



Con Sheinbaum en México y Maduro en Venezuela, ¿cómo queda el escenario político latinoamericano?

El café de hoy

www.eltiempo.com/podcast

Colombia

Reservas de gas natural de proyecto Sirius duplican las que se tenían en el país

El minninas, Andrés Camacho, afirmó que es el mayor hallazgo en Colombia desde los años 90. Petrobras descubrió una capacidad de más de 6.000 gigapiés cúbicos en ese punto del mar Caribe.

LINA QUIROGA RUBIO - REDACCIÓN ECONOMÍA - EL TIEMPO

Durante la VII Cumbre de Petróleo, Gas y Energía, el gerente general de activos exploratorios de Petrobras, Rogério Soares, aseguró que el proyecto Uchuva, ahora conocido como Sirius, "resultó ser el mayor descubrimiento de gas en aguas profundas de Colombia". Petrobras es la empresa operadora de este proyecto y tiene una participación del 55,6 por ciento, mientras que Ecopetrol tiene el 44,4 por ciento restante.

Este descubrimiento se anunció en julio de 2022 y fue confirmado en agosto pasado. Con lo revelado ayer, el ministro de Minas y Energía, Andrés Camacho, indicó en su cuenta de X que se trata del "mayor hallazgo de gas desde los 90".

No obstante, hay que tener en cuenta que un fallo del Juzgado 4V Laboral del Circuito de Santa Marta ordenó frenar cualquier actividad en el pozo Uchuva-2,

que hace parte de este proyecto de gas natural. Por lo tanto, Ecopetrol y Petrobras tienen hasta dos meses para elaborar y presentar un cronograma detallado que incluya las etapas y tiempos necesarios para la suspensión de las operaciones.

Esta suspensión está sujeta a la realización de una consulta previa con la comunidad indígena de Taganga, y podría poner en riesgo una inversión que supera los 4.100 millones de dólares y la posibilidad de duplicar las reservas de gas natural de Colombia. El fallo fue impugnado y el presidente de Ecopetrol, Ricardo Roa, espera que haya una decisión a favor de las empresas porque las autoridades nacionales han determinado que las operaciones en este proyecto no causarían ninguna afectación al ecosistema y a las comunidades de la zona. De acuerdo con datos de Petrobras, los resultados de

las evaluaciones preliminares - que se esperaban para finales de este año - estiman un potencial superior a los 6.000 gigapiés cúbicos de gas natural en Sirius, que permitirían duplicar - como lo señaló Soares - las reservas de gas teniendo en cuenta que al cierre de 2023 eran de 2.373 gigapiés cúbicos. Es decir, la capacidad del proyecto es 2,5 veces la que tiene hoy Colombia.

Con este potencial, los planes iniciales de Petrobras y Ecopetrol son comenzar la etapa de producción entre 2029 y 2030 con cuatro pozos productores. La producción que se espera es de 13,3 millones de metros cúbicos día de gas natural durante un período de 10 años. Esto equivaldría a 470 millones de pies cúbicos día, alrededor de la mitad del gas natural que se consume actualmente en toda Colombia. Cabe destacar que, si todo sale bien y no hay demoras,

el pozo entraría a producir en los próximos años y, por lo tanto, no resolvería los problemas inminentes de desabastecimiento de energía y gas que han denunciado los diferentes gremios del sector. Por ejemplo, ayer el presidente del Grupo Vanti, Rodolfo Anaya, afirmó que con la producción nacional y con la infraestructura de importación que existe actualmente en el país se podría atender toda la demanda de gas natural del país en el 2025; sin embargo, a partir del 2026 no sería suficiente para atender el consumo nacional. Esto hace que sea urgente producir más gas nacional.

Además, será necesario un gasoducto submarino de 117 kilómetros para transportar el gas desde el fondo del mar hasta tierra firme, al igual que una nueva unidad de tratamiento de gas en Barranquilla (La Guajira). Según comentó el presidente de Eco-

petrol, en la primera semana de diciembre se entregarían más detalles de este potencial y de la posibilidad de colocar ese gas natural en el sistema nacional. Para el desarrollo de Sirius también se estima una fase complementaria a partir de 2031 que incluiría uno o dos pozos productores y una producción de 15 millones de metros cúbicos día de gas natural desde el primer momento.

Hasta ahora, Ecopetrol y Petrobras han invertido unos 820 millones de dólares para las actividades exploratorias en el proyecto y hacia adelante tienen previstos 1.200 millones de dólares adicionales. Igualmente, para la etapa de producción esperan invertir 2.900 millones de dólares. Es decir que la evaluación de este descubrimiento en el mar Caribe representa inversiones cercanas a los 5.000 millones de dólares.

Desde Petrobras, Soares destacó que los proyectos de gas natural en costa afuera tienen un potencial que puede brindar al país seguridad energética por varias décadas, así como antes lo hicieron Cusiana, Cupiapi, Balleza y Chichupá. Y que, con los recursos contingentes y prospectivos de las oportunidades exploratorias de Sirius y otros proyectos en el mar Caribe, "podremos seguir garantizando la sostenibilidad energética y el autoabastecimiento de gas a largo plazo".

Alianza para ampliar las redes de transporte

El Grupo Ecopetrol - a través de su filial de transporte de hidrocarburos Centit - y Promigas firmaron una alianza para evaluar una nueva conexión de los mercados de gas natural de la región Caribe y del interior del país, con el propósito de garantizar el suministro de este hidrocarburo. Con la iniciativa se busca reconstruir la infraestructura del oleoducto de Colombia, que se utiliza para transportar petróleo, a un gasoducto para comenzar a movilizar gas natural.

"La nueva conexión le otorga al Sistema Nacional de Transporte de gas natural la capacidad de atender la demanda en momentos en que el país necesita desarrollar estructuras de infraestructura que generen los mínimos impactos ambientales y sociales", aseguró el presidente de Ecopetrol, Ricardo Roa. Además, manifestó que este proyecto enfrenta un vacío jurídico relacionado con la posibilidad de que una empresa como Ecopetrol dé recursos para infraestructura de gas, pero aseguró que esto se puede resolver con estudios que van a realizar y con reglamentos que pueden expedir Minninas y la Creg.

Según detalló el presidente de Centit, Alexander Cadena, le están apostando a que en el segundo semestre del 2026 esté lista la primera fase de reconversión del oleoducto a gasoducto. Este sería una alternativa para transportar el gas natural que se importe y el descubrimiento en el mar Caribe, el Magdalena Medio o la cuenca Simi-San Jacinto. Hoy, este gas tiene que salir La Guajira y luego bajar al centro del país, pues no hay interconexión.



Rogério Soares, gerente general de activos exploratorios de Petrobras, fue quien hizo el anuncio ayer durante la VII Cumbre de Petróleo, Gas y Energía.

FOTO: @PETROLEOYGASCO

Oportunidad para explorar Komodo-1 en el corto plazo es casi nula, señalan expertos

DEBIDO A LA SUSPENSIÓN DEL TRÁMITE DE LA LICENCIA AMBIENTAL PARA ESTE POZO, SE PERDIÓ DISPONIBILIDAD DEL TALADRO PARA PERFORARLO. EN EL MUNDO SOLO EXISTEN TRES DE ESTE TIPO Y SU ALQUILER PUEDE TARDAR AÑOS.

Además de Sirius, en el país hay gran expectativa por otro gran proyecto de gas natural: Komodo-1. En agosto, el Ministerio de Ambiente decidió suspender el trámite de la licencia ambiental que le daría a Ecopetrol y su socio Oxy la autorización para perforar este pozo, considerado como el más profundo del mundo. Este se encuentra ubicado en aguas profundas del mar Caribe colombiano, lo que significa que tiene una lámina de agua de aproximadamente 4 kilómetros para encontrar la base marina y poder comenzar con la perforación.

Las sísmicas y estudios geológicos que se han desarrollado con anticipación en este pozo permiten considerar que Komodo-1 podría ser un descubrimiento más grande que Uchuva (ahora conocido como Sirius), ya que sería una exten-

sión del potencial que se ha encontrado en Guayana.

El TIEMPO pudo establecer que esta ha sido la campaña exploratoria más grande que ha hecho Oxy en toda su historia, porque la empresa confía en que Komodo-1 tiene un gran potencial y se podría convertir en un nuevo éxito en Colombia. En esta campaña se habrían invertido aproximadamente 200 millones de dólares en los últimos años y para la perforación de este pozo se tenía previsto destinar 150 millones de dólares adicionales.

Además, en este pozo existe una alta probabilidad de encontrar petróleo. La novedad de esto radica en que, hasta el momento, todos los descubrimientos que se han dado en el mar Caribe han sido de gas natural, pero para confirmar esta expectativa la única opción es hacer la perforación.



“Tener el taladro otra vez en las condiciones que se necesitaban va a tomar por lo menos un año o un año y medio más de cronograma”.

Tomás González
EXMINISTRO DE MINAS

Sin embargo, la decisión del Ministerio de Ambiente generó una alta probabilidad de que Komodo-1 no se pueda perforar en un futuro, ya que todo estaba preparado para comenzar la perforación en noviembre

de este año, y la movilización de equipos a la zona debía comenzar un mes y medio antes. "La oportunidad del taladro se perdió, se tuvo que ir, y tener el taladro otra vez en las condiciones que se necesitaban va a tomar por lo menos un año o un año y medio más de cronograma", indicó el exministro de Minas y Energía Tomás González.

Lo complicado de esta situación radica en que en el mundo solo existen tres taladros que pueden hacer la perforación que se requería en Komodo-1 y debido a este limitado número, sería prácticamente imposible tener un nuevo taladro disponible en el corto plazo.

Además, expertos explican que este tipo de taladros pueden tener actualmente hasta tres años de perforaciones programadas, lo que dificulta aún más la posibilidad de encontrar una nueva disponibilidad.

También hay que tener en cuenta que el proceso para buscar y agendar un taladro que perforé un pozo de las características de Komodo-1 puede tomar aproximadamente dos años.

Otro tema de gran relevancia es la inversión que se programa con anticipación para llevar a cabo este tipo de perforaciones y podría pasar que Oxy ya no esté interesada en priorizar inversiones para Komodo-1 en el futuro.

El vicepresidente Ejecutivo de Ecopetrol, Rafael Guzmán, aseguró que la empresa está esperando que la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (Anla) les notifique su decisión sobre la licencia ambiental del pozo para "hacer los cálculos de cuándo podríamos continuar con la perforación". No obstante, fuentes consultadas por EL TIEMPO aseguran que esta oportunidad está prácticamente perdida, algo que ha influido en la decisión entre Ecopetrol y Oxy se debilita aún más luego del fallido negocio para ampliar las operaciones de fracking en Estados Unidos.