



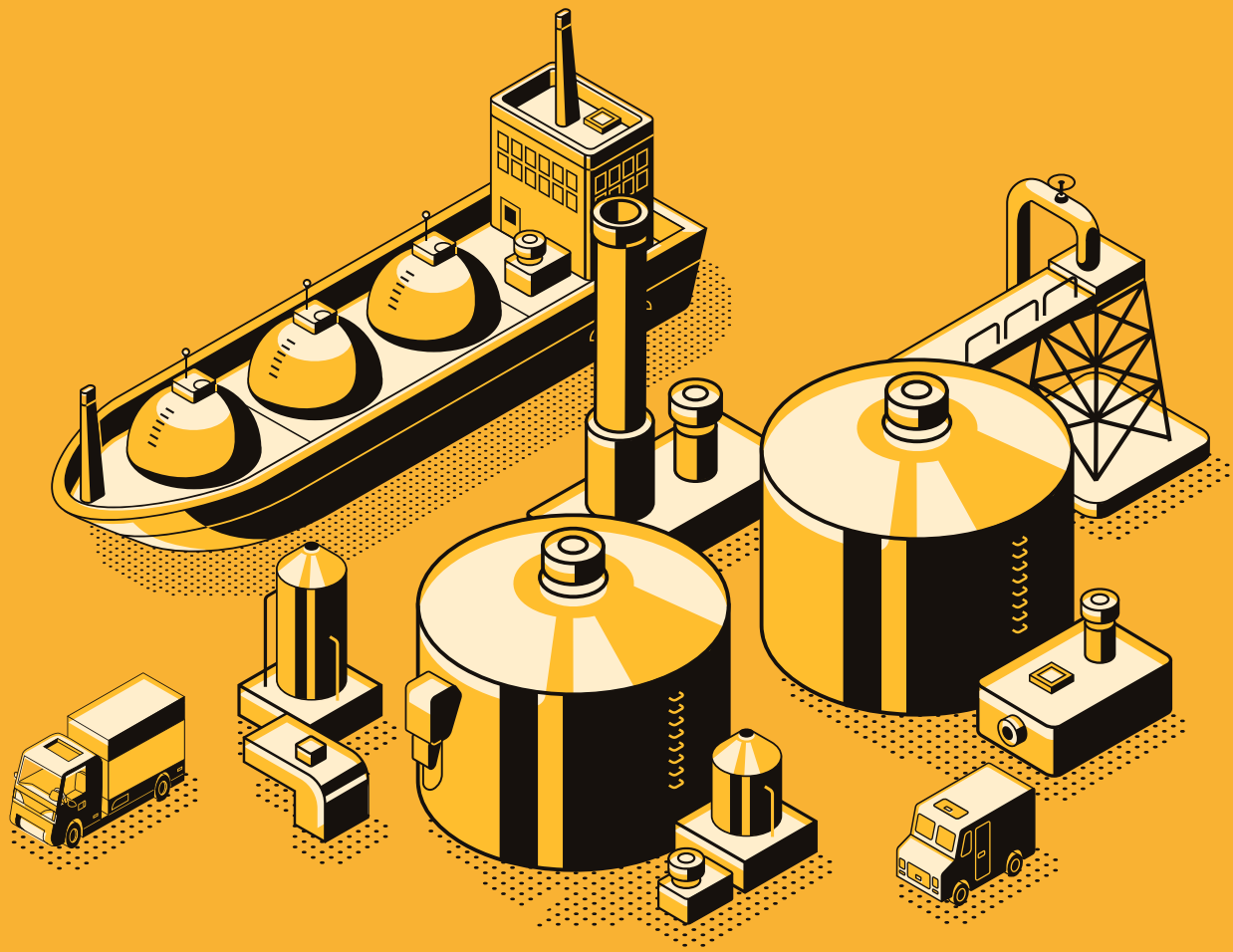
MINISTERIO DE MINAS  
Y ENERGÍA



# **Balance de contratos de hidrocarburos y recursos disponibles para la Transición Energética Justa**

■ Diciembre 13 de 2022

Ministerio de Minas y Energía  
Dirección de Hidrocarburos  
Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)



# Balance de contratos de hidrocarburos y recursos disponibles para la Transición Energética Justa

Presidente de Colombia  
**Gustavo Petro Urrego**

Ministra de Minas y Energía  
**Irene Vélez Torres**

Viceministra de Energía  
**Belizza Janet Ruiz Mendoza**

Dirección de Hidrocarburos  
**Camilo Andrés Rincón**  
*Director de Hidrocarburos*

**Luis Alejandro Peralta**  
*Coordinador Upstream*

**Óscar Iván Suárez**  
*Profesional Técnico Upstream*

Equipo Asesor:  
**John Londoño**  
**Leonardo Rojas**

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH):  
**Alejandro Niño Avella**  
*Vicepresidente de Contratos de Hidrocarburos*

**John Fernando Escobar**  
*Vicepresidente Operaciones*

**Alirio Alonso Ocampo Flórez**  
*Gerente de Reservas y Operaciones*

**Adriana María Chisaca**  
**Óscar David Sierra**  
*Contratos Hidrocarburos*

Diseño y diagramación:  
**Rafael Fernando Posada Rueda**  
**Angie Lizeth Rodríguez Lemos**

Fotografía:  
**César Rodrigo Nigrinis Name**  
*Ecopetrol*  
*Asociación Colombiana de Petróleo (ACP)*

Para más información o envío de comentarios:  
[minenergia@minenergia.gov.co](mailto:minenergia@minenergia.gov.co)

# Contenido

## CONTENIDO

<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>8</b>
<b>2. MODELOS DE CONTRATACIÓN DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS</b> .....	<b>8</b>
<b>3. BALANCE DE CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS</b> .....	<b>12</b>
3.1. Contratos en etapas de exploración y producción	
3.2. Contratos en estado de ejecución	
3.2.1. Contratos en ejecución con oportunidad de tener una declaración de comercialidad	
3.2.2. Incorporación de volúmenes por contratos en ejecución	
3.2.3. Tiempo promedio entre los hitos contractuales	
3.2.4. Contratos en ejecución priorizados	
3.3. Contratos en estado de terminación y suspensión	
3.4. Contratos en etapa de exploración con oportunidad de declaración de comercialidad	
3.5. Contratos en estado de terminación con posibilidades de proyectos de recobro mejorado.	
<b>4. FACTOR DE RECOBRO MEJORADO - EORY PROYECTOS DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL- PPI- EN COLOMBIA</b> .....	<b>25</b>
<b>5. ESTIMACIONES PRELIMINARES DE IMPACTO ECONÓMICO</b> .....	<b>30</b>



# ABREVIATURAS:

**ANH:** Agencia Nacional de Hidrocarburos  
**ECP:** Ecopetrol  
**EOR:** Recobro Mejorado de Petróleo (siglas en inglés)  
**GPC:** Giga Pies Cúbicos  
**MBI:** Millones de Barriles  
**MME:** Ministerio de Minas y Energía  
**PPI:** Proyectos de Producción Incremental  
**TPC:** Tera Pies Cúbicos

# GLOSARIO<sup>1</sup>

**Área de Explotación:** porción del área contratada en la cual el contratista o Ecopetrol S.A., en los contratos de asociación, decide explotar comercialmente uno o más yacimientos de hidrocarburos.

**Campo Comercial:** porción del área contratada en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos descubiertos que el contratista ha decidido explotar comercialmente, de acuerdo con las condiciones de cada modalidad contractual.

**Declaración de Comercialidad:** comunicación escrita mediante la cual el contratista declara a la ANH y esta acepta, tacita o explícitamente, la decisión incondicional de explotar comercialmente el descubrimiento realizado en el área contratada.

**Proyectos Producción Incremental:** la valorización de los recursos iniciales se basa en la aplicación de un proyecto de desarrollo inicial definido. Los proyectos incrementales son diseñados para incrementar eficiencia de recobro y/o acelerar la producción a través de cambios efectuados a los pozos o instalaciones, perforación de relleno o recobro mejorado. El incremento de recobro proyectado se puede incluir en las reservas estimadas si el grado de compromiso es tal que el proyecto será desarrollado y puesto en producción dentro de un marco de tiempo razonable.

**Recobro Mejorado:** técnicas aplicadas a los yacimientos para mantener o incrementar su energía o la recuperación final de hidrocarburos.

**Reservas Probadas:** son las cantidades de petróleo que, por el análisis de los datos de geociencia e ingeniería, puede estimarse con certeza razonable 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 métodos determinísticos, el término “certeza razonable” expresa un alto grado de confianza en que las cantidades serán recobradas. 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.

1. Definiciones tomadas de la Resolución 181495 de 2009 y Acuerdo 11 de 2008.

**Reservas Probables:** son aquellas 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. Es igualmente probable que las cantidades reales que están por recuperar sean mayores o menores que la suma de las reservas Probadas y las Reservas Probables (2P) estimadas. 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.

**Reservas Posibles:** son aquellas adicionales en las que el análisis de datos de geociencia e ingeniería sugieren que es menos probable que sean recuperadas que las Reservas Probables. Las cantidades últimas totales recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de exceder la suma de las Reservas Probadas más las Probables, más las Posibles (3P), lo cual equivale al escenario estimado alto. 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.

**Recursos Contingentes:** son las cantidades de petróleo que se estiman, a partir de una fecha dada, como potencialmente recobrables de acumulaciones conocidas, utilizando proyectos de desarrollo, pero que actualmente no se consideran comercialmente recobrables, debido a una o más contingencias.

**Recursos Prospectivos:** son aquellas cantidades de petróleo que se estiman, a partir de una fecha dada, como potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas.

- Prospecto: un proyecto asociado a una acumulación potencial que está lo suficientemente bien definido para representar un objetivo de perforación viable.
- Lead: un proyecto asociado a una acumulación potencial que en la actualidad está pobremente definida y requiere más adquisición de datos y/o evaluación para poder clasificarlo como prospecto.



# 1. INTRODUCCIÓN

El Ministerio de Minas y Energía, junto con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), se encuentra realizando una evaluación del estado actual de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos actualmente suscritos entre la ANH y los inversionistas de este sector. Esto, con el fin de buscar soluciones para aquellos que se encuentran suspendidos o en procesos de terminación por asuntos sociales, ambientales y de orden público, entre otros. Lo anterior, haciendo énfasis en aquellos que tienen un enfoque en el recurso gasífero, impulsando el desarrollo de este como aliado estratégico en el proceso de transición energética y con el ánimo de contribuir a la descarbonización de esta industria.

De este modo, se ha iniciado un plan de revisión de todos los contratos vigentes en ejecución, suspendidos y en trámite de terminación que puedan aportar a la incorporación de nuevas reservas para impulsar las actividades exploratorias en ellos comprometidas, así como el aporte que pueden brindar los contratos de hidrocarburos que ya están en fase de desarrollo y producción.

# 2. MODELOS DE CONTRATACIÓN DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

Mediante la expedición del Decreto 1760 de 2003 se consolidó la reestructuración del sector hidrocarburo colombiano con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), como respuesta a la situación crítica que atravesaba Colombia debido a la disminución de las reservas de petróleo, lo cual eventualmente llevaría al país a convertirse en importador de crudo.

Esta reestructuración contemplaba la decisión de hacer más competitivo a Ecopetrol, al separar su doble rol de entidad reguladora y empresa petrolera. Por esta razón, se dispuso que únicamente se dedicara a explorar, producir, transportar, refinar y comercializar hidrocarburos, es decir, trabajar exclusivamente en el negocio petrolero en todas las fases de la cadena, compitiendo en igualdad de condiciones con otras compañías del sector.

De esta forma, la ANH adquirió de Ecopetrol su labor de administrador y regulador del recurso hidrocarburo de la nación y comenzó la transformación de Colombia en un país nuevamente prospectivo y atractivo para los inversionistas nacionales y extranjeros. Sin embargo, Ecopetrol mantiene todas las áreas que tenía bajo operación directa y los contratos de asociación firmados hasta diciembre 31 de 2003.

Para mayor claridad sobre los cambios que se dieron a partir de la creación de la ANH y la implementación del nuevo modelo de contratación petrolera en el país, a continuación se presentan las principales características de estos modelos de contratación:

## Contrato de Asociación:

La expedición de la Ley 20 de 1969 introdujo un nuevo concepto en materia de contratación, establece el marco jurídico que permite celebrar Contratos de Asociación en Colombia y dispone que el Gobierno podrá declarar reserva nacional cualquier área petrolífera de su territorio y aportarla a la Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol S.A. para que esta la explore, explote y administre directamente o en asociación con el capital público o privado, nacional o extranjero.



Posteriormente, mediante el Decreto 2310 de 1974, se abolió el sistema de concesiones y se estableció que la exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación estaría en cabeza de la Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol S.A., directamente o por medio de Contratos de Asociación, operación o servicios.

### **Las principales características del Contrato de Asociación son las siguientes:**

- Contratos firmados entre empresas privadas y Ecopetrol entre los años 1975 y 2003.
- Inversiones del periodo de exploración a cuenta y riesgo del contratista.
- Periodo de exploración de hasta 6 años y hasta 28 años de periodo de explotación (se pueden extender hasta el agotamiento del recurso).
- Al finalizar el contrato aplica la figura de “Reversión”

### **Contrato de Exploración y Producción - E&P o E&E:**

Tienen por objeto la asignación del área, dentro de la cual el contratista adquiere, por virtud del contrato, (i) el derecho exclusivo y la obligación de acometer y desarrollar actividades exploratorias, conforme al Programa Exploratorio acordado para el área asignada, y a realizar las inversiones previstas para el efecto; (ii) el derecho exclusivo y la obligación de producir los hidrocarburos propiedad del Estado que se descubran en el subsuelo del área y el derecho a la parte de la producción de hidrocarburos que le corresponda (que incluye el derecho para removerlos de su lecho natural, transportarlos hasta un punto en la superficie y adquirir la propiedad de la parte que le corresponda); (iii) la obligación de pagar las retribuciones a que haya lugar conforme al contrato, incluyendo la contraprestación económica a título de regalía, de derechos económicos y de aportes a título de formación, fortalecimiento institucional y transferencia de tecnología, y (iv) la obligación de programar y acometer oportuna, eficaz y eficientemente, hasta su culminación definitiva, todas y cada una de las actividades de abandono. Las principales características de este contrato son las siguientes:



FASE	CONTINENTAL	COSTA AFUERA
<b>PRELIMINAR</b>	<p>Hasta 24 meses.</p> <p><b>Prórroga:</b> 6 meses consecutivos.</p>	<p>Hasta 24 meses.</p> <p><b>Prórroga:</b> 6 meses consecutivos.</p>
<b>EXPLORACIÓN</b>	<p>Es de 6 años.</p> <p><b>Prórroga:</b> 24 meses prorrogables a su vez y por periodos iguales.</p>	<p>Es de 9 años.</p> <p><b>Prórroga:</b> De acuerdo con la Fase de exploración y previo estudio de la ANH.</p>
<b>EVALUACIÓN Y PRODUCCIÓN</b>	<p><b>24 años contados a partir de la declaración de comercialidad.</b></p> <p><b>Prórroga:</b> periodos sucesivos de hasta 10 años y el límite económico del campo.</p>	<p><b>Evaluación Individual e integrada:</b> Cada una de las evaluaciones hasta 7 años, dependiendo de la profundidad del agua.</p> <p><b>Prórroga:</b> no superior a 2 años.</p> <p><b>Producción:</b> Hasta 30 años.</p> <p><b>Prórroga:</b> Hasta el límite económico del campo.</p>

Tabla 1. Características Contratos E&P. Fuente: EITI, 2020



## Convenios:

Acuerdos de exploración y/o explotación celebrados entre Ecopetrol S.A. o sus cesionarios y la ANH, en los que se definen las condiciones de exploración y explotación de áreas que dicha Empresa operaba directamente para la fecha de publicación del Decreto Ley 1760 de 2003, hasta el agotamiento del recurso o hasta la devolución de aquellas.

## Las principales características del Contrato de Asociación son las siguientes:

- Se suscriben entre Ecopetrol y la ANH una vez finaliza el Contrato de Asociación.
- Si existe un área exploratoria, se firma un Convenio de Exploración y Producción con obligación de cumplir un Programa Mínimo de Actividades.
- Si no existe un área exploratoria, se firma un Convenio de Explotación, el cual no tiene obligaciones de inversión.
- Se pueden extender hasta el agotamiento del recurso.

## Contrato de Evaluación Técnica:

Tiene por objeto otorgar al contratista derecho exclusivo para realizar estudios de evaluación técnica en un área determinada, a su único costo y riesgo y con arreglo a un programa específico, destinado a analizar su prospectividad. Esto, a cambio del pago de unos derechos por concepto del uso del subsuelo y con el compromiso de entregar una participación en la producción y las demás retribuciones económicas aplicables, en el evento de que parte o toda el área se someta a la celebración y ejecución posterior de un Contrato de Exploración y Producción (E&P) en ejercicio del derecho de conversión que se establezca en el Contrato de Evaluación Técnica (TEA) correspondiente, para cuyo efecto el evaluador tiene derecho preferencial en los términos y condiciones pactados.

La exclusividad que se otorga en razón de estos contratos se circunscribe al tipo de yacimiento para cuya evaluación técnica y exploración se hayan celebrado. En este sentido, no impide que la ANH desarrolle directamente labores destinadas a obtener información técnica adicional en el área o que lo asigne a otro interesado cuando las condiciones de capacidad no permitan al contratista extender sus actividades a otro tipo de yacimiento o éste no se asocie para obtenerlos.



# 3. BALANCE DE CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

## 3.1. Contratos en etapas de exploración y producción

Con corte al mes de noviembre del año 2022, se tienen 331 contratos suscritos con la ANH. Para efectos del balance a realizar no se tendrán en consideración 9 contratos que tienen como objetivo la búsqueda de recursos en Yacimientos No Convencionales (YNC), lo que nos deja un total de 322 contratos. Así mismo, se indica que en estas cifras no se tienen en cuenta los 49 Contratos de Asociación vigentes, los cuales son administrados por Ecopetrol S.A.

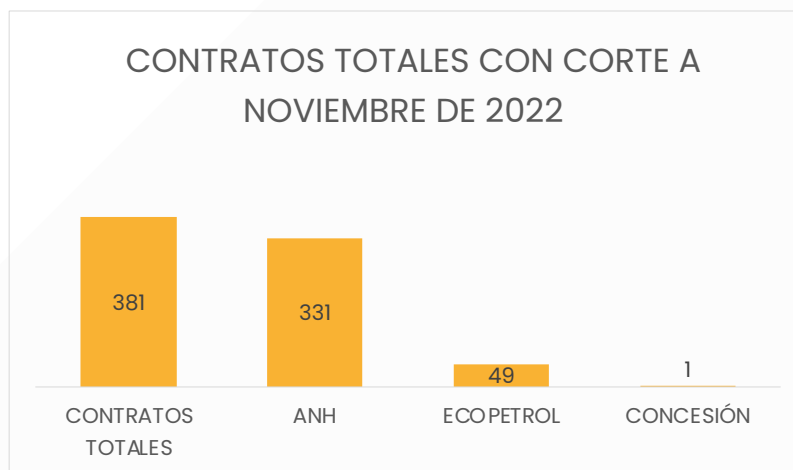


Figura 1. Número de contratos totales vigentes en el país

Es importante aclarar que un solo contrato puede contener áreas en etapas de exploración y producción simultáneamente. Dicho esto, se indica que, de los 322 contratos mencionados anteriormente, 207 cuentan con áreas en exploración y 115 tienen áreas solamente en etapa de producción.

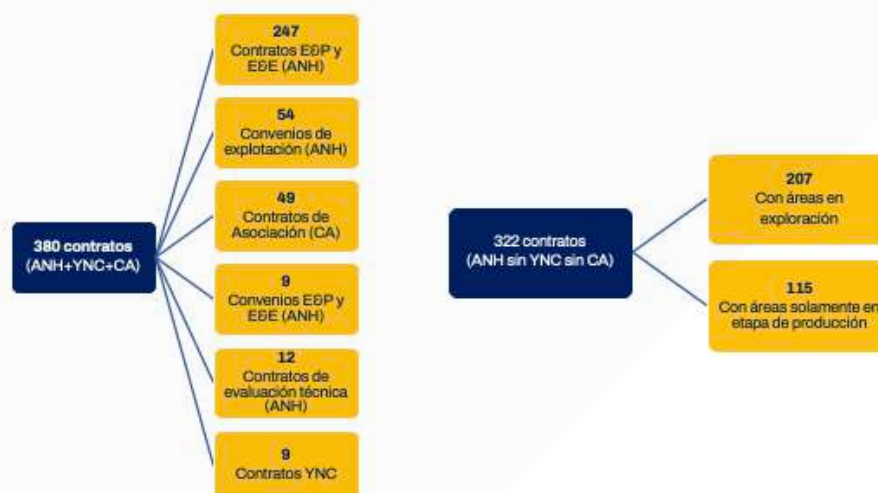


Figura 2. Balance general de contratos desagregados por tipo y áreas E&P

### 3.2. Contratos en estado de ejecución

De acuerdo con el estado de los mencionados contratos, a corte de noviembre de 2022 se tienen 230 contratos en ejecución con seguimiento por la ANH y 43 por la compañía Ecopetrol; estos últimos con fecha de firma anterior al 2003. Es importante aclarar nuevamente que para este estudio no se tendrán en cuenta los contratos suscritos que tienen relación con los yacimientos no convencionales.

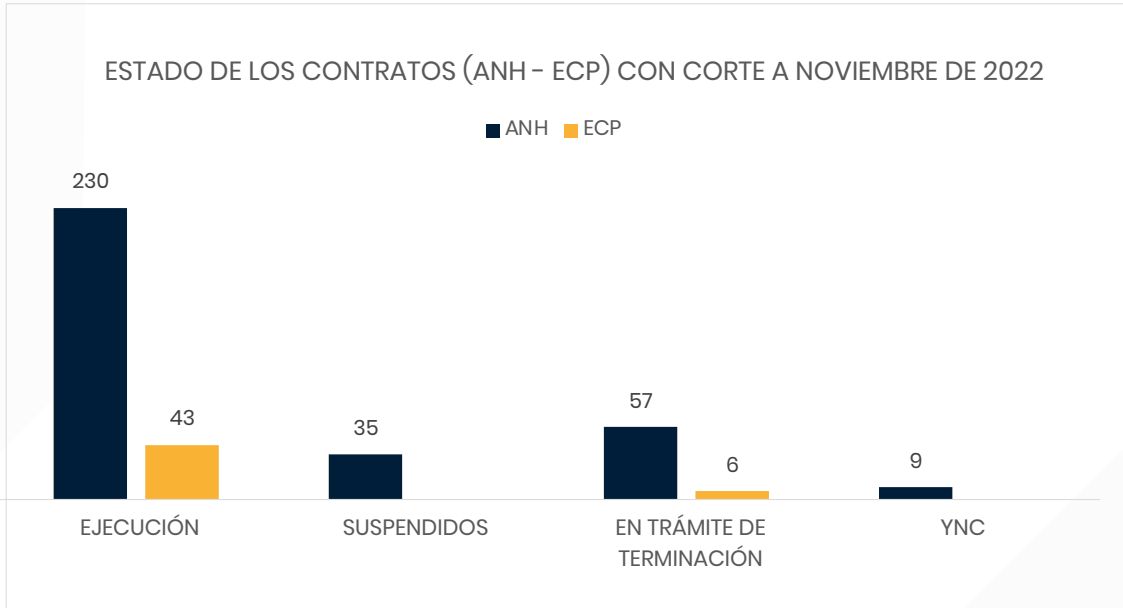


Figura 3. Situación de los contratos por estado

Los contratos en ejecución que cuentan con áreas en exploración son 118, con seguimiento por la ANH, y 11 contratos en asociación también con compromisos exploratorios. Esto no excluye que también tengan áreas en evaluación y producción asociadas al mismo contrato.

Por otro lado, 112 contratos cuentan solo con áreas en producción, con seguimiento por la ANH, y 32 en asociación.

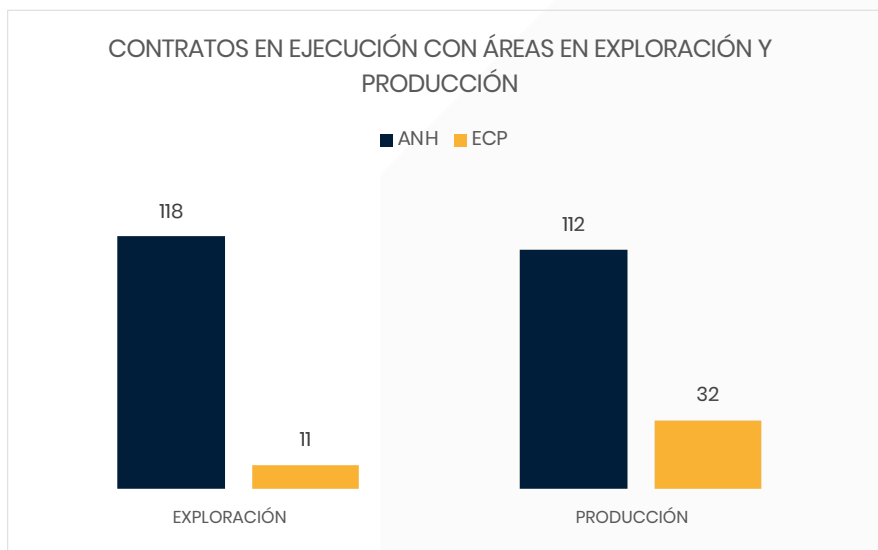


Figura 4. Contratos en ejecución con áreas en exploración y únicamente en producción



### 3.2.1. Contratos en ejecución con oportunidad de tener una Declaración de Comercialidad

De los 118 contratos en ejecución con seguimiento por la ANH, 110 tienen fecha de finalización de su etapa de exploración a partir del presente año y hasta el 2032. Sin embargo, cabe recordar que los contratistas pueden solicitar extensiones de esos plazos contractuales, por lo que estas cifras son dinámicas.

Así, entonces, se tiene que 70 de los contratos suscritos en años anteriores tienen compromisos exploratorios para finalizar entre 2027 y 2032.



Figura 5. Número de contratos de acuerdo con fecha de finalización de su fase exploratoria.

La Declaración de Comercialidad es un hito en los contratos de E&P que se da como consecuencia de:

- Tener un hallazgo del recurso, sea crudo y/o gas.
- Realizar un programa de evaluación exitoso, que determine la comercialidad de dichos recursos por parte de las compañías operadoras.
- Desarrollar una infraestructura de producción y transporte.

Teniendo en cuenta lo anterior, se deja la claridad de que estos contratos tienen un inherente riesgo exploratorio y operativo, incluso en el evento de un hallazgo. La decisión final de inversión para la comercialidad del recurso se da solo por intención de los socios contratistas y puede darse o no, al final de una etapa exploratoria.

### 3.2.2. Incorporación de volúmenes por contratos en ejecución

De desarrollarse con éxito las etapas contractuales, los proyectos en ejecución, tanto en etapas de exploración como de producción, tienen la probabilidad de aportar:

### Para petróleo:

- Hasta 2033 MBLS en reservas probadas, que son las reservas probadas para petróleo en el 2021.
- Alrededor del 33% de las reservas probadas de petróleo actuales, adicionadas por los recursos prospectivos.

### Para gas natural

- Hasta 3028 GPC en reservas probadas, que son el 95% de las reservas probadas para gas en el 2021.
- Alrededor del 83% de las reservas probadas de gas actuales, adicionadas por los recursos contingentes.

Es de mencionar que las reservas probadas tienen un componente de incertidumbre para su comercialización y los recursos tienen mayor riesgo e incertidumbre para que entren a desarrollarse como probables comerciales.

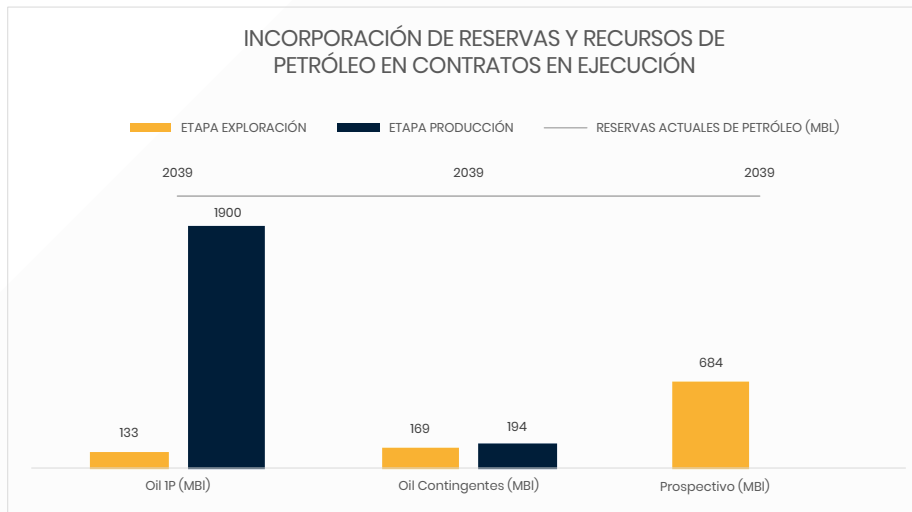


Figura 6. Probable incorporación de recursos y reservas en relación con las reservas probadas para 2021.

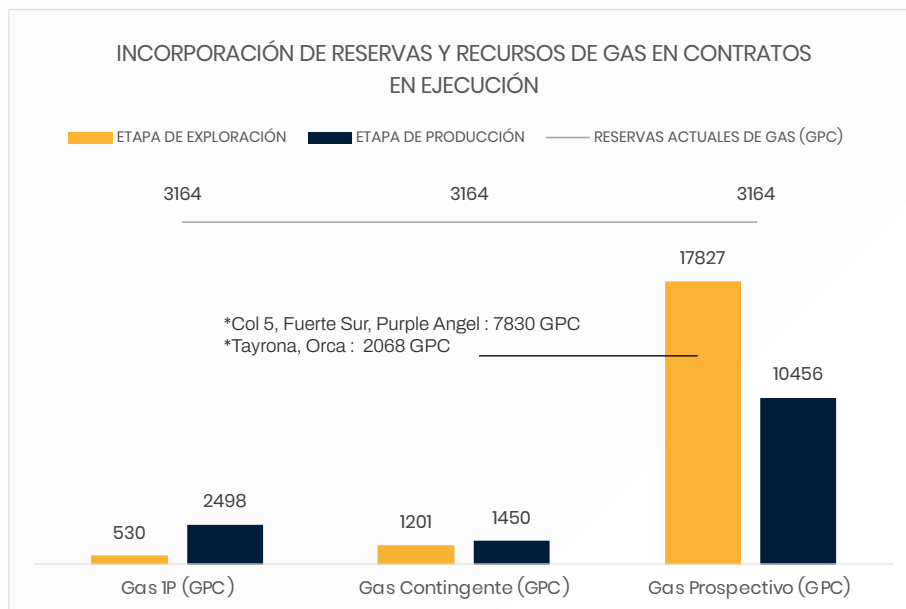


Figura 7. Probable incorporación de recursos y reservas en relación con las reservas probadas para 2021.



\*Para el área de evaluación, donde se perforó el pozo delimitador Gorgon-2, de los contratos (Col 5, Fuerte Sur y Purple Angel) se tiene una prospectividad de 7.8 TPC.

\*Para los contratos Tayrona & Tayrona Orca, área de perforación del pozo exploratorio Uchuva, se tiene una prospectividad de 3 a 5 TPC.<sup>3</sup>

Por otro lado, de llevarse a cabo con éxito los proyectos que permitan incorporar esos recursos descubiertos no desarrollados, aunado a posibles descubrimientos que las actividades de exploración puedan contribuir con los contratos ya existentes y de acuerdo con el estudio realizado por la Dirección de Hidrocarburos, bajo un método determinístico y probabilístico (Guías Suplementarias del 2001, Capítulo 5, Acuerdo 11 de 2008 de la ANH), con los supuestos descritos en la siguiente tabla y el volumen incorporado en la figura 8, se puede evidenciar que es posible incorporar los actuales recursos contingentes hacia el 2026.

RECURSOS	FACTOR DE RECObRO ACTUAL	PROBABILIDAD DE ÉXITO
CONTINGENTES 3C	35%	50%
PROSPECTIVOS	35%	25%

Tabla 2. Factores de riesgo estimados para la incorporación de recursos a reservas comerciales<sup>4</sup>



3. Los recursos contingentes asociados a los proyectos Uchuva y Gorgon se verán reflejados en el Informe de Recursos y Reserva – IRR que presenta la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el mes de abril de 2023, una vez se surta el proceso de certificación de reservas por parte de Ecopetrol. Lo anterior, teniendo en cuenta que el informe que se tomó como insumo para la realización de este análisis contiene las cifras técnicas con cierre a 31 de diciembre de 2021, fecha en la cual no se habían realizado los descubrimientos.

4. La incertidumbre en los estimativos de recursos se informa mejor reportando un rango de resultados potenciales. Sin embargo, si se requiere reportar un solo resultado representativo, el “mejor estimativo” se considera la valoración más realista de las cantidades recuperables. Se utiliza el escenario determinístico o los métodos de valoración probabilística, que representada la suma de los estimativos Probados y Probables (2P). Se debe tener en cuenta que bajo el enfoque incremental determinístico (basado en el riesgo) se hacen estimativos discretos para cada categoría y no deben ser agregados sin tomar en cuenta debidamente el riesgo asociado. Acuerdo 11 de 2008, Sistema Gerencial para el Manejo de los Recursos Petroleros. SPE.

Bajo un escenario alto, teniendo en cuenta un factor de incertidumbre para cada uno de los volúmenes relacionados en los contratos vigentes, se estima que, para el caso de los recursos contingentes, pueden llegarse a incorporar a la oferta nacional hasta el 50 % de esos volúmenes. Por otro lado, bajo el mismo escenario alto, se asume una probabilidad de éxito de incorporación para los recursos prospectivos de un 25%.

El modelo asume, entonces, que los actuales recursos contingentes se pueden incorporar a la producción desde el año 2026 (Sinú 9). Los recursos contingentes de los hallazgos Off-Shore Uchuva y Cluster Cronos Gorgon se incorporan en el modelo a partir de la producción del año 2027.

La gráfica, además de mostrar esa posible oferta de gas natural (Volúmenes riesgados), incluye recursos contingentes y prospectivos. De igual manera, se muestra la proyección de demanda media realizada por la UPME.

Así, entonces, 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 se puede extender hasta el año 2042.

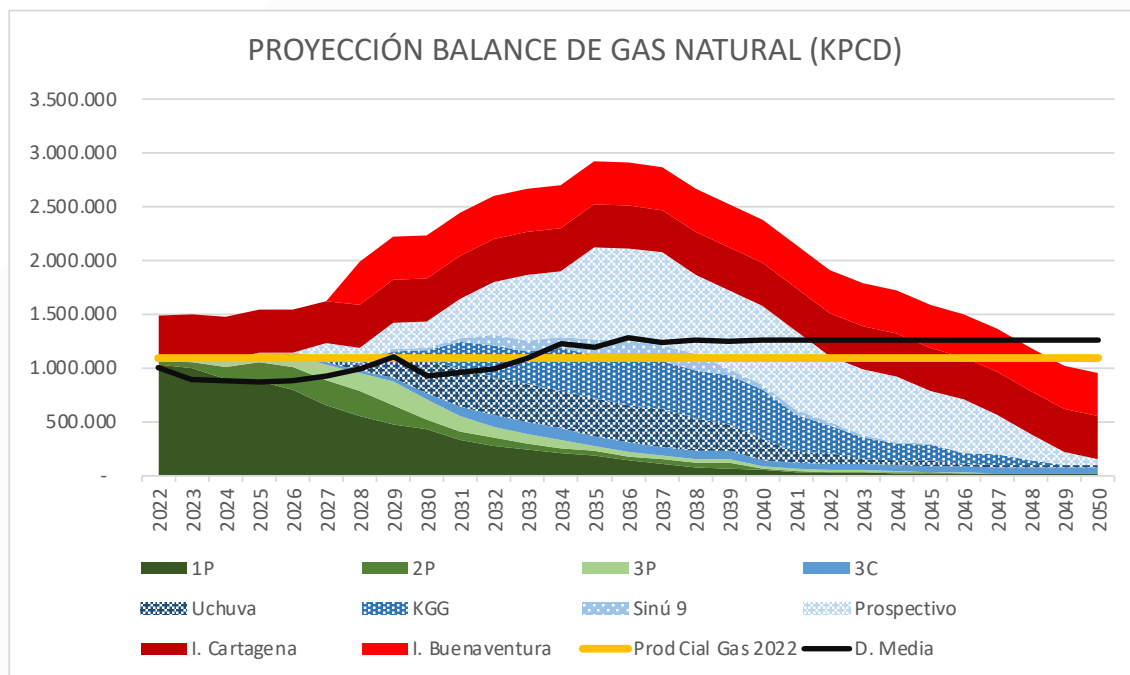
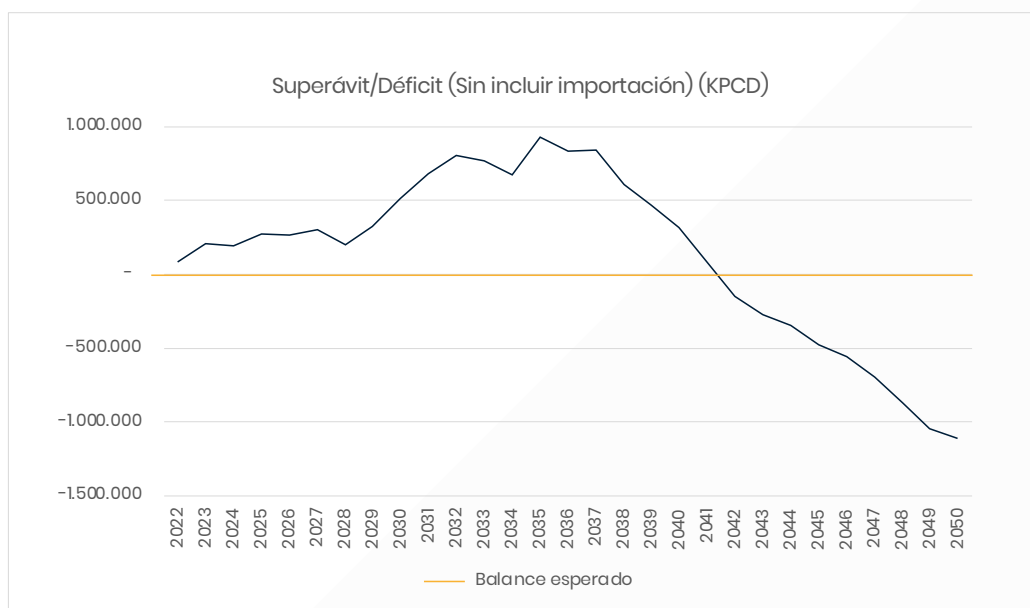


Figura 8. Proyecciones del balance de gas natural - incorporación de volúmenes de petróleo a las reservas probadas actuales

Teniendo en cuenta que 1.000 KPCD es igual a 1 MPCD, la producción promedio actual de gas comercializado es de 1.087.000 KPCD o 1.087 MPCD. En este sentido, los recursos con los que cuenta el país, incluso sin incluir la importación a través de SPEC, permitirían tener recursos excedentes.





Balance de gas natural, sin tener en cuenta las importaciones

### 3.2.3. Tiempos promedio entre los hitos contractuales

El acuerdo 02 de 2017<sup>5</sup>, Capítulo Séptimo, Artículo 48: Términos de Vigencia y Plazos de Ejecución, establece que los contratos con una alta efectividad son sin lugar a prórrogas de los periodos contractuales, el periodo preliminar es de dos años, el de exploración es mínimo de dos años más y se establece un programa exploratorio posterior, que puede ser de 6 años en total para tener un programa de evaluación, si se llega a tener un hallazgo.

De acuerdo con la información recopilada:

- El tiempo promedio de un proyecto que puede tener comercialidad es de 8,6 años después de haber firmado el contrato.
- Si el proyecto tuvo un hallazgo, la comercialidad se puede presentar a los 2,7 años, luego de haber ejecutado el programa de evaluación.

Como se ha mencionado anteriormente, esto es asumiendo una tasa de éxito del 100% en el cumplimiento de las etapas contractuales para los proyectos. Es de esperarse entonces que los contratos que actualmente están en etapa de exploración en fase 0, fase 1 y que están en la zona continental incorporen sus recursos a las reservas del país en un promedio de 9 años desde su firma contractual.

Para el caso de los contratos en las zonas costa afuera del país, los desafíos son mayores, pues los contratistas deben asumir mayor nivel de riesgos, por lo que estos tiempos esperados pueden variar considerablemente comparados con los contratos en zona continental. Está el ejemplo del área de evaluación KGG con los contratos Fuerte Sur (2006), Purple Angel (2012) y Col 5 (2019), que pueden esperar la primera molécula de gas comercial en el Offshore colombiano para el 2027 aproximadamente, esto es 21 años después de firmado el primer contrato del área, Purple Angel.

5. 2017-05-18 (1) (anh.gov.co). Acuerdo 02 de 2017 ANH

### 3.2.4. Contratos en ejecución priorizados

Para la priorización se tienen en cuenta esos contratos en ejecución que tienen compromisos exploratorios y que aportan los mayores recursos prospectivos. Son importantes para el MME no solo por esos volúmenes que puedan incorporar a la seguridad energética nacional, sino porque también se necesita de la coordinación institucional para un eficiente desarrollo, principalmente en sus etapas tempranas para los tramites necesarios en sus actividades de exploración.

Así entonces, se priorizan 29 contratos para gas, que pueden incorporar hasta 5.6 veces las reservas actuales probadas de gas comercial en el país y 11 contratos para petróleo que pueden incorporar por recursos contingentes el 8% de las reservas y el 4% por reserva de petróleo ya probadas.

### 3.3. Contratos en estado de terminación y suspensión

Luego del trabajo de recopilación de información y depuración de bases de datos, de los 372 contratos suscritos sin incluir los de YNC, se identificó que 57 contratos se encuentran en trámite de terminación y 35 suspendidos. De estos últimos, 6 cuentan con solicitud de terminación por el contratista, para un total de 92 contratos, como se muestra a continuación:

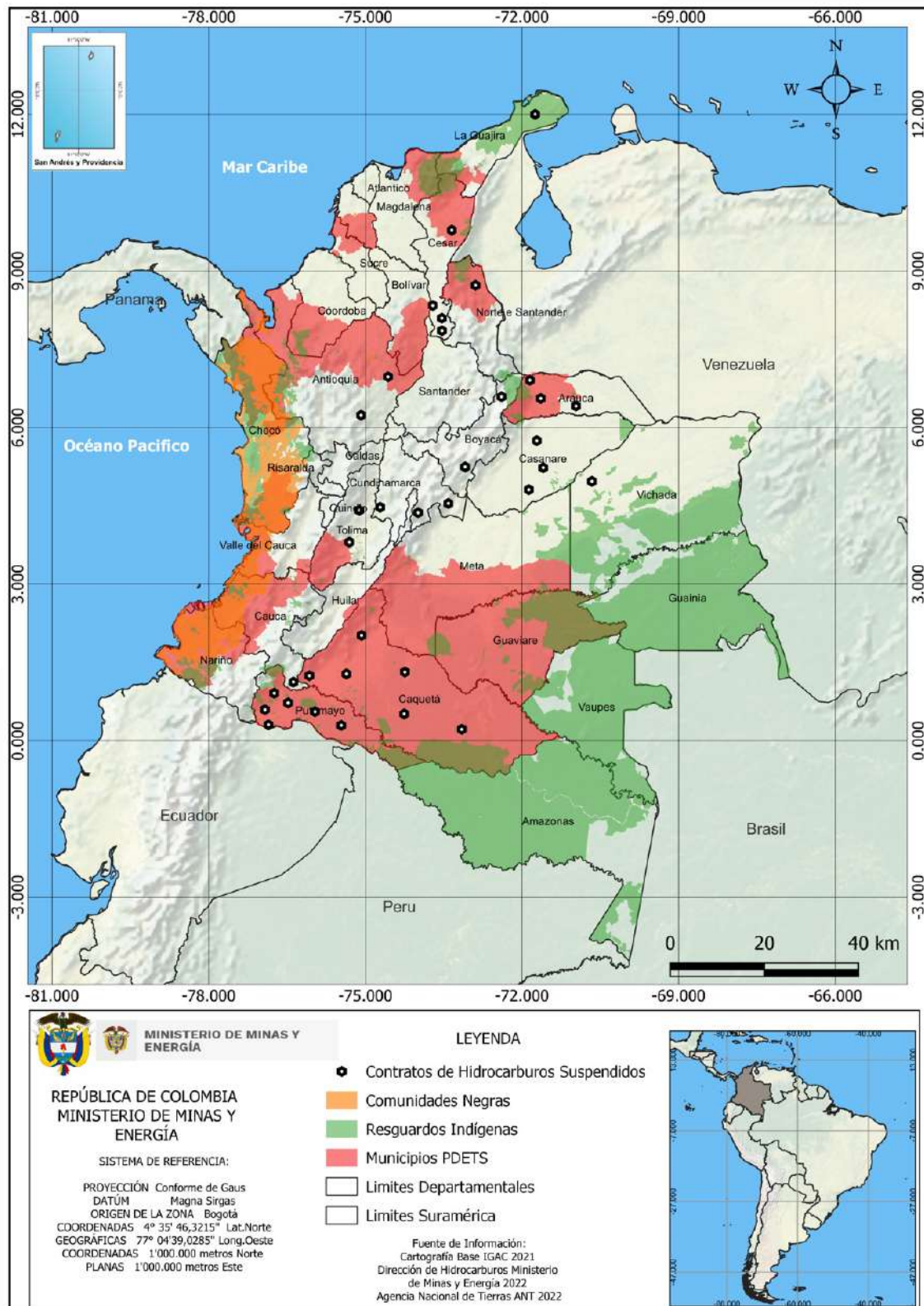


Figura 10. Balance de contratos en estado de terminación y suspensión



6. [https://www.anh.gov.co/documents/19039/Relaci%C3%B3n\\_Contratos\\_CET\\_EP\\_EE\\_CEPI\\_Convenios\\_EE\\_y\\_Explotaci%C3%B3n\\_31-oct-22.pdf](https://www.anh.gov.co/documents/19039/Relaci%C3%B3n_Contratos_CET_EP_EE_CEPI_Convenios_EE_y_Explotaci%C3%B3n_31-oct-22.pdf)

De los 35 contratos suspendidos, 32 tienen la capacidad de incorporar recursos prospectivos si se adelanta actividad exploratoria.



A continuación, se indica el principal motivo de suspensión de los 32 contratos que tienen oportunidad exploratoria:

- 18 se encuentran suspendidos por conflictividad social (3 se encuentran en desarrollo de Consulta Previa y el resto se encuentran suspendidos por ordenamiento territorial y situaciones con las comunidades).
- 10 se encuentran suspendidos por orden público.
- 4 se encuentran suspendidos por trámite ambiental.

### 3.4. Contratos en etapa de exploración con oportunidad de Declaración de Comercialidad

De los 207 contratos que cuentan con áreas en exploración, 87 se encuentran suspendidos, por lo que estaría pendiente definir para ellos la finalización de la etapa exploratoria y por consiguiente, la posible Declaración de Comercialidad.

Por otro lado, de los 120 contratos restantes y que se encuentran en ejecución, a continuación se indican la cantidad de estos que pueden declarar comercialidad durante los siguientes años, teniendo en cuenta la fecha de finalización de la etapa exploratoria:

- **13 contratos** finalizan la etapa exploratoria en el año 2022.
- **11 contratos** finalizan la etapa exploratoria en el año 2023.
- **11 contratos** finalizan la etapa exploratoria en el año 2024.
- **6 contratos** finalizan la etapa exploratoria en el año 2025.
- **15 contratos** finalizan la etapa exploratoria en el año 2026.
- **12 contratos** finalizan la etapa exploratoria en el año 2027.
- **14 contratos** finalizan la etapa exploratoria en el año 2028.
- **3 contratos** finalizan la etapa exploratoria en el año 2029.
- **24 contratos** finalizan la etapa exploratoria en el año 2030.
- **4 contratos** finalizan la etapa exploratoria en el año 2032.
- **7 contratos** se encuentran en etapa de evaluación obteniendo hallazgos de recurso gasífero, por lo que la Declaración de Comercialidad depende en gran medida del desarrollo de infraestructura y obtención de contratos de comercialización.

### 3.5. Contratos en estado de terminación con posibilidades de proyectos de recobro mejorado

Actualmente, 28 contratos en ejecución cuentan con proyectos de recobro mejorado. Estos corresponden a contratos de asociación finalizados que hoy día han firmado Convenios de Explotación con la ANH.

De los 54 contratos que se encuentran en trámite de terminación, todos se encuentran en etapa exploratoria y, por lo tanto, ninguno cuenta con posibilidades de proyectos de recobro mejorado, toda vez que estas técnicas son implementadas en campos en desarrollo.





## 4. FACTOR DE RECOBRO MEJORADO - EOR Y PROYECTOS DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL -PPI- EN COLOMBIA

El objetivo de las técnicas aplicadas a recobro secundario y terciario es prolongar la vida útil de los yacimientos, a través de la maximización eficiente para la producción del recurso, antes de su fase final de declinación (Tail phase, como se indica en la gráfica).

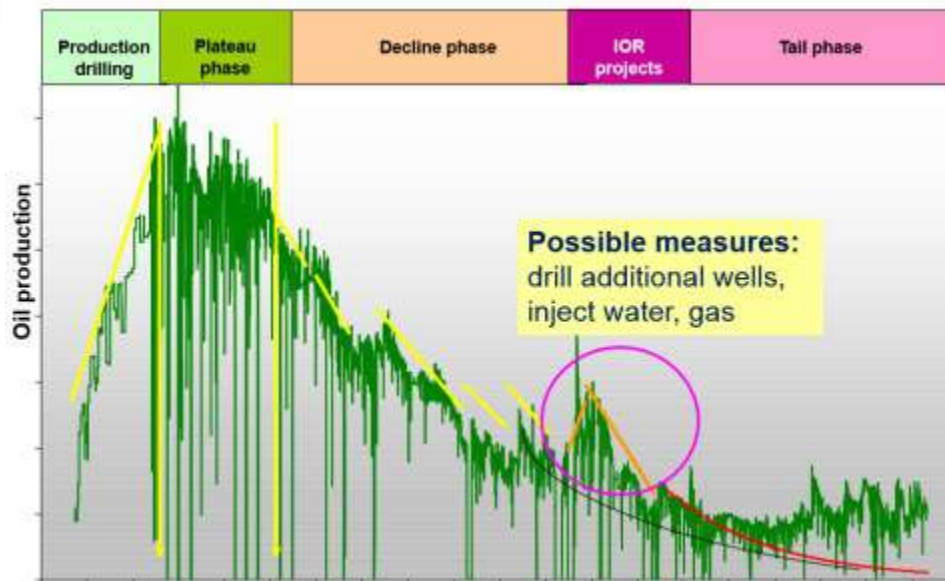


Figura 12. Vida útil del yacimiento desde la declaración de comercialidad. Fuente: Dirección de Petróleo Noruega.

Con el ánimo de mantener esa autosuficiencia energética en lo relacionado a la fase de desarrollo de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos suscritos, se debe evaluar la gestión de incentivos que permitan efectuar inversiones que conlleven a maximizar el uso eficiente de los recursos naturales con los que se cuenta en la actualidad. De acuerdo con un análisis realizado por la ANH en los informes de recursos y reservas para petróleo y gas, se encuentra que históricamente el país ha contado con los volúmenes descritos en las siguientes tablas.

Donde:

FRe: Es el factor de recobro estimado

FRr: Es el factor de recobro real

Vol POES (MBI)	FRe	Vol estimado de recuperación (MBI)	FRr	Vol Real recuperado (MBI)	Vol Oil Esperado por incorporar	Vol Reservas Oil 1P 2021 (MBI)
67.441	20.2%	13.644	15.8%	10.673	2.971	2.039

Tabla 3. Volúmenes de petróleo por recobro mejorado históricos

El país cuenta con un volumen de petróleo original en sitio de 67.4 mil millones de barriles, con los métodos actualmente utilizados para gestionar la energía natural de los yacimientos, así como los usados para mantener las presiones con los métodos de EOR; el factor de recobro real histórico es del 15.8%, que corresponde a un volumen de 10.6 mil millones de barriles. Sin embargo, se espera que para el país este factor de recobro sea estimado en un 20.2%, teniendo en cuenta una eficiente gestión de los yacimientos en producción, lo que corresponde a haber producido un total de 13.6 mil millones de barriles. De lograrse incorporar ese 4.4% de diferencia entre al factor de recobro estimado y real, se puede lograr la recuperación, en un largo plazo, de 2.9 mil millones de barriles, lo que corresponde al 145% de las reservas probadas de petróleo actualmente.

De acuerdo con referentes internacionales, este factor está por el orden del 35%, lo que indica que con las técnicas de recobro mejorado se contribuye a la generación de uno de cada tres barriles producidos mundialmente y el factor de recobro del país se encuentra por debajo de esos referentes internacionales. Los principales problemas técnicos identificados para el territorio nacional en relación con el bajo factor de recobro, se deben a<sup>7</sup>:

- Un limitado entendimiento de los yacimientos.
- Incorporación limitada de herramientas para la gestión avanzada de los yacimientos.
- Problemas de inyección.
- Falta de experiencia con la implementación de tecnologías adecuadas a los distintos yacimientos.
- Condiciones desafiantes, como: crudos pesados y alta heterogeneidad de los yacimientos.

Se está trabajando en nuevos esfuerzos para incrementar dicho factor de recobro, por medio de investigaciones con entidades como: Colciencias, ANH, empresas privadas e instituciones, con el ánimo de llegar a tener los factores de recobro esperados, del 35%. Esto se traduce en poder llegar a incorporar, en el largo plazo, hasta 12.9 mil millones de barriles adicionales a los 10.6 mil millones existentes para el caso del petróleo o lo que corresponde a lograr incorporar hasta 6 veces las reservas probadas actuales de petróleo. Lo anterior se puede lograr, técnicamente, manteniendo la presión de los yacimientos desde su etapa temprana, sin esperar a entrar a la fase de declinación.

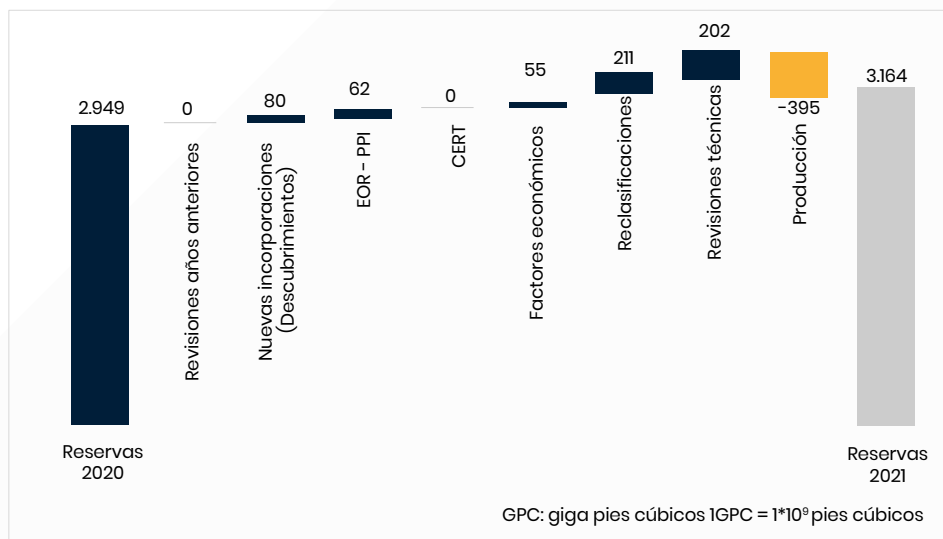
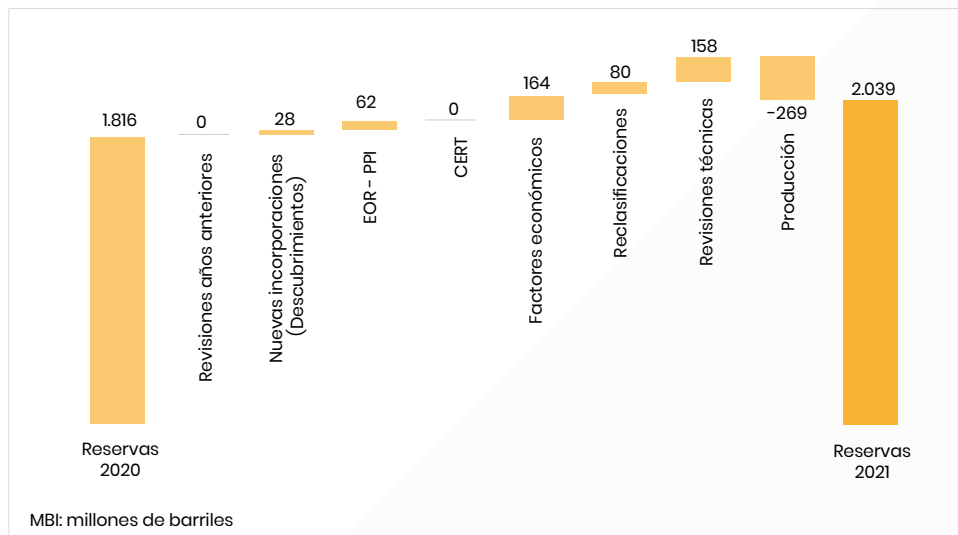
Por otro lado, de acuerdo con los informes de recursos y reservas para 2020 y 2021, se tiene que el porcentaje de la incorporación a las reservas probadas totales por la aplicación de estas tecnologías representan:

	% DE INCORPORACIÓN POR PROYECTOS EOR/PPI DE PETRÓLEO A LAS RESERVAS	INCORPORACIÓN EN RESERVAS DE PETRÓLEO POR VOLUMEN (MBI)	% DE INCORPORACIÓN POR PROYECTOS EOR/PPI DE GAS A LAS RESERVAS	INCORPORACIÓN EN RESERVAS DE GAS POR VOLUMEN (GPC)
<b>2020</b>	3.9%	71	2.3%	69
<b>2021</b>	3.1%	63	1.9%	62

Tabla 4. Porcentaje de incorporación actual de reservas por técnicas EOR/PPI.

7. Información tomada de la actividad de EOR del programa OfD, 2022





Ahora bien, para los contratos vigentes el panorama de los EOR/PPI se encuentra así:

- 10 contratos con enfoque a incrementar gas.
- 44 contratos con enfoque a incrementar petróleo.
- El promedio de recobro para ambos recursos en la actualidad es:
  - Factor de recobro inicial es 18.1%
  - Factor de recobro final es 21.7%
  - Factor de recobro esperado es 34.1%

Siendo entonces la inyección de agua la técnica más utilizada en un 80% de los proyectos actuales, seguida por la inyección de surfactantes en un 10% y vapor y aire en menor proporción.

## MECANISMOS PARA INCENTIVAR EL FACTOR DE RECOBRO DE LOS PROYECTOS EN COLOMBIA

Por la naturaleza de la industria, debe entenderse que el aumento de las reservas o del factor de recobro es incierto y de ninguna manera constituye una obligación de resultado. En efecto, la proyección de las reservas asociadas a los PPI es un pronóstico del resultado esperado de las inversiones a efectuar y, como

tal, está sujeta al desarrollo normal de los proyectos de producción de hidrocarburos. La Ley así lo indica al establecer que las nuevas inversiones que constituyen un PPI deben estar 'encaminadas' a dichos fines, pero no deben 'resultar', necesariamente, en un mayor factor de recobro o en mayores reservas. El PPI, por tanto, comporta una obligación de medio, esto es acometer las inversiones, y no de resultado.

Así entonces, los objetivos para incorporar reservas por medio de esta técnica están encaminados a:

- Identificar y evaluar medidas que estimulen a los operadores de contratos E&P actuales y futuros a implementar proyectos de recobro mejorado, más allá del máximo recobro primario esperado.
- Establecer las bases jurídicas, de conveniencia económica, social y ambiental, para poner en marcha incentivos que impulsen los proyectos de producción incremental (en adelante PPI)
- Estudiar la viabilidad económica, social y ambiental de cada incentivo propuesto.
- Realizar un estudio jurídico que sirva como base y permita implementar normativamente cada beneficio propuesto y generar un procedimiento que muestre el rol de las entidades responsables y los pasos administrativos.



## 5. ESTIMACIONES PRELIMINARES DE IMPACTO ECONÓMICO

Con base en las incorporaciones estimadas de recursos presentadas en las secciones anteriores de este documento y el consecuente balance entre oferta y demanda obtenido, se ha realizado una estimación de un escenario posible del valor monetario de dicho balance. Para ello, se han tomado como referencia los precios proyectados por la Agencia Internacional de Energía en el Reporte del Mercado de Gas del tercer trimestre de 2022.

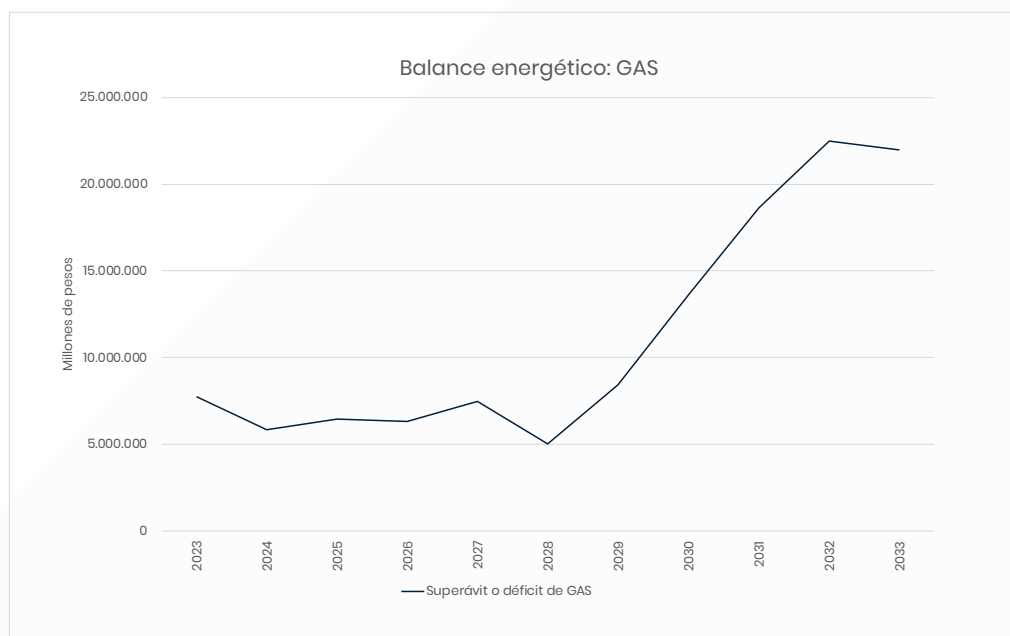


Figura 14. Valor económico del balance energético.

A partir de este ejercicio se estima que el valor monetario del balance entre oferta y demanda sería el que se presenta en la Figura 15, mostrando un resultado superavitario (positivo) hasta 2033. Es importante precisar que esto sería resultado de la incorporación de recursos contingentes recientemente declarados a partir de 2024 (Bloque Sinú 9), 2026 (Uchuva) y 2027 (KGG). El valor de mercado de dichos excedentes alcanzaría en su momento más alto los 22,4 billones (VPN).

Con relación a la participación de estos recursos respecto al PIB, el superávit que se estima se podría generar por las incorporaciones de recursos mencionadas alcanzaría el 0,8% del PIB total en el año de mayor impacto, además de una trayectoria creciente, lo que permitiría tener un efecto positivo en la cuenta corriente.

8. El EIA proyecta precios para el período 2022-2025, para este ejercicio se toma como referencia el JMK US\$/MMBTU. Para los siguientes años se asume que los precios mantienen una sensibilidad del 0.5 frente a cambios en la demanda. El EIA estima un crecimiento de la demanda de gas de 0,8% a partir de 2025. \*Se emplearon las proyecciones del MFMP 2022 para la tasa de crecimiento del PIB, inflación, TRM, etc.

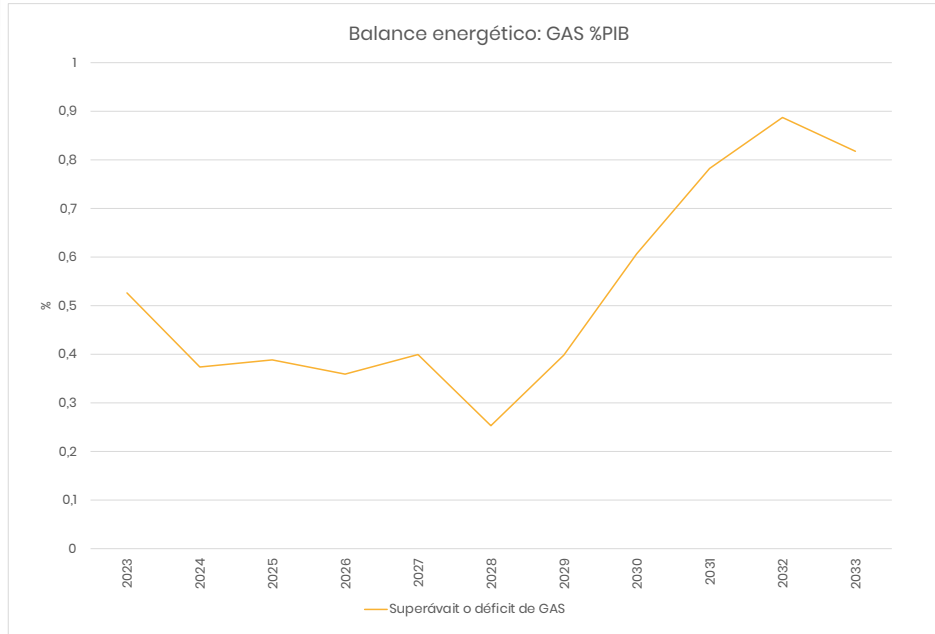


Figura 15 Valor económico del balance energético % PIB.

Comparada con las estimaciones del Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP), si los excedentes de gas se exportan como Gas Natural Licuado (LNG), podríamos tener una senda decreciente del déficit en la cuenta corriente, lo que, por su puesto, puede tener impactos positivos sobre otras variables macroeconómicas. El déficit en cuenta corriente con las incorporaciones presentadas pasaría de -3,7% del PIB en 2022 a -1,7% del PIB en 2033; versus las estimaciones del MFMP, donde la cuenta corriente alcanzaría un déficit del -2,6% del PIB.

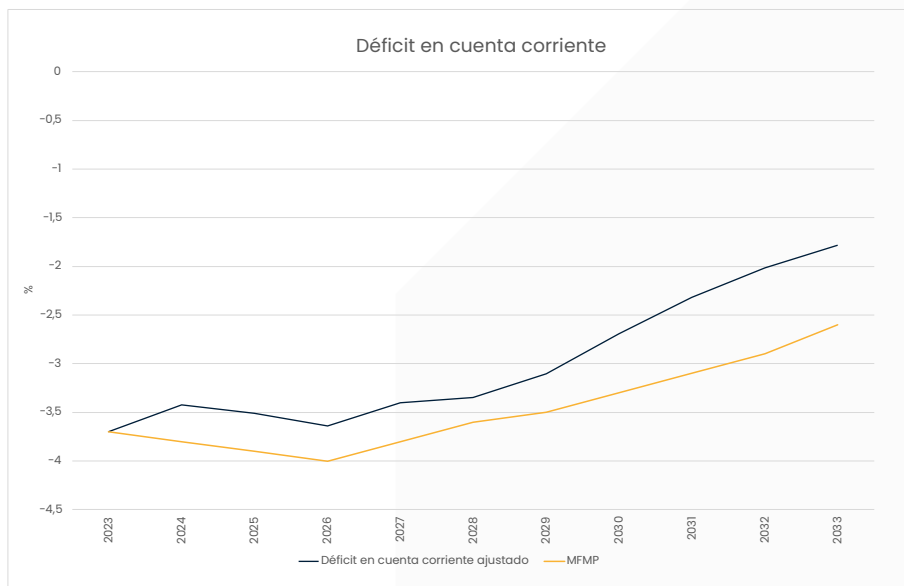


Figura 16 Déficit en cuenta corriente % PIB.

Sobre estos resultados el balance comercial energético de gas promedio entre 2023 y 2033 sería de 0,5% del PIB anual, que supera el 0,03% del PIB que fue el promedio entre 2005 y 2021.

