

Negocios



"Hay que hacer entre 120 y 140 pozos exploratorios por año en el país", Germán Espinosa, presidente Campetrol. Cortesía Campetrol

'Todavía queda mucho petróleo por sacar en los campos convencionales'

El presidente de **Campetrol** indica que al reactivar la tarea en campos maduros y nuevos, la producción superaría el millón de barriles día.

Alfonso López Suárez
Redacción Portafolio

MIENTRAS el país resuelve el tema del desarrollo de los Yacimientos no Convencionales (YNC) a través de la técnica del *fracking*, debe maximizar su operación en los convencionales con miras a extender un poco más el remanente de reservas.

La afirmación es del ingeniero Germán Espinosa, presidente de la Cámara de Bienes y Servicios Petroleros (Campetrol), quien en diálogo con Portafolio afirmó que la actual operación en los convencionales no solo se debe limitar a los campos existentes. Recalcó que la ronda frecuente y la *minuta offshore* hacen más atractiva la operación a las empresas oferentes.

Mientras se resuelve el tema del 'fracking', ¿cómo debe el país atender el remanente de sus reservas?

Hay que aprovechar al

máximo el desarrollo de los yacimientos convencionales, que es con lo que cuenta hoy el país. Por esa vía queda mucho petróleo para sacar. El tema de la producción de los YNC a través del *fracking* es un capítulo aparte. El Gobierno está haciendo bien esa tarea y hay un buen futuro, pero mientras esto comienza hay que sacarle el mayor provecho a los convencionales.

¿Cuál debe ser la tarea para maximizar la producción en los campos existentes?

No hay que desconocer que el país tiene un horizonte de autosuficiencia de petróleo muy precario. Hoy se calculan las reservas en poco más de 7 años, y el tiempo es muy corto frente a los ciclos de exploración que demoran hasta ocho años. Para mantener o extender un poco más los pocos años en remanentes de crudo, solo hay que maximizar la operación en



Una muestra son los 20 bloques que ofreció la ANH con un desarrollo de producción garantizada".

los yacimientos que ya existen. Aquí, tenemos un promedio a nivel país de 19% en recobro del aceite original en estos yacimientos. Esto sigue siendo una producción sustancial. Buena parte de los más de 800.000 ba-

riles promedio día que se producen en el país vienen por la vía del recobro.

¿Los yacimientos convencionales garantizarían el aumento de las reservas?

En los últimos cuatro años del anterior gobierno no se firmó un solo contrato para el desarrollo de campos y la adquisición de sísmica estuvo en sus mínimos. Lo mismo sucedió con la perforación de pozos exploratorios. Y aún así mantenemos una producción promedio diaria por encima de los 800.000 barriles. Las tareas no solo se deben centrar en el tema del recobro mejorado, sino también en el desarrollo nuevos campos, de nuevas

cuenas. Hoy, Colombia es un país sub-explorado a nivel de hidrocarburos; hay muchas oportunidades para perforar y encontrar más petróleo, y todavía queda mucho crudo en yacimientos convencionales por sacar.

En esta reactivación del sector, la novedad ha sido el Mapa de Tierras...

El país posee una gran cantidad de activos petroleros sin desarrollar, pues hay muchas cuencas sin explorar y producir. Allí hay un potencial de hidrocarburos que el país no debe darse el lujo de descuidar.

Por esta razón, hay que reactivar el sector. La puesta en marcha de la ronda frecuente, o la *minuta offshore*, por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) es un buen comienzo. Además, una gran herramienta es el Mapa de Tierras, el cual no se publicaba hace 18 meses. Con el programa de asignación de áreas, la Agencia puede ofrecer bloques que tiene maduros, o darle la posibilidad a las mismas compañías petroleras las que soliciten esos bloques.

¿La ronda frecuente reactivaría aún más el sector?

Sí. Una muestra son los 20 bloques que ofreció la ANH bajo este modelo y cuya prospectividad, que es relativa, permiten un desarrollo con producción garantizada, ya que entre más pozos de exploración se realicen más aumenta la probabilidad de crecer la extracción. Este mecanismo reactivará la industria y, de paso, incentivará la perforación *onshore* en las áreas donde ya existe petróleo. Son bloques muy grandes y con muy pocos pozos exploratorios. Así mismo, es competitivo porque se ponen unos programas exploratorios mínimos que el oferente debe cumplir. El proceso es transparente, claro y competitivo, que lo hace atractivo para las empresas petroleras oferentes.

Con una reactivación en los campos convencionales, ¿a cuánto podría llegar el promedio diario de producción?

El país tiene el potencial



En los últimos cuatro años del anterior gobierno no se firmó un solo contrato para el desarrollo de campos petroleros".

para superar el millón de barriles diario de crudo. Incluso este podría llegar a ser el mínimo base de producción. Esta meta ya fue superada en el pasado con campos convencionales.

Y, ¿si se suman aquellos campos con prospectividad que aún no han sido desarrollados?

En términos reales sería de mínimo el millón de barriles promedio día al final del presente cuatrienio (2018 - 2022). Pero para llegar a esta meta se debe hacer adquisición sísmica, y los cálculos de Campetrol son en promedio de 20.000 kilómetros por año. Hay que hacer entre 120 y 140 pozos exploratorios por año y, de igual forma, de 1.200 a 1.500 pozos de desarrollo por año. Todas estas tareas llevaría a niveles de inversión superior a los US\$4.800 millones.

Al 2022, la inversión estaría por encima de los US\$8.000 millones en inversiones para exploración y producción. La proyección está en incorporar entre 2.500 y 3.500 millones barriles que le van a dar al país un incremento de producción por encima del millón de barriles y con sostenibilidad.

¿Una reforma al actual sistema de regalías ayudaría a reactivar más el sector?

Con la reforma hay que devolverle a las regiones productoras por lo menos el 50% de las regalías. Esto vendría de asignaciones directas y de la utilización de algunos de los fondos que ya existen. En regiones donde ya se adelantan tareas de sísmica y perforación de pozos exploratorios, se propone una adición de recursos. Lo mismo sucedería en aquellas zonas donde se realice el recobro mejorado. Por último, flexibilizar el manejo de los Ocad. ☞

20.000

KILÓMETROS en promedio por año para adquisición de sísmica son los cálculos que realizan los técnicos de Campetrol y que debe adelantar el país en materia de exploración.