

## CRECERÁ ECONOMÍA DE LATINOAMÉRICA

La Cepal elevó a 2,2 por ciento su proyección de crecimiento para América Latina y el Caribe en 2025. Para Colombia, mantuvo su estimación en 2,5 por ciento y para 2026 en 2,7 por ciento.

## Economía

SUBE PERMANECE ESTABLE BAJA

## DIVISAS

## ÍNDICES ECONÓMICOS

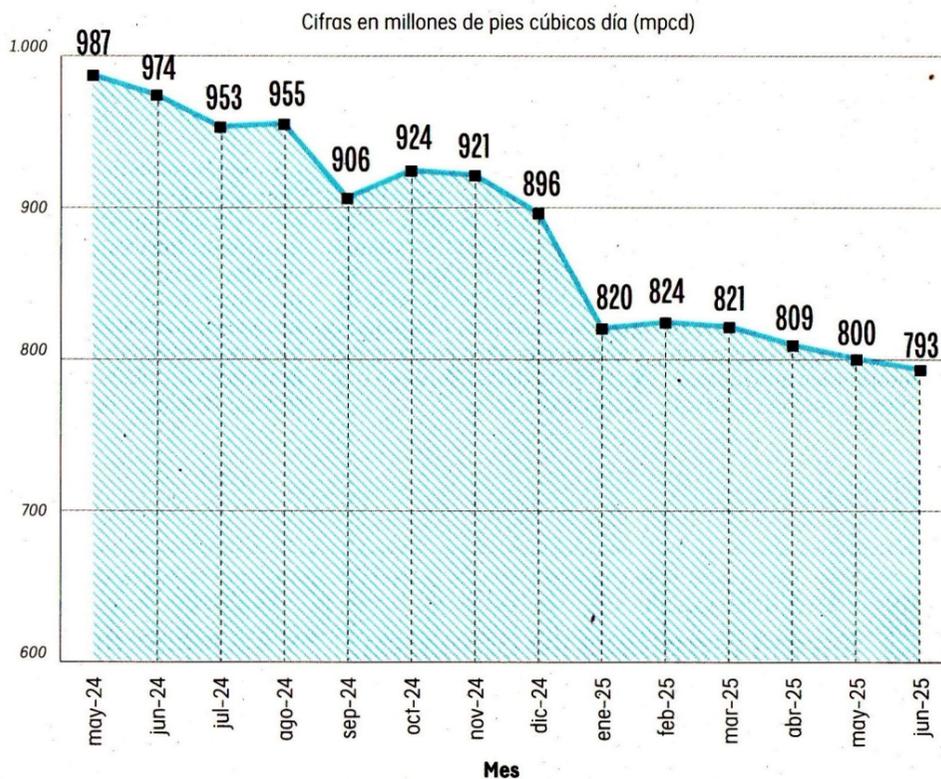
<b>DÓLAR</b> \$ 4.093,12 TRM ANTERIOR: \$ 4.097,38 (C) \$ 4.020 (V) \$ 4.090	<b>EURO</b> \$ 4.737,79 ANTERIOR: \$ 4.740,67 EN DÓLARES: 1,16	<b>MONEDAS BOLIVAR</b> \$ 32,63 PESO MÉX. \$ 217,20 REAL BRASIL \$ 738,44	<b>CAFÉ (N. Y.)</b> US\$ 2,99 LIBRA ANTERIOR: US\$ 2,89	<b>PETRÓLEO (Brent)</b> US\$ 67,64 BARRIL ANTERIOR: US\$ 68,76 CRUDO WTI US\$ 65,16	<b>ACCIONES</b> 1.761,81 COLCAP SUBIERON 0,59 %	<b>INTERÉS (E.A)</b> 8,87 % DTF IBR (3 MESES) 9,20 %	<b>UVR</b> \$ 393,0380 HOY MAÑANA: \$ 393,0507	<b>USURA</b> 25,17 % CONSUMO INT. CT. BAN.: 16,78 %
--	---	--	--	---	--	---	---	--

## Licencias y consultas, entre las trabas que retrasan la producción de gas natural

Las compañías pueden tardar entre seis y siete años para comenzar la explotación en un nuevo campo de este recurso. Expertos señalaron que es necesario hacer ajustes por la cantidad de trámites requeridos.

REDACCIÓN DE ECONOMÍA Y NEGOCIOS / redaccioneeconomicas@eltiempo.com

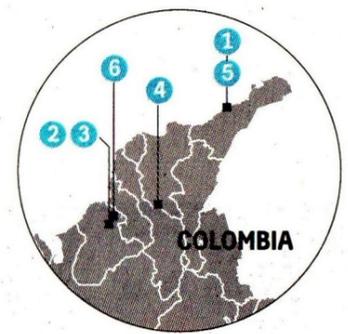
### PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DE COLOMBIA



### POZOS EN SEGUIMIENTO

(siguen en periodo de pruebas)

- 1 **Istanbul**: Riohacha, La Guajira
- 2 **Mágico**: Pueblo Nuevo, Córdoba
- 3 **Brujo**: Pueblo Nuevo, Córdoba
- 4 **Dividivi**: San Sebastián de Buenavista, Magdalena
- 5 **Aruchara-4**: Riohacha, La Guajira
- 6 **Fresa-2**: Sahagún, Córdoba



Fuente: ANH

Hace un mes, Ecopetrol declaró la comercialidad de un nuevo campo de petróleo llamado Lorito (Meta), el más grande que ha descubierto la compañía en la última década. Sin embargo, tardó más de siete años para dar este paso. En 2024 ocurrió algo similar. Después de cinco años de haber anunciado su descubrimiento, Hocol (filial de Ecopetrol) comunicó que comenzaría el desarrollo del campo Arrecife, ubicado en Córdoba. Mientras que otros hallazgos de gas natural que se han tenido en el *offshore*, como Kronos (2015), Purple Angel (2017) y Gorgon (2017), aún siguen en etapa de evaluación a pesar de que han pasado hasta 10 años.

De acuerdo con el presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Orlando Velandía, las empresas están tardando un “tiempo desproporcionado” desde que realizan un descubrimiento hasta que declaran su comercialidad. Esto último es el paso formal y oficial que da una empresa para anunciarles a la ANH y al mercado que un descubrimiento de gas natural o de petróleo es viable técnica y económicamente para comenzar su explotación.

No obstante, esta demora de tiempo es aún más preocupante ahora que Colombia enfrenta una grave crisis por la falta de gas natural, y una muestra de ello es que la producción nacional sigue desplomándose y ha llegado a niveles nunca antes vistos. La producción lleva cuatro meses consecutivos de caídas y en junio fue de 793 millones de pies cúbicos día (mpcd), una reducción del 18,5 por ciento frente al registro de hace un año. Esta falta del recurso provocó que el país perdiera su autosuficiencia en diciembre de 2024 y tuviera que recurrir a las importaciones para cubrir la demanda de los colombianos.

#### ¿Cómo superar la crisis?

Ante este panorama, el presidente de la ANH señaló que se le está haciendo seguimiento a seis pozos específicos que aún están en periodo de pruebas porque “necesitamos que pasen muy rápido a declarar su comercialidad”. Y destacó: “Esto ayudaría a mejorar la situación de gas natural del país porque a los hogares solo se les puede ofrecer gas natural de campos que hayan declarado su comercialidad”.

Estos seis pozos son: Istanbul (Riohacha, La Guajira); Mágico (Pueblo Nuevo, Córdoba); Brujo (Pueblo Nuevo, Córdoba); Dividivi (San Sebastián de Buenavista, Magdalena); Aruchara-4 (Riohacha, La Guajira) y Fresa-2 (Sahagún, Córdoba). Los ubicados en Pueblo Nuevo ha-

cen parte del campo Sinú-9, de la compañía canadiense NG Energy. Y al estar en periodo de prueba aún no puede vender gas natural para atender la demanda esencial, es decir, hogares y pequeños comercios.

Marianella Bernal, vicepresidente sénior de Finanzas y gerente de País de NG Energy, aseguró que uno de los temas más críticos para viabilizar un campo es el desarrollo de toda la infraestructura de superficie que se necesita para conectar los pozos al sistema nacional de transporte. En el caso de Sinú-9, la compañía tardó casi dos años para construir un gasoducto de 25 kilómetros y conectarlo al sistema de Promigás. Actualmente, este campo está produciendo 20 mpcd, pero la idea es estabilizarlo en al menos 35 mpcd hacia el final del año.

Pero, además de la infraestructura, el presidente de la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP), Frank Pearl,



#### “Estos trámites

se han vuelto más complejos debido al aumento de requisitos, especialmente en materia ambiental”.

**Frank Pearl**  
PRESIDENTE DE LA ACP

destacó que existen otros factores que contribuyen a que la primera producción comercial de gas natural o petróleo de un campo tarde entre seis y siete años. En gran medida, esta demora se debe al licenciamiento ambiental y los procesos de consulta previa que se deben hacer para comenzar la perforación de los pozos de exploración. Estas diligencias suelen tomar alrededor de cinco años.

“Estos trámites se han vuelto más complejos debido al aumento de requisitos, especialmente en materia ambiental, así como al deterioro de las condiciones de seguridad y conflictividad social en algunas regiones. Para los proyectos costa afuera, los tiempos pueden ser mayores debido a sus complejidades operativas”, explicó.

Para iniciar la fase de producción se necesita tramitar otra licencia ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (Anla), y son necesarios estudios como el diagnóstico ambiental de alternativas, el estudio de impacto ambiental (EIA) y otros permisos específicos. En materia contractual, tras un descubrimiento, las empresas deben presentar el aviso de este y ejecutar un programa de evaluación que incluye pruebas de producción, análisis técnicos, entre otros.

Después de hacer estas pruebas, se debe entregar un informe final con los resultados, y si el campo es viable, presentar la declaración de comercialidad a la ANH. Todo este proceso implica pruebas técnicas rigurosas, inversión a riesgo y, en algunos casos, perforación adicional y desarrollo de facilidades (infraestructura). Dada la cantidad de trámites y permisos que se requieren, Velandía aseguró que es necesario hacer ajustes para que se pueda declarar rápidamente la comercialidad de los campos después de anunciar el descubrimiento.

Para el presidente de la ACP, en materia de trámites ambientales y de consulta previa, es posible mejorar los tiempos y la eficiencia mediante una mayor articulación interinstitucional. Respecto a los procesos contractuales, se podría trabajar en temas normativos que permitan que las áreas que se asignen ya cuenten con los trámites requeridos.