



Asociación Colombiana
del Petróleo y Gas



Informe Económico

NUEVOS PROYECTOS DE GAS NATURAL: CLAVE PARA LA AUTOSUFICIENCIA ENERGÉTICA DE COLOMBIA

Vicepresidencia de Asuntos Económicos
y Regulatorios, ACP

Junio 2021

Visitenos en: acp.com.co

**Industria del
Petróleo y Gas**



Nuevos proyectos de Gas Natural: clave para la autosuficiencia energética de Colombia

Vicepresidencia de Asuntos Económicos y Regulatorios
Asociación Colombiana del Petróleo y Gas
Junio 2021

Introducción

El Gobierno nacional por medio del Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, publicó recientemente el Informe de Reservas 2020, en donde refleja que, en el caso del gas natural, “*las reservas probadas disminuyeron por tercer año consecutivo, pasando de 8,1 años a 7,7 años de vida útil*”, escenario que ha generado preocupación sobre el abastecimiento de gas natural en el país.

Dada la importancia del gas natural en la matriz energética nacional y su creciente rol en la transición energética, es necesario que el país siga impulsando su crecimiento como energético de bajas emisiones y asegurar el abastecimiento a mediano y largo plazo. Adicionalmente, este es un hidrocarburo que tiene una participación importante en el consumo de energéticos a nivel residencial, donde se ha incentivado la masificación de su uso, buscando reemplazar el uso de otras fuentes de energía como la leña y el carbón.

En este contexto, Colombia debe esforzarse por garantizar su seguridad e independencia energética, aprovechando prioritariamente los recursos disponibles en el subsuelo, los cuales representan, además, beneficios para el país y las regiones por concepto de regalías, impuestos, dividendos, empleo y desarrollo social y económico.

En línea con lo anterior, la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas, en conjunto con las empresas productoras de gas, ha identificado proyectos concretos que podrían aportar gas natural adicional al mercado nacional a mediano y largo plazo, correspondientes a recursos tanto en tierra firme como en costa afuera.

Este documento presenta: (1) resumen de los principales elementos del Informe ANH de Recursos y Reservas del 2020; (2) análisis de una muestra de proyectos concretos de nueva oferta de gas, los cuellos de botella que estos enfrentan y el impacto que su desarrollo tendría en el autoabastecimiento de gas del país; (3) propuesta de hoja de ruta con las cinco principales medidas para impulsar el desarrollo de nueva oferta de gas nacional.

1. Reservas de gas 2020: principales elementos del Informe ANH de Recursos y Reservas 2020 (IRR)

- De acuerdo con el Informe ANH de Recursos y Reservas 2020 (IRR 2020)¹, el país cuenta con 4.031 GPC de reservas, de las cuales 2.949 corresponden a Reservas Probadas (1P) y 1.082 GPC de Reservas Probables y Posibles (2P y 3P).

¹ “Reservas de crudo y gas del país - Corte a 31 de Diciembre de 2020” – Agencia Nacional de Hidrocarburos

- La regulación vigente define **Reservas Probables y Posibles** como aquellas que tienen “50% y 10% de probabilidad de superar (producir) su estimativo como reservas 2P y 3P, respectivamente”, por lo tanto, tienen “menor certeza de recobro que las Reservas Probadas”².

- Adicionalmente, el IRR de la ANH registró un nivel de recursos contingentes de 2.636 GPC en 2020. Los recursos contingentes son volúmenes de gas ya descubierto que, “a partir de una cierta fecha, serán potencialmente recuperables en acumulaciones conocidas, pero el proyecto aplicado aún no se considera lo suficientemente maduro para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias”³

- Como se observa en la Figura 1, si bien en 2020 se registró una disminución del 6,8% en las reservas probadas con respecto al año 2019, al caer de 3.163 GPC a 2.949 GPC, **existen volúmenes adicionales de gas ya descubierto que podrían duplicar las reservas probadas actuales.**

- Estos volúmenes adicionales de recursos descubiertos corresponden a:

- ✓ Las Reservas Probables y Posibles, que aumentaron en 6%, al pasar de 1.022 GPC en 2019, a 1.082 GPC en 2020.
- ✓ Los recursos contingentes, que aumentaron 11% al pasar de 2.362 GPC en 2019, a 2.636 GPC en 2020 (ver Figura2).
- ✓ Vale la pena resaltar que las Reservas Posibles y los Recursos Contingentes, aunque son volúmenes que ya están descubiertos y provienen de yacimientos conocidos, al **no ser certificados como reservas probadas, la normatividad colombiana no permite reportarlos como producción disponible para la venta, ni incluirlos en los balances de oferta – demanda con base en los cuales la UPME proyecta el abastecimiento futuro del país**, porque estos recursos están sujetos a contingencias y por tanto tienen más incertidumbre de entrar al mercado que las reservas probadas.

Figura 1. Reservas de gas 2019 vs 2020

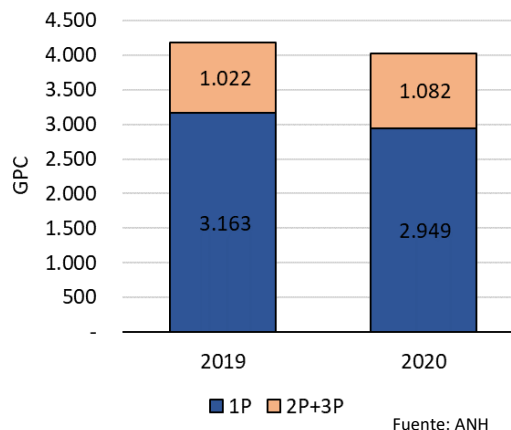
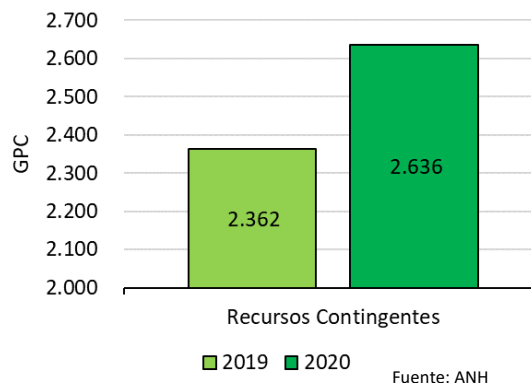



Figura 2. Recursos Contingentes 2019 vs 2020



^{2,3} Definiciones de Recursos y Reservas, Acuerdo 11 de 2008, artículo 4.2.1.1. Agencia Nacional de Hidrocarburos

- 
- ✓ La razón por la cual estos recursos no se certifican como Reservas Probadas sino que se clasifican como otro tipo de recurso, es porque al momento de la certificación estos evidencian contingencias tales como el no contar con contratos de suministro firmados para comercializar dicho gas, falta de acceso a infraestructura de transporte, trámites pendientes, condiciones de mercado y precios que generan dudas sobre la viabilidad de los proyectos, entre otros. Lo importante de estos recursos es que parte de ellos **podría entrar a corto y mediano plazo si dichas contingencias logran superarse.**

Adicionalmente, la ANH estima un potencial de 25.156 GPC de recursos prospectivos, es decir, gas por descubrir que requiere actividades exploratorias. El desarrollo de estos recursos representaría **8,5 veces** las actuales reservas probadas.

En síntesis, es necesaria una articulación entre Gobierno e industria para viabilizar el desarrollo de este nuevo gas y asegurar la autosuficiencia energética del país, generando a su vez recursos fiscales al priorizar el desarrollo de proyectos locales.

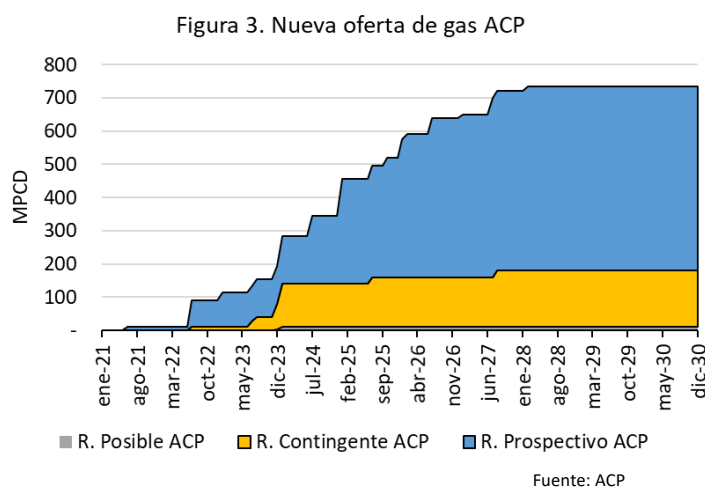
2. Proyectos de nueva oferta y su impacto en el autoabastecimiento de gas del país

- La información compilada por la ACP y que se presenta en este apartado, corresponde a 7 empresas, las cuales, de manera preliminar, tienen en sus planes de inversión 11 nuevos proyectos de gas en yacimientos convencionales. Uno de estos se encuentra en cuenca *offshore* y no se incluye la totalidad del potencial geológico por explorar.
- Estos 11 proyectos, en línea con la normatividad internacional sobre clasificación de reservas y recursos, se dividen en:
 - ✓ 25,6 GPC corresponden a Reservas Posibles⁴. Representan el 6% de las reservas 3P publicadas por la ANH.
 - ✓ 409 GPC asociados al desarrollo de Recursos Contingentes. Equivalen al 16% del total de Recursos Contingentes del IRR ANH 2020
 - ✓ 1.205 GPC asociados al descubrimiento y desarrollo de Recursos Prospectivos (mínima porción del potencial geológico que estima el Gobierno está por explorar y descubrir).

Estos 11 proyectos analizados son una muestra conservadora del volumen de recursos descubiertos no desarrollados y de recursos por descubrir reportados en el Informe ANH de Reservas y Recursos 2020. Como se explicaba anteriormente, por normatividad colombiana no se incluyen en los reportes de información con base en los cuales el Gobierno elabora los análisis de abastecimiento de gas y toma decisiones sobre requerimientos de importación.

⁴ IBIDEM

- Estos proyectos de nuevo gas aportarían al mercado (Ver Figura 3):
 - ✓ 10 millones de pies cúbicos diarios (MPCD) adicionales en 2021.
 - ✓ 155 MPCD adicionales en 2023, es decir, podrían incrementar en 15% la oferta estimada por el Ministerio de Minas y Energía para dicho año.
 - ✓ Mas de 700 MPCD en 2027 es decir, **podrían incrementar en 121%** la oferta estimada por el Ministerio de Minas y Energía para dicho año.



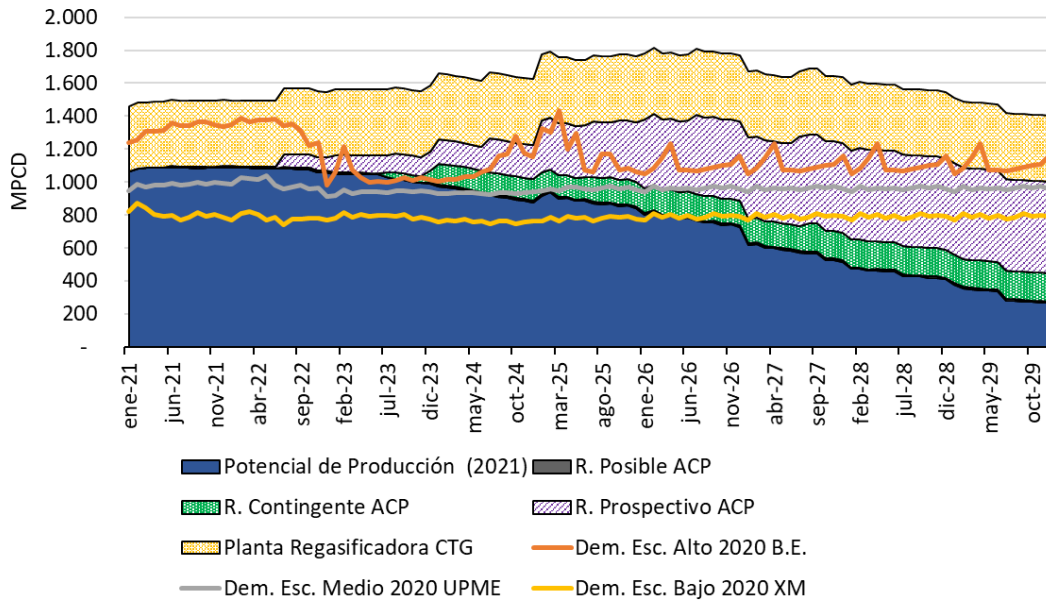
2.1. Impacto de este nuevo gas en la autosuficiencia energética del país

- Lo primero que debe aclararse es que los análisis de abastecimiento de gas del Gobierno parten de las Declaraciones de Producción publicadas por el Ministerio de Minas y Energía, reporte complementario al Informe de Recursos y Reservas de la ANH, pues el propósito de las Declaraciones de Producción es dar señales de oferta disponible para ser comercializada durante los próximos 10 años y, por lo tanto, los volúmenes son más acotados frente a la totalidad de reservas y recursos que hay en el país, publicados anualmente por la ANH en su IRR.
- Teniendo en cuenta lo anterior y con base en las Declaraciones de Producción 2021 publicadas en días pasados por el Ministerio de Minas y Energía, la oferta de gas nacional abastecería hasta el año 2024 los escenarios de demanda media proyectados por la UPME⁵, y hasta el 2026 los escenarios de demanda baja (Figura 4). Esta fecha no incluye los volúmenes de gas importado a través de la planta de regasificación de Cartagena, ya construida y en operación desde el año 2016.
- La entrada al mercado de los proyectos de nueva oferta analizados por la ACP provenientes de recursos ya descubiertos (Reservas 3P y recursos contingentes), permitiría extender la autosuficiencia de gas hasta el 2026 – 2027 según el escenario de demanda.
- Si a la anterior oferta se suman los proyectos ACP provenientes de recursos prospectivos (los que necesitan exploración), la autosuficiencia en el abastecimiento de gas se extendería hasta finales de esta década. Incluyendo la planta de regasificación de Cartagena – SPEC, la autosuficiencia se extiende hasta la próxima década (ver Figura 4).

⁵ Fuente: Proyección de Demanda de Gas Natural en Colombia 2020-2026. UPME. Junio de 2020



Figura 4. Balance oferta - demanda de gas natural

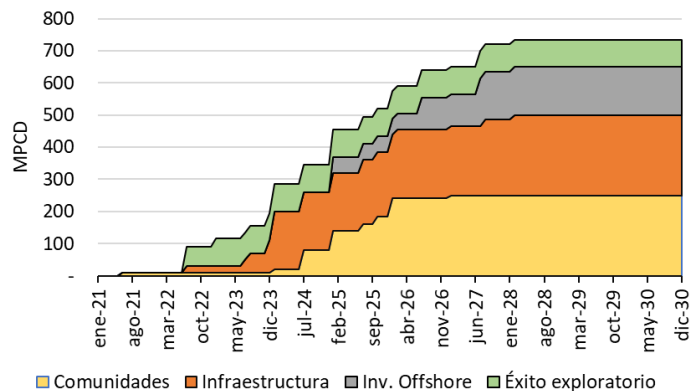


Fuente: MME, UPME, ACP, Cálculos ACP

2.2. Contingencias asociadas al desarrollo de los proyectos de nueva oferta de gas

- Como se explicó anteriormente, la razón por la cual estos nuevos proyectos no se certifican como reservas probadas y, por lo tanto, no son tenidos en cuenta en los balances de oferta – demanda de la UPME, es porque su desarrollo está condicionado a la solución de contingencias /cuellos de botella.
- Las contingencias identificadas para estos 11 proyectos de nueva oferta analizados por la ACP son (figura 5):
 - Falta de infraestructura de transporte: cuatro proyectos; 250 MPCD.
 - Oposición de las comunidades: cuatro proyectos; 250 MPCD.
 - Decisión empresarial de inversión en *offshore*: un proyecto; 150 MPCD.
 - Condicionado a éxito exploratorio: dos proyectos; 85 MPCD.

Figura 5. Contingencias asociadas a nueva oferta



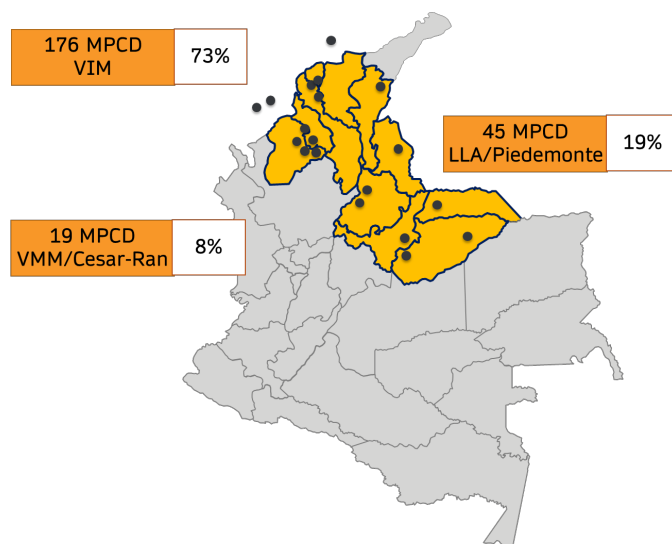
Fuente: ACP



En resumen, la entrada de estos nuevos proyectos permitiría aumentar en un 60% la oferta actual de gas nacional, dando tranquilidad en el autoabastecimiento energético del país por esta década y, además, generaría ingresos fiscales adicionales por concepto de regalías, impuestos y derechos económicos contractuales. **La ACP estima que cada millón de pies cúbicos por día de nuevo de gas genera al año ingresos fiscales por 1.500 millones de pesos, además de nuevos empleos y desarrollo económico en las regiones donde operan los proyectos.**

La historia reciente del país evidencia que:

Figura 6. Nueva producción de gas natural 2015-2021



Fuente: ACP con información de declaraciones de producción MME 2015 - 2021

- Como resultado de inversiones E&P en los últimos años, entre 2015 y 2020 entraron 41 campos con nueva producción.
- Estos nuevos campos aportan hoy el 22% de la oferta total de gas natural (240 MPCD). Reemplazaron la declinación natural registrada en los campos maduros, y la salida de producción de otras 18 áreas que ya no presentan declaración de producción de gas.
- De estos nuevos volúmenes que entraron en los últimos 5 años: el 73% se han desarrollado en la cuenca del Valle Inferior de Magdalena y en menor medida en la cuenca Llanos – Piedemonte (19%) y Valle Medio del Magdalena – Cesar Ranchería (8%) (Ver Figura 6).

En este sentido, el nuevo gas nacional encontrado y desarrollado en los últimos años ha permitido abastecer la totalidad del mercado colombiano. Sin estas inversiones el país estaría importando gas desde el 2018.

3. Hoja de ruta para el desarrollo del gas natural nacional

Para aumentar la oferta de gas y la entrada de los nuevos proyectos como los analizados en este informe, es necesario resolver las contingencias de carácter técnico, ambiental, social y regulatorio, las cuales impactarían positivamente la autosuficiencia de gas. Ello requiere prioritariamente:



3.1 Facilitar la exploración y producción de gas natural

- ✓ El desarrollo temprano, ágil y eficiente de estos recursos, requiere de trabajo conjunto entre el Gobierno y la industria. En este sentido, como se evidenció en el capítulo anterior, existen proyectos en fases tempranas cuyo desarrollo se agilizaría si se acelera la expedición de Licencias Ambientales requeridas para (i) llevar a cabo las actividades exploratorias programadas, y (ii) la construcción de infraestructura de transporte que permita conectar los nuevos campos con el Sistema Nacional de Transporte - SNT.
- ✓ Implementar acciones conjuntas para viabilizar el desarrollo de los proyectos que permitirían incorporar un volumen importante de gas en el interior del país, que es donde se prevé un mayor crecimiento de la demanda. En este sentido, es de gran importancia la reactivación de la Estrategia Territorial de Hidrocarburos implementada por la ANH y el Ministerio Minas de Energía.
- ✓ Estas acciones deberán ser complementadas con ajustes a algunos aspectos contractuales y regulatorios de la ANH para hacer más competitivos los bloques que se están ofreciendo en la Ronda 2021 (varios de ellos tienen potencial de gas natural) y optimizar los portafolios de inversión exploratoria en el país.

3.2 Fijar tarifas competitivas de gasoductos


- ✓ Expedir la nueva metodología de remuneración para la actividad de transporte de gas natural, propuesta en Resolución CREG 160 de 2020, la cual se encuentra en consulta desde finales del 2020. Los criterios actuales que remuneran la actividad de transporte de gas natural no han sido actualizados en 10 años, y reflejan en sus tarifas unas condiciones económicas diferentes a las presentadas actualmente.
- ✓ Avanzar en la revisión estructural de metodología de transporte para que, a futuro, se haga indiferente para el consumidor el lugar de origen del gas que compra y, por esta vía, se abarate el desarrollo de nuevos proyectos de demanda y oferta de gas.

3.3 Conectar los mercados de gas de la costa Caribe y el interior el país

- ✓ Aprobar la remuneración (CREG), ejecutar las obras de conexión y las bidireccionalidades en los gasoductos Ballena – Barrancabermeja, Ballena / La Mami, propuestas en los planes de abastecimiento UPME 2017 – 2020. Este tipo de obras integran el mercado además que aumenta la confiabilidad del sistema al conectar una oferta creciente en la Costa Atlántica, con una demanda creciente en el interior del país.

3.4 Flexibilizar la comercialización de gas

- ✓ La entrada de volúmenes adicionales de gas requiere que se garantice, entre otros factores, un ambiente regulatorio flexible y competitivo. En este sentido, es necesario ajustar normas CREG de comercialización de gas en el mercado mayorista apuntando a la liberación de cronogramas de comercialización, negociaciones bilaterales, y flexibilización de las modalidades contractuales.
- ✓ Por su parte, los campos de gas *offshore* tienen condiciones de inversión diferentes a los campos tierra firme, pues requieren mayores inversiones y los tiempos de ejecución de infraestructura son más extensos. Para que este gas ingrese al mercado nacional, es necesario



una flexibilización en las reglas de comercialización para estos campos, que atiendan a la realidad y tiempos que presentan este tipo de proyectos.

3.5 Evitar asimetrías de competencia frente al gas importado

- ✓ Los activos requeridos para la importación de gas deben ser pagados por la demanda que en efecto haga uso del gas importado a través de dicha infraestructura.
- ✓ Se recomienda revisar las fechas de entrada de infraestructura de importación; el inicio de la remuneración de esta infraestructura debe darse cuando dichas obras estén culminadas y funcionales, entregando gas al SNT.
- ✓ Las reglas del juego para la comercialización del gas importado deben ser iguales que las del gas nacional, para que ambas fuentes compitan en igualdad de condiciones.

En resumen

Hay proyectos en curso que, de resolver sus contingencias, podrían incorporar gradualmente hasta 700 MPCD en 2027. En conjunto con la infraestructura existente, permitirían al país abastecer todos sus escenarios de demanda durante esta década.

Estos proyectos analizados por la ACP son apenas una muestra de los recursos y reservas reportados por la ANH en su informe IRR 2020. Solo el desarrollo de recursos descubiertos (Reservas 2P, 3P y recursos contingentes) permitiría duplicar las reservas probadas del país. Adicionalmente, la ANH estima un potencial de recursos por explorar y descubrir que equivalen a 8,5 las reservas probadas actuales; para materializar este potencial se requieren importantes inversiones y contar con éxito exploratorio.

Volver realidad estos proyectos depende de la implementación de medidas concretas, las cuales deben acompañarse de una política pública y una revisión del marco regulatorio que, además de apoyar el desarrollo de las operaciones onshore y offshore, fomente la exploración, producción y el crecimiento del mercado de gas natural en Colombia.

La historia reciente del país ha demostrado que apostarle al gas nacional vale la pena. Gracias a inversiones en exploración y producción se han desarrollado 41 nuevos campos de gas y proyectos en áreas existentes, que representan el 22% de la oferta actual, han reemplazado la declinación de producción de campos maduros y 18 áreas que salieron de operación. Sin la entrada de estos proyectos el país estaría importando gas desde el 2018. La autosuficiencia energética a largo plazo requiere que este esfuerzo inversionista continúe.

Colombia debe aprovechar la riqueza de su subsuelo y traducirla en desarrollo económico y social, ya que el gas natural es y seguirá siendo base de la matriz energética en las próximas décadas, al ser el energético que mejor reúne las características de confiabilidad, competitividad y menor impacto al medio ambiente.

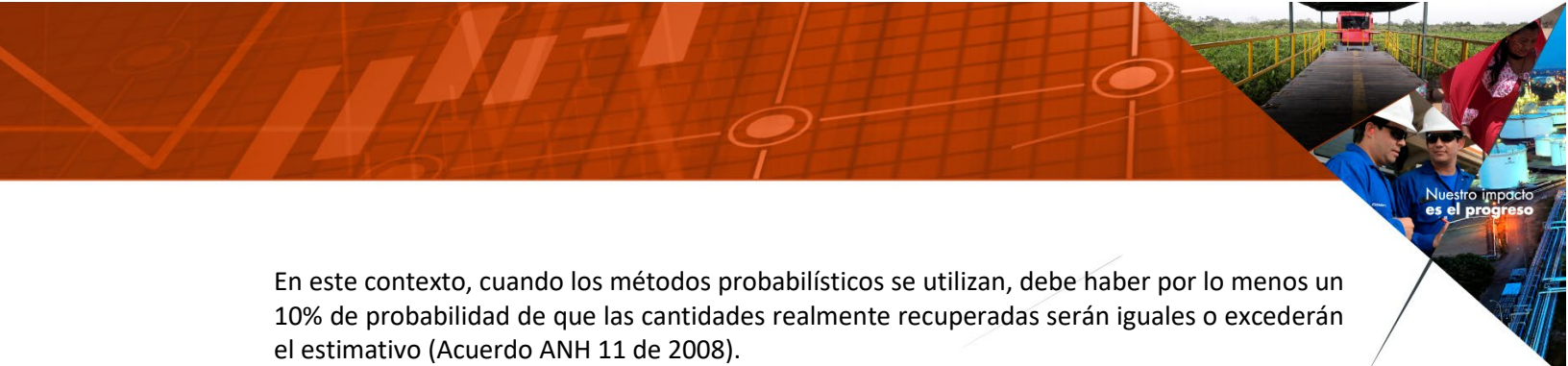
GLOSARIO

Siglas

- **ANH:** Agencia Nacional de Hidrocarburos
- **BTU:** British Thermal Unit
- **CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas
- **GBTUD:** Giga BTU día
- **GPC:** Giga pies cúbicos.
- **IRR:** Informe de Recursos y Reservas.
- **MME:** Ministerio de Minas y Energía
- **MPCD:** Millones de pies cúbicos día.
- **SNT:** Sistema Nacional de Transporte
- **UPME:** Unidad de Planeación Minero-Energética

Definiciones

- **Declaraciones de Producción:** Información que entregan los productores de gas de manera anual, declarando el Potencial de Producción (PP), la Producción Total Disponible para la Venta, la Producción Contratada y El Porcentaje de Participación de los Productores y el Estado en la producción de hidrocarburos de cada campo (Decreto 2100 de 2011).
- **Potencial de Producción de gas natural (PP):** Pronóstico de las cantidades de gas natural, medidas en GBTUD, que pueden ser producidas diariamente en promedio mes, en cada campo o puestas en un punto de entrada al SNT para atender los requerimientos de la demanda, descontando las cantidades de gas natural requeridas para la operación. Este pronóstico considera el desarrollo de las Reservas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del campo o campos de producción a la tasa máxima eficiente de recobro y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas (Decreto 2100 de 2011).
- **Reservas Probadas:** Son las cantidades que, por el análisis de los datos de geociencia e ingeniería, pueden estimarse con certeza razonables que van a ser comercialmente recuperables a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y regulaciones gubernamentales definidas. Si se utilizan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 90% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas igualarán o superarán el estimativo (Acuerdo ANH 11 de 2008).
- **Reservas Probables (2P):** Reservas adicionales en las que los análisis de datos de geociencia e ingeniería indican que es menos probable que sean recuperadas que las Reservas Probadas, pero aparentemente tienen mayor certeza de ser recuperadas que las Reservas Posibles. En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 50% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas serán iguales o excederán el estimativo 2P (Acuerdo ANH 11 de 2008).
- **Reservas Posibles (3P):** Reservas adicionales en las que el análisis de datos de geociencia e ingeniería sugieren que es menos probable que sean recuperadas que las Reservas Probables.



En este contexto, cuando los métodos probabilísticos se utilizan, debe haber por lo menos un 10% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas serán iguales o excederán el estimativo (Acuerdo ANH 11 de 2008).

- **Recursos Contingentes:** Cantidades que, a partir de una cierta fecha se estima que serán potencialmente recuperables en acumulaciones conocidas, pero el(los) proyecto(s) aplicado(s) aún no se considera(n) lo suficientemente maduro(s) para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias (Acuerdo ANH 11 de 2008).
- **Recursos Prospectivos:** Cantidades que, a partir de una fecha, se estima que podrán ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas, aplicando proyectos de desarrollo futuros. Estos recursos tienen asociada una posibilidad de descubrimiento y una posibilidad de desarrollo (Acuerdo ANH 11 de 2008).