

La producción local llegó a los 725.000 barriles en promedio día, que representa 5.000 bpd más a lo extraído en 2018. CEET

Producción y reservas sacaron la cara en tarea y utilidad de Ecopetrol

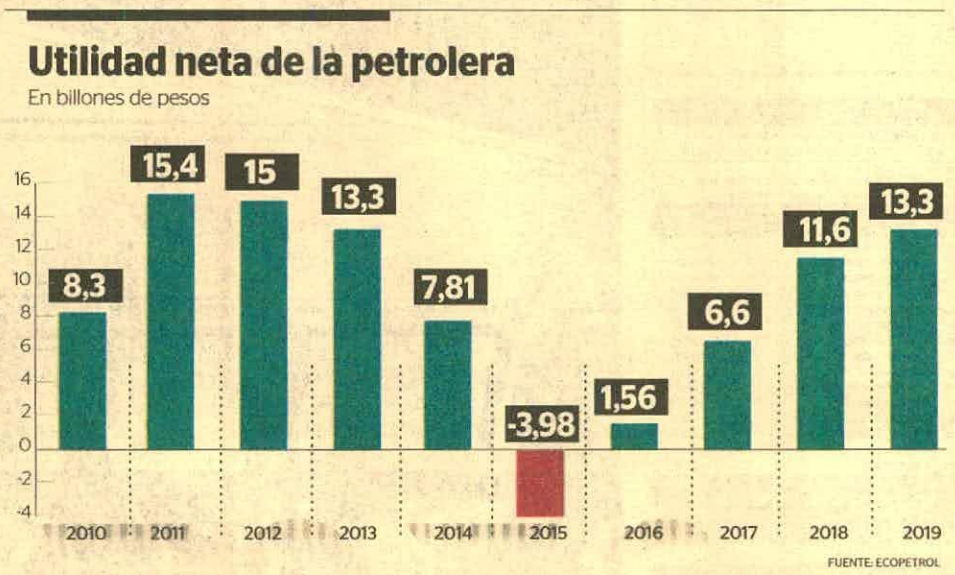
Las ganancias de la petrolera en 2019 alcanzaron los $13,3 billones, 14,6% superiores a las del 2018 y las más altas de los últimos 6 años.

LA PRODUCCIÓN de hidrocarburos en territorio nacional y las tareas de *fracking* en los EE. UU. fueron las dos operaciones que más contribuyeron a que las utilidades de Ecopetrol en el 2019 alcanzaran los $13,3 billones, un 14,6% por encima a las del 2018, y las más altas de los últimos 6 años.

Así queda demostrado en el informe que contiene los resultados financieros de la petrolera por su actividad hidrocarburífera el año pasado.

Mientras que el bombeo en la operación local llegó a los 725.000 barriles en promedio día (bpd), que representa 5.000 bpd más a lo extraído en el 2018, en EE. UU. el desarrollo de los no convencionales le ha permitido adicionar grandes volúmenes de crudo a su remanente.

"El incremento de la producción se apalancó en los buenos resultados de las campañas de perforación y mayor comercialización de gas. Así mismo obedece a los buenos resultados en los campos Akacias, Yarigui, Caño Sur, Rubiales, Chichimene, y a la mayor comercialización gasífera proveniente principalmente de los campos Cupiagua y Floreña y la entrada en operación de la Planta de GLP de Cupiagua que producirá entre 7.000 y 8.000 bpd", explicó Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol.



El líder empresarial agregó que el *joint venture* con Occidental Petroleum (Oxy) le permitió a su compañía la incorporación de reservas probadas por 164 millones bpe.

"En el 2019 incorporamos 408 millones bpe en reservas probadas. Así, nuestros remanentes alcanzaron 1.893 millones bpe, con un índice de reemplazo del 169% el más alto de los últimos nueve años, pese a un precio del petróleo inferior en 15% frente a 2018. Y la vida media de reservas totales aumentó de 7,2 a 7,8 años", precisó Bayón.

El programa de incremento de factor de recobro, también aportó su grano de arena al crecimiento de reservas y producción de Ecopetrol, y contribuyó con el 30% de la producción diaria total, que es equivalente a 219.000 bpd, y aportó 94.000 bpd de la incorporación de reservas probadas del año.

Este resultado se dio gracias a la ejecución de pilotos y proyectos de recobro, dentro de los cuales se destaca la inyección de agua en los campos Yarigui, La Cira Infantas y Chichimene.

Otras de las variables a tener en cuenta y que también contribuyó al crecimiento de la utilidad fue el posicionamiento comercial en mercados donde alcanzaron un diferencial récord en el cuarto trimestre de menos US$4,7 por barril.

"Esto fue posible gracias a una mejor tasa de cambio promedio, a los ahorros obtenidos en gastos financieros por pagos anticipados de deuda y a la menor tasa nominal de tributación. Todo esto permitió compensar el menor precio Brent promedio, el cual pasó de US$72 por barril en 2018, a US$64 por barril en 2019, evidenciando nuestra capacidad de adaptación ante los cambios en las condiciones de entorno, reflejado en un menor *break even* de utilidad de US$29,9 por barril", indicó el Presidente de Ecopetrol.

El negocio de las refinerías también hizo su aporte a la utilidad de Ecopetrol al lograr un nuevo máximo histórico de carga promedio de 374.000 bpd en los complejos de Barrancabermeja y Cartagena.

Según el informe financiero de la petrolera, el margen bruto de refinación en conjunto se ubicó en US$10 por barril, impactado principalmente por el menor precio de los productos y el fortalecimiento de los crudos medios y pesados, en línea con el comportamiento del mercado internacional.

"En 2019 el segmento de refinación mantuvo una operación estable y un buen desempeño operacional gracias a la continuidad en la optimización de la dieta de crudo en ambas refinerías y a la gestión integral de activos", dijo el directivo de Ecopetrol.

Mientras la carga en la refinería de Cartagena el año pasado fue de 155.000 bpd, la de Barrancabermeja registró 221.800 bpd.

El segmento de transporte sigue marcando una buena diferencia en la operación de la petrolera colombiana, e incrementó el volumen de crudos canalizados en un 4% frente al 2018, registrando un Ebitda de $10 billones lo que representa un incremento de 15% frente al año anterior.

> **"Transporte sigue marcando una buena diferencia en la operación de la petrolera, e incrementó el volumen de crudos canalizados en un 4%".**

De acuerdo al informe financiero de la petrolera, los volúmenes transportados de crudo crecieron frente a 2018 como resultado del incremento de la producción país principalmente de terceros, la materialización de la estrategia comercial y operativa en el descargadero de Monterrey, la captura de volúmenes antes transportados por carrotanques, el inicio del transporte de crudo del campo Acordionero, y el incremento en la demanda por parte de la refinería de Barrancabermeja de la producción de petróleo desde el campo Castilla.

Como parte de la estrategia de Ecopetrol, su administración sigue al pie de la letra su plan de eficiencias operativas y financieras. Así, en su ejercicio del año pasado alcanzaron eficiencias acumuladas por $3,3 billones lo que representa un incremento del 22% respecto al año 2018, excediendo la meta prevista en el plan 2019-2021.

Además de la utilidad neta de $13,3 billones por su tarea en el 2019, Ecopetrol registró un Ebitda de $3,1 billones y un margen de 44%.

"Este gran desempeño permitió, la distribución de dividendos más alta en la historia de la compañía ($314 por acción), así como inversiones enfocadas en crecimiento rentable orgánicas (80%) e inorgánicas (20%) por US$4.400 millones, sin comprometer nuestra calidad crediticia, la cual mantiene un indicador de Deuda Bruta/Ebitda de 1,2 veces", explicó Bayón.

En la campaña exploratoria, la petrolera y sus socios completaron la perforación de 20 pozos, superando así la meta de 12 para el 2019 con una tasa de éxito geológico del 40% al obtener ocho exitosos.