





Informe de Recursos y Reservas IRR 2025



Agencia Nacional de
Hidrocarburos
Vicepresidencia de Operaciones,
Regalías y Participaciones
Gerencia de Reservas y
Operaciones

23 junio de 2026

Contenido del informe

1.

Contexto general del IRR 2025

2.

Análisis de las reservas de petróleo y gas en el 2025

3.

Análisis de los recursos contingentes de petróleo y gas en el 2025

4.

Principales conclusiones de las medidas adoptadas para garantizar la gestión eficiente de las reservas y recursos contingentes de petróleo y gas 2025

5.

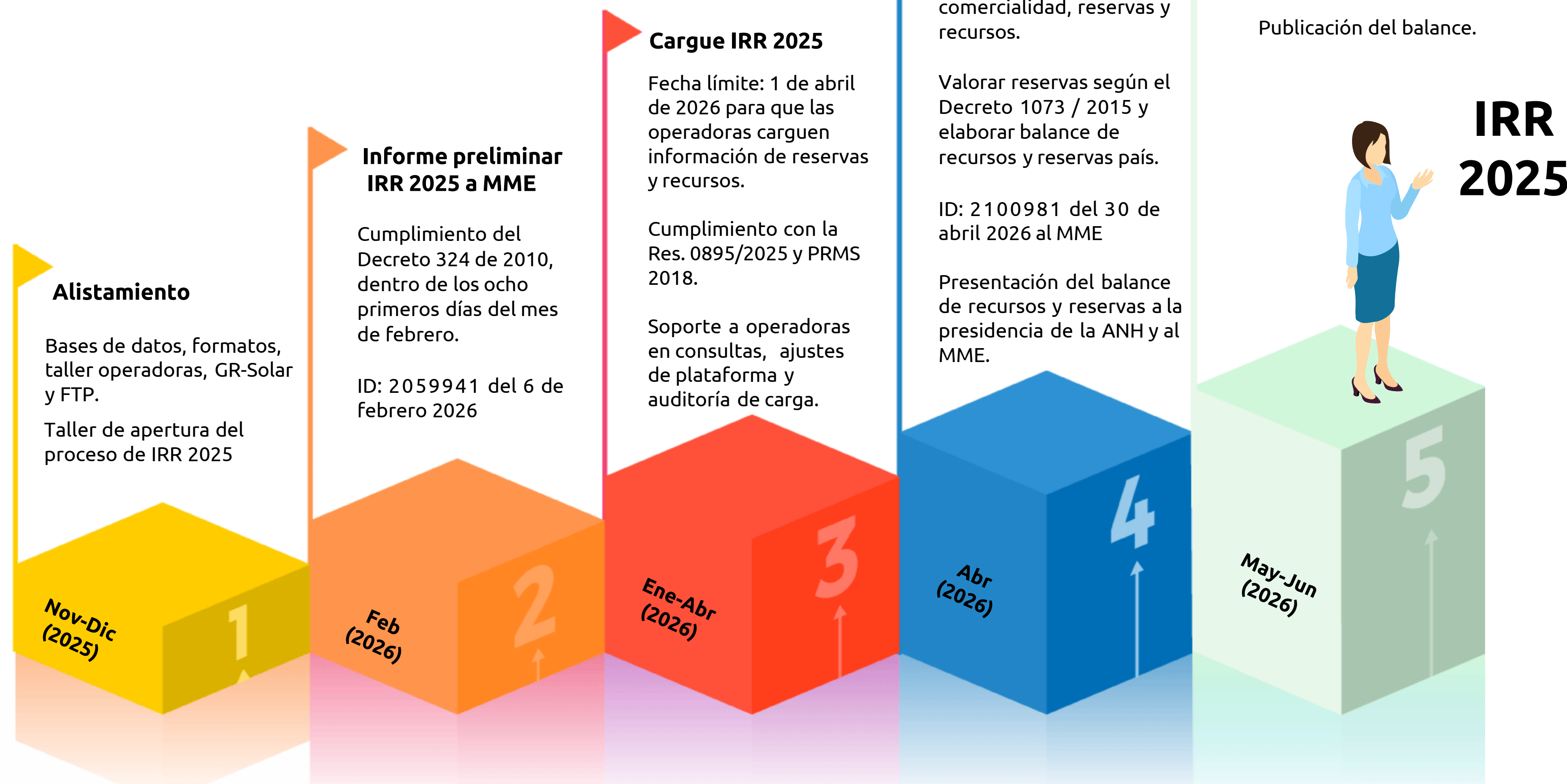
Medidas adoptadas para garantizar la gestión eficiente de las reservas y recursos contingentes de petróleo y gas 2026

The background image shows an industrial refinery or chemical plant at sunset. The scene is dominated by tall, cylindrical distillation columns and a complex network of pipes and walkways. The sky is a mix of orange and yellow, with the sun low on the horizon, creating a strong lens flare effect. In the foreground, three workers wearing white hard hats and high-visibility safety vests are seen from behind, walking away from the camera towards the industrial structures.

Contexto general del IRR 2025



¿Cómo se construyó el Informe de Reservas y Recursos 2025?



Alistamiento

Bases de datos, formatos, taller operadoras, GR-Solar y FTP.
Taller de apertura del proceso de IRR 2025

Informe preliminar IRR 2025 a MME

Cumplimiento del Decreto 324 de 2010, dentro de los ocho primeros días del mes de febrero.
ID: 2059941 del 6 de febrero 2026

Cargue IRR 2025

Fecha límite: 1 de abril de 2026 para que las operadoras carguen información de reservas y recursos.
Cumplimiento con la Res. 0895/2025 y PRMS 2018.
Soporte a operadoras en consultas, ajustes de plataforma y auditoría de carga.

Análisis y Valoración de Reservas a MME IRR 2025 y Balance R y R

ANH revisa coherencia de datos: campos, consumos, comercialidad, reservas y recursos.
Valorar reservas según el Decreto 1073 / 2015 y elaborar balance de recursos y reservas país.
ID: 2100981 del 30 de abril 2026 al MME
Presentación del balance de recursos y reservas a la presidencia de la ANH y al MME.

Oficialización Balance de Reservas al País

En mayo, el MME y la ANH oficializan las cifras del IRR 2026
Presentación de resultados al país.
Publicación del balance.

Actividades segundo semestre:

- Implementación y seguimiento medidas para gestión de reservas.
- Revisión técnica detallada a campos seleccionados.
- Entrega de informe anual a presidencia.
- Inicio de alistamiento siguiente vigencia.

Inventario de Carga IRR 2025

Empresas que presentaron	2024	2025
	62	61
Cantidad de empresas auditoras externas	11 Boury Global; DeGolyer; Gaffney; GLJ; GMAS; McDaniel; Neoil Energy; Netherland; Petrotech; Ryder Scott; Sproule B.V.	11 Boury Global; DeGolyer & MacNaughton; Gaffney Cline & Associates; GLJ Petroleum Consultants; GMAS SAS; McDaniel & Associates; Netherland Sewel & Associates; Neoil Energy; Petrotech Ltda; Ryder Scott; Sproule ERCE.
Total campos informados	466	453*

Tipos de Hidrocarburos	Cantidad de campos que reportan reservas y recursos 2025
Petróleo	271
Petróleo y gas (asociado)	75
Gas	40
Campos inactivos	62
Campos con carta de suspensión por fuerza mayor	5

El 99,21% de las reservas 1P en petróleo fueron certificadas por un tercero,

Y las de gas en un. **99,11%**

Las reservas 1P iguales o superiores a 1 Mbpe deben ser certificadas por un tercero independiente, mientras que los campos con reservas inferiores a este volumen pueden certificarse internamente.

Sin embargo, algunos campos, con reservas inferiores al 1 Mbpe también presentaron certificación externa.

Es importante resaltar que el volumen de reservas 1P certificadas por un externo, ha venido aumentando, situándose en un valor cercano al 100% en volumen.

Mbpe: Millones de Barriles Equivalentes de Petróleo
1 Mbpe = 5,7 Gpc gas

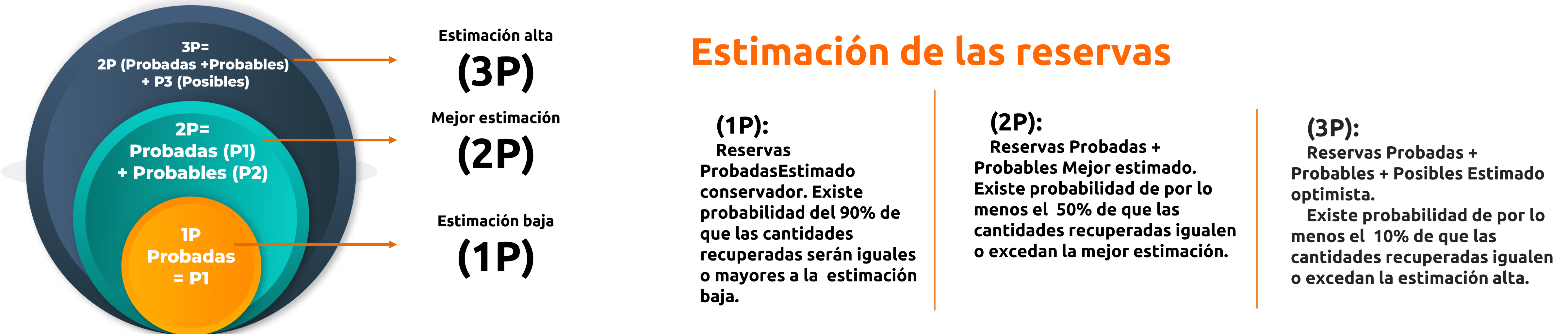
* 8 campos fueron devueltos durante el 2025, no suman al inventario.

Terminología clave para tener en cuenta

Recursos de hidrocarburos: Incluyen todas las cantidades de petróleo y gas, recuperable y no recuperable, que se encuentran naturalmente en el subsuelo, tanto descubiertas (Reservas y Recursos Contingentes) como no descubiertas (Recursos Prospectivos), además de las cantidades ya producidas.

Reservas de hidrocarburos: Cantidades de petróleo y gas anticipadas a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas que reúnen cuatro características: están descubiertas, son técnicamente recuperables, remanentes y comerciales.

Recursos contingentes: Son recursos descubiertos, potencialmente recuperables, de acumulaciones conocidas, por la aplicación de proyectos de desarrollo, que actualmente no son considerados comerciales, debido a una o más contingencias.



Nota: P2 no es lo mismo que 2P, ni P3 es igual a 3P

Puntos destacados del informe IRR 2025

1

La relación reservas producción es de 7,4 años, superando la de año anterior que se situó en 7,2 años.

Las reservas probadas se mantuvieron prácticamente estables, con una variación mínima de apenas -0,7% frente a la vigencia anterior, lo que refleja la solidez y continuidad en la gestión de los recursos petroleros

2

La relación reservas producción de gas es de 5,9 años manteniéndose constante respecto al año anterior.

3

Las medidas adoptadas a partir de los últimos dos IRR para la gestión eficiente de las reservas y recursos contingentes de petróleo y gas, en los contratos vigentes, continúan mostrando resultados importantes tanto en petróleo como en gas.

4

Como resultado de las medidas adoptadas en el IRR 2024, durante el último año se avanzó en la coordinación interinstitucional, en la modernización normativa y en la eficiencia operacional, logrando incorporar en reservas 1P 12 Mbl en petróleo (medida 11*) y 60 Gpc en gas (medida 14**).

5

Entre 2024 y 2025, la incorporación de reservas 1P, derivada de la implementación y seguimiento de los PPI-EOR, alcanzó los 58 Mbl, lo que representa el 97% de lo obtenido el año anterior, manteniendo así la tendencia de incorporación.

En cuanto al gas, se añadieron 5 Gpc como gas asociado al petróleo en campos con PPI previamente aprobados.

6

El recaudo de regalías por hidrocarburos desde el 7 de agosto del 2022 y hasta el 31 de diciembre del 2025 (40 meses) fue de 29,6 billones de pesos, es decir 0,74 billones promedio mensual.

A partir de la valoración de las reservas probadas 1P con corte a 31 de diciembre 2025 se proyecta recibir 36 billones de pesos por concepto de regalías.

*Medida 11: (...) seguimiento al factor de recobro actual y al factor último esperado de los campos en explotación dentro de los contratos y convenios de hidrocarburos vigentes (...).

**Medida 14: (...) acompañamiento interinstitucional que facilite y promueva la superación de las contingencias (...).



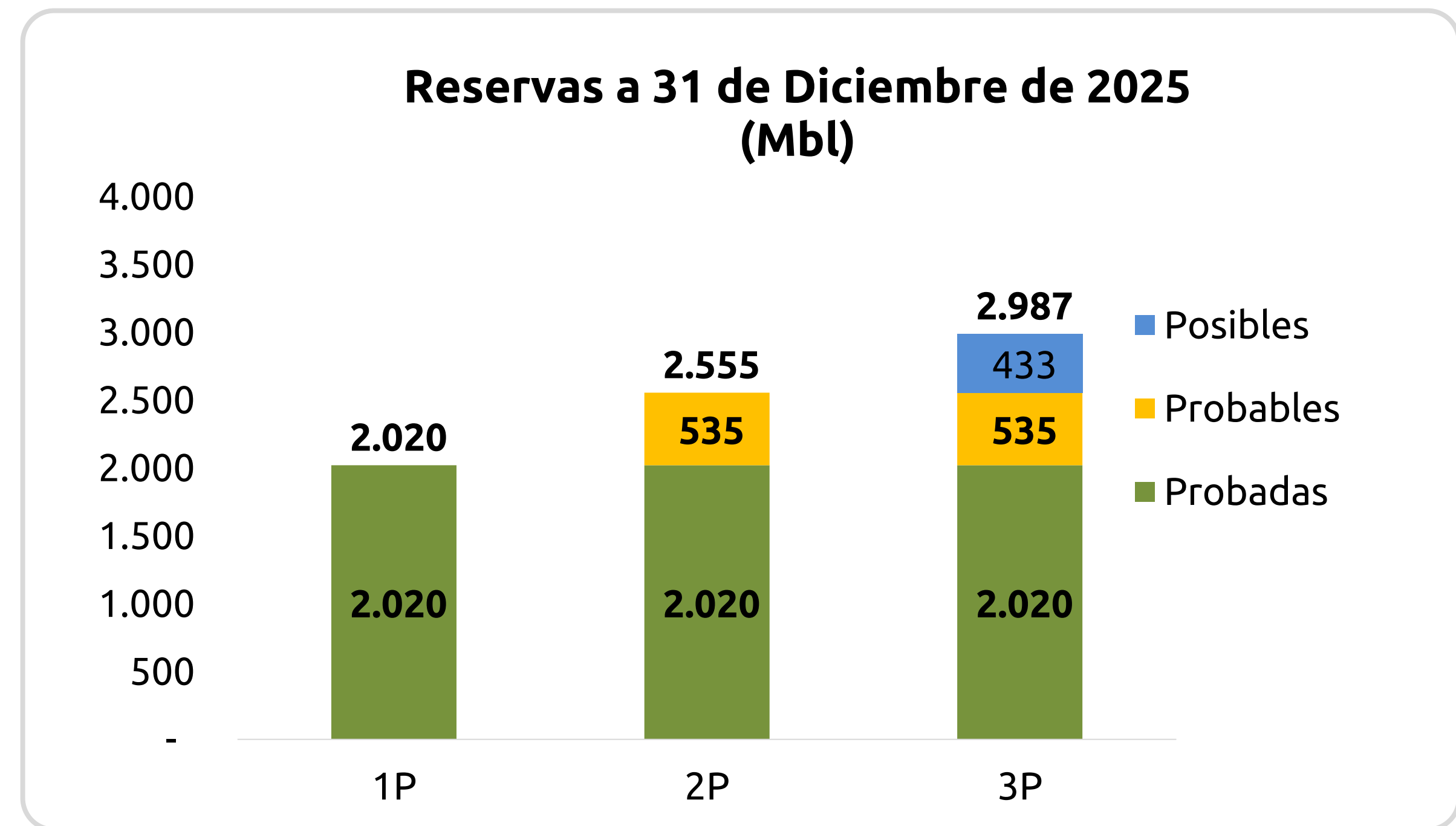
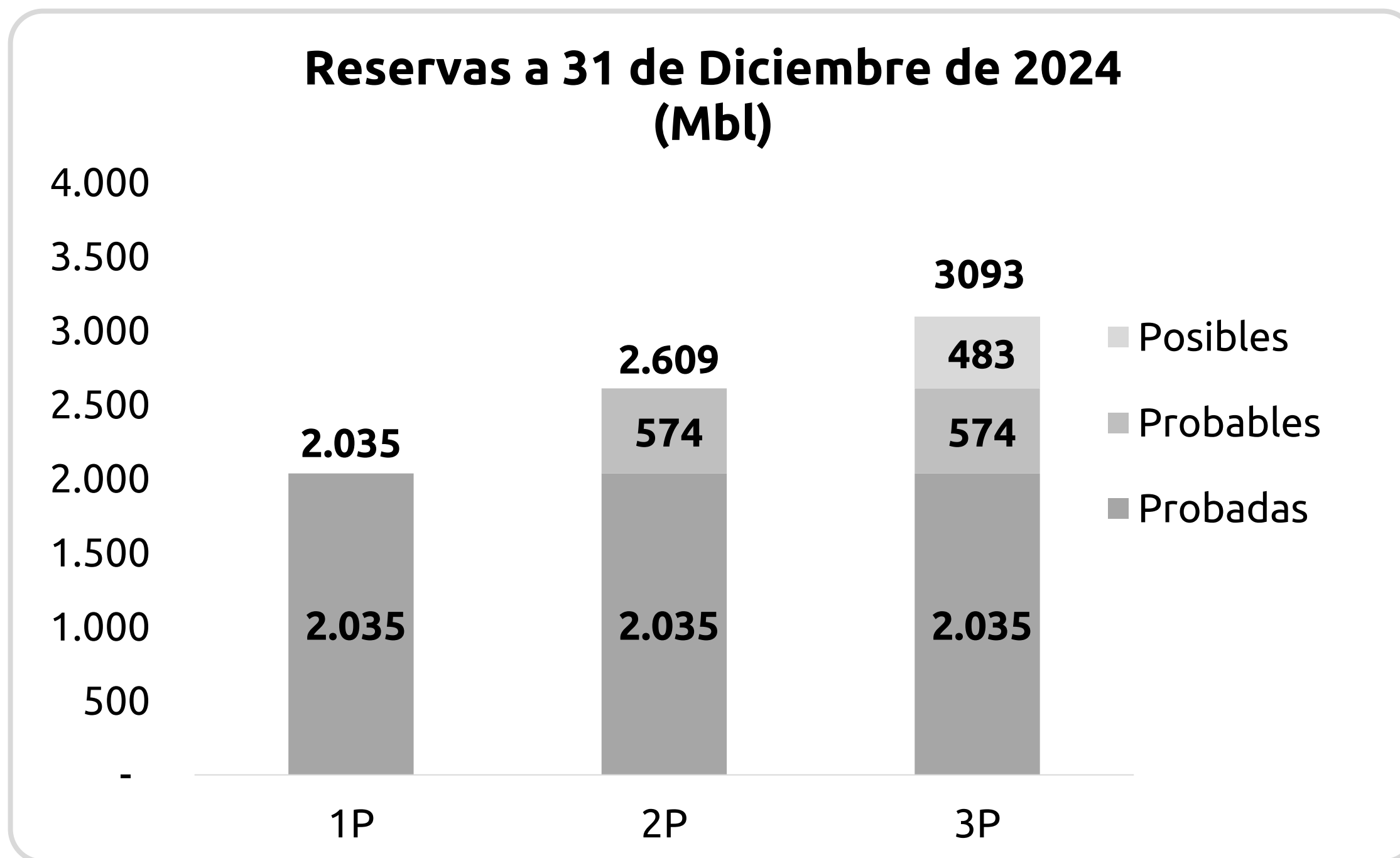
Análisis de las reservas de petróleo*

31 de diciembre 2025



*Incluye condensados y líquidos de gas natural.

Análisis de las reservas de petróleo 2024 – 2025

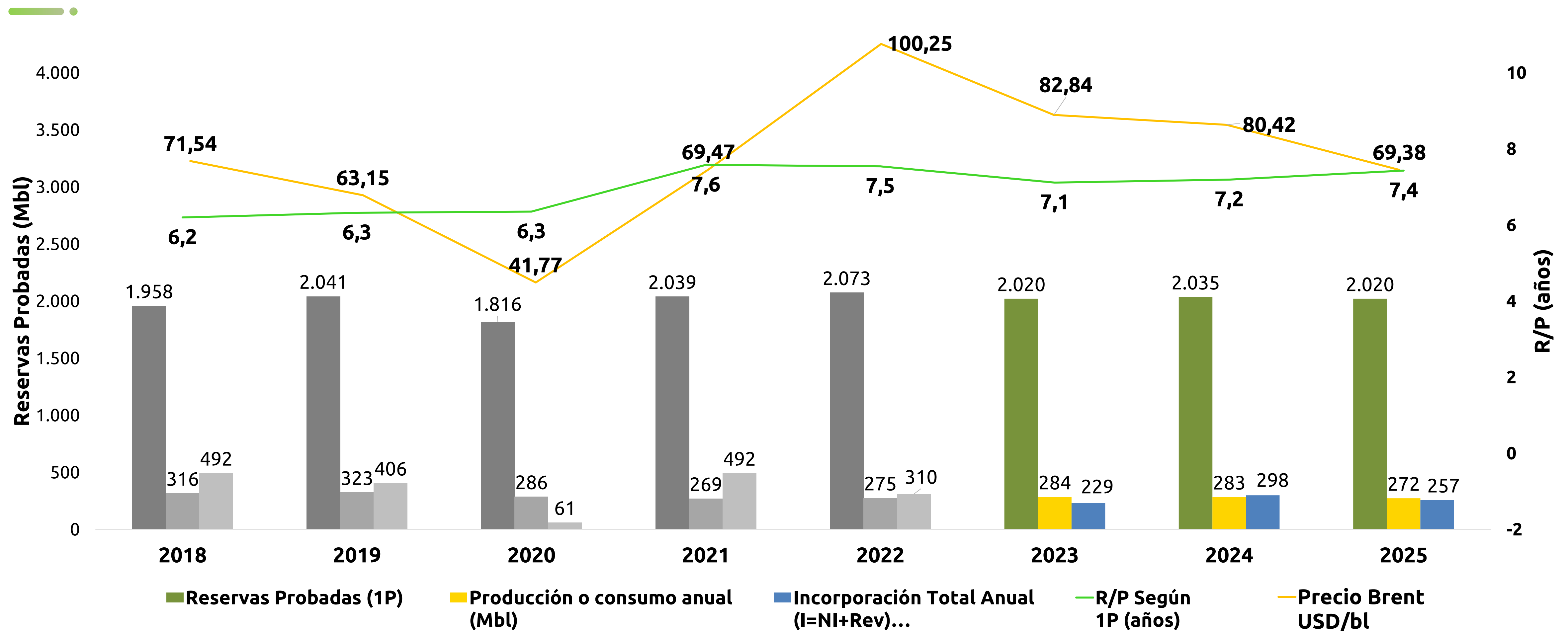


Las reservas probadas de petróleo con corte a 31 de diciembre de 2025 corresponden a 2.020 millones de barriles, manteniéndose estables con respecto al año anterior.

Mbl: Millones de barriles

1P: Indica la estimación baja de Reservas (Igual a P1)
 2P: Mejor estimación de Reservas (P1+P2)
 3P: Estimación alta de Reservas (P1+P2+P3)

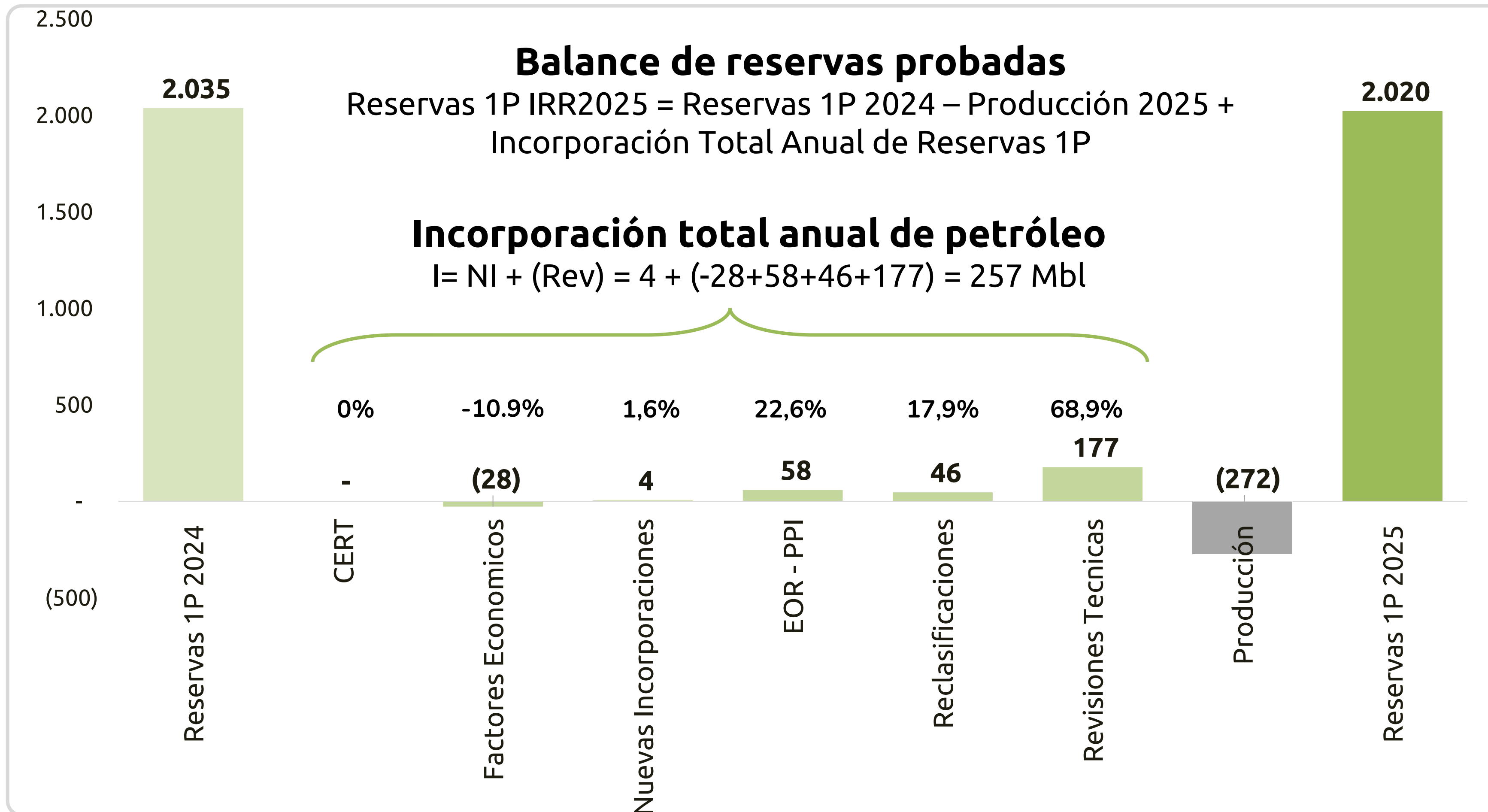
Histórico de reservas probadas 1P, producción e incorporación de petróleo (Mbl)



Mbl: Millones de barriles

La relación R/P aumentó de 7,2 a 7,4 años, lo cual refleja la gestión continua en la reposición de reservas. A pesar de que la producción bajó un 4% y el precio de referencia Brent para el año 2025 disminuyó un 14% respecto al año anterior.

Detalle de la incorporación anual de reservas probadas 1P Petróleo (Mbl)

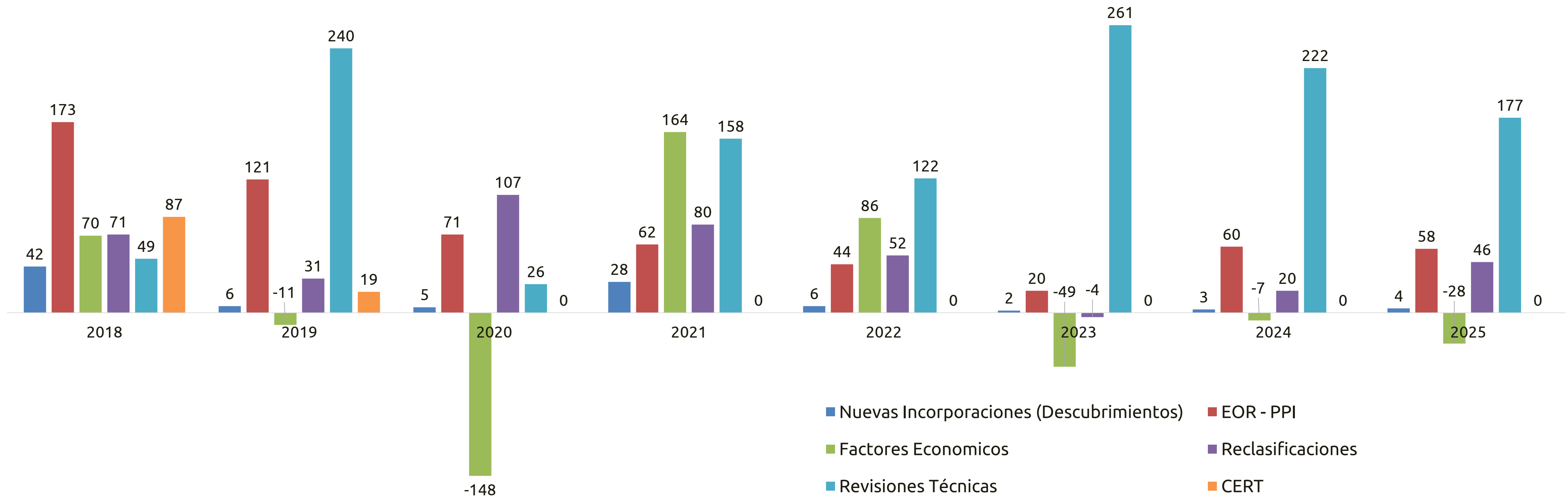


EL índice de incorporación sobre producción I/P, corresponde al 94%, lo que se traduce en que, por cada 100 barriles que se produjeron, se repusieron 94 barriles.

Este valor indica que la incorporación de reservas permitió compensar casi en su totalidad el efecto del volumen producido durante el periodo.

Es importante resaltar que la incorporación negativa de reservas, de -28 Mbl, se explica principalmente por factores externos al control de los Operadores y de la ANH, asociados al comportamiento del precio del petróleo y de la tasa de cambio, TRM.

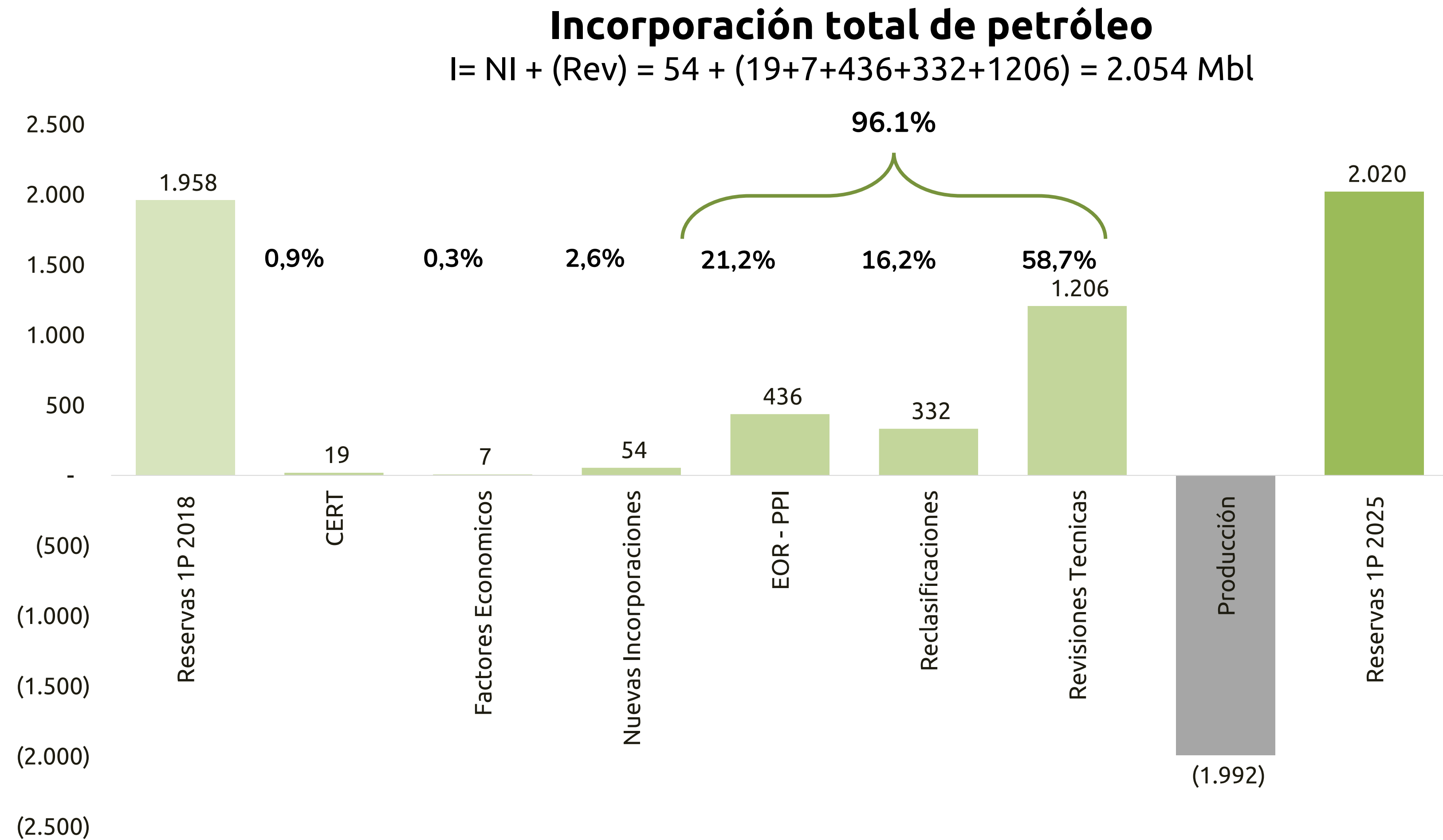
Histórico de variación anual de Reservas Probadas Petróleo (1P) – Mbl



- La caída del precio promedio Brent en un 14% entre 2024-2025, afectó las reservas 1P lo que se refleja en la categoría “factores económicos”.
- Por “reclasificaciones” (migración de recursos a reservas) se incorporaron 46 Mbl que corresponde a un 130% frente al año anterior.

- A partir del año 2023 los volúmenes asociados a “revisiones técnicas” han disminuido debido a reinterpretaciones y mejor caracterización de los yacimientos, lo que depura el portafolio de reservas.
- Entre 2024 y 2025, la incorporación de reservas 1P, derivada de la implementación y seguimiento de los “PPI-EOR”, alcanzó 58 Mbl que representa el 97% de lo obtenido el año anterior, manteniendo la tendencia.

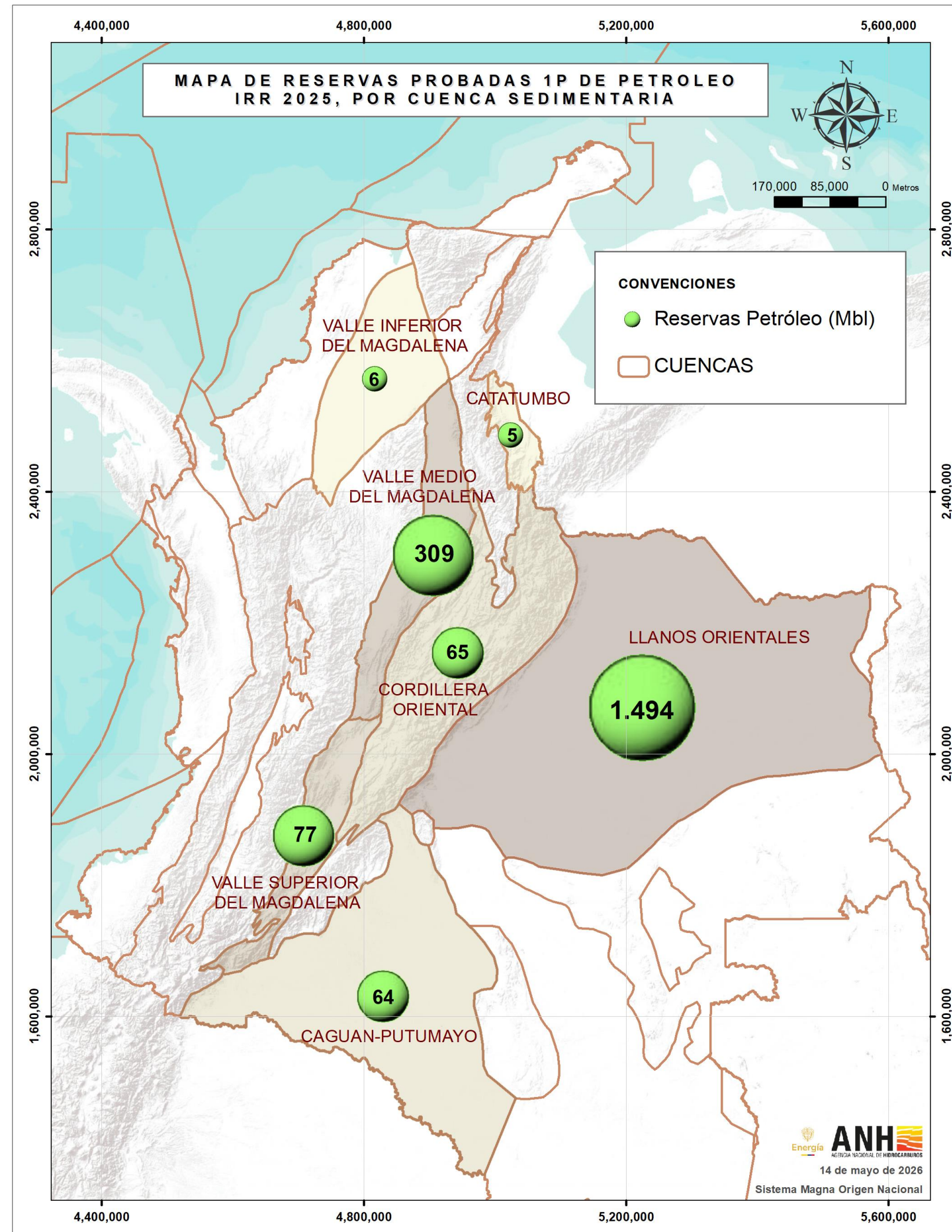
Histórico de incorporaciones de Reservas Probadas Petróleo (1P) – Mbl



Entre los años 2018 y 2025 la incorporación total fue de 2.054 Mbl, superando la producción que ha sido de 1.992 Mbl. Lo que significa que históricamente Colombia ha repuesto mas volúmenes de los producidos.

En el mismo período, la incorporación de nuevas reservas por proyectos exploratorios (nuevos descubrimientos) fue del 2,6% (54 Mbl), mientras que la incorporación a partir de la gestión de yacimientos en desarrollo fue de 96% (1.974 Mbl).

Reservas probadas por cuenca sedimentaria (Mbl)



Mbl: Millones de barriles

ID	Cuenca	1P (Mbl)	% 1P	POES (Mbl)	FR Último esperado (EUR/POES)	FR Actual (Prod Acum/POES)
1	LLANOS ORIENTALES	1.494	74,0%	41.695	20,11%	15,06%
2	VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	309	15,3%	25.625	13,65%	11,60%
3	VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	77	3,8%	4.863	22,88%	20,44%
4	CORDILLERA ORIENTAL	65	3,2%	2.198	38,57%	34,33%
5	CAGUAN PUTUMAYO	64	3,2%	3.841	17,23%	14,26%
6	VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	6	0,3%	438	22,33%	18,68%
7	CATATUMBO	5	0,2%	1.952	24,41%	23,72%
Total		2.020	100%	80.612	18,71%	15,00%

En las tres primeras cuencas se concentra el 93,1% de las reservas 1P

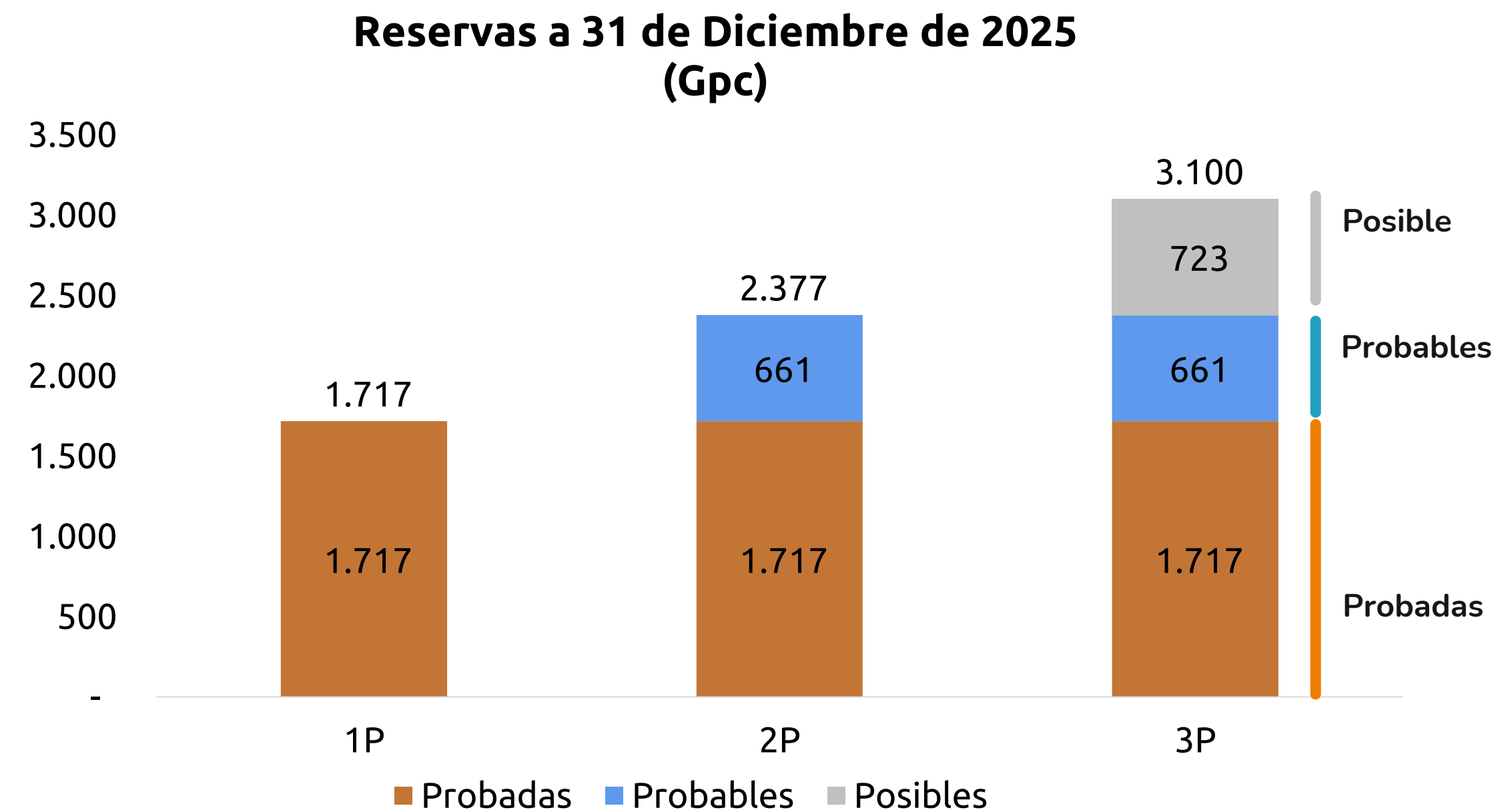
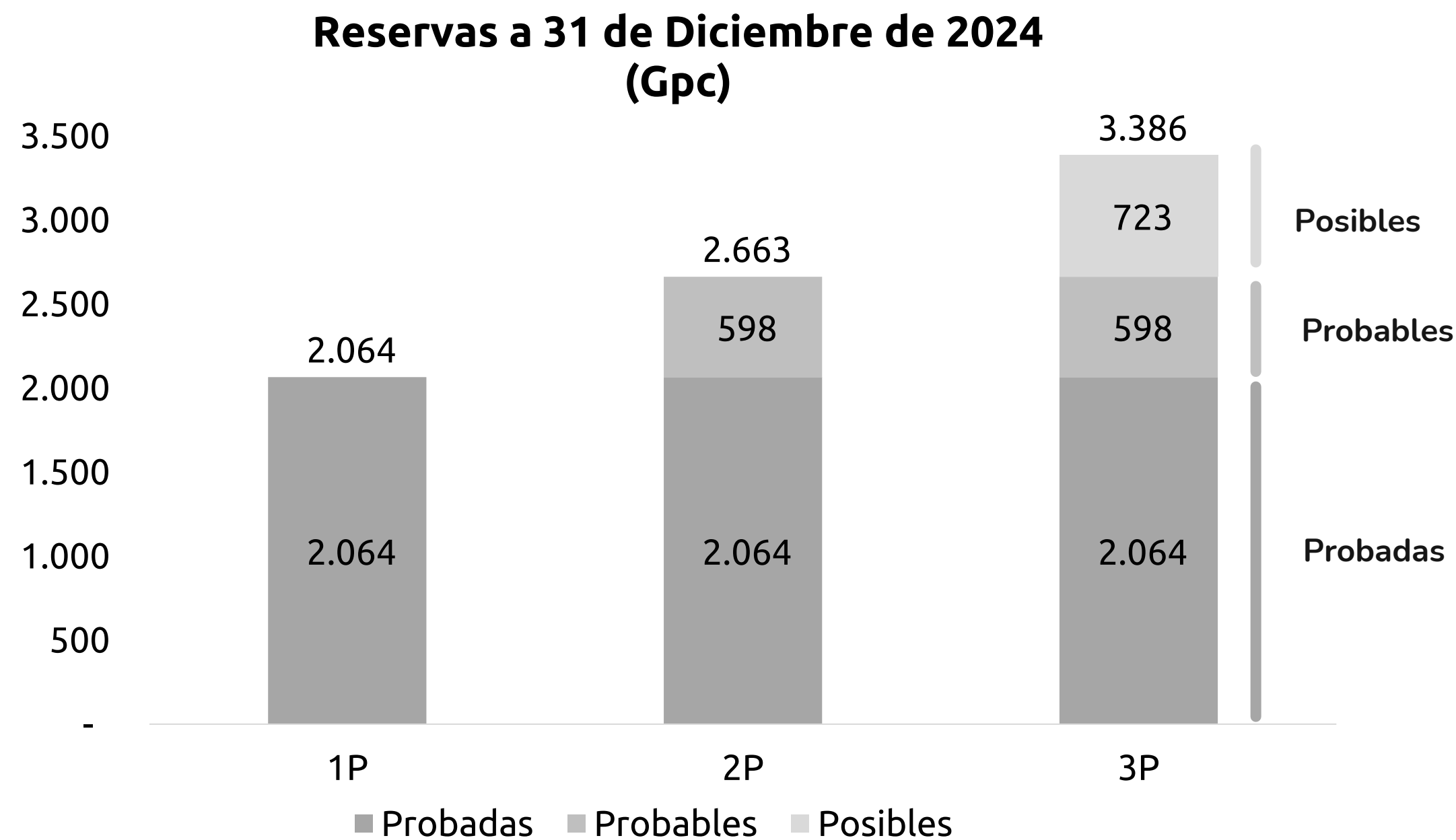
Del volumen total del POES el 5% (4.310 Mbl) pertenecen a áreas que fueron devueltas a la ANH

Análisis de las reservas de gas

31 de diciembre 2025

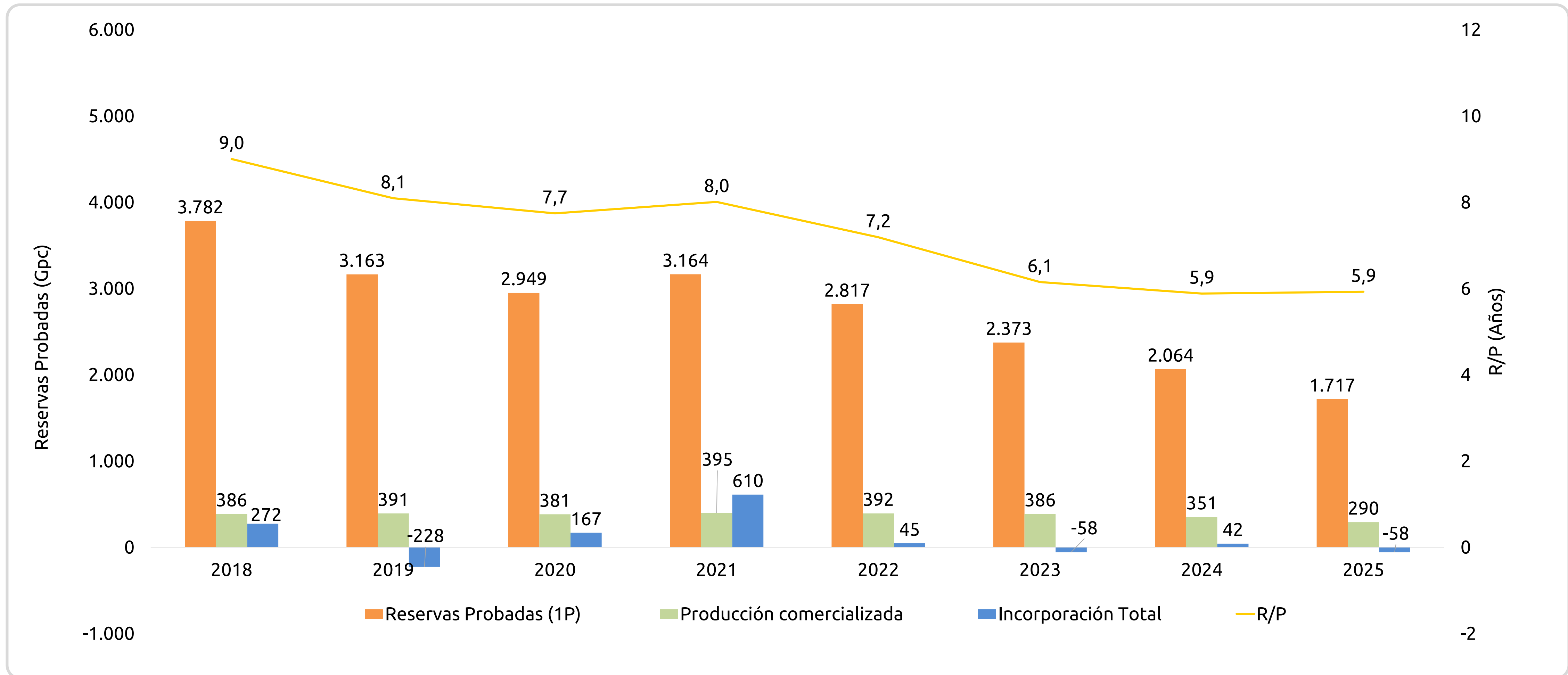


Análisis de las reservas de gas 2024 – 2025



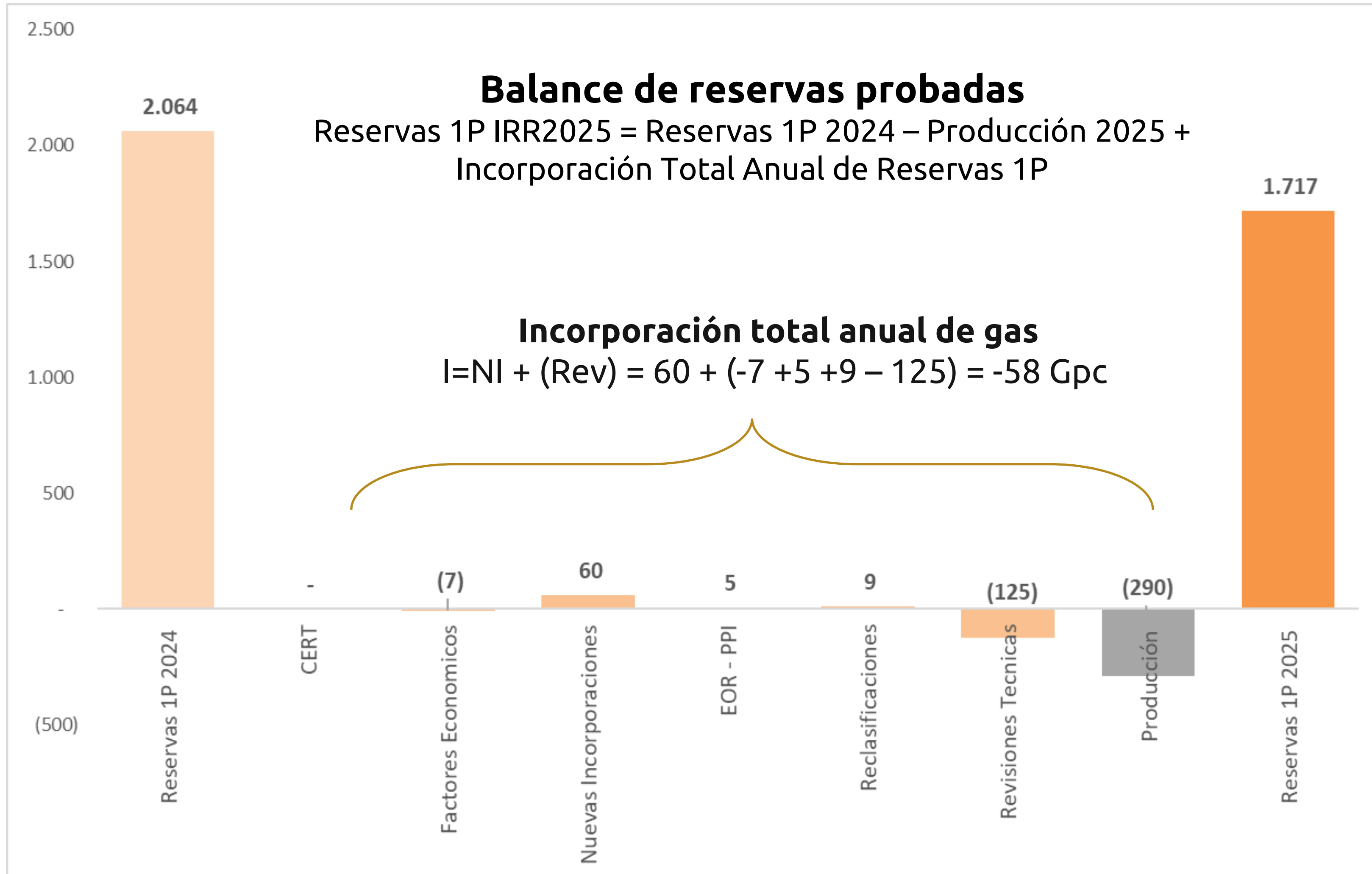
Las reservas probadas de gas con corte a 31 de diciembre de 2025 corresponden a 1.717 Gpc. Las reservas 1P disminuyeron en un 17% comparadas con la vigencia anterior, mientras las 3P disminuyeron un 8%.

Histórico de reservas probadas 1P, producción e incorporación de gas (Gpc)



La relación de reservas/producción (R/P) fue de 5,9 años, manteniendo estructuralmente estable la tendencia de la vigencia anterior.

Detalle de la incorporación anual de reservas probadas 1P gas (Gpc)

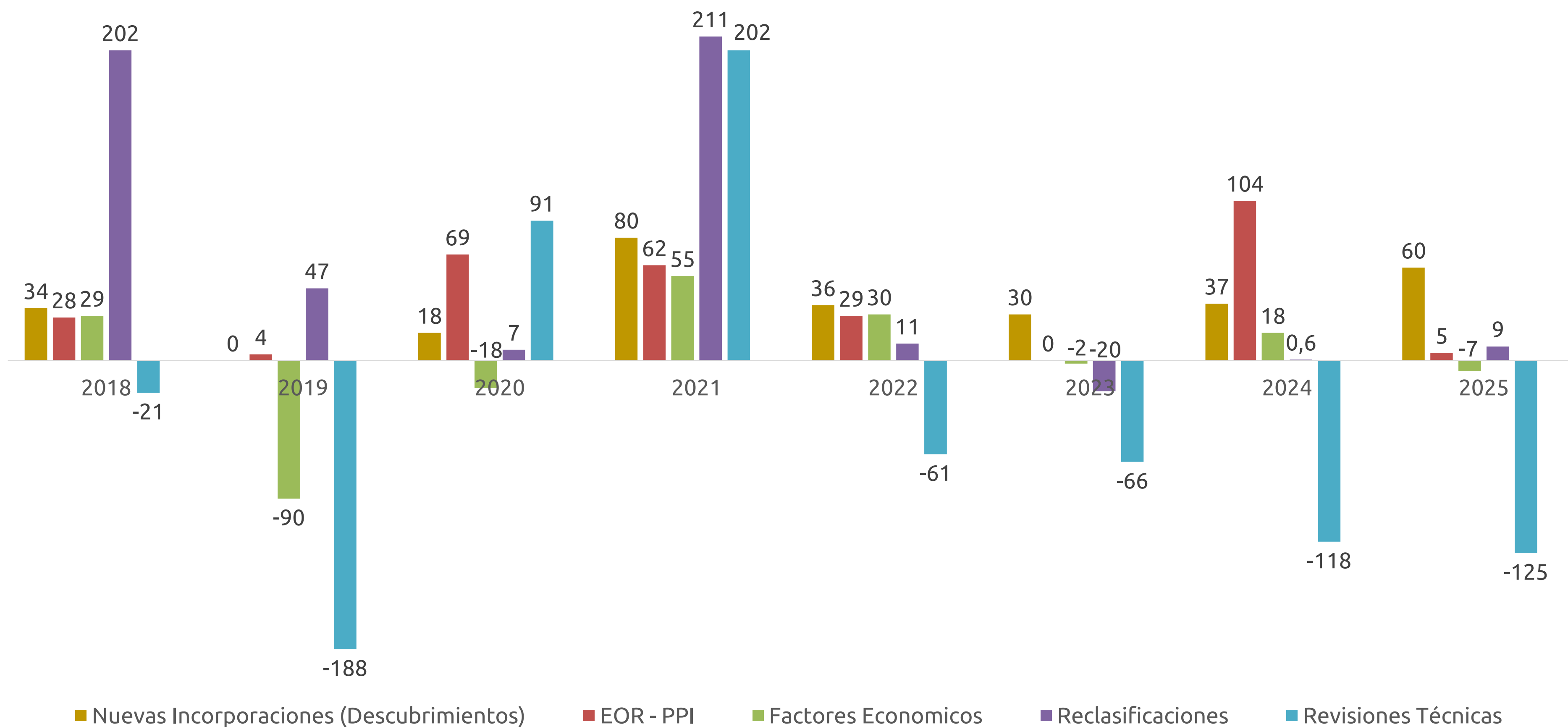


La Incorporación total anual de reservas fue de -58 Gpc de gas, siendo las “revisiones técnicas” la principal variable de este comportamiento.

Los 60 Gpc de “nuevas incorporaciones” destacan la importancia de la actividad exploratoria y la superación de contingencias como resultado de la gestión de la Medida 14.

Se añadieron 5 Gpc como gas asociado en campos con PPI previamente aprobados.

Histórico de variación anual de Reservas Probadas Gas (1P) – Gpc

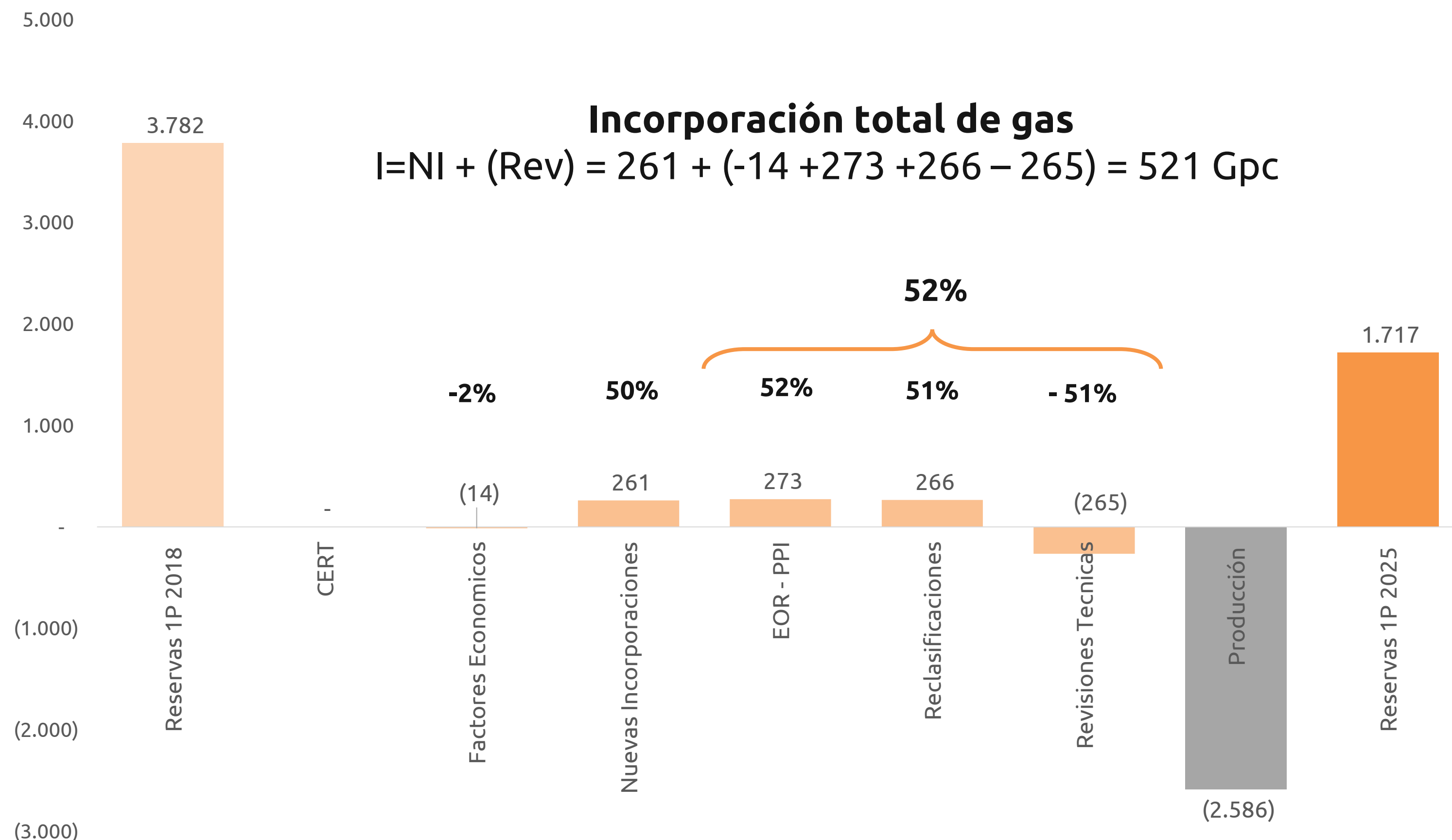


■ Durante los últimos cuatro años, los ajustes negativos por “revisiones técnicas”, evidencian el alto grado de madurez de los campos mas representativos de gas en Colombia.

■ En los últimos años, el aporte por “nuevas incorporaciones” (Nuevos descubrimientos) y en especial el incremento del 62 % en la ultima vigencia, destaca la importancia de la actividad exploratoria y la necesidad de gestionar la superación de contingencias ambientales, sociales y técnicas para incorporar nuevos volúmenes de reservas, con especial enfoque en el caribe Colombiano.

*Los proyectos de EOR -PPI corresponden a gas asociado a yacimientos de petróleo o a yacimientos de gas condensado

Histórico de incorporaciones de Reservas Probadas Gas (1P) – Gpc



Entre 2018 y 2025 se incorporaron exitosamente 521 Gpc de gas a las reservas.

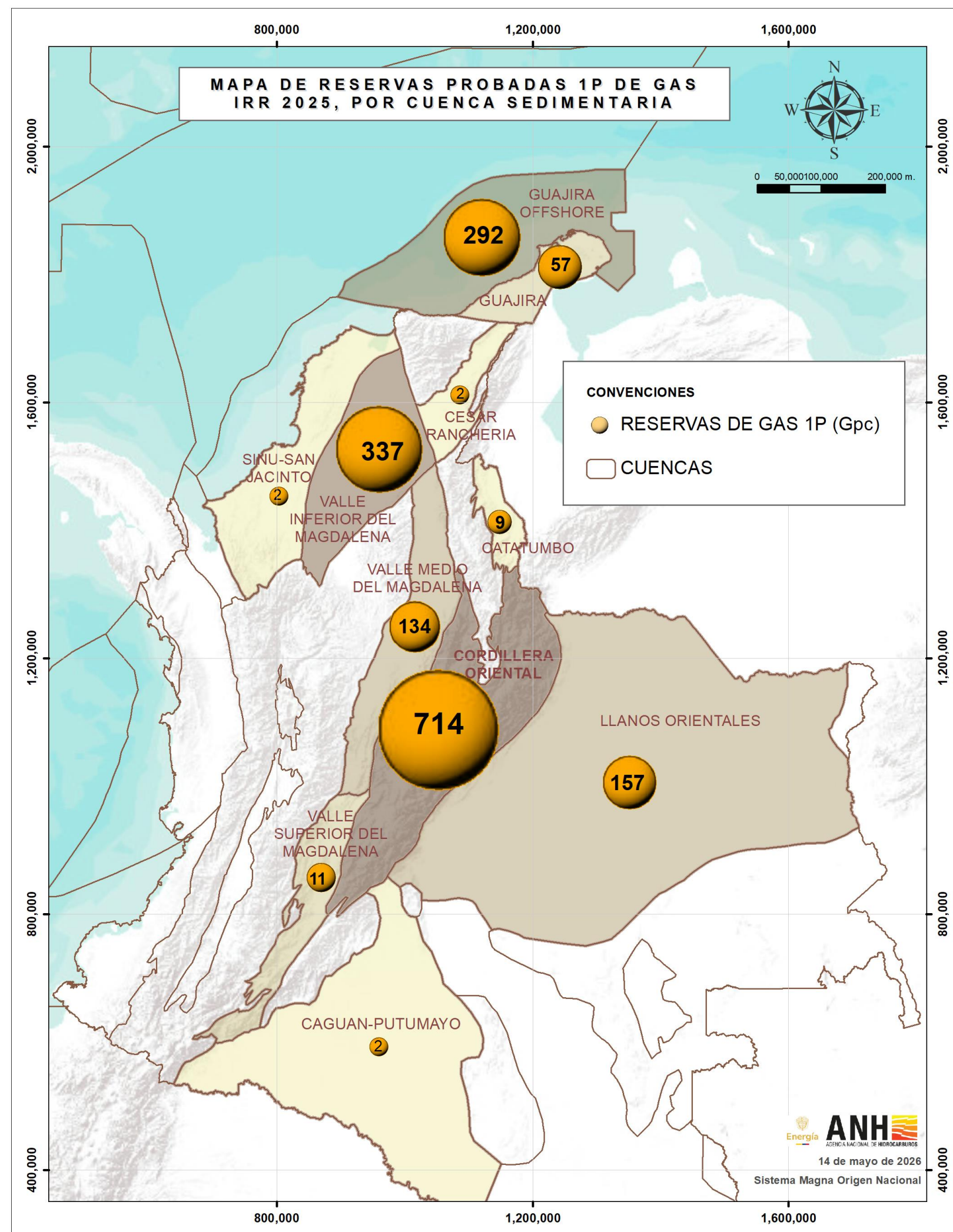
Durante este mismo periodo, los proyectos exploratorios contribuyeron con la incorporación de 261 Gpc.

Los PPI-EOR continúan consolidándose como una fuente clave para el aumento de reservas, aportando 273 Gpc de gas, que representan el 52, % del total incorporado por adecuada gestión de yacimientos*.

Asimismo, el item de “Reclasificaciones”, 266 Gpc refleja la importancia de la superación de contingencias que permite la migración de recursos contingentes a reservas.

*Los proyectos de EOR -PPI corresponden a gas asociado a yacimientos de petróleo o a yacimientos de gas condensado

Reservas probadas de gas por cuenca sedimentaria (Gpc)



ID	CUENCA	1P	% 1P	GOES (Gpc)	FR Último esperado (EUR/GOES)	FR Actual (Prod Acum/GOES)
1	CORDILLERA ORIENTAL	714	41,6%	7.962	42,5%	36,4%
2	VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	337	19,6%	3.378	68,5%	38,9%
3	GUAJIRA OFFSHORE	292	17,0%	12.603	47,7%	44,7%
4	LLANOS ORIENTALES	157	9,1%	1.458	47,5%	31,2%
5	VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	134	7,8%	1.474	23,9%	13,1%
6	GUAJIRA	57	3,4%	496	42,0%	24,2%
7	VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	11	0,6%	6.039	42,6%	31,7%
8	CATATUMBO	9	0,6%	161	21,1%	13,9%
9	SINU SAN JACINTO	2	0,1%	205	4,1%	2,4%
10	CESAR RANCHERIA	2	0,1%	2.365	0,3%	0,2%
11	CAGUAN PUTUMAYO	2	0,1%	-	0,0%	0,0%
12	COLOMBIA*	-	0%	5.004	0,0%	0,0%
13	SINU OFFSHORE*	-	0%	1.838	0,0%	0,0%
TOTALES		1.717	100%	42.982	36,3%	29,2%

En las cinco primeras cuencas se concentra el 95,1% de las reservas 1P

Del volumen total del GOES el 4% (1.639 Gpc) pertenecen a áreas que fueron devueltas a la ANH

* Las cuencas Colombia y SINU OffShore no reportan aún reservas son los contratos Col5 y Purple Angel

Gpc: Giga pies cúbicos

A photograph of an oil refinery at sunset. The scene is dominated by large, cylindrical storage tanks and a complex network of pipes and metal structures. The sky is a mix of orange, yellow, and light blue, with some clouds. The foreground shows a paved area and a fence. The overall atmosphere is industrial and serene.

Análisis de los recursos contingentes de petróleo

31 de diciembre 2025



Terminología clave para tener en cuenta

Recursos Contingentes: Son recursos descubiertos, potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, por la aplicación de proyectos de desarrollo, que actualmente no son considerados comerciales debido a una o más contingencias.

Tipos de contingencias:

Ambiental y/o Social: Contingencias relacionadas con permisos y tramites ambientales, negociación de tierras, consulta previa, permisos arqueológicos.

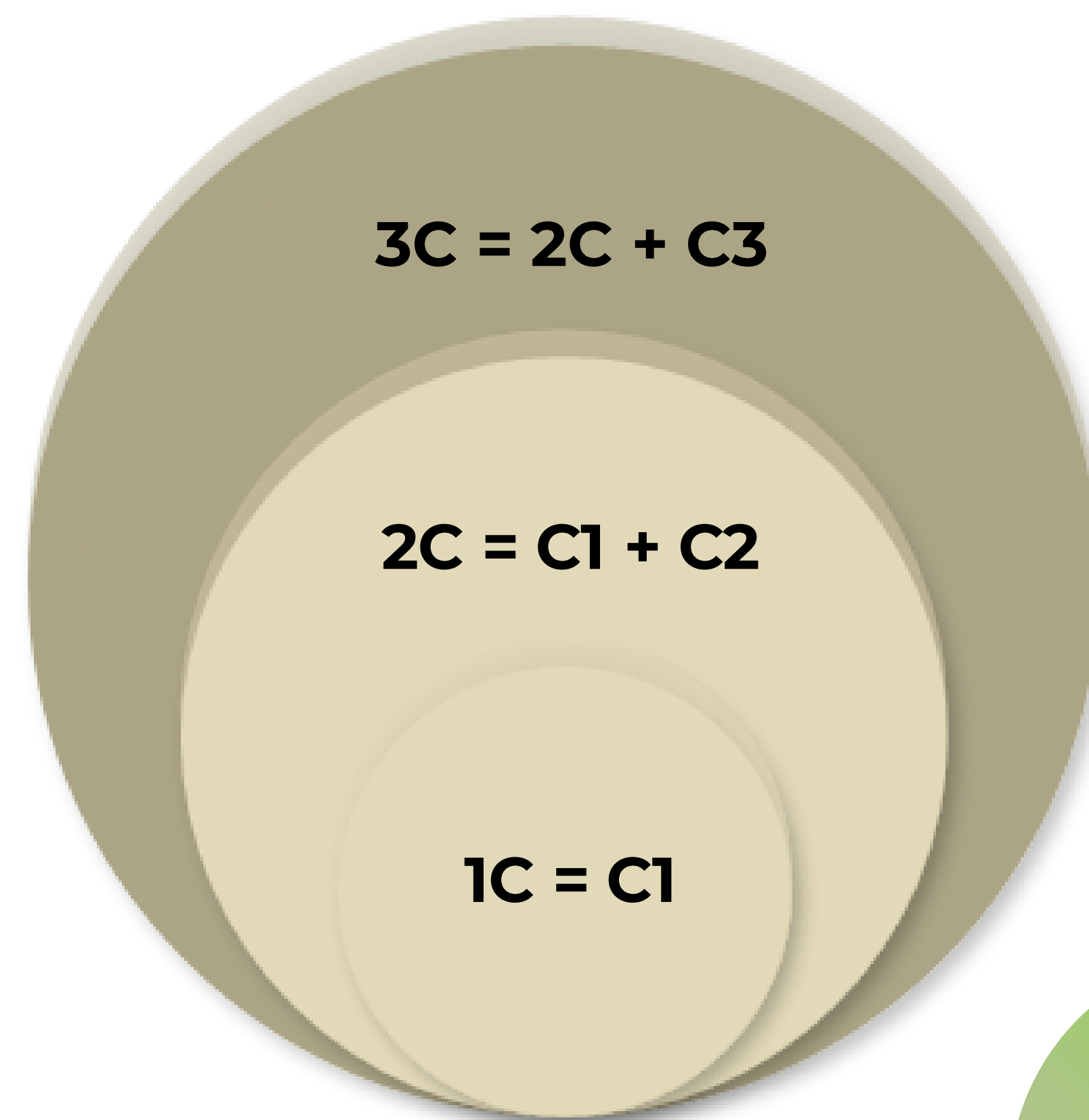
Técnica: Cuando la recuperación comercial es dependiente de tecnologías aún en desarrollo o la evaluación técnica de la acumulación es insuficiente para determinar la comercialidad.

Económica: En este grupo se tienen en cuenta contingencias asociadas a los costos de operación, precio de los hidrocarburos, ausencia o deficiencia de mercado, insuficiencia o falta de infraestructura.

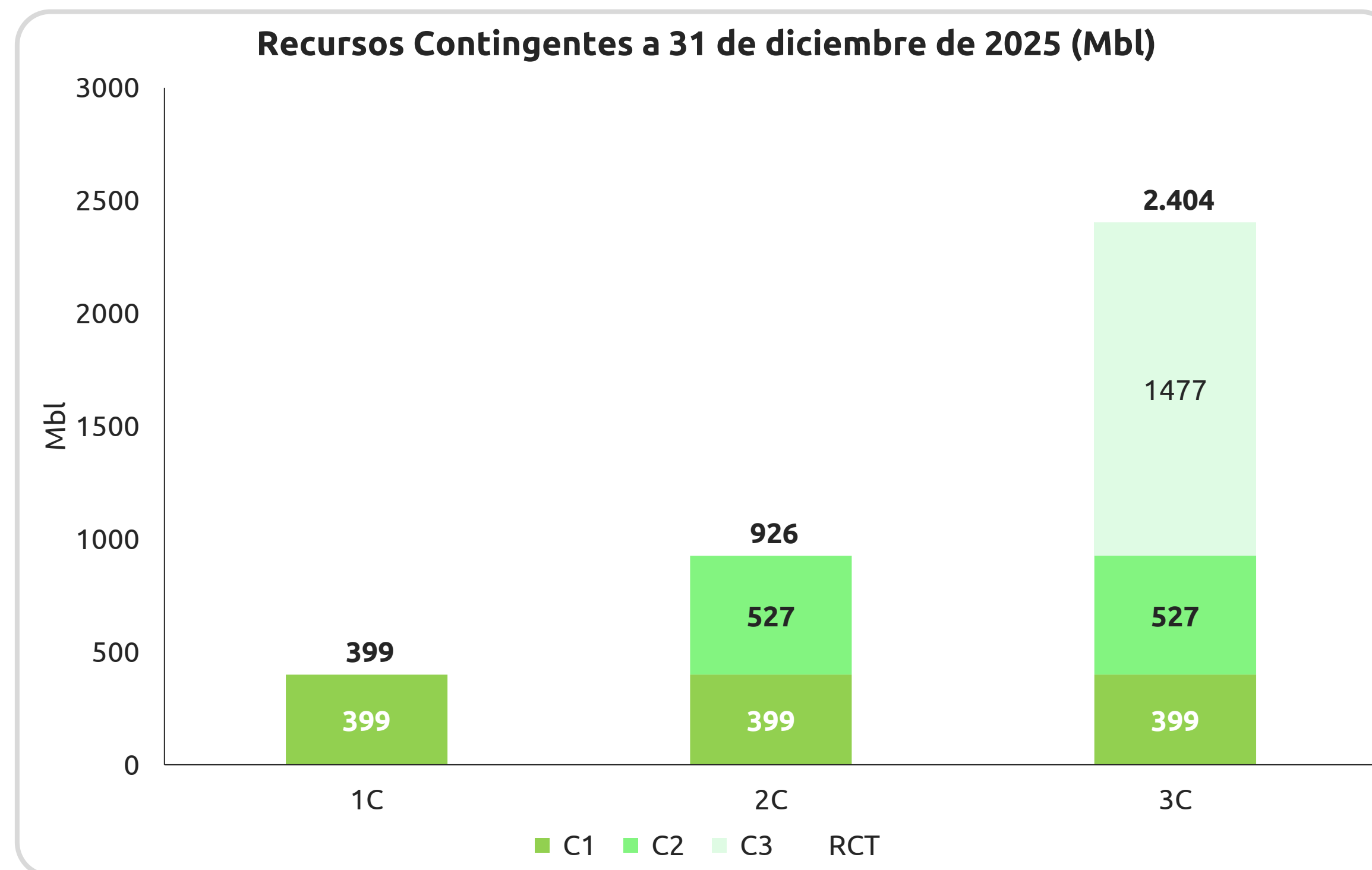
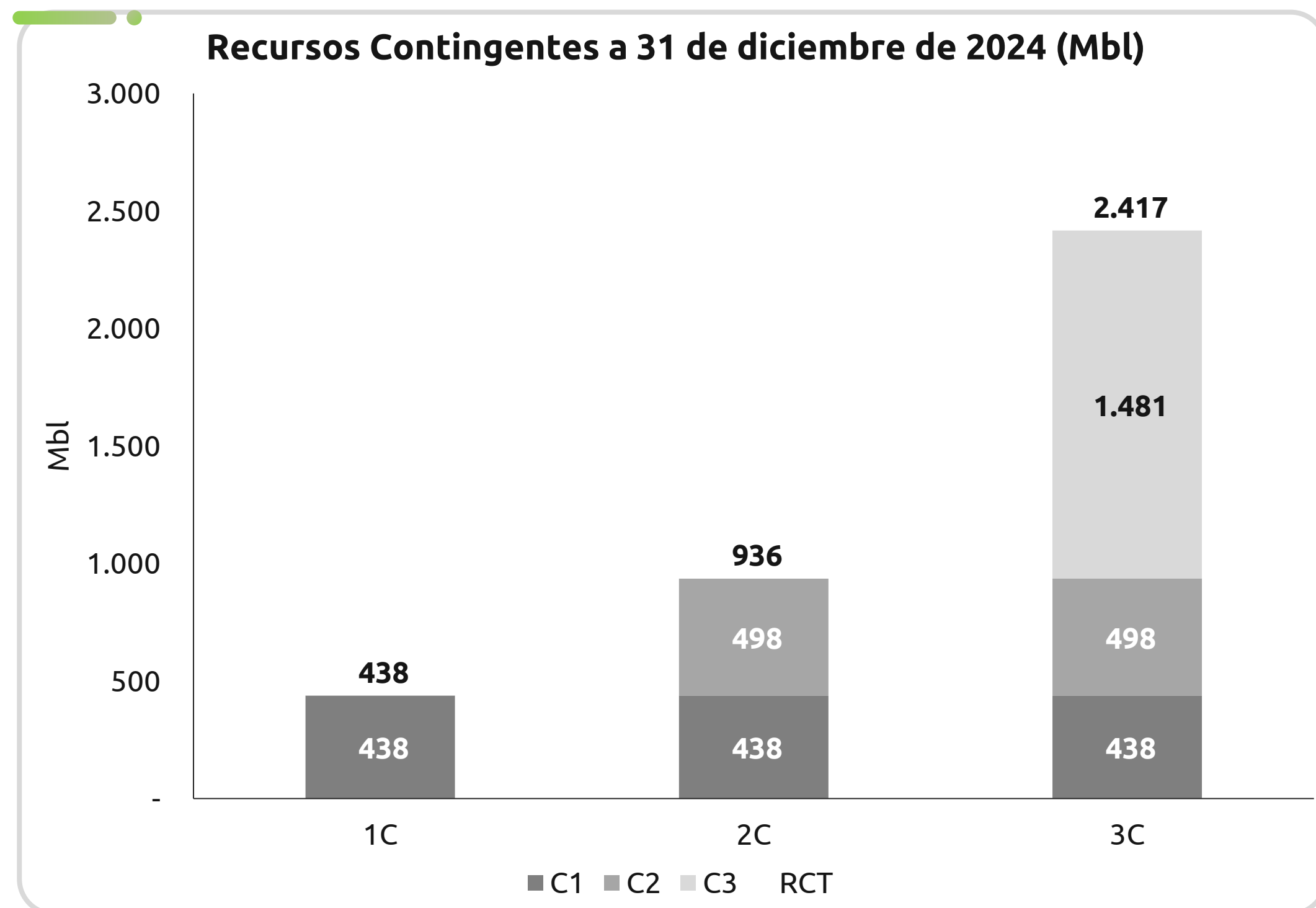
Asuntos Legales y/o Contractuales: Contingencias asociadas a obligaciones, requerimientos contractuales o impedimentos legales que impactan en la comercialidad del proyecto.

Post-Finalización de contrato: Terminación del contrato origina reporte de los volúmenes como recursos contingentes.

Estimación de recursos contingentes



Comportamiento de los recursos contingentes de petróleo 2024 – 2025



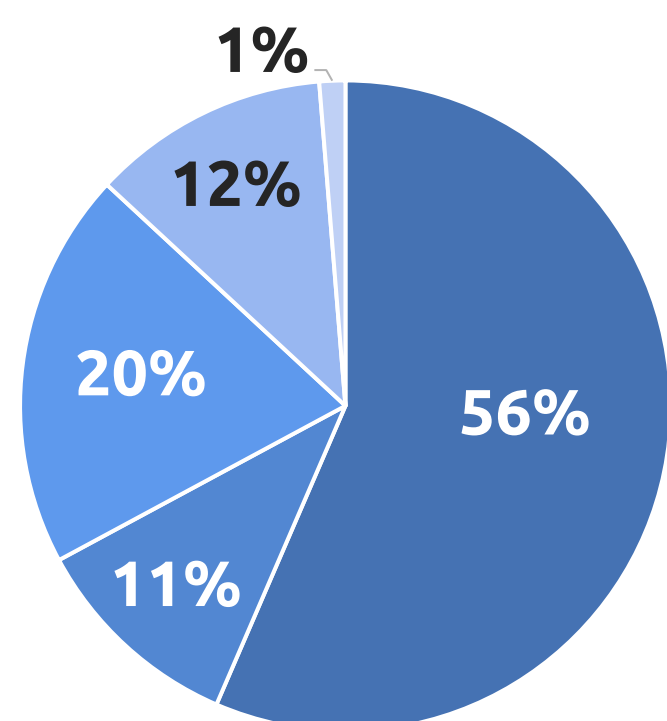
A 31 de diciembre de 2025 el país cuenta con recursos contingentes 3C por 2.404 Mbl descubiertos y potencialmente recuperables, que, con la adecuada gestión, podrían alcanzar la madurez comercial para clasificarse como reservas en el corto y mediano plazo.

Los recursos contingentes 2C y 3C se mantienen estables con una variación inferior del 1%, mientras que la disminución del 9% en los Recursos contingentes 1C obedece a migración de estos a reservas por superación de contingencias.

Mbl: Millones de barriles

1C: Estimación Baja de Recursos Contingentes (C1)
 2C: Mejor estimación de Recursos Contingentes (C1+C2)
 3C: Estimación alta de Recursos Contingentes (C1+C2+C3)

Recursos contingentes (3C) de petróleo por tipo de Contingencia (Mbl)



- Ambiental y/o Social
- Asuntos Legales y/o Contractuales
- Económica
- Técnica
- Post-Finalización de Contrato

Contingencia	Volumen (Mbl)	Porcentaje
Ambiental y/o Social	1.358	56%
Económica	475	20%
Técnica	284	12%
Asuntos Legales y/o Contractuales	256	11%
Post-Finalización de Contrato	31	1%
Total	2.404	100%

88%

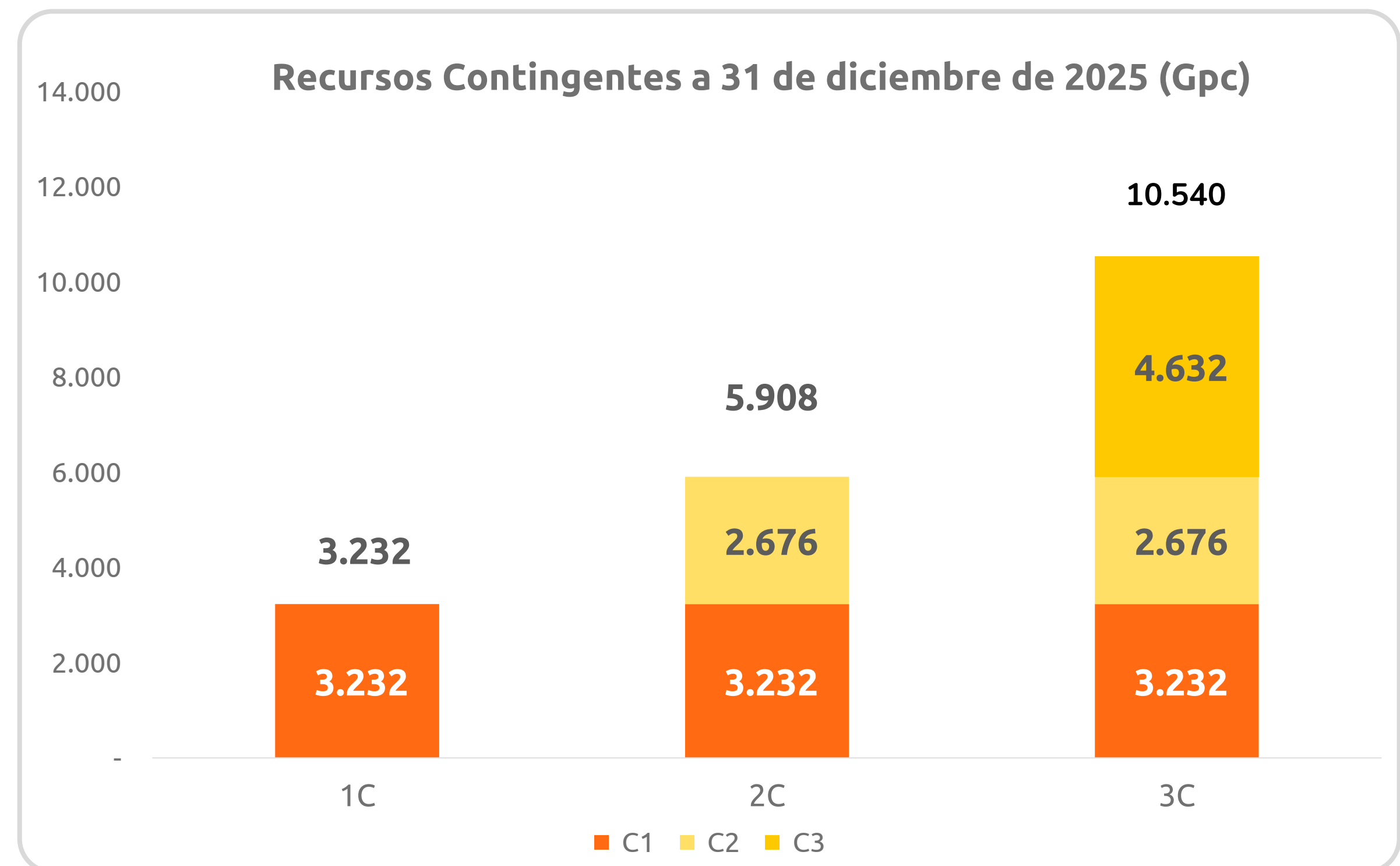
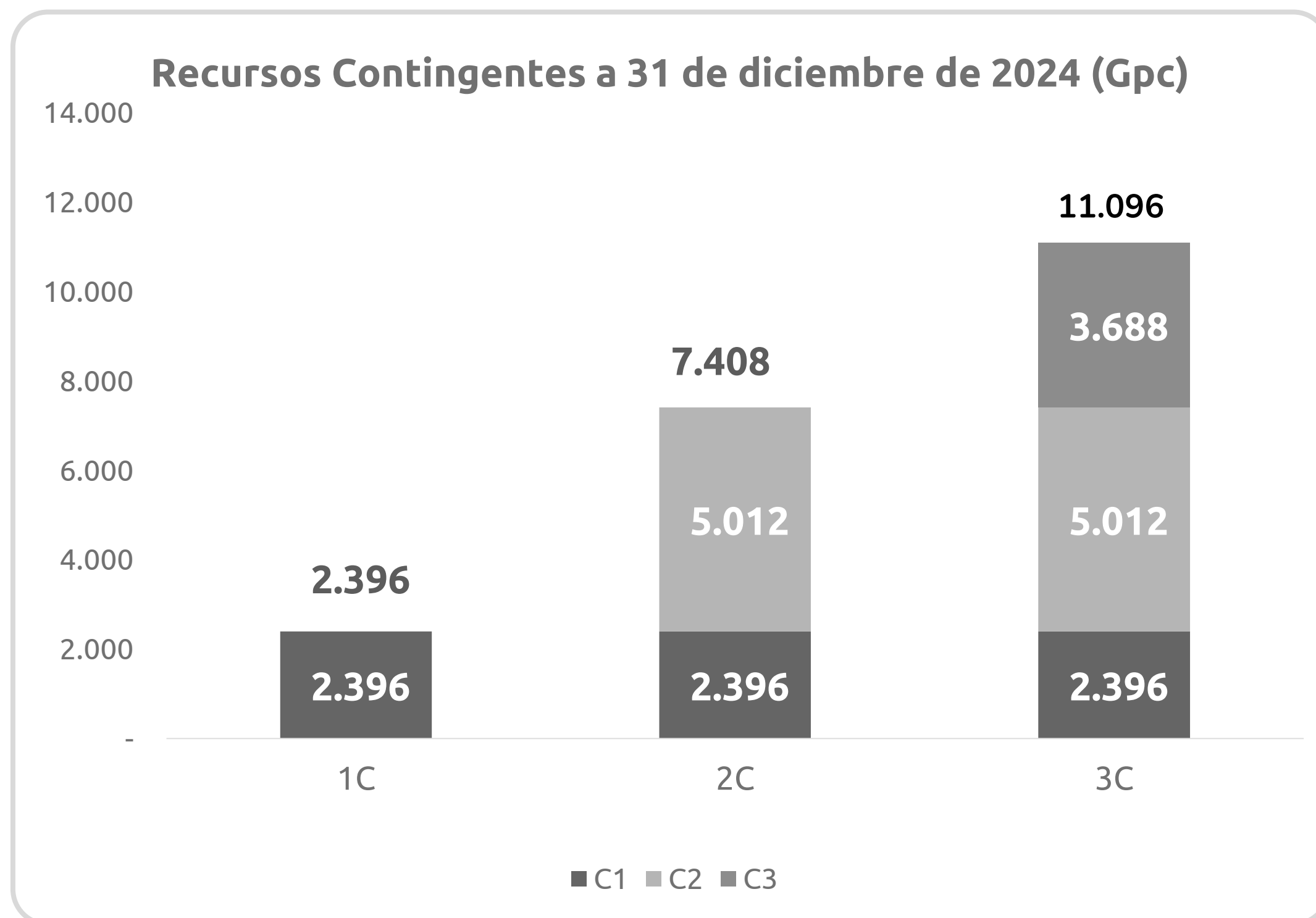
Contingencia	Observaciones
Ambiental y/o Social (1.358 Mbl, 56%)	Estos recursos requieren trámites ambientales, en especial socializaciones y manejo con las comunidades para proceder con los nuevos proyectos.
Económica (475 Mbl, 20%)	Proyectos que, en las condiciones actuales, no cuentan con evaluación económica positiva para la maduración comercial.
Técnica (284 Mbl, 12%)	Corresponden a proyectos destacados de recuperación mejorada que están en pilotos o a proyectos donde se está probando nueva tecnología.
Asuntos Legales y/o Contractuales (256 Mbl, 11%)	Corresponden a la estructuración de contratos, logística y aprobaciones internas para iniciar la ejecución de actividades. También incluye proyectos asociados a contratos con diferentes regímenes (como: un Convenio de Explotación y un E&P) que requieren acuerdos para lograr la sinergia en un proyecto común a ambos. Y áreas en Programa de Evaluación, a la espera de los resultados para declarar la comercialidad.
Post-Finalización de Contrato (31 Mbl, 1%)	Campos que reportan recursos contingentes más allá de la finalización del contrato.

Análisis de los recursos contingentes de gas

31 de diciembre 2024



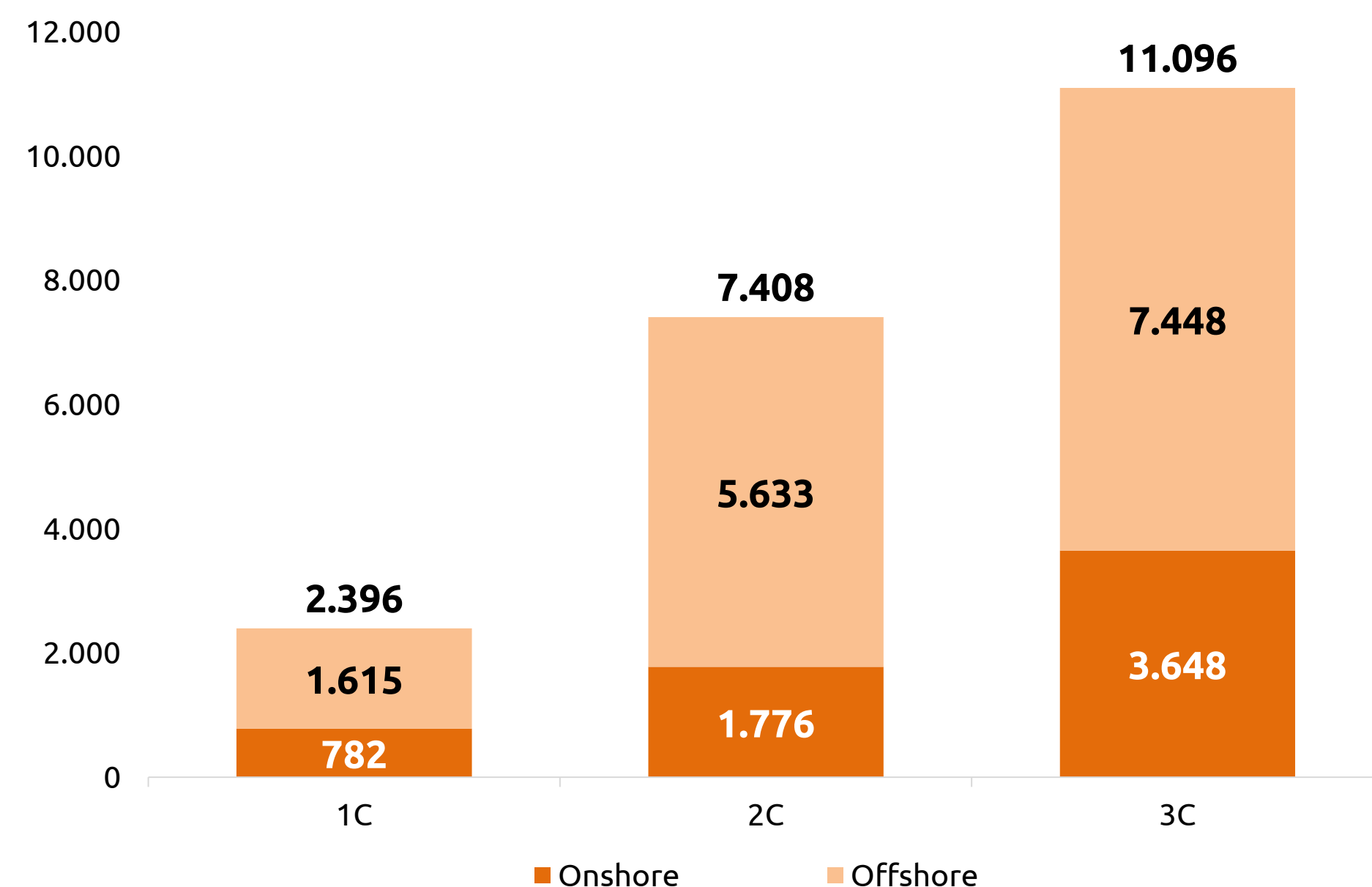
Comportamiento de los recursos contingentes de gas 2024 – 2025 (Gpc)



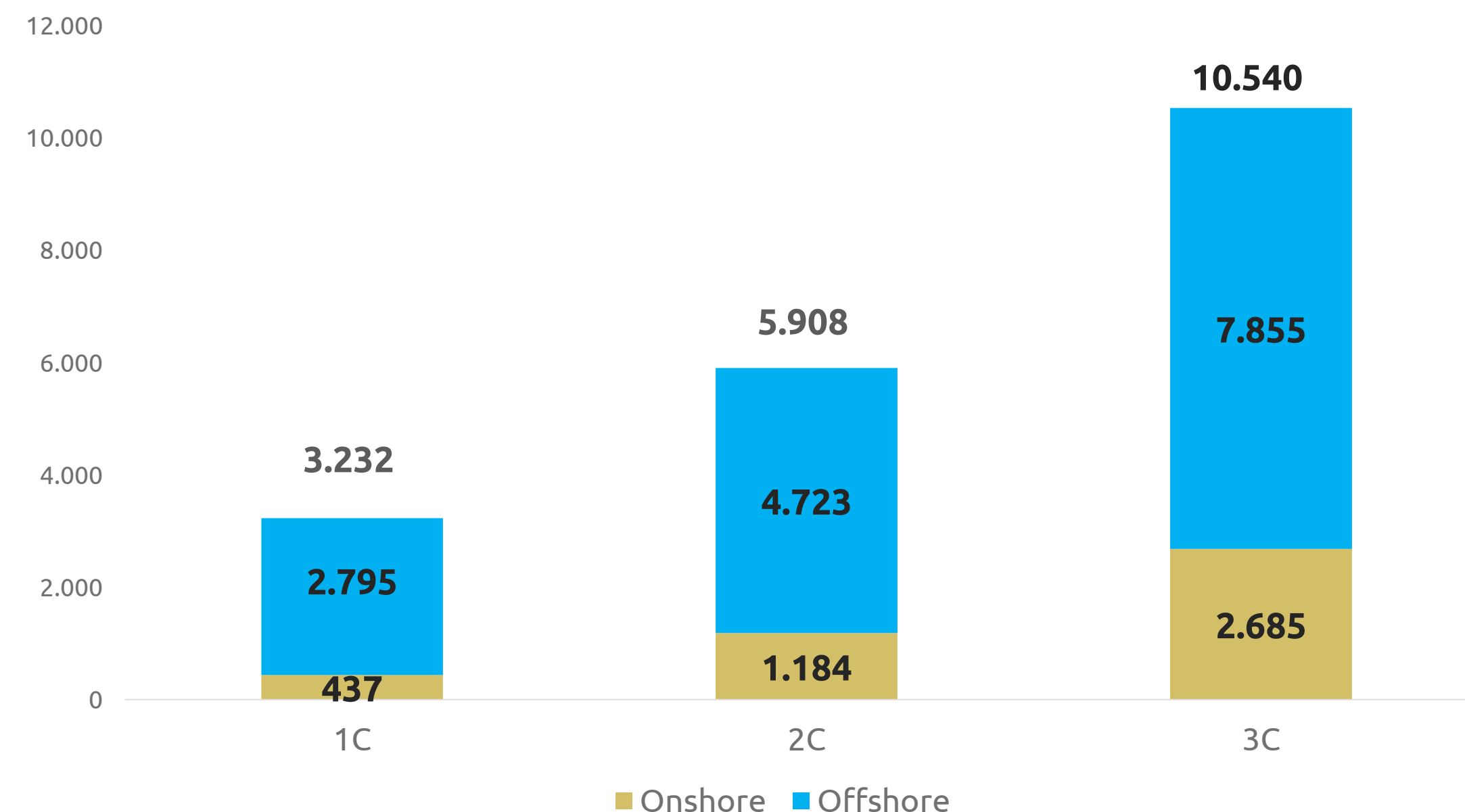
A 31 de diciembre de 2025 se tienen recursos 3C por 10.540 Gpc descubiertos y potencialmente recuperables, un 5% menos por migración a reservas. Además resalta el aumento del 35% en la categoría 1C debido a la nueva visión certificada externamente.

Comportamiento de los recursos contingentes de gas 2024 - 2025 (Gpc) Onshore – Offshore

Recursos Contingentes a 31 de diciembre de 2024 (Gpc)



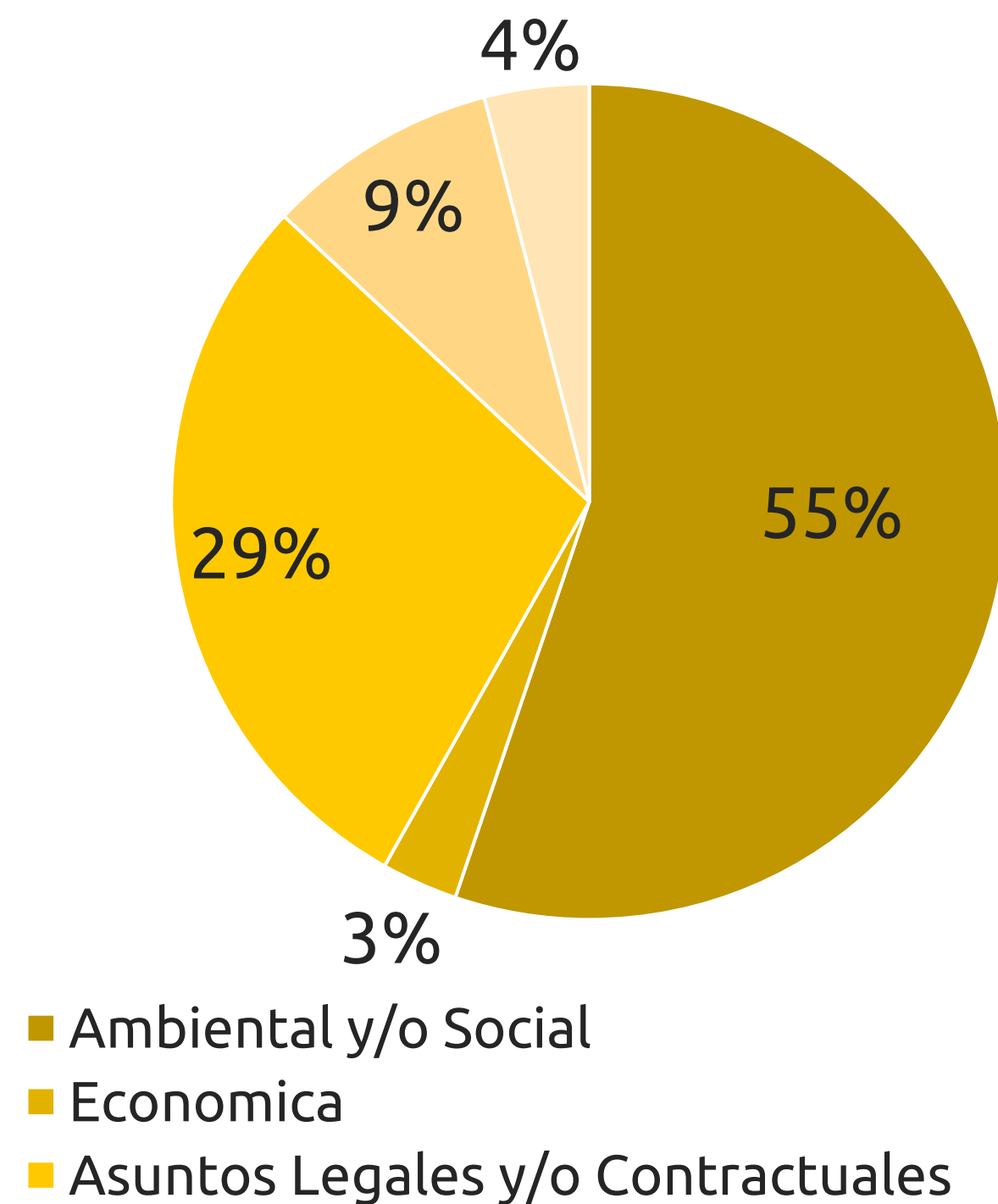
Recursos Contingentes a 31 de diciembre de 2025 (Gpc)



A 31 de diciembre de 2025 el Onshore corresponde a 25,5% (2,685 Gpc) y el Offshore es del 74,5% (7.855 Gpc) de recursos descubiertos y potencialmente recuperables 3C. El Offshore se consolida como un potencial proveedor de gas, siendo más de 2 veces los RC Onshore.

Recursos contingentes (3C) de gas por tipo de contingencia (Gpc)

Distribución Recursos Contingentes Gas IRR2025



Contingencia	Volumen (Gpc)	Porcentaje
Ambiental y/o social	5.818	55%
Económica	311	3%
Asuntos Legales y/o contractuales	3.037	29%
Técnica	947	9%
Finalización de contrato	426	4%
Total	10.540	100%

Contingencia	2025				
	Offshore (Gpc)	Porcentaje	Onshore (Gpc)	Porcentaje	Volumen (Gpc)
Ambiental y/o social	5.802	99,7%	16	0,3%	5.818
Económica	0	0,0%	311	100%	311
Asuntos legales y/o contractuales	2.053	67,6%	984	32,4%	3.037
Técnica	0	0,0%	947	100,0%	947
Finalización de contrato	0	0,0%	426	100,0%	426
Total	7.855	74,5%	2.685	25,5%	10.540

Gpc: Giga pies cúbicos

Tipo de contingencia Offshore – Onshore

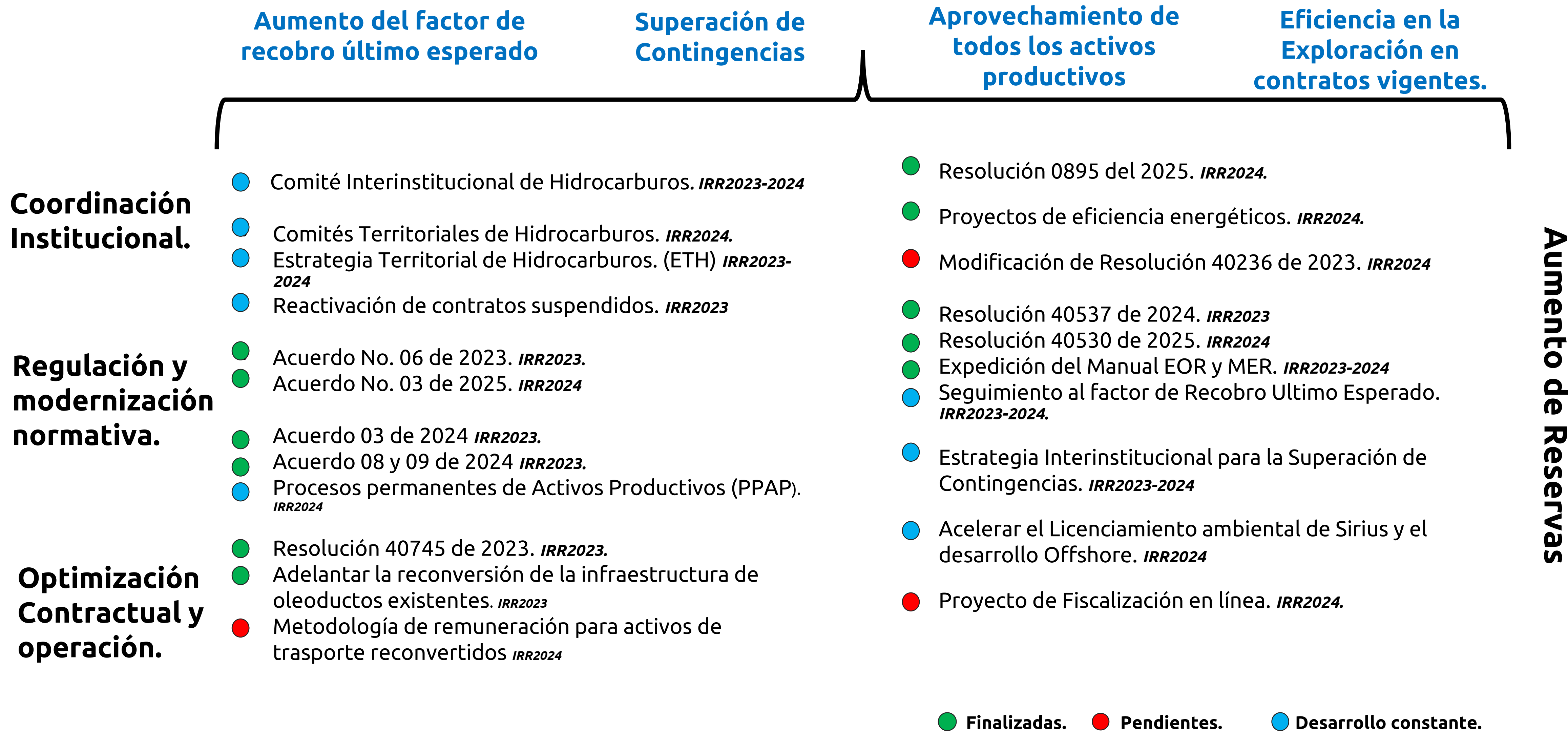
Contingencia	Offshore (Gpc)	Onshore (Gpc)
Ambiental y/o Social (5.818 Gpc, 55%) 99,7% Offshore 0,3% Onshore	Contingencia asociada a tramites de licenciamiento ambiental incluyendo consultas previas.	Tramite de licencia ambiental global.
Económica (311 Gpc, 3%) 0% Offshore 100% Onshore	No aplica	Por ajustes de volúmenes, precios de gas y costos de inversión que afectan la viabilidad económica de los campos.
Asuntos Legales y/o Contractuales (3.037 Gpc, 29%) 67,6% Offshore 32,4% Onshore	Definición legal de la conexión al Sistema Nacional de Transporte, y estructuración de mecanismos regulatorios y comerciales que permitan su comercialización en el mercado interno.	Superposición de titulo minero con contrato de asociación y definición de política publica sobre yacimientos no convencionales (YNC).
Técnica (947 Gpc, 9%) 100% Onshore	No aplica.	Incertidumbre en la recuperación de volúmenes donde se requiere mas información técnica y casos específicos que afectan el recobro.
Finalización de Contrato (426 Gpc, 4%) 100% Onshore	No aplica.	Campos con recursos contingentes más allá de la finalización del contrato.



Principales conclusiones de las medidas adoptadas desde el IRR 2023



Que se ha hecho/ Medidas IRR



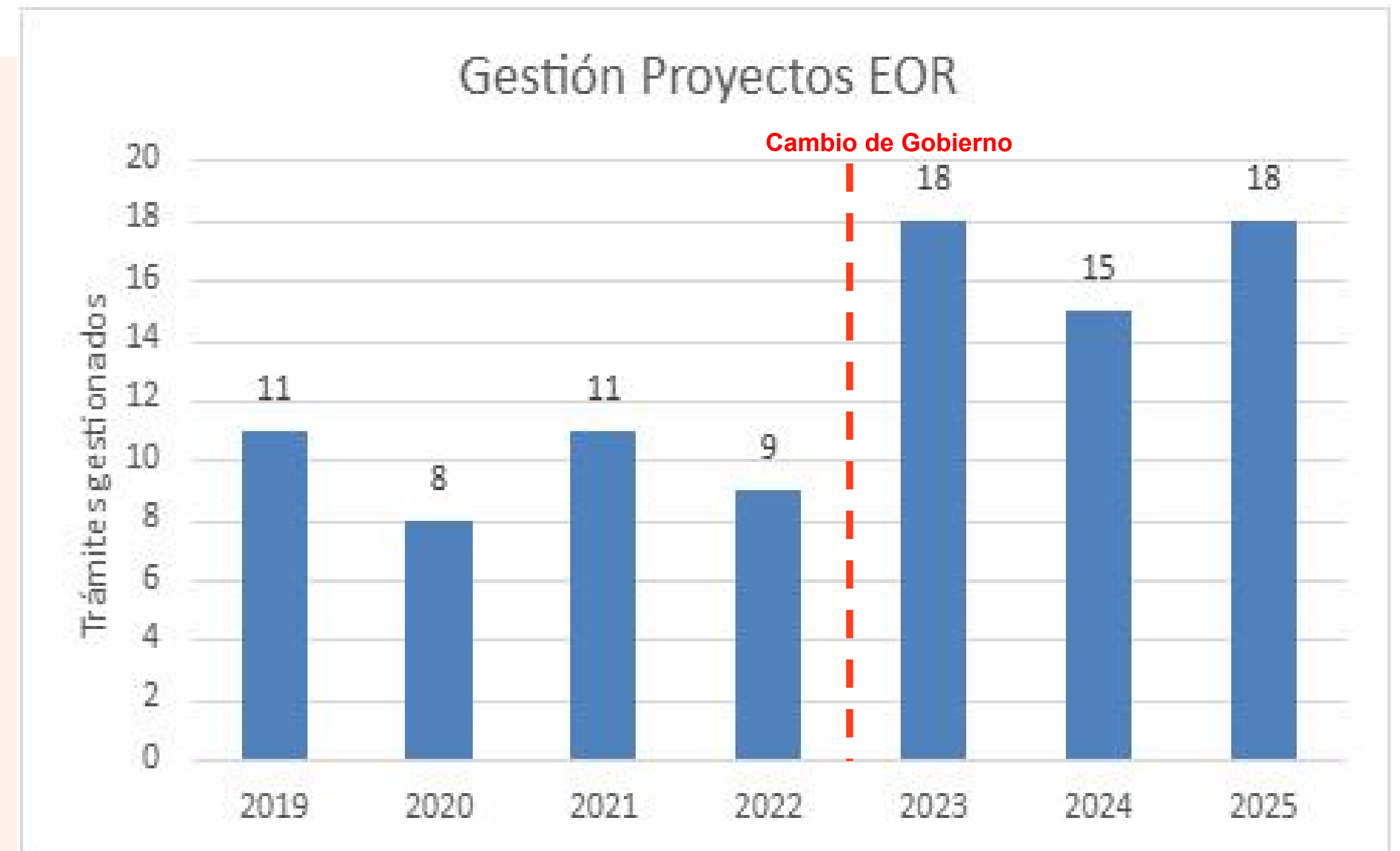
Aumento de Reservas

● Finalizadas. ● Pendientes. ● Desarrollo constante.

Que Impacto ha tenido / Medidas IRR

Medidas adoptadas por el gobierno nacional para la gestión eficiente de los recursos y reservas de la nación (IRR2023-2025). Ha permitido la incorporación directa de:

IRR2023–2025, 40 Mbl de petróleo y 200 Gpc de gas como reservas 1P, así como 3,6 Tpc de gas clasificados como Recursos Contingentes 3C, resultado de la gestión directa de las medidas implementadas mediante actividades puntuales orientadas a la incorporación y maduración de recursos como:



Realizando una comparación entre los períodos comprendidos entre los años 2020-2022 y 2023-2025, el número de proyectos EOR tramitados presentó un incremento del **82%**, pasando de 28 a 51 proyectos, lo que evidencia un crecimiento significativo en la gestión de estas iniciativas.

Medidas IRR 2025 para garantizar la gestión eficiente de las reservas y recursos contingentes de petróleo y gas para el año 2026

Coordinación Interinstitucional	Regulación y Modernización	Optimización Operacional	Nuevas Iniciativas
<ol style="list-style-type: none"> 1. Dar continuidad al Comité Interinstitucional de Hidrocarburos (CIH) con el propósito de implementar estrategias adicionales orientadas a la gestión eficiente de recursos y reservas. 2. Comités Territoriales con MME, MinAmbiente, MinInterior para la superación de contingencias en proyectos de Hidrocarburos. 3. Continuar con el desarrollo de la Estrategia Territorial de Hidrocarburos (ETH). 	<ol style="list-style-type: none"> 4. Expedición del Manual técnico especializado en recobro Mejorado (EOR), y metodología MER. 5. Expedición de la metodología de remuneración para activos transporte reconvertido (PAGN). 6. Continuar con el desarrollo del Acuerdo 03/2025 “Por la cual se adoptan medidas para promover el cumplimiento y normalización de los actuales contratos de hidrocarburos en el marco de la transición energética justa”. 	<ol style="list-style-type: none"> 7. Seguimiento FR actual y último esperado dentro de los contratos y convenios de Hidrocarburos Vigentes. 8. Implementar eficientemente la Resolución 40537/2024 “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos.” 9. Aceleración del licenciamiento Ambiental del Proyecto Sirius (Offshore). 10. Continuar con el proyecto para la implementación de Fiscalización en línea (TIC) 11. Fortalecimiento de la estrategia de acompañamiento interinstitucional que facilite y promueva la superación de las contingencias en los recursos descubiertos a corto, mediano y largo plazo. 	<ol style="list-style-type: none"> 12. Reglamentación del Factor X Incremental en línea con la Resolución 40530/2025. 13. Realizar un foro técnico de Yacimientos No Convencionales (YNC) con el fin de analizar la factibilidad de su implementación en el territorio colombiano.



Gracias

