

Economía

Covid retrasó el 90% de áreas petroleras de la reactivación

Atrasos para armar el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de bloques asignados en las recientes rondas llevarían a que se demore inicio de la fase exploratoria en polígonos.

Alfonso López Suárez
Redacción Portafolio

LOS CINCO años en los que no se entregó un solo bloque petrolero para desarrollo (hasta el 2018), le está pasando cuenta de cobro a la reactivación hidrocarburífera del país ya que ha sido más lenta y dispendiosa de lo calculado, sobretodo en el último año.

Y si bien, la nación trazó la meta de entregar mínimo 50 áreas para operación costa afuera (*offshore*) y costa adentro (*onshore*), los 35 contratos que a la fecha se han firmado para exploración y producción (E&P) de petróleo y gas natural en el presente cuatrienio, producto de tres subastas del Proceso Permanente de Asignación de Áreas (Ppaa), más del 90% están en su fase inicial para tramitar la licencia ambiental.

A lo anterior se suma que, los poco más de 30 bloques que se buscan asignar en la cuarta ronda del Ppaa, correrán igual suerte y sus resultados no se verían antes de siete años.

Así, la intención del Ejecutivo de apelar a este renacer de la tarea petrolera, como punta de lanza para fortalecer la reactivación económica, luego de la pandemia, no arrojaría sus resultados sino hasta dentro de 10 años.

“Respecto a los bloques asignados a Ecopetrol en las subastas del Ppaa, la compañía está en el proceso para elaborar el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) el cual se presentará a la Anla. Estamos con un retraso en su entrega ya que las visitas de campo por parte de los técnicos han sido suspendidas debido a la pandemia”, explicó un vocero de Ecopetrol.

En el mismo sentido, voceros de Frontera Energy, señalaron que se han presentado atrasos en el avan-



El mayor atraso se presenta en el 'offshore', y solo en tres bloques de exploración se reiniciará la tarea en pocos meses. Ecopetrol

ce del desarrollo de EIA de los dos bloques que les fueron adjudicados en el Ppaa, y el cual deberán presentar a la Anla, para comenzar las tareas de exploración una vez reciban el aval de la entidad.

TRÁMITE AMBIENTAL

Pero aparte de los 35 contratos petroleros firmados a la fecha para el desarrollo de bloques hidrocarburíferos del Ppaa, hay otros siete que están surtiendo su estudio ante la Anla.

De este número de contratos que esperan el aval de la entidad ambiental, tres son claves no solo para el proceso de reactivación, sino además para contribuir a aumentar las reservas de petróleo y gas natural que necesita el país.

Uno de ellos es el de la petrolera Noble Energy, que tramita su licencia para los dos bloques *offshore* que desarrollará en aguas del Mar Caribe. Cabe recordar que

Noble Energy adquirió el 40% de participación a Shell para desarrollar la operación de los contratos de exploración y producción de los bloques COL-3 y GUA OFF 3, frente a las costas de La Guajira.

“Esperamos perforar el primer pozo luego de analizar en más detalle los proyectos y de obtener las aprobaciones correspondientes



En total hay 16 áreas asignadas en aguas del mar Caribe, de las cuales 4 aún son de evaluación técnica y 12 de exploración y producción”.

del Gobierno, además construir el negocio en asociación con las comunidades”, dijo Ian Gordon, gerente de Noble Energy Colombia.

Los otros dos proyectos que esperan el visto bueno de la Anla para tareas *onshore* son el de la multinacional de EE. UU. Exxon Mobil para continuar con el programa de exploración del bloque VMM 37 (Pozo Manatí Blanco) y el de la petrolera francesa Maurel & Prom, también para perforar dos pozos exploratorios entre los municipios de Corrales, y Tasco (Boyacá).

LOS REZAGOS

El rezago que más llama la atención en la tarea hidrocarburífera que se realiza en el territorio nacional, tiene que ver con el desarrollo de los bloques *offshore* en aguas del mar Caribe, ya que la misma complejidad para el levantamiento del EIA derivaría en un retraso a la hora de presentar el do-

cumento de EIA a la Anla para su estudio y trámite de la licencia ambiental.

En total hay 16 áreas asignadas en aguas del mar Caribe, de las cuales cuatro aún son de evaluación técnica (TEA) y 12 de E&P, y estas últimas aún no han comenzado su desarrollo por recorres en los presupuestos de inversión.

Sin embargo, con tres pozos de perforación (Gorgon-2, Uchuva-1 y Cumbia-1) para tareas de exploración en los próximos meses, la operación *offshore* prenderá nuevamente motores, luego de un año en que la pandemia desaceleró su actividad.

“Los descubrimientos de hidrocarburos en los contratos adjudicados en el mar Caribe estará lista para recibir las inversiones (se calculan en US\$2.000 millones) que se darán una vez se haya superado la pandemia”, señaló Armando Zamora, presidente de la

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

EXPLORACIÓN, PENDIENTE

A lo anterior se suma que, en materia de exploración el país está reprobando la asignatura, y los niveles de inversión para esta tarea han caído desde el 2012, y se han mantenido durante los últimos cinco años en alrededor de US\$800 millones anuales, cuando en los años de la bonanza el rubro superaba los US\$2.000 millones.

“El país no posee un panorama geológico interesante y competitivo, y en comparación con otras naciones, estos registran una tasa más alta de exploración por la información completa y detallada de su prospectividad en los yacimientos”, explicó Inés Elvira Vesga, senior counsel de Holland & Knight.

Desde el 2012 la nación registra una caída permanente en el nivel de esta tarea. Del 2010 al 2014, la operación hidrocarburífera presentaba más de 100 pozos exploratorios por año, inclusive en 2008, con 99 pozos, y 2009, con 75 pozos, mostraban representatividad a pesar que fueron dos años de crisis por los precios del crudo.

Además, desde hace más de cinco años, el país no ha subido de 50 pozos exploratorios. Y hoy día, el número oscila entre 18 y 26, que es prácticamente menos de la cuarta parte del número de taladros que operaba para hace nueve o diez años.

“Entre 2010 y 2014 se perforó un promedio de 119 pozos exploratorios por año, mientras que, entre 2015 y 2019 el promedio disminuyó a 39 pozos anuales, y en 2020 se perforaron 18 pozos”, señaló Nelson Castañeda, presidente de Campepetrol.®



La nación trazó la meta de asignar mínimo 50 áreas para la tarea petrolera costa afuera ('offshore') y costa adentro ('onshore')”.