

# Producción de crudo cayó 5,7% anual y llegó a 736.500 barriles en promedio

**ENERGÍA.** DE ACUERDO CON EL ÚLTIMO REPORTE DE CAMPETROL, EL BALANCE DE 2021 CAYÓ EN 44.800 BARRILES FRENTE A 2020. EN EL CASO DEL GAS, SE GENERARON 1.076 MILLONES DE PIES CÚBICOS DIARIOS



**Luis Guillermo Acosta**  
Director ejecutivo de Acipet

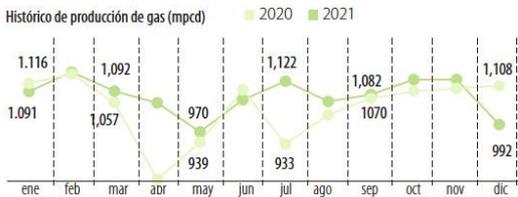
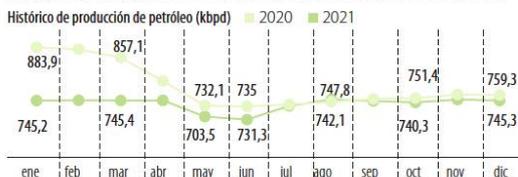
“Las mejores prácticas de multinacionales indican que se debe incrementar la producción de los campos en 8% anual, si se hace un trabajo óptimo (wellwork). Se mantuvo la tendencia a declinar”.



**Nelson Castañeda**  
Presidente de Campetrol

“En 2021 se cosecharon los frutos de las optimizaciones hechas en pandemia, por lo que las compañías operadoras tendrían el flujo de caja suficiente para incrementar sus operaciones en 2022”.

## BALANCE DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN 2021



**-5,7%** Promedio producción de crudo en 2021  
**736,5 kbpd**

**-11,8%** Producción promedio de gas en 2020 frente a 2019  
**1.042 mpcd**

**3,3%** producción de gas en 2021 frente a 2020  
**1.076 mpcd**

Siganos en:  
[www.larepublica.co](http://www.larepublica.co)  
Para conocer las exportaciones de esmeraldas en bruto y talladas en 2021.

Castañeda apuntó que cuando se apagan los pozos, para volverlos a poner en operación, es necesario tener un servicio a pozo para limpiar tuberías y establecer nuevamente la capacidad. Dicho proceso de arranque debe ser sorteado de manera tal que el suministro no se reanuda de manera inmediata.

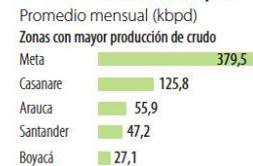
“Es por esto que en la industria tratamos de no parar, porque si paramos el costo del impulso para iniciar de nuevo es bastante alto”, agregó.

Por otro lado, el escenario de producción de gas parece ser un poco más alentador, ya que, en línea con el informe de producción de Campetrol, en promedio se generaron 1.076 millones de pies cúbicos por día (mpcd). Esto significó un aumento de 3,3% anual.

No obstante, en el último mes del año se presentó una disminución de la producción en los campos Bullerengue, Chuchupa, Ballenas y Caramelo, en la costanorte del país, así como en Floreña, ubicado en Casanare.

Frente a este punto, la presidente de Naturgas, Luz Stella Murgas, hizo énfasis en los 127

Promedio mensual (kbpd)  
Zonas con mayor producción de crudo



## El número de taladros activos está muy cerca de los niveles prepandemia

De acuerdo con el reporte de Campetrol, el número de taladros petroleros activos al cierre del año anterior fue de 134. De esta cantidad, 43 pertenecen a drilling y 91 a workover; además, con este registro se obtuvo un promedio anual de 117 equipos activos en 2021. Juan Carlos Rodríguez, director del Departamento de Energías de la Universidad de América, explicó que estas cifras son prueba de la reactivación, ya que “significa que estamos muy cerca de la actividad prepandemia, que era de 140 taladros activos en el país”.

Fuente: Campetrol, MinEnergía

proyectos estratégicos, que suman alrededor de US\$2.900 millones, para el desarrollo y crecimiento del sector. Algunos están en estructuración y otros en ejecución, por lo que se tiene la mirada puesta en el aumento de la actividad exploratoria y productiva para este energético.

Luis Guillermo Acosta, director de Acipet, manifestó que en términos de producción, si bien el sector no sufrió una caída importante, sí se mantuvo la tendencia a declinar los pozos.

Sin embargo, teniendo en cuenta que el indicador anual global de declinación es de 21%,

el comportamiento del precio del crudo y las mejores prácticas de las multinacionales podrían incrementar la curva de producción hasta en 8%.

“Si en Colombia no se incrementa significativamente la exploración de hidrocarburos, en unos años estaremos en riesgo de no lograr la confiabilidad energética”, dijo Acosta.

Ahora, frente a las expectativas planteadas para 2022, el directivo de Campetrol recalca que es posible que las compañías operadoras tengan un repunte en producción.

ANDERSON URREGO  
aurrego@larepublica.com.co

**ENERGÍA.** EL INFORME LO SOLICITÓ LA ANLA PARA CONTINUAR CON LA CONSTRUCCIÓN DEL PROYECTO

# Estudio de Pöyry no reveló novedad para Hidroituango

Luego de que la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (Anla) recibiera el informe sobre las condiciones de estabilidad de Hidroituango, realizado por Pöyry, el gerente general de EPM, Jorge Carrillo, afirmó que el documento no revela ninguna novedad frente a los riesgos que la empresa antioqueña ya ha venido advirtiendo en la hidroeléctrica.

“El informe no dice nada distinto a lo que ha manifestado el Puesto de Mando Unificado (PMU) de manera recurrente, no hay ninguna novedad. Si hubiera una alerta de emergencia, EPM activaría canales de difusión para

proteger vías, pero no es la condición”, afirmó el directivo.

Cabe recordar que el informe pericial fue solicitado por la Anla como un requisito para el levantamiento de la Resolución 0820 del 1 de junio de 2018, emitida por la Autoridad Ambiental, luego de la contingencia ocurrida en abril de ese mismo año. Esta Resolución suspendió las actividades relacionadas con la etapa de construcción regular del Proyecto.

Sin embargo, para reducir los riesgos asociados a la contingencia, garantizar prioritariamente la vida de las comunidades ubicadas aguas abajo de la presa y preservar la integralidad

de Hidroituango, la Anla permitió avanzar en obras y trabajos de ingeniería del proyecto, para disipar la energía contenida en el embalse, a través del sistema de generación diseñado para tal fin.

Así, con la entrega del informe de 432 páginas, el gerente mencionó que Hidroituango es la presa con menos filtraciones monitoreadas, por lo que no constituye una causa de alarma para la ejecución del proyecto, en línea con los elementos de riesgo y los criterios de ingeniería que ya se han venido aplicando en el embalse.

ANDERSON URREGO  
aurrego@larepublica.com.co

## RIESGOS IDENTIFICADOS EN EL INFORME DE PÖYRY EN HIDROITUANGO

- RIESGOS**
- Se deben evitar cambios de contratistas
  - Erosión y socavación en la presa y en el vertedero
  - Entrada en operación contribuiría a la mitigación
  - Aumento en el nivel del embalse
  - Daño progresivo del vertedero

La Anla pidió el estudio como un requisito para levantar la Resolución 0820 del 1 de junio de 2018



Fecha de entrega del estudio a EPM

**29 de diciembre**

Entrada en operación de la primera turbina

**junio de 2022**

Fuente: EPM, Pöyry, Anla / Gráfico: LR-AL