

Solo cinco de 69 contratos petroleros firmados desde 2019 reportan hallazgos

Aunque el Gobierno dice que los bloques existentes son suficientes para continuar con la actividad, la industria asegura que iniciar la exploración puede tardar hasta seis años.

El principal argumento del Gobierno para no ser partidario de entregar nuevos contratos petroleros es que los que se han entregado en años anteriores son suficientes para seguir con la exploración y producción de hidrocarburos, al tiempo que se le pone el acelerador a la transición energética.

Además, se ha puesto en la tarea de destrabar los contratos que actualmente están suspendidos porque las empresas han enfrentado problemas de orden público, conflictividad social y trámites ambientales.

Datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) indican que a la fecha se han entregado 317 contratos, pero solo 220 están en ejecución porque 59 están en trámite de terminación y 38 se encuentran suspendidos.

“Es totalmente viable resolver las principales trabas en los contratos de exploración suspendidos, pero esto requiere una coordinación precisa y proactiva entre entidades del sector ambiente, energía e interior del Gobierno Nacional junto con las empresas operadoras”, aseguró José Manuel Moreno, exdirector de Hidrocarburos.

Al contrario de lo que está pasando en la administración de Gustavo Petro, el gobierno del expresidente Iván Duque fue muy activo en la adjudicación de contratos, pues durante cinco años no hubo rondas petroleras en Colombia, a raíz de la crisis que atravesó el sector por los bajos precios internacionales registrados en el 2014.

Entre el 2019 y el 2021 se realizaron cuatro subastas a través de las cuales se adjudicaron 60 bloques. Además, se logró la reconversión de nueve contratos TEA para iniciar actividades de exploración y producción (E&P) de hidrocarburos.

Específicamente, en el 2019 se hicieron dos subastas en las que se adjudicaron 26 nuevas áreas y cinco contratos que se habían firmado como TEA (Evaluación Técnica) pasaron a ser E&P. Han pasado cuatro años desde que estos contratos fueron entregados y la perforación de pozos exploratorios que se ha logrado realizar para buscar nuevas reservas ha sido poca.

De estos 31 bloques, uno fue devuelto a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Se trata de COL-4, localizado en el Caribe colombiano, a unos 100 kiló-

RADIOGRAFÍA A CONTRATOS PETROLEROS ADJUDICADOS DESDE 2019



317

Contratos vigentes en Colombia

En ejecución

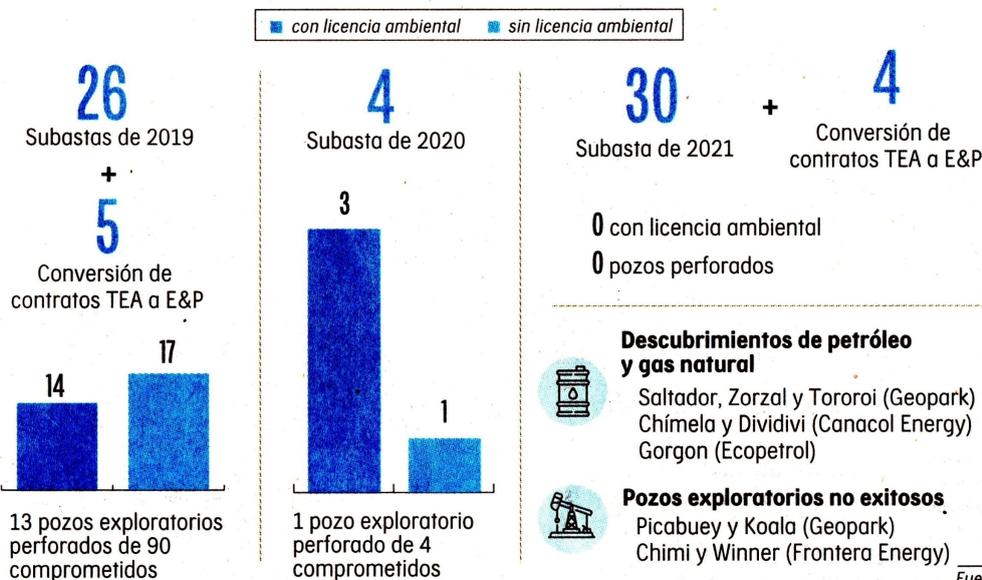
220

Suspendidos

38

En trámite de terminación

59



metros de la costa del departamento de Bolívar. La estadounidense ExxonMobil perdió el interés y renunció a este contrato en 2020.

Tres contratos más se encuentran actualmente suspendidos: Llanos-21 (Ecopetrol) por orden público y PUT-36 (Geopark) y VSM-25 (Parex Resources) por ordenamiento territorial, es decir, los municipios actualmente no permiten que se desarrollen actividades petroleras en sus territorios y las empresas están a la espera de algún cambio.

A esto se suma que Frontera Energy inició un proceso ante la ANH para dar por terminado el contrato del bloque VIM-22, a raíz de que no encontró hidrocarburos que fueran económicamente viables para explotar.

De los 26 que siguen activos, 13 han logrado obtener el licenciamiento ambiental para iniciar actividades, pero en solo seis de estos se han perforado pozos. Esto significa que 13 bloques aún están en etapas más preliminares.

A la fecha, las empresas han perforado unos 13 pozos exploratorios (incluidos los tres en VIM-22), de los 90 que están comprometidos en los contratos firmados en 2019.

Estas perforaciones han permitido reportar varios descubrimientos de petróleo y gas, como

Saltador (Llanos-123), Zorzal y Tororoi (Llanos-87) de Geopark; Chímela (VMM-45) y Dividivi (VIM-33) de Canacol Energy, y Gorgon (COL-5) de Ecopetrol. Pero otros como Picabuey y Koala (Llanos-87) de Geopark, y Chimi y Winner (VIM-22) de Frontera Energy no han resultado exitosos.

Para la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP), este balance concuerda con los tiempos que maneja la industria para desarrollar este tipo de actividades, pues los trabajos de exploración inician entre cuatro y seis años luego de la adjudicación de las áreas por los trámites y permisos que se deben gestionar, la planeación que se hace de los proyectos y el manejo de los tiempos que permiten los contratos.

El gremio espera que entre este año y el 2024 se vea una mayor ejecución de las obligaciones contractuales de las áreas adjudicadas en 2019, ya que la pandemia del covid-19 y la caída en los precios del petróleo llevaron a que las compañías realizaran acuerdos para extender los plazos contractuales dadas las dificultades en las operaciones y retrasos en los trámites.

A finales de 2020, se realizó una tercera subasta en la que se adjudicaron solo cuatro áreas, que fueron postuladas por Pa-

rex Resources y Canacol Energy, ya que, en ese momento, la ANH decidió no ofrecer ningún área.

El balance de esta subasta indica que solo un contrato está en la fase de consulta previa y los tres restantes ya cuentan con licencia ambiental, aunque solo se ha perforado uno de los cuatro pozos exploratorios comprometidos. Lo hizo Parex Resources en VIM-43, pero las pruebas demostraron que el pozo Chirimoya no tenía hidrocarburos que fueran económicamente viables para producir.

Para el 2021, Anadarko -subsidiaria de Oxy- y la ANH lograron la reconversión de cua-

tro bloques que están el Caribe colombiano: COL-1, COL-2, COL-6 y COL-7. Durante varios años estuvieron bajo un contrato TEA, cuyo principal objetivo es evaluar su potencial hidrocarbúfero para identificar prospectos para celebrar un eventual contrato de E&P, como efectivamente ocurrió.

Aunque el año pasado Ecopetrol y Anadarko suscribieron un acuerdo de exploración conjunta en estos bloques para emprender la búsqueda de hidrocarburos, a la fecha no se ha perforado ninguno de los nueve pozos exploratorios que se prometieron.

En diciembre de 2021 se realizó la cuarta y última subasta del gobierno de Iván Duque, en esta oportunidad se entregaron 30 contratos a siete compañías.

De este total de contratos, nueve aún están en etapa preliminar, es decir, las empresas están tramitando todos los permisos para comenzar la etapa de exploración y adelantando los procesos de consulta previa.

Entre tanto, 21 ya entraron en fase de exploración, que incluye actividades de sísmica para determinar dónde hay potencial de hidrocarburos. A la fecha, ninguno cuenta con licencia ambiental, requisito indispensable para la perforación de pozos.

Esta dinámica que maneja el sector de los hidrocarburos reafirma la posición de la ACP frente a la necesidad de firmar nuevos contratos para buscar más reservas, las cuales son las que garantizan la autosuficiencia de Colombia e impiden que se tenga que importar petróleo y gas natural, pues “las reservas con las que cuenta el país son limitadas y la ventana de tiempo propicia para su explotación es ahora”.

Y como siempre existe incertidumbre en los resultados de la exploración, José Manuel Moreno considera que se debe tener un conjunto amplio de contratos en ejecución para que los que resulten exitosos y sean realmente viables y productivos aporten el gas que se necesita para atender el consumo local y reducir la dependencia de las importaciones.

Según reportó la ANH, las reservas de petróleo que actualmente tiene Colombia alcanzan para 7,5 años, mientras que las de gas natural se acabarían en 7,2 años si no continúan las actividades para seguir buscando hidrocarburos.

“

Es totalmente viable resolver

las trabas en los contratos de exploración suspendidos, pero esto requiere una coordinación precisa y proactiva”.

José Manuel Moreno
EXDIRECTOR DE HIDROCARBUROS