

Vacíos y fallas en balance de reservas de gas de Minenergía

Gobierno dijo que los recursos llegarían a 2037. Algunos de estos no son certificados.

Daniela Morales Soler

DESPUÉS de haber anunciado que se estaba haciendo un análisis para establecer si se necesitaba o no otorgar nueva contratación de exploración y producción (E&P) de petróleo y gas, la ministra de Minas y Energía, Irene Vélez, afirmó que se había decidido no dar más contratos.

El anuncio de la ministra se dio en el marco de su participación en el Foro Económico Mundial, llevado a cabo en Davos (Suiza) la semana pasada. De acuerdo con la jefe de la cartera, la decisión estaba fundamentada en el “Balance de contratos de hidrocarburos y recursos disponibles para la Transición Energética Justa”, un documento presentado en noviembre del año pasado.

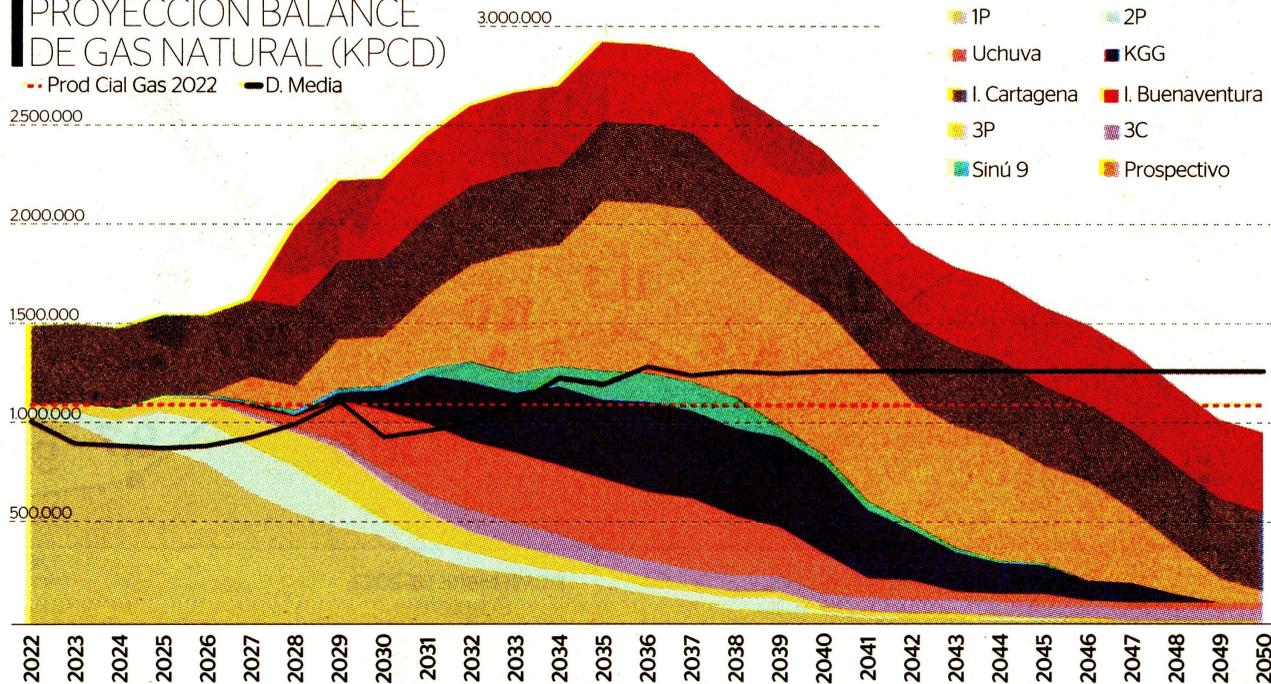
Allí se afirma que “es posible inferir que los recursos contingentes, tanto del bloque Sinú 9 como de los hallazgos offshore, pueden abastecer la demanda nacional e, incluso, producir un excedente en su producción hasta el año 2037. Si tenemos en cuenta los recursos prospectivos este suministro (de gas) se puede extender hasta el año 2042”. Con base en esto, tanto la ministra Vélez como el presidente Petro, han señalado que hay suficientes recursos.

Sin embargo, de acuerdo con información revelada por Caracol Radio, el documento no le fue presentado antes a la viceministra de Energía, Belizza Ruiz, a pesar de que aparece como firmante.

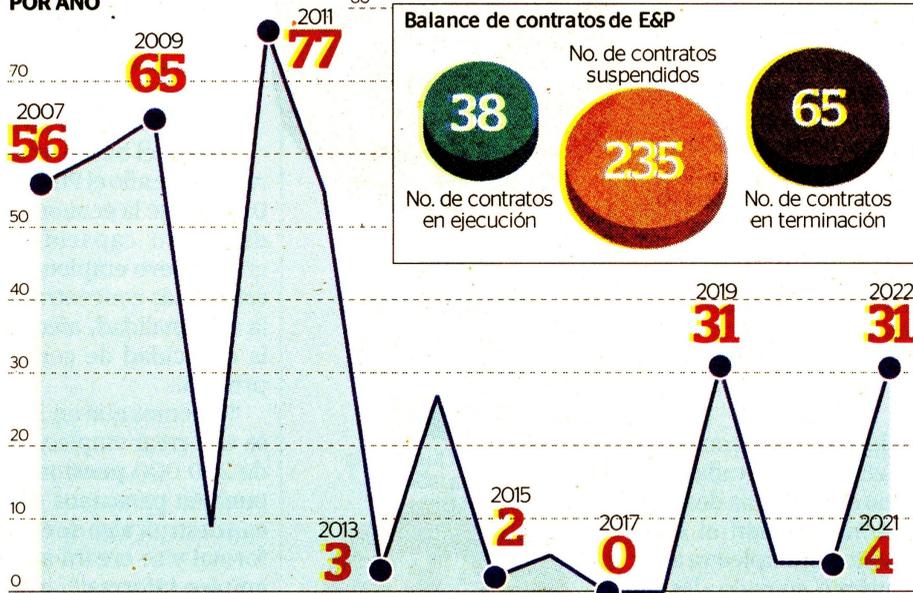
Asimismo, afirmaron que tiene falencias técnicas, normativas y jurídicas que le fueron informadas a la ministra Vélez, con el fin de que se revisaran pero que estas fueron ignoradas.

Portafolio consultó con Armando Zamora, expresidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos

PROYECCIÓN BALANCE DE GAS NATURAL (KPCD)



CONTRATOS FIRMADOS POR AÑO



Fuente: ANH

HALLAZGOS DE GAS EN LA PROVINCIA OFFSHORE

Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol, presentó el potencial gasífero costa afuera en el norte del país. De acuerdo con el directivo, oscila entre 3,4 y 5,5 terapieés cúbicos (TPC). Esto representa el gas que ha sido encontrado en los

bloques Tayrona (con el hallazgo en Uchuva; 1 cuyo potencial es de entre 3 y 5 terapieés cúbicos) y en Orca (el descubrimiento es de entre 0,4 y 0,5 TPC). Cabe recordar que con corte a 2021, las reservas de gas del país eran de 3,8 terapieés,

que según la ANH representaban 8 años de reservas. Ahora bien, sobre el bloque KGG, el pozo Gorgón 2 demostró importantes hallazgos, pero su potencial aún se desconoce, ya que, de acuerdo con Bayón, aún están en las comprobaciones.

(ANH) con respecto a cuáles son las falencias que tiene este informe, especialmente para tomar una decisión con respecto a otorgar no nuevos contratos.

Lo primero que señala Zamora es que cuando se hace un balance de este tipo las reservas probadas (1P) son las únicas con las que se puede contar, dado que en 90% de probabilidad pueden ser puestas en superficie, mientras que las probables (2P) llegan a 50% y las posibles (3P) a 10%.

Además el documento cuenta con recursos como los de la provincia gasífera del offshore, anunciados a final de 2022 por Ecopetrol. Sin embargo, estos recursos aún no han sido certificados para establecer cuántas son y qué tantos años pueden adicionar a las reservas.

No solo eso, sino que dentro de las cuentas del Ministerio de Minas y Energía están las reservas contingentes y prospectivas. “Los recursos prospectivos están aún lejos de ser reservas, ya que las reservas deben ser descubiertas, estos no lo son”, explicó Flower Rodríguez, presidente de la Asoc-

ciación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo (Acggp). Zamora afirmó que hay un gran potencial en gas, pero faltan muchas etapas para asegurar que alcanzan hasta 2037. Para esto se requiere infraestructura, inversión, desarrollo, investigación y acceso a los mercados.

Explicó que en su informe final entregado en octubre del año pasado se explicaba que se necesitan 200 contratos de E&P de petróleo hasta 2040 para garantizar la carga de las refineras; es decir, sin contar con nuevos contratos para gas.

Por esto, Zamora recomendó que se hiciera un estudio completo, hecho por un tercero, para hacer los análisis de si se requiere o no esta contratación adicional. De acuerdo con el expresidente de la ANH, este tipo de informes se tardan aproximadamente un año y la ANH no está en la capacidad ni tiene los protocolos para llevarlo a cabo, por lo que se debe pagar a un externo para llevar a cabo el estudio.

Explicó que se suelen tomar cerca de un año, por lo que este balance fue hecho muy rápido, máximo en 3 meses, por lo que podría haber una serie de elementos con oportunidad de mejora. Su documento de entrega estima que este estudio costaría cerca de \$2.000 millones.

Expertos y empresarios manifestaron su preocupación por el hecho de que la decisión de la cartera se haya tomado con base en un estudio con fallas y recursos que no han sido certificados para no otorgar nueva exploración, puesto que se pondría en riesgo la autonomía y seguridad energética del país. ☞

El documento cuenta con recursos como los de la provincia gasífera del offshore de Ecopetrol, que aún no han sido certificados”.