

La esperanza está en el mar Caribe: reservas costa afuera proveerían de gas a Colombia 20 años más

De tener éxito los 11 contratos costa afuera de Ecopetrol, las reservas de gas se podrían multiplicar por 20. El lío es que la primera producción entraría para 2028 y al país le urge incorporar recursos pronto.

Por ALEJANDRA ZAPATA QUINCHÍA

Como si fuesen naves espaciales ancladas en aguas del Caribe colombiano, las plataformas *offshore*, también conocidas como marinas, resisten el oleaje del trópico y los fuertes vientos con un único y silencioso propósito: extraer el gas natural latente de las profundidades del océano de Macondo.

Precisamente, en ellas se está poniendo la esperanza del futuro de la seguridad energética de Colombia, en medio de un panorama en el que las reservas de gas se agotan, cayendo de 7,2 a 6,1 años, y con la alerta de que se entrará en déficit del energético a partir del 1° de diciembre de este 2024.

Y es que solo con los 11 contratos costa afuera que tiene Ecopetrol vigentes en el Caribe, y que representan el 28% del área total de esa zona, se ha estimado un volumen descubierto de entre 4,5 y 12 terapies cúbicas (TPC). Esto significa que, de tener éxito, las reservas gasíferas del país podrían aumentar más de 20 veces frente a las que se tienen actualmente.

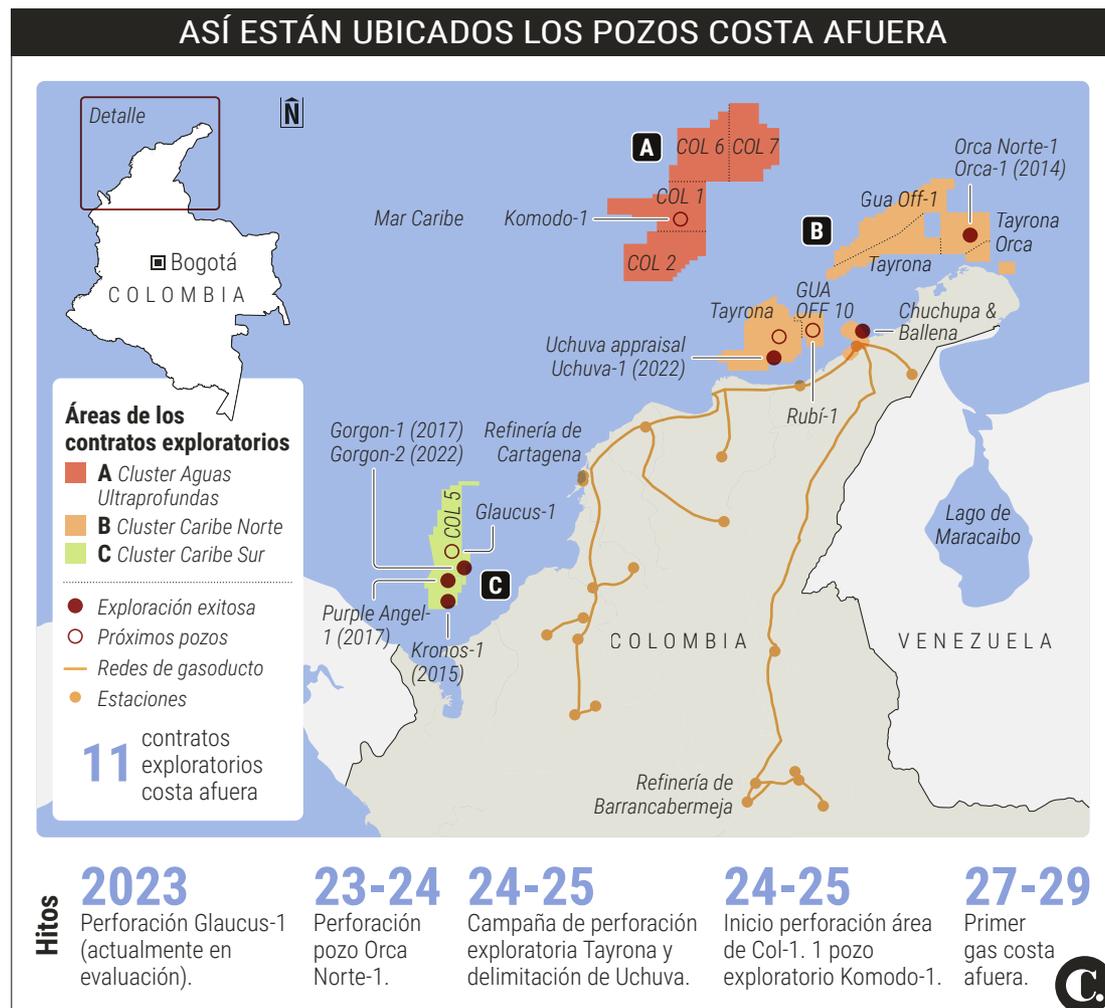
De hecho, en días pasados se confirmó el descubrimiento de gas más importante desde los años 90, pues solo se compara con el campo Chuchupa, el cual le ha dado gas natural a Colombia en los últimos 45 años.

Se trata del proyecto Sirius (antes Uchuva) de Ecopetrol y Petrobras que logró probar la existencia de seis terapies cúbicas de este energético. Esto quiere decir que, al ritmo de consumo actual (0,3 terapies por año), el campo podría alimentar por sí solo la demanda del país durante unos 20 años más.

Por esto, si bien los volúmenes de las reservas de gas han bajado, no es el caso de los descubiertos. Según Elsa Jaimés Romero, vicepresidenta de Exploración *Offshore* de Ecopetrol, la compañía debe desarrollar ese potencial antes de que se acabe la década.

“Lo que pasa es que los volúmenes descubiertos se convierten en reservas cuando ya tenemos una comercialidad, unos compradores y cuando logramos conectarlos con los centros de consumo”, indicó la directiva en declaraciones pasadas.

Desde la óptica de Luz Stella Murgas, presidenta de Naturgas, “el potencial que tenemos en el Caribe puede darnos tran-



quilidad y seguridad energética por varias décadas e, incluso, convertirnos en exportadores”.

Sin embargo, aunque hay un panorama alentador en términos de recursos y abastecimiento desde estas cuencas, la industria enfrenta retos importantes antes de llegar a la etapa de comercialización, como tiempos, costos, infraestructura de transporte y permisos sociales y ambientales.

El estado de los pozos

La historia exploratoria costa afuera de Colombia contabiliza más de 60 pozos desde los años 40. De acuerdo con Frank Pearl, presidente de la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP), “a lo largo de este tiempo se han concretado contratos de exploración en tres áreas del Caribe: Caribe profundo, Caribe norte y Caribe sur, todos en sociedad Ecopetrol y operados por empresas de talla mundial que han aportado su experiencia, capital y trabajo”.

Actualmente, el país cuenta con 15 pozos activos costa afuera: Arazá-1, Mapalé-1, Orca-1, Kronos-1, Calasu-1, Brama-1, Gorgon-1, Purple Ángel-1, Siluro-1, Molusco-1, Gorgon-

“

Se espera que en los próximos años se perforen al menos dos nuevos pozos que expandan el horizonte de gas en el Caribe”.

1, Sirius-1, Glaucus-1, Orca Norte-1 y Sirius-2, que han permitido identificar recursos importantes para la sostenibilidad energética.

Sobre el estado en que se encuentran, Pearl explicó que

en el Caribe sur, tras los descubrimientos materiales de Kronos, Gorgon y Glaucus (proyecto KGG), se ha avanzado en la evaluación del desarrollo y comercialidad de los hallazgos, considerando las necesidades de infraestructura de transporte y las condiciones de mercado que requiere este gas. Adicionalmente, se han ejecutado estudios de trazado y viabilidad de los puntos de entrada del proyecto al territorio nacional.

En Caribe norte, por ejemplo, se dieron dos hallazgos de gran importancia para el sector y el país: el primero fue Orca-1, que realzó el interés en la cuenca e instó la perforación del pozo Orca Norte-1.

Un poco más al sur, en las costas de Santa Marta, en 2022 se confirmó el descubrimiento de Sirius-1 (antes Uchuva 1), que dio indicios de un área con un potencial de grandes dimensiones, el cual se confirmó con la actual perforación de Sirius-2 (antes Uchuva 2).

“El interés que ha despertado este potencial ha llevado a identificar nuevos prospectos con probabilidad de éxito alta, por lo que se espera que en los

RADIOGRAFÍA

PAPAYUELA, EL NUEVO POZO DESCUBIERTO

Fue el pasado 3 de octubre que Ecopetrol confirmó el hallazgo de Papayuela, un nuevo pozo de gas costa afuera (*offshore*) en el mar Caribe colombiano.

Este pozo podría producir hasta 800 millones de pies cúbicos al día y cubrir el 80% de la demanda nacional.

“La expectativa es poder alcanzar la maduración. Eso lógicamente va a tomar sus tiempos, hasta ahora se sancionaron, se ordenaron los recursos para sancionar los proyectos, para hacer los estudios”, afirmó Ricardo Roa, presidente de Ecopetrol.

Sin embargo, explicó que aunque esta es una buena noticia, hay que tener en cuenta que el proceso de maduración para la exploración podría durar entre cinco y siete años.

Es de anotar que la perforación de este campo está en manos únicamente de Ecopetrol.

próximos años se perforen al menos dos nuevos pozos que expandan el horizonte de gas en el Caribe colombiano”, señaló el líder de la ACP.

Pero añadió que, aunque son proyectos relevantes, cuentan con varias restricciones que van más allá del ámbito técnico, especialmente relacionadas con asuntos sociales y ambientales, que deben ser resueltas para lograr su comercialización y puesta en producción.

Transporte y tiempo preocupan

Aunque el gas *offshore* se ha convertido en ese ‘salvavidas’ para la autosuficiencia energética del país, aún hay bastantes desafíos y barreras que ponen en veros su efectivo suministro hasta cada una de los hogares e industrias.

Una de ellas, indicó Luis David Pachón, consultor en energía y gas, es el diseño y construcción de la infraestructura tanto de producción como de transporte (gasoducto marítimo) para conectar las facilidades de producción con el Sistema Nacional de Transporte (SNT).

De hecho, en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (2023-2038), de la Unidad de Planeación Minero-Energé-



Actualmente, el país cuenta con 15 pozos costa afuera, que permiten identificar recursos para la seguridad energética”.



Colombia confirmó el descubrimiento de gas más importante desde los años 90 con el proyecto Sirius (antes Uchuva), propiedad de Ecopetrol y Petrobras. Este logró probar la existencia de seis terapias cúbicas diarios de gas natural. FOTO ECOPETROL

tica (Upme), hace un llamado a incluir proyectos para la conexión al SNT del gas natural proveniente de los hallazgos *offshore*. Por el momento, la potencial oferta reportada en la actualidad ingresaría al SNT desde clústeres ubicados en la Costa Atlántica, denominados Caribe Norte, Caribe Sur y Aguas Ultra-profundas.

En cuanto a los tiempos, desde Naturgas estiman que la primera producción de gas natural *offshore*, de cerrarse la licencia ambiental y las consultas previas en los tiempos, previstos, va a entrar en 2028.

El problema es que en el corto plazo se avecina un déficit que ya está poniendo en aprietos al país: en menos de dos meses los faltantes de gas serán del 12% de la demanda nacional. Y a finales de 2025 y durante 2026 el déficit se incrementaría al 30%. Esta situación es la que ha exacerbado la necesidad de importar.

Frente a lo anterior, el ministro de Minas y Energía, Andrés Camacho, sostuvo que se está haciendo un seguimiento permanente con el propósito de que los cronogramas se cumplan y se tengan las garantías de los proyectos que están en desarrollo.

En ese sentido, manifestó que hay un decreto que está en curso para “verificar la posibilidad de usar de manera anticipada algunos volúmenes que ya se han detectado y que ya se han evaluado, de tal manera que tengamos disponibilidad de este energético”.

Licencias y costos

La noticia del descubrimiento del potencial de Sirius emocionó al país, pero a su vez dejó un sabor agri dulce cuando el presidente de Ecopetrol, Ricardo Roa, reconoció que para contar con este recurso se deben superar 116 consultas previas requeridas solo para construir el ducto que conectará al campo con la costa colombiana y de ahí con el proyecto Ballena, que permitirá transportar el gas hasta el interior del país.

Dichas consultas implican diálogos entre el Estado y los pueblos indígenas, buscando llegar a acuerdos sobre medidas administrativas o legislativas que puedan afectar los derechos colectivos, en este caso de la comunidad indígena de Taganga. El meollo del asunto es que este procedimiento podría alargar la entrada en operación del campo hasta 2030.

“El licenciamiento ambiental y la gestión social representan importantes retos para el desarrollo de estos proyectos. También es necesario actualizar los reglamentos operativos y comerciales para ajustarlos a los estándares internacionales, entendiéndolo que el mundo ha desarrollado estas actividades desde hace muchos años. Por último, la regulación comercial debe ajustarse para que los volúmenes puedan llegar a todos los mercados de forma competitiva, ya sea cerca o lejos de la fuente de producción, y que permita su rápido ingreso al mercado”, destacó Pearl.

Sobre los costos, Alejandro Castañeda, presidente de la



Para contar con los recursos de Sirius (antes Uchuva) se deben superar 116 consultas previas requeridas”.

Asociación Nacional de Empresas Generadoras (Andeg), manifestó que pasarse solo a fuentes de producción *offshore* puede provocar un aumento en las tarifas del orden del 20% o 25%.

“Sacar gas en tierra es una cosa y otra muy distinta es perforar columnas de agua de 3.000 metros de profundidad para comenzar a taladrar”, dijo.

Asimismo, un informe de Bancolombia proyecta que campos como Gorgón y Sirius requieren importantes inversiones que se traducirían en mayores precios: un valor presente neto de entre 8,8 y 12,6 dólares por millón de unidades térmicas británicas (Mbtu).

“En el mediano plazo no se evidencia un riesgo latente de oferta sino de mayores valores del gas, donde el precio promedio puede llegar a ser superior a los 10 dólares por Mbtu, dado el efecto de las importaciones y el *offshore*”, sostuvo el estudio.

¿Cómo hacerlo competitivo?

Aunque este tipo de gas que se saca del mar, efectivamente, implica mayores costos tanto para su exploración como para su explotación, desde la mirada de Carlos Vasco, profesor de la Universidad de Antioquia, si se compara con otras alternativas —como traerlo importa-

do desde Venezuela o Estados Unidos— sigue siendo mucho mejor producir y consumir el recurso propio.

“Una de las opciones para que sea más competitivo puede ser tener, dentro de la estructura de costos, una mayor claridad en cuanto a los insumos. Por ejemplo, estos pozos requieren de energía eléctrica para operar, y esta se podría suministrar a través de los proyectos eólicos que se están planificando en esa misma zona. Ahí se puede generar una oportunidad de reducción de precios”, anotó.

Para Pachón, por su parte, dependiendo de los volúmenes que se puedan producir diariamente, “se debería pensar en exportar como un incentivo para los productores, que a su vez permita entregar un menor precio a los usuarios nacionales”.

Esto, puesto que según el analista en el caso de las zonas más alejadas del punto de entrada del recurso, salvo modificaciones regulatorias en la forma que se calculan las tarifas de transporte, los usuarios más alejados pagarían más que aquellos que se encuentran a menor distancia.

Finalmente, el presidente de la ACP fue enfático en que se deben optimizar los componentes de la tarifa, es decir, los cargos regulados de transporte, comercialización y distribución. Dichos segmentos, dijo, “no han sido revisados desde hace buen tiempo y tienen margen de mejora, en la búsqueda de promover la competencia”.

Y recalzó que se requieren incentivos para la exploración y desarrollo, así como dar condiciones para que los productos, servicios y mano de obra especializada que requiere la industria sean en la medida de las posibilidades provistos localmente, de forma competitiva y confiable.



ANDRÉS CAMACHO
Ministro de Minas y Energía

“Hay un decreto que está en curso para verificar la posibilidad de usar de manera anticipada algunos volúmenes que ya se han detectado”.



LUZ STELLA MURGAS
Presidenta de Naturgas

“El potencial que tenemos en el Caribe puede darnos tranquilidad y seguridad energética por varias décadas e, incluso, convertirnos en exportadores”.



FRANK PEARL
Presidente de la ACP

“Aunque son proyectos relevantes, hay restricciones que van más allá del ámbito técnico, relacionadas con asuntos sociales y ambientales”.