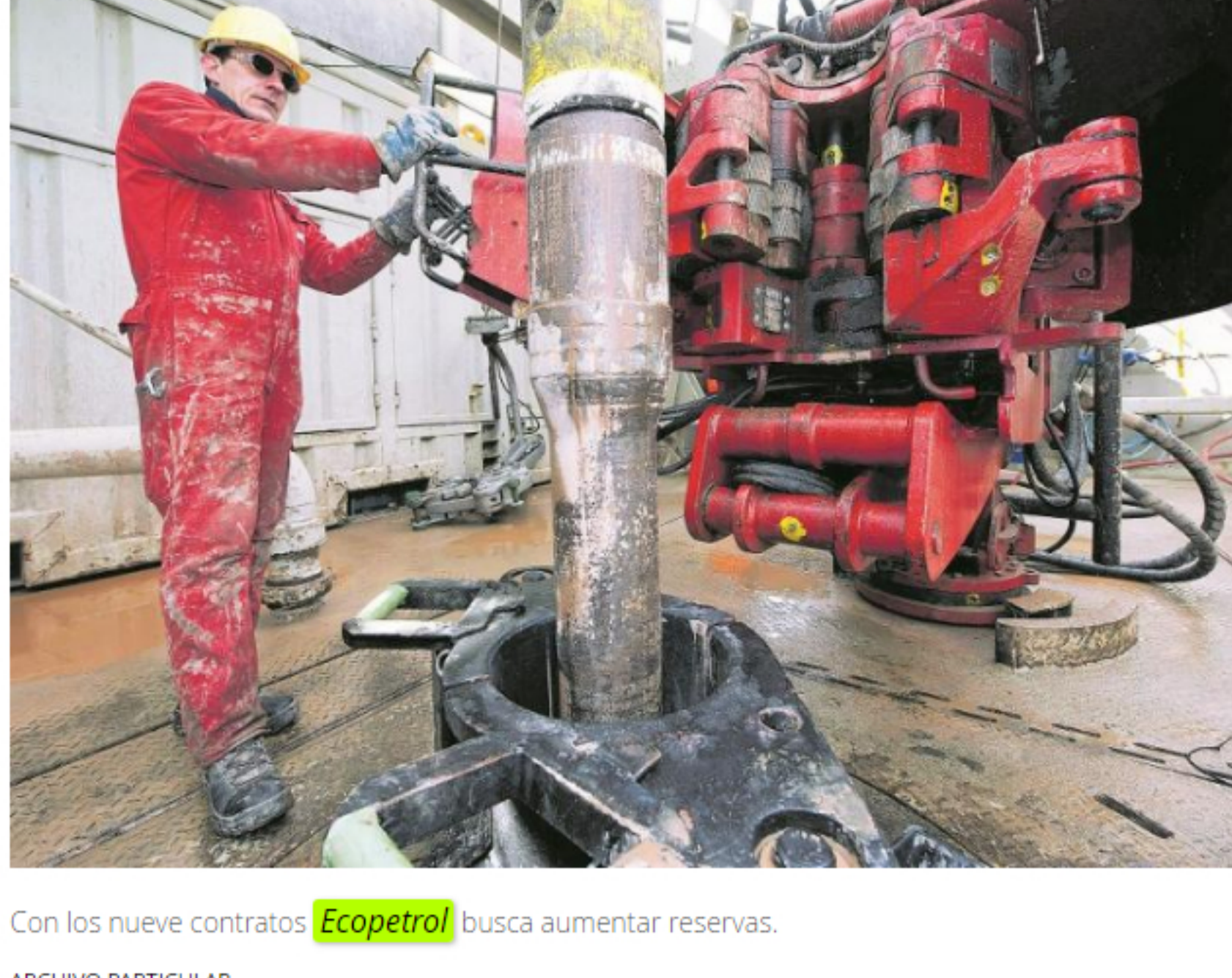
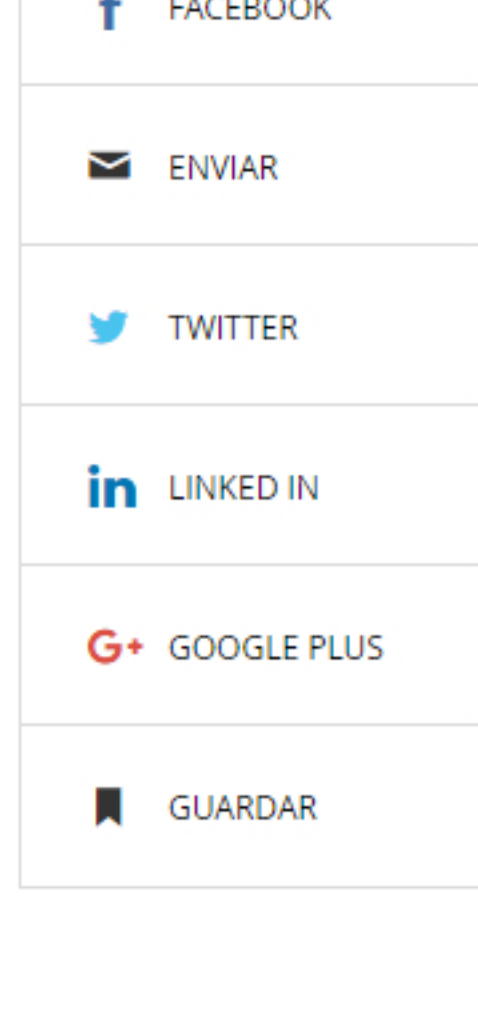


Ecopetrol y la ANH inician nueva campaña exploratoria

Con nueve convenios en el Piedemonte llanero (Casanare) y otros en Boyacá, Meta y Bolívar, busca aumentar reservas de crudo y gas a mediano plazo.



Con los nueve contratos **Ecopetrol** busca aumentar reservas.

ARCHIVO PARTICULAR



POR: ALFONSO LÓPEZ SUÁREZ · NOVIEMBRE 08 DE 2020 - 08:00 P. M.

Con nueve contratos que firmarán en próximas semanas, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y Ecopetrol darán el banderazo a una nueva campaña exploratoria para la producción de crudo en varias regiones del país.

(Lea: [En el tercer trimestre, Ecopetrol retomó la senda del crecimiento](#))

Esta tarea, que junto con el tercer y cuarto ciclo del Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA) son las tres cartas con las que la nación se la piensa jugar para no solo dinamizar el sector petrolero, sino de paso para en un mediano plazo contribuir a aumentar las reservas de crudo y gas.

(Lea: [Nación contempla el montaje de dos nuevos oleoductos](#))

“Estamos cerrando las condiciones contractuales para que Ecopetrol lance una gran campaña de exploración comenzando por el Piedemonte llanero”, señaló Armando Zamora, presidente de la ANH.

(Lea: [Ecopetrol alerta sobre ola de delitos que ponen en riesgo su operación](#))

El funcionario subrayó que es un programa agresivo de inversiones que desarrollará la petrolera nacional. “Cuando los contratos de concesión finalizaron sobre unos campos en los que no se hizo operación, Ecopetrol entró a sellar unos nuevos convenios con la Agencia precisamente para recuperar esa tarea”, dijo.

Zamora destacó que esta campaña de exploración que adelantará Ecopetrol, con mayor concentración en el Piedemonte de Casanare y Meta, está proyectada para que inicie en el segundo trimestre del próximo año (2021).

Al indagar con vocero de Ecopetrol sobre los nueve convenios que firmarán próximamente para lanzar una nueva campaña exploratoria, estos le confirmaron a Portafolio que fueron contratos de asociación que se fueron venciendo desde el 2006, y que para desarrollarlos nuevamente se debían renovar cada uno de estos acuerdos, pero con la diferencia que ahora la petrolera nacional será el directo operador.

Así, los contratos de asociación que vencieron y que ahora tendrán un nuevo convenio con la ANH son: Magangué, Farallones, Piedemonte, Recetor, Río Chitamena, Tauramena, Santiago de las Atalayas, Río Magdalena y El Piñal.

“La mayoría de estos campos ya está en manos de Ecopetrol. La mayoría de ellos están ubicados en el denominado Piedemonte, con una gran participación de Casanare, hay otros en Boyacá, Meta y Bolívar”, explicó el vocero de la petrolera nacional.

Cabe recordar que por la crisis mundial debido a la covid-19, que redujo la demanda de crudo y gas a nivel mundial, sumado a la guerra de precios entre Rusia y Arabia Saudita a comienzos del presente año, llevó a Ecopetrol a replantear su plan de inversiones para el 2020, 2021 y 2022.

El plan actualizado contempla inversiones entre US\$11.000 millones y US\$13.000 millones para estos tres años, concentradas en Colombia, con miras a la incorporación de reservas más competitivas en el nuevo entorno de precios.

Con este presupuesto en exploración y producción (E&P), Ecopetrol busca elevar los niveles de extracción en 700.000 barriles de petróleo equivalente por día (bped) en 2020, subiendo a 720.000 bped al 2022.

Así mismo, cargar el sistema integrado de refinación de 300.000 a 320.000 barriles por día (bpd) en 2020, subiendo a 380.000 bpd al 2022, y en volúmenes transportados estables entre 1.000 y 1.025 bpd.

“Los convenios con Ecopetrol están en sus detalles finales y serán firmados en las próximas semanas”, dijo Zamora.

LOS OTROS CONTRATOS

En julio del 2019, Ecopetrol y la ANH firmaron un contrato E&P costa afuera (‘offshore’) para el bloque GUA OFF 10, el cual corresponde a un área de la cuenca Guajira Offshore de aproximadamente 107.102 hectáreas, ubicado en zona marina al frente del departamento de La Guajira. Hace parte de los 11 bloques asignados en el primer ciclo del PPAA.

“La firma de este contrato es un paso más en nuestro propósito de buscar nuevas oportunidades para explorar el Caribe, una de las zonas con mayor potencial para el desarrollo de petróleo y gas en Colombia”, señaló Felipe Bayón, presidente de la petrolera.

REPORTAR ERROR

IMPRIMIR

Recomendados

ECONOMÍA

NEGOCIOS

MIS FINANZAS

OPINIÓN



Turismo, mipymes y apoyo empresarial: más frentes en reactivación



Competencia y más clientes, claves en reforma del mercado



Transporte intermunicipal aún no arranca tras la pandemia



Los productores de papa, encartados con la cosecha

VER MÁS

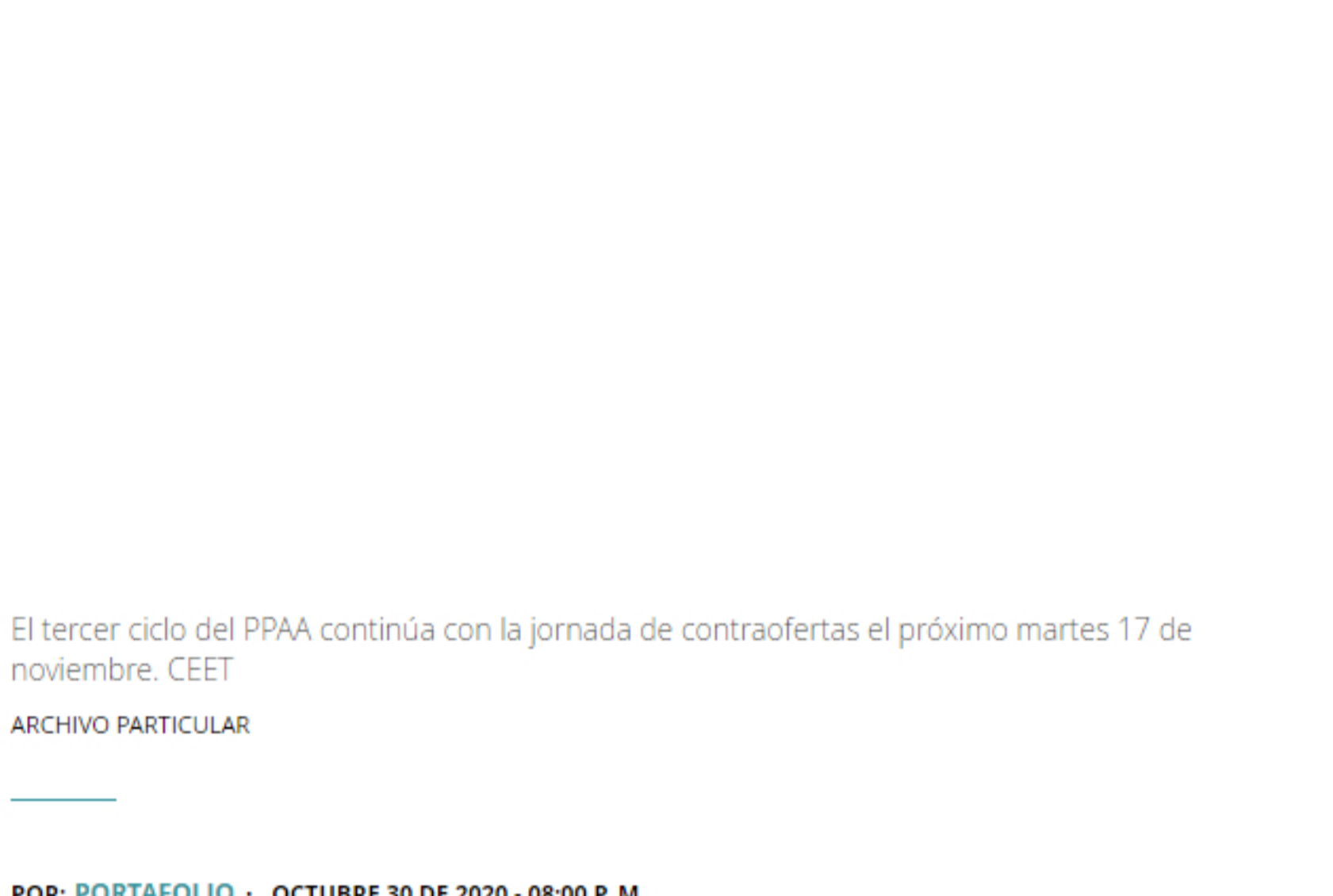
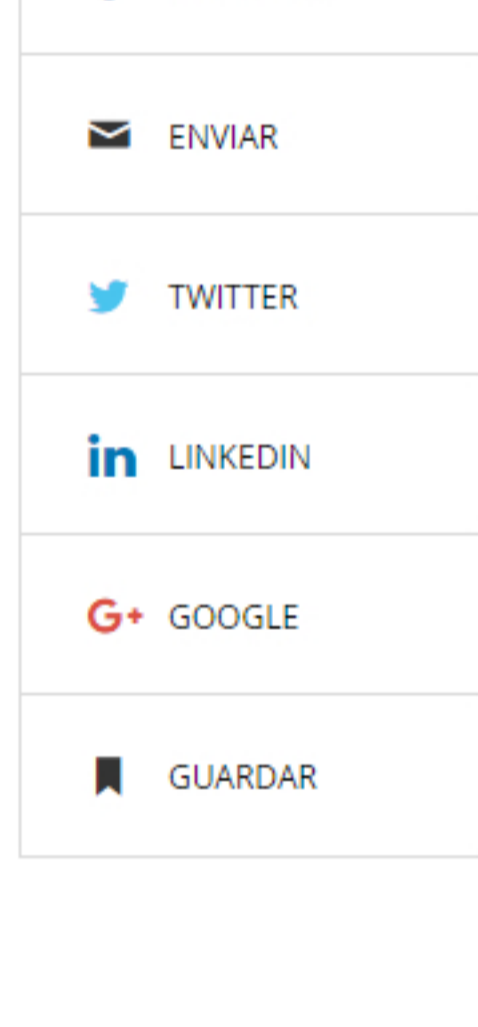
Siga bajando

PARA ENCONTRAR MÁS CONTENIDO



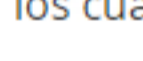
Parex y Canacol se quedan con las 4 áreas en ronda petrolera

En el tercer ciclo del Proceso Permanente de Asignación de Áreas, las dos empresas, de 16 habilitadas, se hicieron a los bloques ofrecidos por la ANH.



El tercer ciclo del PPAA continúa con la jornada de contraofertas el próximo martes 17 de noviembre. CEET

ARCHIVO PARTICULAR



POR: PORTAFOLIO · OCTUBRE 30 DE 2020 - 08:00 P. M.

En un nuevo ciclo petrolero, el tercero, desde que se implementó el Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA), solo dos empresas, Parex y Canacol, de las 16 habilitadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), se hicieron con los cuatro bloques ofertados por la citada entidad en concurso abierto.

(Lea: [Canacol v Parex, con cerca del 40% del negocio de gas natural](#))

En un nuevo ciclo petrolero, el tercero, desde que se implementó el Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA), solo dos empresas, Parex y Canacol, de las 16 habilitadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), se hicieron con los cuatro bloques ofertados por la citada entidad en concurso abierto.

(Lea: [Canacol y Parex, con cerca del 40% del negocio de gas natural](#))

Así, las hidrocarburíferas canadienses se hicieron con los bloques VIM 43 y LLA 134 (para la primera) y VIM 44 y VMM 47 (para la segunda), las cuales habían manifestado previamente interés o solicitud de incorporación de áreas para su desarrollo.

(Lea: [Con dos cartas, Canacol se fortalece en sector gasífero](#))

“Hoy realizamos una prueba piloto de tecnología Blockchain, que permite llevar a cabo el proceso de manera remota, en un medio seguro y de manera transparente. Invitamos a las 16 compañías habilitadas a presentar contraofertas el 17 de noviembre”, concluyó Armando Zamora Reyes, presidente de la ANH.

(Lea: [Hocol y GeoPark ganan pulso por el último bloque petrolero](#))

El funcionario reiteró que se ofrecieron solo cuatro bloques, porque la coyuntura afectó la operación y las finanzas de las empresas petroleras.

“Al tomar la decisión de seguir con el desarrollo de la asignación de áreas, consideramos que la mejor expectativa que se tenía era la de recibir cinco solicitudes sobre cinco bloques, y en el peor de los casos, no se presentaría interés por alguna de ellas. Lo que quisimos fue mandar la señal que la operación de hidrocarburos en el país sigue vigente durante la crisis, y que Colombia está abierta a hacer negocios”, subrayó Zamora.

Las áreas VIM 43, VIM 44, VMM 47, LLA 134, están ubicadas en las cuencas del Valle Inferior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena y Llanos. Las inversiones iniciales propuestas, para el desarrollo de los programas exploratorios, tienen un valor aproximado de US\$40 millones.

“La reactivación del sector hidrocarburos en Colombia es una realidad. Este Gobierno se la ha jugado de manera decidida a través del PPAA, con el que logramos la firma de 30 contratos de exploración y producción al finalizar el año, incluyendo seis contratos Costa Afuera (offshore) con empresas de primer orden mundial, después de más de cinco años sin firmar nuevos contratos”, señaló Diego Mesa, [ministro](#) de Minas y Energía.

El jefe de la cartera minero energética agregó que “con el tercer y cuarto ciclo del proceso, continuaremos en la senda de reactivación para un sector que es uno de los ejes de la economía sostenible del país y que aporta al progreso y desarrollo de las regiones de Colombia.

El Tercer Ciclo contempla la recepción de contraofertas el próximo 17 de noviembre, para lo cual 14 empresas más están habilitadas. En caso de no recibirse contraofertas, la asignación de áreas se hará el 30 de noviembre. Las áreas que sean objeto de contraofertas, se adjudicarán el 14 de diciembre.

PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

En septiembre la producción de crudo fue de 749.255 bpd, que representa un aumento del 0,96% frente a agosto pasado (742.091 bpd). Con respecto al mismo mes de 2019 (879.497 bpd), la caída es de 14,8%.

En gas, fue de 1.070 mpcpd, un aumento del 4,8% frente a agosto de este año (1.020 mpcpd). Y frente al mismo mes del 2019 (1.141 mpcpd), la producción de este energético tuvo una disminución del 6,24%.

REPORTAR ERROR

IMPRIMIR

Recomendados

ECONOMÍA

NEGOCIOS

MIS FINANZAS

OPINIÓN



Turismo, mipymes y apoyo empresarial: más frentes en reactivación



Competencia y más clientes, claves en reforma del mercado



Transporte intermunicipal aún no arranca tras la pandemia



Ecopetrol y la ANH inician nueva campaña exploratoria

VER MÁS

‘Los pilotos de ‘fracking’ darían resultados en 2022’

Armando Zamora, presidente de la ANH, dijo que los ciclos tercero y cuarto del proceso permanente, y contratos con Ecopetrol, dinamizarán el sector.

