

[← Atrás.](#) **Economía.**

Listos 15 contratos para explorar y producir crudo

Redacción Economía Bogotá Agosto 19, 2019 - 03:04 PM



Archivo

Participaron dos compañías extranjeras independientes: Noble Energy y Hunt Overseas

En el precario escenario de reservas de **petróleo** y gas que posee Colombia las estrategias de reactivación de las actividades exploratorias formuladas por el Gobierno nacional, bajo el liderazgo del **Ministerio** de Minas y Energía, con el apoyo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, juegan un papel fundamental.

De acuerdo con Campetrol, durante el primer semestre de 2019 fueron firmados 16 nuevos contratos de exploración y producción (E&P). Los anteriores se convierten en los primeros contratos firmados desde 2014 por parte de la Agencia, y fueron el resultado de una serie de procesos que permitieron mejorar la competitividad de las áreas a explorar, haciéndolas más atractivas para los inversionistas.

La primera parte de la estrategia consistió en la puesta en marcha del Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA), en el que se ofertaron, con una nueva estructura de propuestas y contraofertas, un total de 20 bloques, concentrándose la mayoría de estos en la cuenca madura de los Llanos Orientales, la cual se ubica en los departamentos de Arauca, Casanare, Meta y Vichada. Además de los anteriores, incluyó dos áreas *offshore*, esperando la entrada de inversión por parte de nuevas compañías extranjeras con experiencia en este tipo de desarrollos.

Compañías

Participaron dos compañías extranjeras independientes: Noble Energy y Hunt Overseas, ambas con amplia experiencia en desarrollos *offshore*. Cabe señalar, que esta etapa finalizó con la firma de 11 nuevos contratos, de los cuales, tres fueron firmados por la unión temporal realizada entre Hocol y Geopark, mientras que, Gran Tierra Energy, Frontera Energy y Parex Resources tomaron para operación dos contratos cada una, y por último, **Ecopetrol** y Hocol firmaron un contrato por un bloque individualmente.

La segunda parte consistió en la estructuración de la nueva minuta para contratos E&P *offshore*, que incluyó, entre otras cosas, la flexibilización, por única vez, de las fases de los Programas Exploratorios Mínimos (PEM), lo cual incentivó la conversión de contratos de Áreas Evaluación Técnica (TEA) a E&P en cinco bloques de la costa caribe colombiana.

En ese sentido, las inversiones estimadas para todos los contratos firmados suman un aproximado de US\$2.200 millones.

De la cifra anterior, se espera que US\$1.852 millones, correspondiente al 84% del total acordado, se destine a operaciones *offshore*, cuya prospección, es en su mayoría, hacia recursos de gas natural.

Asimismo, los PEM consideran la perforación de 35 pozos exploratorios, en su mayoría sobre plataforma continental, y 5.437 Km² de adquisición sísmica 3D, permitiendo así, aumentar el conocimiento del país acerca de los sistemas petrolíferos y recursos presentes en estas áreas poco exploradas.

De acuerdo con información de la ANH, los contratos firmados cuentan con un total de 2.664 millones de barriles de **petróleo** (MMBL) como recursos in situ.

Desde Campetrol vemos con buenos ojos la estrategia tomada para mejorar la competitividad del país y la armonización de esfuerzos por parte del Gobierno nacional y el sector de hidrocarburos, en pro de reactivar la industria y garantizar la autosuficiencia energética del país.

Producción

De otra parte, durante el primer semestre de 2019 la producción de **petróleo** promedio de Colombia se situó sobre los 892 mil barriles por día (Kbopd), superando en 4% los niveles obtenidos en el mismo periodo durante el 2018, de aproximadamente 857 Kbopd.

Este primer semestre se caracterizó por la puesta en marcha de campos como La Pluma (Tecpetrol), Quriyana (**Ecopetrol**) y Aguas Blancas (Parex Resources), además del desarrollo del campo Cañacabare (Colombia Energy Development), en el municipio de Orocué, Casanare, que aumentó su producción alrededor del 80%, pasando de 400 BOPD en el mes de enero a aproximadamente 2.050 BOPD en el mes de mayo de 2019.

Otra de las fuentes de aumento de la producción fue el desarrollo del bloque Capachos por parte de Parex Resources en el municipio de Tame, Arauca. Este contrato incluye los campos Andina y Capachos, que en conjunto produjeron un aproximado de 4.900 BOPD, un aumento del 66% con respecto a los volúmenes producidos en enero de 2019, de 1.685 BOPD.

Entre los datos que llaman la atención se encuentra la continua disminución en producción de crudo en el campo Pauto Sur, de la compañías Equión Energía, que perdió alrededor de 15% de su nivel de producción en el periodo comprendido entre mayo de 2018 y mayo de 2019, hecho que probablemente sea debido a una alta tasa de declinación, situación que pretende ser revertida con la perforación del pozo Pauto MP 9, cuya operación inició en el mes de junio 2019, y que se espera sea finalizado en abril de 2020.

0 comentarios

[Inicie sesión](#) o [regístrese](#) para enviar comentarios

Ahora

'Ensálsate', vuelve el sabor de la sucursal del cielo a Bogotá

Candidatos a la Alcaldía intensificaron campaña

Se reduce en 15% cifra de muertos en el puente festivo

Energía eólica marina aumentaría más del 25% para 2030

IU Digital de Antioquia: 8.300 metros de innovación para la educación

