

Por Narciso De la Hoz G.

ECOPETROL ANTE UN NUEVO CICLO: EL DESAFÍO DE VOLVER A CRECER

LA PETROLERA PRODUCE MÁS QUE HACE CUATRO AÑOS, PERO GANA MUCHO MENOS. EL NUEVO GOBIERNO ABRE UNA ETAPA MARCADA POR EL RETO DE RECUPERAR RENTABILIDAD, REPONER RESERVAS Y DEFINIR HASTA DÓNDE VOLVER A APOSTAR POR PETRÓLEO Y GAS.

Ecopetrol necesita volver a crecer. No necesariamente porque produzca menos: la compañía cerró 2025 con 745.300 barriles equivalentes diarios, cerca de 5% más que en 2022. Tampoco porque haya dejado de invertir: el año pasado destinó alrededor de US\$6.600 millones a su plan de inversiones. El problema está en otra parte. En cuatro años, su utilidad neta pasó de un récord de \$33,4 billones a \$9 billones, sus márgenes se redujeron, producir cada barril se hizo más costoso y la capacidad de reponer las reservas que consume sigue siendo uno de sus grandes interrogantes.

Ese es el Ecopetrol que recibe el Gobierno de Abelardo de la Espriella, que ha planteado devolverles al petróleo y al gas un lugar central en la política energética. El giro coincide con una profunda recomposición de la compañía: Ricardo Roa dejó la presidencia el 30 de julio, la junta directiva

comenzó a cambiar y Jorge Mario Velásquez, expresidente de Grupo Argos, fue anunciado como el primer nombre para integrar el máximo órgano de gobierno de la petrolera bajo la nueva administración.

Velásquez llega después de una larga trayectoria en el sector privado y de haber presidido uno de los mayores conglomerados empresariales del país. Su incorporación adquiere relevancia en momentos en que el mercado vuelve a poner el foco sobre el gobierno corporativo, la disciplina en la asignación de capital y la eficiencia de Ecopetrol, precisamente algunas de las áreas en las que analistas como Daniel Guardiola, de BTG Pactual, ven posibilidades de creación de valor bajo el nuevo ciclo político.

Pero cambiar los nombres será apenas el comienzo. El desafío consiste en conseguir que la empresa más grande de Colombia vuelva a crecer y crear valor: reponer reservas, recuperar

eficiencia, decidir cuánto capital destinar a exploración, acelerar el desarrollo del gas del Caribe y definir hasta dónde debe llegar una diversificación que durante los últimos años amplió el perímetro de Ecopetrol más allá de los hidrocarburos.

Las decisiones importan no solo para la compañía. Ecopetrol sigue siendo una fuente fundamental de impuestos, regalías, dividendos, exportaciones y divisas para Colombia. Y el relevo ocurre cuando el país enfrenta una caída de sus reservas de gas, una creciente dependencia de las importaciones y un debate sobre seguridad energética que el nuevo Gobierno deberá resolver.

EL AÑO QUE LO CAMBIÓ TODO

Para entender el tamaño del desafío hay que regresar a 2022.

En el último año completo de Felipe Bayón como presidente, Ecopetrol obtuvo los mejores resultados de su historia. Los ingresos llegaron a \$159,5 billones, el Ebitda a \$75,2 billones y la utilidad neta a \$33,4 billones. La compañía produjo 709.500 barriles equivalentes de petróleo por día.

Fue un resultado extraordinario, pero ocurrió bajo circunstancias igualmente extraordinarias. La invasión rusa de Ucrania disparó los precios internacionales de la energía y el Brent promedió cerca de US\$98 por barril, mientras la depreciación del peso amplificó los ingresos de la petrolera expresados en moneda local.

Por eso, comparar cualquier año posterior exclusivamente contra 2022 puede conducir a conclusiones equivocadas.

Lo que ocurrió después, sin embargo, muestra una tendencia clara. Los ingresos descendieron a \$143,1 billones en 2023, \$133,3 billones en 2024 y \$119,7 billones en 2025. La utilidad neta siguió un recorrido similar: \$19,1 billones, \$14,9 billones y finalmente \$9 billones.

En tres años, las ganancias se redujeron alrededor de 73% frente al récord de 2022.

Pero mientras las utilidades caían, la producción recorría el camino contrario. Pasó de 709.500 barriles equivalentes diarios en 2022 a 737.000 en 2023 y 745.800 en 2024, su mayor nivel en nueve años. En 2025 prácticamente se mantuvo, con 745.300 barriles diarios.

Ecopetrol terminó el gobierno Petro produciendo alrededor de 5% más que al comienzo, pero ganando mucho menos dinero.

La aparente contradicción tiene varias explicaciones. Una de las principales está fuera de las oficinas de la compañía.

El Brent pasó de cerca de US\$98 por barril en 2022 a US\$68 en 2025. Ecopetrol calculó que los factores externos explicaron cerca de 95% de la variación de sus resultados frente a 2024. Menores precios internacionales y la apreciación del peso redujeron los ingresos de una empresa que, pese a haberse diversificado, continúa dependiendo considerablemente del petróleo.

Casa de Bolsa calificó 2025 como “un año completo sin levantar cabeza”. En el cuarto trimestre, la utilidad cayó a \$1,5 billones, 60,8% menos que un año atrás, en medio de menores precios, revaluación del peso y una producción trimestral de 729.200 barriles equivalentes diarios.

Pero el petróleo barato no explica todo.

PRODUCIR CUESTA MÁS

Uno de los indicadores que tendrá que mirar la nueva administración es cuánto cuesta sacar cada barril.

BTG Pactual calcula que el *lifting cost* —el costo asociado a llevar un barril a superficie— promedió cerca de US\$8 por barril entre 2014 y 2022. En el primer trimestre de 2026 estaba en US\$12,2, aunque parte del aumento obedeció al efecto cambiario.



También aumentó la intensidad de las inversiones. El capex por barril producido llegó a aproximadamente US\$12,9 en 2025, frente a un promedio cercano a US\$10 entre 2019 y 2024. BTG estima que regresar a esa intensidad histórica podría dejar alrededor de US\$1.000 millones adicionales de flujo de caja libre después de intereses.

Es una distinción importante para el debate que viene: el problema de Ecopetrol no parece ser únicamente cuánto invierte, sino qué retorno obtiene de cada dólar invertido.

De hecho, la inversión no se desplomó durante estos cuatro años pese a la decisión del Gobierno de no adjudicar nuevos contratos de exploración. Pasó de US\$5.488 millones en 2022 a US\$6.288 millones en 2023. En 2024 fueron US\$6.119 millones incluyendo

operaciones inorgánicas y en 2025 alcanzaron alrededor de US\$6.600 millones bajo la misma consideración.

Lo que cambió fue parte del destino de esos recursos. Ecopetrol profundizó su transformación hacia un grupo de energía que ya había comenzado con la adquisición de ISA en 2021. En 2025, 63% de la inversión orgánica estuvo dirigida a hidrocarburos, 12% a energías para la transición y 25% a transmisión y vías.

Incluso dentro de la transición, los hidrocarburos siguen teniendo protagonismo. De los US\$750 millones destinados en 2025 a esa línea, US\$587 millones correspondieron al crecimiento de la cadena y el abastecimiento de gas.

La Ecopetrol que recibe el nuevo Gobierno, por tanto, está lejos de haber dejado de ser petrolera.

LA CUENTA DE LAS RESERVAS

El interrogante está en cuánto tiempo puede sostener esa producción.

Las reservas probadas del Grupo Ecopetrol cerraron 2022 en 2.011 millones de barriles equivalentes, con una vida media de 8,4 años. En 2023 cayeron a 1.883 millones y la reposición de reservas fue de apenas 48%. Para 2024 hubo una recuperación a 1.893 millones, con reposición de 104%.

En 2025 el indicador volvió a mejorar y la compañía reportó una reposición de 121%. Sin embargo, detrás de esa cifra hay un elemento que obliga a matizar su lectura.

Como resultado de un acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos para pagar en dinero las regalías de nueve campos, Ecopetrol adicionó 100,3 millones de barriles a sus reservas probadas. Casa de Bolsa calcula que, sin ese efecto, el índice de reposición habría sido de 80,4%. Es decir, habría incorporado menos reservas de las que produjo.

La discusión sobre la exploración adquiere entonces otra dimensión.

La decisión del gobierno Petro de no adjudicar nuevos contratos no significó que Ecopetrol dejara de explorar. La empresa continuó trabajando sobre contratos existentes, extendió períodos exploratorios en diez contratos y convenios durante 2025 y avanzó en áreas como Farallones y Piedemonte. También apoyó su producción en recobro mejorado, campos como Rubiales y Caño Sur, y en la operación del Permian estadounidense.

Eso permitió sostener y elevar la producción durante el cuatrienio. Pero la exploración tiene tiempos largos y el efecto de reducir hoy la búsqueda de nuevos recursos puede aparecer varios años después.

Las cifras nacionales empiezan a encender señales de alerta. Corficolombiana calcula que la producción colombiana de petróleo cayó 1,4% anual hasta abril de 2026, a 736.800



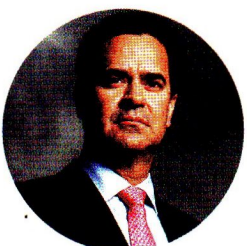
MARÍA NOHEMÍ ARBOLEDA
Ministra de Minas y Energía



JORGE MARIO VELÁSQUEZ
Miembro designado de la junta directiva de Ecopetrol



JUAN DAVID BALLÉN
Director de Análisis y Estrategia de Casa de Bolsa



FRANK PEARL
Presidente de la ACP



LUZ STELLA MURGAS
Presidenta de Naturgas

barriles diarios, y proyecta una contracción de 2,4% para todo el año. En gas, la producción disminuyó 15,3% durante los primeros cuatro meses.

Las reservas probadas nacionales de crudo cerraron 2025 en 2.020 millones de barriles y las de gas cayeron 16,8%, hasta 1.717 gigapies cúbicos. Colombia tiene reservas para aproximadamente 7,4 años de producción petrolera y 5,9 años de gas.

Para Naturgas, la tendencia es aún más preocupante: las reservas probadas de gas han disminuido 46% en cinco años.

EL GAS QUE ESTÁ DEBAJO DEL MAR

Paradójicamente, Colombia no parece enfrentar una ausencia de recursos.

Los recursos contingentes de gas superan los 10.000 Gpc, con una parte importante concentrada costa afuera en el Caribe. El desafío consiste en convertirlos primero en reservas y después en producción comercial.

Sirius es la mayor apuesta. Ecopetrol y Petrobras culminaron en 2025 la delimitación del descubrimiento y comercializaron hasta 249 millones de pies cúbicos diarios mediante 66 contratos con 17 agentes. La entrada en operación está prevista para 2030.

Hasta entonces, el país deberá resolver un problema más inmediato: necesita cada vez más gas importado mientras espera el gas que encontró en su propio territorio.

El fenómeno de El Niño aumenta la urgencia. Cuando disminuye la generación hidráulica, el gas se convierte en respaldo de las plantas térmicas y ayuda a preservar los embalses. Por eso la seguridad energética aparece como una de las prioridades que los gremios han planteado a María Nohemí Arboleda.

La nueva ministra conoce el sistema eléctrico desde dentro por su paso al frente de XM. Pero recibe proyectos retrasados, problemas de infraestructura, menor producción de gas y una

crisis financiera en el sector eléctrico que amenaza con absorber recursos y atención.

Solo el Fondo Empresarial de la Superintendencia de Servicios Públicos requeriría cerca de \$6 billones, según Andesco, mientras ANDEG calcula que las acreencias de Air-e con las empresas del sector ascienden a \$2,9 billones, de las cuales \$1,8 billones corresponden a generadoras térmicas.

Acolgen, Andesco, ANDEG, SER Colombia y la ACP, entre otros gremios, coinciden en una agenda que va más allá de resolver Air-e: recuperar estabilidad regulatoria, fortalecer las instituciones, agilizar proyectos y reconstruir la confianza necesaria para atraer capital privado.

Para Ecopetrol, esa discusión será determinante.

EL REGRESO DE LA EXPLORACIÓN

El cambio de política energética puede abrir oportunidades que el mercado comenzó a descontar incluso antes de las elecciones.

Credicorp Capital había identificado la acción de Ecopetrol como una especie de *proxy* del escenario político colombiano: un cambio de Gobierno podría reactivar contratos de exploración, mejorar las condiciones regulatorias y abrir nuevas rondas. También puso sobre la mesa un asunto que durante el gobierno Petro quedó prácticamente congelado: los yacimientos no convencionales.

BTG calcula, citando estimaciones internacionales, que solo la formación La Luna, en el Valle Medio del Magdalena, podría contener alrededor de 4.600 millones de barriles técnicamente recuperables y 18 TCF de gas. Son recursos que podrían modificar radicalmente la ecuación de reservas, aunque su desarrollo dependería de regulación, viabilidad ambiental, aceptación social y resultados técnicos.

No sería una solución inmediata. Entre adjudicar un área, explorarla,

comprobar la existencia de reservas y comenzar producción comercial pueden pasar años.

Por eso la nueva administración tendrá que actuar simultáneamente en varios frentes: sostener la producción de los campos actuales, desarrollar descubrimientos, ampliar la exploración y decidir qué papel tendrán los no convencionales.

También deberá decidir cuánto crecer fuera de Colombia.

BTG considera que una mayor exposición al Permian, adquisiciones selectivas en otras cuencas e incluso oportunidades futuras en Venezuela podrían ayudar a compensar la declinación de la base de reservas colombiana. La petrolera ya extendió su desarrollo con Occidental en Midland y ha buscado crecer en Brasil.

La pregunta será hasta dónde debe llegar esa internacionalización y cuánto capital puede comprometer.

LA DISPUTA POR CADA PESO

Porque Ecopetrol también tiene que financiar al Estado.

Ese papel fue particularmente visible durante el extraordinario 2022. Pero a medida que las utilidades disminuyen, aparece una tensión entre los recursos que la Nación espera recibir y los que la empresa necesita reinvertir.

Sobre las utilidades de 2025, la junta propuso un dividendo de \$110 por acción, equivalente a 50,1% de las ganancias. El Gobierno recibiría aproximadamente \$4 billones, por debajo de los \$5,1 billones previstos en el Marco Fiscal. Alcanzar esa cifra



habría requerido un *payout* cercano a 64%, superior al máximo contemplado por la política de dividendos.

Casa de Bolsa respaldó la decisión de mantener más recursos dentro de Ecopetrol.

No será la última vez que aparezca ese dilema. La compañía necesita financiar exploración, producción, Sirius, refinerías, ISA y nuevas energías mientras el Gobierno enfrenta sus propias restricciones fiscales.

A ello se suma el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles. Ecopetrol cerró 2025 con una cuenta por cobrar al FEPC de \$3 billones, el menor saldo desde 2020. Pero con el repunte del petróleo, la presión puede regresar: las estimaciones preliminares de la propia compañía sitúan el saldo entre \$7 y \$8 billones al cierre del segundo trimestre de 2026.

LA ÚLTIMA FOTOGRAFÍA DEL CICLO

Los resultados del segundo trimestre de 2026 confirmaron una fotografía peculiar. Ecopetrol reportó ingresos por \$40,2 billones, un EBITDA de \$17,7 billones y una utilidad neta de \$6,1 billones, la más alta desde el cuarto trimestre de 2022.

En el primer semestre acumuló ganancias por \$9 billones, prácticamente el mismo nivel alcanzado durante todo 2025.

El salto estuvo impulsado por un Brent promedio de US\$96,7 por barril y por márgenes récord en refinación. Pero el crecimiento financiero contrastó con una producción de 706.000 barriles equivalentes diarios, 6,6% menos que un año atrás, afectada por el menor aporte de Permian, la declinación de campos, bloqueos y eventos eléctricos en operaciones clave.

Es un resumen del momento que vive Ecopetrol: la rentabilidad puede recuperarse rápidamente, pero volver a crecer en producción es un desafío mucho más complejo.

ECOPETROL: CUATRO AÑOS EN CIFRAS

Indicador	2022	2023	2024	2025
Brent promedio (US\$/barril)	99	82,8	80	68
Producción (kbped)	709,5	737	745,8	745,3
Reservas probadas (MBPE)	2011	1883	1893	1944
Índice de reposición de reservas	104%	48%	104%	121%
Vida media de reservas (años)	8,4	7,6	7,6	7,8
Ingresos (COP billones)	159,5	143,1	133,3	119,7
EBITDA (COP billones)	75,2	60,7	54,1	46,7
Margen EBITDA	47.2%	42.4%	40.6%	39.0%
Utilidad neta (COP billones)	33,4	19,1	14,9	9
Inversiones (US\$ millones)	5488	6288	6119	6604

Fuente: Ecopetrol

BTG estima que cada incremento de US\$10 en el Brent puede sumar aproximadamente US\$1.200 millones al Ebitda anual de la compañía. Eso ayuda a entender tanto los récords de 2022 como el deterioro de 2025 y la posible recuperación de este año.

Pero ningún Gobierno controla el precio internacional del petróleo. Si puede influir sobre la regulación, los contratos exploratorios, los impuestos, el gobierno corporativo y las decisiones de inversión.

BTG identifica precisamente esas variables entre las principales posibilidades de creación de valor para el nuevo ciclo: fortalecer el gobierno corporativo, recuperar disciplina en la asignación de capital, mejorar eficiencia, racionalizar inversiones y optimizar el portafolio. Pero advierte que el cambio político, por sí solo, no garantiza una revalorización. Dependerá de la ejecución, la claridad regulatoria y la credibilidad de las nuevas decisiones.

Ese será uno de los principales retos de la nueva dirección de Ecopetrol.

De la Espriella no recibe una compañía en crisis operacional. Recibe una petrolera que produce más que

hace cuatro años y conserva activos estratégicos, desde sus campos colombianos hasta ISA, Permian y el gas del Caribe. Pero también una empresa que gana mucho menos que en el pico de 2022, enfrenta mayores costos, necesita reponer reservas y deberá decidir cómo repartir capital entre hidrocarburos y nuevos negocios.

Colombia enfrenta un problema más amplio. El gas escasea, aumenta la dependencia de las importaciones, el sistema eléctrico se prepara para un eventual fenómeno de El Niño y los inversionistas reclaman estabilidad después de años de incertidumbre.

Por eso, el próximo capítulo de Ecopetrol no consistirá simplemente en revertir las decisiones de los últimos cuatro años. El desafío será volver a crecer: encontrar y desarrollar las reservas que sostengan la producción de la próxima década, recuperar eficiencia, acelerar el gas, preservar la caja y definir qué lugar ocupará la transición energética en una empresa que seguirá dependiendo del petróleo durante muchos años.

El nuevo ciclo puede cambiar el rumbo. El petróleo seguirá poniendo buena parte de las reglas. **P**