios y habilitar las aplicaciones que ayuden a resolver ese problema. Este enfoque permite relacionar la inversión con la producción diferida, la disponibilidad y los costos, y evita que la evaluación se limite a contar dispositivos conectados o información almacenada.

La integración del conocimiento del yacimiento con las condiciones de superficie abre otra posibilidad. Una variación de producción puede relacionarse con el comportamiento del pozo, una restricción de procesamiento o una condición del sistema de levantamiento. Reunir esas perspectivas facilita que los especialistas identifiquen dónde actuar y coordinen una respuesta. La inteligencia artificial puede apoyar la búsqueda de patrones y la comparación de escenarios, mientras las plataformas digitales hacen accesibles los datos a las áreas involucradas. El beneficio depende de que el análisis llegue a una decisión operativa viable y de que su efecto pueda verificarse después de la intervención.





> **La propuesta de Huawei es conectar la información del subsuelo con la operación de superficie para convertir el conocimiento del negocio en productividad medible.**

La misma lógica se extiende al transporte, cuya continuidad es esencial para aprovechar la producción del campo. Conectar estaciones, ductos y terminales permite relacionar las condiciones del proceso con eventos que pueden afectar la evacuación del producto.

Una mayor visibilidad permite a la compañía priorizar inspecciones y coordinar mejor sus equipos de respuesta. El impacto debe reflejarse en el tiempo necesario para confirmar eventos, la continuidad del transporte y la reducción de intervenciones innecesarias. De esta manera, la protección de la infraestructura se vincula con el desempeño económico: una respuesta oportuna puede ayudar a limitar interrupciones y daños, mientras una mejor clasificación de las alertas evita movilizar recursos sin necesidad.

La seguridad de las personas también influye en la capacidad de sostener la producción. Las soluciones de conectividad y procesamiento pueden soportar analítica de video para apoyar la identificación de condiciones inseguras y facilitar la asistencia remota durante tareas de mantenimiento. El valor aparece cuando los supervisores reciben información útil, verifican la situación y aplican los controles correspondientes. En el caso de Changqing, la revista Transform reporta una exactitud del 94,1% en la detección de riesgos y falsas alarmas inferiores al 5% en escenarios específicos. Estas cifras describen el desempeño del sistema y ayudan a entender su alcance como apoyo a la gestión preventiva.

La eficiencia energética ofrece otra oportunidad para aprovechar la información de la operación. Al relacionar el consumo de bombeo o compresión con las condiciones de producción, la compañía puede identificar desviaciones y evaluar ajustes con sus especialistas. La infraestructura digital permite reunir y analizar esa información de manera consistente. Para la dirección, el interés está en conocer cuánta energía requiere producir o transportar una unidad y dónde existen oportunidades de mejora económicamente justificadas. Así, la productividad se vincula con el desempeño ambiental mediante indicadores verificables, considerando tanto la intensidad del consumo y las emisiones como sus valores absolutos.

Una evolución ajustada al negocio colombiano

Para capturar estos beneficios, cada iniciativa necesita una línea base y una forma de demostrar resultados. Si el objetivo es reducir la producción diferida por fallas de equipos, conviene acordar qué eventos se medirán, durante cuánto tiempo y bajo qué condiciones de comparación. La evaluación económica debe incluir los costos de integración, operación y mantenimiento, además de la inversión inicial. Huawei acompaña el diseño de una arquitectura escalable y trabaja con socios especializados para que la capacidad tecnológica responda al problema seleccionado. El avance se consolida cuando las mejoras demostradas justifican extender la solución a otros activos. ■



Estrategia 3x6: una ruta para recuperar la seguridad energética

Por: **Álvaro Martínez de Bourio**
Managing Director & Senior Partner de BCG

Hace cinco años, cuando Colombia se abastecía por completo con producción propia, era difícil imaginar un escenario como el de hoy, en el que el país compra afuera el 39% del gas que consume. Se ha convertido en importador neto de gas en un contexto en el que cerca del 20% del gas natural licuado del mundo ha salido del mercado como consecuencia del conflicto en el estrecho de Ormuz. Se trata, sin duda, de un panorama poco alentador.

Paradójicamente, mirando la cuestión con optimismo, se puede decir que Colombia sigue teniendo gas. Aunque las reservas probadas cayeron de 5,7 terapiés cúbicos en 2012 a 1,7 en 2025, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) estima que el país dispone de 10,5 terapiés cúbicos de recursos contingentes. Lo que ha faltado es la inversión para convertirlos en producción.

Ante este panorama, ¿qué se puede hacer para revertir esta situación y recuperar la seguridad energética? Boston Consulting Group (BCG) propone activar lo que ha llamado la **Estrategia 3x6:** tres palancas, con seis iniciativas concretas cada una. La primera palanca, incrementar moléculas, busca recuperar la producción propia. La segunda, asegurar electrones, prepara el sistema eléctrico para un clima cada vez más adverso y una demanda creciente. La tercera, flexibilizar la regulación, apunta a destrabar y asegurar las inversiones. Las tres se explican a continuación.

Incrementar moléculas

La primera tarea es continuar y expandir la importación de gas. No existe otro camino en el corto plazo. Las terminales de Puerto Bahía, La Guajira y Buenaventura, que entrarían en operación entre 2027 y 2028, más que duplicarían la capacidad de regasificación del país. Más adelante,

conviene explorar también la importación desde Venezuela.

Ese gas debe llegar al interior del país, y por eso es necesario reforzar el transporte desde la costa. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) contempla al menos 400 millones de pies cúbicos diarios de capacidad adicional de transporte entre la costa y el interior.

Al mismo tiempo, se debe desarrollar decididamente el onshore, que ofrece los resultados más rápidos. En petróleo, la producción no ha superado los 750.000 barriles diarios en lo corrido de 2026, y mejorar el factor de recobro de los campos maduros, hoy por debajo de referentes internacionales, es la forma más inmediata de acercarse a la meta del millón de barriles.

Acelerar el *offshore* es otra apuesta fundamental. Costa afuera hay 7,9 terapiés cúbicos descubiertos. Sirius, el mayor de esos hallazgos, entrará en producción hacia 2030 o 2031 y permitirá cubrir cerca del 45% de la demanda. Tres de cada cuatro de esos terapiés cúbicos dependen de trámites ambientales y sociales.

El mayor potencial, sin embargo, está en los no convencionales. En el Valle Medio del Magdalena y en Cesar-Ranchería se estiman 10 terapiés cúbicos de gas y entre 4.000 y 7.000 millones de barriles de crudo, cifras que podrían multiplicar por cuatro las reservas de gas y triplicar las de petróleo. Vaca Muerta y el Permian demuestran que es posible desarrollarlos con estándares ambientales rigurosos y beneficio real para las comunidades.

Ninguna de estas iniciativas avanzará sin la industria. Ecopetrol, que concentra la mayor parte de la producción, debe volver a enfocarse en la cadena de hidrocarburos y ganar eficiencia con la digitalización y la inteligencia artificial. Su nueva administración ya da los primeros pasos en esa línea. Los operadores privados y las empresas de servicios son igualmente necesarios: su inversión decidirá el ritmo de avance.

Asegurar electrones

La agencia climática de Estados Unidos estima en más de 90% la probabilidad de un fenómeno de El Niño muy fuerte en Colombia entre 2026 y 2027. Un fenómeno de esa intensidad puede multiplicar por cuatro la demanda de gas de las térmicas, imprescindibles para garantizar la generación eléctrica.

En este contexto, la segunda palanca reúne seis iniciativas: reforzar la planificación, poner en marcha programas de ahorro energético, impulsar la generación distribuida, explorar nuevas fuentes de menor escala, expandir las redes y aumentar el almacenamiento.

Estas medidas responden a una misma lógica. Primero, planificar para la demanda futura, impulsada por la movilidad eléctrica, los centros de datos y nuevas industrias. Mientras entra en operación nueva capacidad, el ahorro y la respuesta de la demanda son la forma más rápida de aliviar el sistema en momentos críticos.

Después, acercar parte de la generación al consumo y diversificar la oferta. La generación distribuida permite que hogares y empresas produzcan parte de su energía. Las pequeñas centrales hidroeléctricas, la geotermia y las renovables con baterías pueden complementar la oferta y dar flexibilidad al sistema.

Además, esa energía debe llegar a donde se necesita. Una línea de transmisión puede tardar entre cinco y quince años en entrar en operación, más del doble que muchos proyectos de generación. Las redes deben anticiparse al cuello de botella, y el almacenamiento debe permitir guardar energía cuando abunda, entregarla cuando se necesita y aportar respaldo en momentos de tensión.

Flexibilizar la regulación

La tercera palanca condiciona a las otras dos. Desde 2022, la inversión en la industria energética ha disminuido significativamente. Colombia está perdiendo oportunidades que otros países de la región están sabiendo aprovechar.

Para volver a la senda de la inversión, lo más urgente es fijar plazos máximos para licencias y consultas, abrir una vía rápida para proyectos estratégicos y permitir trámites en paralelo, sin perder rigor ni garantías para las comunidades. Alemania aplicó esa lógica tras el corte del gas ruso y construyó la terminal de Wilhelmshaven en solo 194 días.

También hacen falta vehículos para grandes inversiones. Argentina pasó de un déficit energético de 4.400 millones de dólares en 2022 a un superávit de 5.668 millones en 2024 y aprobó el Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI), con estabilidad jurídica e incentivos fiscales. Colombia necesita un instrumento equivalente que asegure la inversión y corrija la excesiva presión fiscal sobre la industria. En proyectos intensivos en capital, con alto riesgo geológico y larga maduración, no se trata de conceder privilegios, sino de ser competitivos.

> **Colombia necesita un instrumento equivalente que asegure la inversión y corrija la excesiva presión fiscal sobre la industria.**

Completan esta palanca el almacenamiento estratégico de gas, como el que Italia mantiene garantizado por ley, y una coordinación interinstitucional con ventanilla única, al estilo danés.

¿En qué orden ejecutar? En el corto plazo se necesita ampliar la regasificación, desarrollar el onshore, activar el ahorro energético y acelerar permisos; en el mediano plazo, desarrollar transporte, redes y almacenamiento y llevar a producción el *offshore* y los no convencionales.

Colombia dispone de los recursos; las primeras señales gubernamentales, como la Directiva Presidencial 03 frente a El Niño, apuntan en la dirección correcta. Es tiempo de que la industria se coloque en primera línea.

Cumplir la Estrategia 3x6 permitiría a Colombia volver a producir la energía que hoy importa y recuperar así su competitividad, porque recuperar la seguridad energética es recuperar la capacidad de decidir. ■

La IA no se instala: se gobierna

Por: **Camilo Andrés Triana y Sotomonte**
Gerente TI e Innovación, ACP

Hoy es difícil encontrar una empresa del sector que no use inteligencia artificial: asistentes en el correo y en las hojas de cálculo, pilotos de mantenimiento predictivo, agentes que responden consultas. Lo que todavía cuesta encontrar son resultados medibles. La razón rara vez es la tecnología. Una licencia se activa en una tarde; lo que la IA necesita para rendir (datos ordenados, procesos con dueño, seguridad desde el diseño y personas preparadas) toma años. El reto no es tecnológico: es organizacional.

El país se está ordenando

El CONPES 4144 de 2025 fijó la Política Nacional de Inteligencia Artificial, y en el Congreso avanza el Proyecto de Ley 025 de 2026 Cámara, que propone el primer marco legal integral para la IA. En sus análisis de impacto sectorial, petróleo y gas no aparece. No es una exención: el proyecto no regula sectores, regula sistemas.

Una ley que parece un manual de TI

Sus obligaciones para los sistemas de alto impacto describen, casi punto por punto, una buena gestión de TI:

- **Datos.** Gobernanza y calidad antes de conectar cualquier asistente. En la ACP, la política de gobierno de datos implementada con *Microsoft Purview* e *Intune* fue el paso previo para desplegar IA.
- **Del piloto al proceso.** Documentación, trazabilidad y monitoreo son lo que convierte un experimento en un sistema con responsable.
- **Seguridad y supervisión humana.** La IA dentro del entorno que la organización gobierna, con personas que puedan revisar y revertir sus decisiones, y transparencia cuando alguien conversa con un asistente.
- **Personas.** Planes de reconversión y formación. En la ACP, el despliegue de Copilot vino acompañado de formación para todos los colaboradores y más de 40 horas de capacitación.

Lo propio del sector

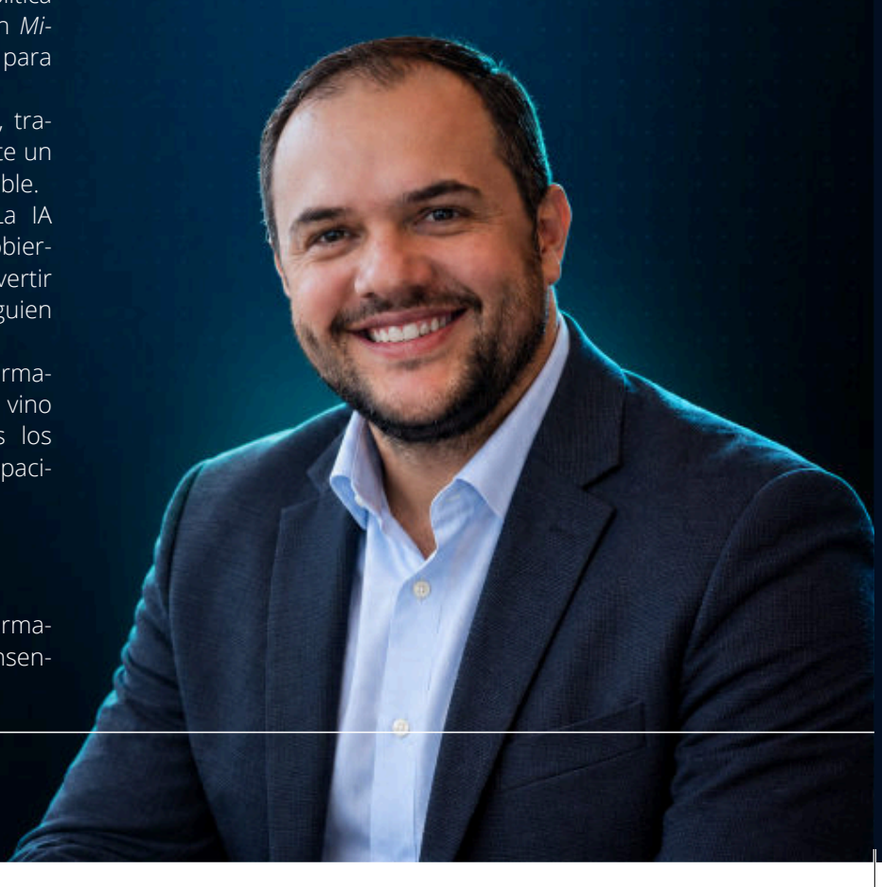
Operación crítica que exige trazabilidad, información de comunidades y territorios que requiere consentimiento especial, restricciones a la biometría remota en instalaciones y una fuerza laboral que vive al mismo tiempo la transición energética y la digital.

Qué hacer desde ya

1. Inventariar los casos de uso de IA, incluidos los que nadie aprobó.
2. Clasificarlos por impacto.
3. Ordenar los datos antes de conectar más IA.
4. Asignar a cada sistema un dueño y una supervisión humana.
5. Medir resultados, no licencias.

> **Durante años, el valor de un profesional estuvo en lo que sabía hacer. Hoy la IA hace mucho de eso en segundos. Lo que no puede hacer es entender el problema, ganarse la confianza de un equipo y responder por una decisión. Ahí está el nuevo valor: no en competir con la máquina, sino en hacer lo que ella no puede.**

La regulación llegará, con este proyecto o con otro. Las organizaciones que hoy ordenen sus datos, sus procesos y su gente ya la estarán cumpliendo, y estarán obteniendo de la inteligencia artificial lo que prometía. ■



El futuro energético del país depende del conocimiento geológico

Por: **Amat David Zuluaga Guerra**
Director general del Servicio Geológico Colombiano

Cuando se habla del futuro energético de Colombia, se empieza por discutir qué fuentes se necesitan y cuáles se debería dejar atrás, cuánto petróleo o gas requerirá el país o cuánto podrán crecer las renovables; incluso, qué nuevos recursos "están de moda" en el mundo. Claro que es una discusión necesaria, pero se analiza y se decide sobre todas las fuentes energéticas sin conocerlas lo suficiente; es decir, se planea bajo el desconocimiento.

Colombia tiene una geología compleja, diversa y todavía con enormes espacios de conocimiento por completar. Durante décadas se han acumulado datos provenientes de cartografía, sísmica, pozos, núcleos, registros, estudios geoquímicos y geofísicos, que, por cierto, reposan en el Banco de Información Petrolera que gestiona el Servicio Geológico Colombiano (SGC). Sin embargo, una parte importante de ese conocimiento sigue dispersa. Se entregaron cientos de formatos distintos que tienen diferentes niveles de resolución o que simplemente necesitan ser reinterpretados con nuevas preguntas y nuevos enfoques.

Un pozo que originalmente se perforó para buscar hidrocarburos hoy puede aportar datos para estudiar gradientes geotérmicos, potencial de generación de hidrógeno blanco, comportamiento de acuíferos profundos, almacenamiento geológico de CO_2 o incluso nuevas posibilidades energéticas. Una cuenca sedimentaria que durante años fue observada únicamente desde la perspectiva del petróleo y el gas puede contener información útil para entender otros recursos del subsuelo.

El conocimiento geológico no debería producirse únicamente cuando existe una coyuntura económica o un interés particular sobre determinado recurso. Conocer el subsuelo es una tarea de largo plazo y constante. Las decisiones y necesidades pueden cambiar con los gobiernos, los mercados, la tecnología o las fuentes de energía, pero la información del subsuelo continúa siendo la base para todos esos cambios.



Conocer el subsuelo es una tarea de largo plazo y constante. Las decisiones y necesidades pueden cambiar con los gobiernos, los mercados, la tecnología o las fuentes de energía, pero la información del subsuelo continúa siendo la base para todos esos cambios.

La exploración de hidrocarburos es un ejemplo claro. Colombia ha levantado durante décadas una enorme cantidad de información sobre sus cuencas sedimentarias proveniente de la actividad exploratoria desarrollada por empresas y por el Estado. Esos datos tienen un valor incalculable que supera el objetivo para el cual fueron obtenidos inicialmente, porque hoy, con todas las nuevas tecnologías, no son simplemente una información asociada a un recurso, sino la información acumulada del subsuelo colombiano.

El SGC tiene precisamente esa responsabilidad, generar conocimiento, preservarlo, ponerlo a disposición del país y, ahora en esta nueva era, integrarlo. No le corresponde decidir si un recurso debe o no ser aprovechado, eso se sale de su competencia, pues es una discusión que involucra muchas otras consideraciones: económicas, ambientales, sociales, regulatorias y territoriales. Lo que sí le corresponde, y es su obligación, es procurar que esas decisiones se tomen con información geológica suficiente, rigurosa y confiable.

Se debe tener claro que el desconocimiento de las cosas no debe significar para un país la prohibición, sino todo lo contrario: la oportunidad inequívoca de explorar, de conocer y de probar. Ese es uno de los pilares estratégicos del SGC, porque la seguridad energética no es solo la disponibilidad de petróleo, gas, electricidad u otras fuentes, sino también la garantía de que el conocimiento geológico está activo, aportando, reincorporando recursos y descubriendo los potenciales del país.

La necesidad de conocimiento se vuelve todavía más importante en medio de la transformación energética que vive el mundo. Durante años se instaló la idea de que una transición hacia nuevas fuentes de energía disminuiría la importancia del subsuelo, pero, irónicamente, ocurre todo lo contrario.

Las tecnologías renovables necesitan grandes cantidades de minerales; la geotermia depende completamente del conocimiento geológico, el almacenamiento de carbono exige identificar y caracterizar formaciones capaces de contener CO2 de manera segura, el hidrógeno natural, que hoy comienza a estudiarse con mayor interés en distintos países, plantea nuevas preguntas sobre procesos geológicos que hasta hace poco tenían una atención mucho menor. Incluso la electrificación, que a veces se presenta como una salida del mundo de los recursos naturales, requiere cobre, aluminio, litio, níquel, grafito, tierras raras y otros materiales cuya existencia comienza nuevamente en el subsuelo. Todo esto para decir que la transición energética no reduce la necesidad de la exploración de nuestros recursos naturales, sino que la aumenta.

Por eso, el reto del SGC no se limita a responder las preguntas que existen hoy, porque para tener la información que se necesita hoy se debió explorar hace 15 años, y para la que se necesitará en cinco o en 10 se debe empezar hoy.

La información geológica no se produce de un día para otro; las campañas de nueva cartografía y de geofísica, una perforación exploratoria o la caracterización de una cuenca requieren tiempo, equipos, recursos y conocimiento acumulado. En ese sentido, esperar hasta que el país necesite una información para comenzar a producirla casi siempre significa llegar tarde y eso va a cambiar. El trabajo del SGC debe consistir precisamente en anticiparse.

Lo anterior exige continuidad científica, porque el conocimiento geológico no debe depender de ciclos políticos ni de discusiones coyunturales. El subsuelo colombiano seguirá siendo el mismo incluso cuando cambien las prioridades energéticas. Lo que sí puede cambiar es la capacidad para entenderlo.

Desde la Dirección General del SGC se plantea que una de las discusiones que el país debe dar con mayor fuerza es en torno a la información geocientífica que se debe empezar a producir hoy para las decisiones que se tomarán mañana. Y no se trata de decirle al país qué recurso debe utilizar, ni tampoco de promover una tecnología sobre otra, se trata más bien de lo esencial y, sobre todo, estratégico de las geociencias, que es conocer.

Un ejemplo que ilustra la descoordinación entre la necesidad de información y la información existente es que, cuando el país pensaba en regular los yacimientos de hidrocarburos no convencionales hacia finales de la primera década de este siglo, y luego se publicó la resolución que los regula a mediados de la década pasada, e incluso cuando ya estaba el país legalmente listo para perforar horizontalmente y fracturar, no se tenían modelos hidrogeológicos ni líneas base claras de las cuencas a desarrollar.

Afortunadamente, hoy se ha logrado levantar mucha más información, mejorando los modelos e integrando datos con nuevas tecnologías, lo que permite estar mucho más preparados para lo que se viene para el país. Claramente, esta es una tarea de nunca acabar: la información geológica siempre crece, con más precisión y nuevas técnicas.

Cuando llegue el momento de decidir sobre petróleo, gas, minerales, geotermia, almacenamiento de carbono o cualquier otra posibilidad que pueda surgir en los próximos años, Colombia debería tener muy buena información sobre lo que existe debajo de sus pies, que reduzca la incertidumbre, que genere inversión y, lo más importante, que le permita ser soberana energéticamente. ■


Detrás de cada cifra, una decisión para el país.
Consulta los informes económicos, estudios y análisis de la ACP sobre la industria de hidrocarburos y su aporte a Colombia.
BI
ACP
INTELLIGENCE
O&G / ENERGY
Visita acp.com.co y síguenos en las redes sociales.
Accede a BI-ACP
La herramienta que impulsa la analítica y la transformación digital en la ACP.
Gerencia TI e Innovación, bajo el liderazgo de Camilo Andrés Triana y Sotomonte.

Edición 31

acp
Asociación Colombiana del Petróleo y Gas

HECHOS DE SOSTENIBILIDAD
Acciones que se ven

Energía para el país, oportunidades para sus regiones.

