

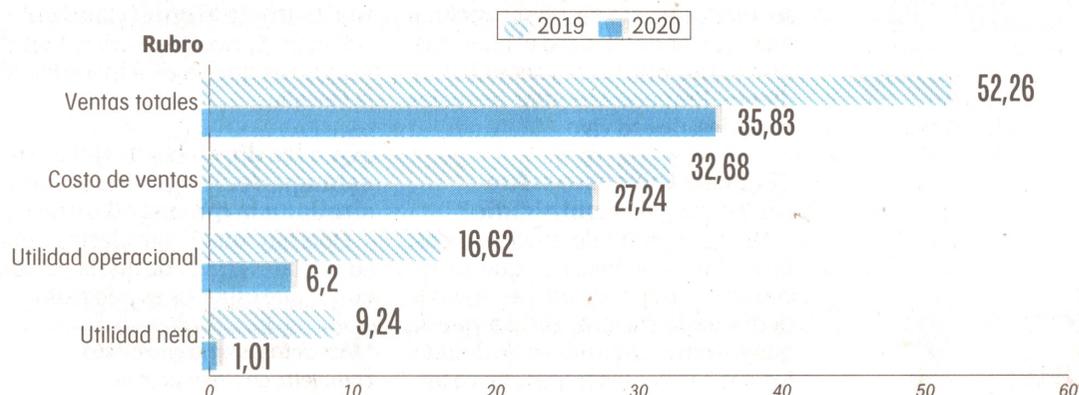
Ecopetrol ya tiene su ruta para entrar a más bloques en el mar

El presidente de la compañía, Felipe Bayón, advierte que dada la magnitud de la crisis, se extremó la cautela en las inversiones en todos los frentes de acción de la petrolera.

ÓMAR G. AHUMADA ROJAS - SUBEDITOR DE ECONOMÍA Y NEGOCIOS | @omarahu

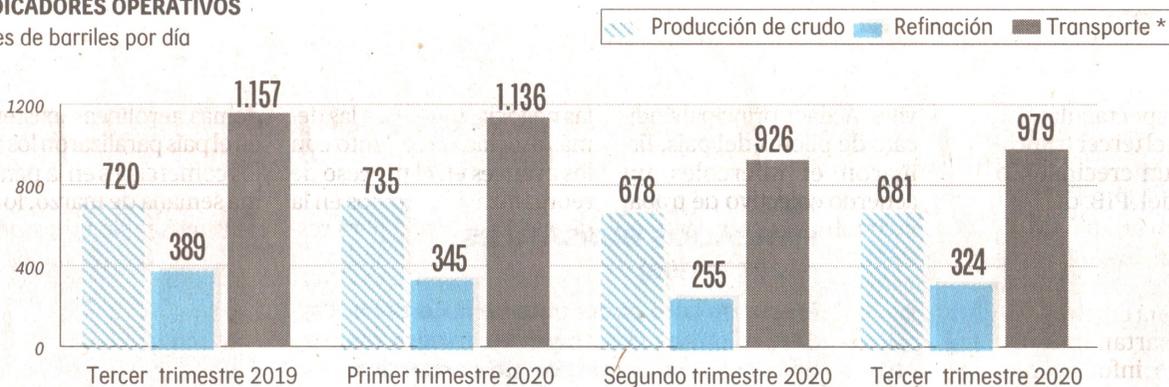
RESULTADOS FINANCIEROS Y PRINCIPALES INDICADORES DE ECOPETROL

Enero a septiembre. Cifras en billones de pesos.



INDICADORES OPERATIVOS

Miles de barriles por día



* Incluye productos refinados y crudo

Fuente: Ecopetrol

Luego de que en el tercer trimestre logró utilidades por 855.000 millones de pesos, tras hacer un castigo contable en su balance en el primero y segundo trimestre, debido al fuerte impacto de la pandemia, Ecopetrol mira el corto plazo con el lente de la prudencia, pero sin perder el foco en sus principales apuestas de mediano y largo plazo, que claramente están en la exploración en el mar y en el *fracking*, tanto en Colombia como en Estados Unidos.

El presidente de la compañía, Felipe Bayón, le dijo a EL TIEMPO que debido al fuerte potencial de recursos costa afuera, no solo iniciarán las perforaciones de delimitación de los hallazgos de gas en el golfo de Morrosquillo y en el pozo Orca (La Guajira), sino que a través de la alianza con la estadounidense Occidental, buscan tener participación en otros cuatro bloques *off shore*.

¿Prevén más ajustes contables en el balance por el precio del crudo?

En el primer trimestre toma-

mos un castigo contable bien recibido, de más de un billón de pesos. En el segundo y tercer trimestre no vimos que fuera necesario. Hay volatilidad en términos de precios y esto puede impactar las reservas. Por ejemplo, posiblemente haya una reducción de entre el 15 y el 20 por ciento durante el año 2020.

¿Por qué razón?

El precio de crudo cayó. Ese 15 o 20 por ciento quiere decir que sacó las reservas de mi categoría de probadas y las pongo en la de probables. Lo otro que hay que revisar es las refinarias, particularmente Reficar, viendo el margen y cómo se ven las cargas de crudo hacia adelante. El tema de *impairments* es importante, que hay que revisar a final de año.

Ante lo ocurrido este año, ¿ve viable que para el reparto de dividendos de 2021 se liberen reservas hechas en 2020, para aumentar el valor para repartir?



Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol.

FOTO: RODRIGO SEPÚLVEDA. ARCHIVO EL TIEMPO.

Yo no lo veo porque la situación y la condición son dramáticamente distintas.

Hoy tenemos un precio del crudo más bajo, un nivel de utilidad de otra magnitud frente al año pasado y tenemos un nivel de incertidumbre muy alto. No sabemos cuándo volverán los precios a 45 o 55 dólares por ba-

rril. El año anterior, por una única vez, de forma extraordinaria, se hizo la distribución de una reserva de 3,6 billones de pesos, que se hizo porque la situación de la compañía en resultados fue récord; la situación de caja era otra.

¿Por qué iniciarán la delimitación de hallazgos en el mar por la provincia gasífera y no por el pozo Orca, en La Guajira, cuya exploración iba más avanzada?

Ambos son importantes. El prospecto de Orca en La Guajira, porque está más cerca de la infraestructura. El otro está entre 1.500 y 2.000 metros de agua y en ese tenemos un acuerdo con Shell. Queremos perforar un pozo, probarlo, que produzca y nos dé información dinámica. Pensamos utilizar el mismo barco que vamos a utilizar para perforar con Shell, después en Orca. Solo se trae un barco y es mejor. En el último trimestre del próximo año en el golfo de Morrosquillo, en el Caribe Sur, y en el primer trimestre de 2022 vamos a Orca.

¿Qué recursos potenciales hay en los dos hallazgos?

En el Caribe Sur puede haber entre 6 y 10 terapiés cúbicos de gas. Hoy el país tiene un poco menos de 4 teras. Si pudiéramos probarlos, serían entre una y media y dos veces y media las reservas actuales. En Orca es menos de un terapié, pero si se lleva el gas hasta tierra firme en La Guajira, sería espectacular.

¿En la alianza con Occidental, la idea es que Ecopetrol entre con alguna participación?

Esa es la idea. Desde la época de Anadarko (petrolera comprada por Occidental) tuvimos conversaciones y negociaciones para entrar conjuntamente en esos cuatro bloques.

Y Occidental salió de todos los activos en tierra firme, pero estos son bloques de alto potencial, interesantes desde el punto de vista de geología y técnico. Ellos y nosotros queremos hacer esta alianza. Hemos hecho muchísimo trabajo técnico, desde la sísmica. Hay un trabajo grande por hacer, pero la intención está ahí.

Las reglas técnicas y ambientales de los pilotos de *fracking*, ¿cómo se compaginan con lo que han avanzado?

Hay unos temas específicos en los que eventualmente habría que traer unos equipos al país para medir cosas. Pero eso requiere que uno tenga un contrato (con la ANH).

Hay cosas que se pueden empezar a medir rápidamente, a finales de este año o en enero, apenas tengamos los contratos. La idea es hacer este trabajo, tener en cuenta un período más seco, uno más húmedo y trabajar en la elaboración de los documentos de estudio de impacto ambiental, pero no parar el trabajo.

Hay que tener toda la logística definida: dónde voy a traer los equipos, el propano, es decir la arena que voy a utilizar en la fractura y los químicos. Esto está avanzando, así como los diseños de las localizaciones para poner los taladros y cómo vamos a hacer el manejo con el entorno. Eso sigue avanzando, pero es parte de lo que hay que hacer.

Todo a la espera de que se resuelva el tema jurídico de fondo...

Los proyectos piloto siguen. El tema jurídico sigue y posiblemente se va a incrementar.

Aquí definitivamente el *fracking* se ha vuelto un tema superemocional y también un tema político.

¿Por qué en el bloque Permian, en Estados Unidos, no aceleran para tener más barriles?

Iniciamos producción en noviembre de 2019 y en junio de este año llegamos a 17.900 barriles al día. Está entre nuestros 10 campos en términos de tamaño y en costos de producción entre los cinco más rentables.

Cuando uno tiene costos de producción entre 7 y 10 dólares por barril, es un campo supercompetitivo, pero hay un montón de elementos que les pegan a la economía y al precio de las materias primas.

En marzo pisamos el freno y de cuatro taladros pasamos a cero. Ya habíamos perforado 22 pozos, los fracturamos y nos están dando la producción que tenemos hoy en día.

En junio reiniciamos. Llevamos cinco pozos perforados de los segundos 22 pozos y a final de año tendremos 40 a 44 pozos perforados, que entran en producción en el primer trimestre del 2021. Estamos siendo absolutamente prudentes. Cada pozo debe justificar sus económicos, que efectivamente los números desde el punto de vista de rentabilidad y de producción funcionan. Somos superexhaustivos.