

Informe de Recursos y Reservas IRR 2024

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

Mayo de 2025

Contenido del informe

1.

Contexto general del IRR 2024

2.

Análisis de las reservas y recursos de petróleo en el 2024

3.

Análisis de las reservas y recursos de gas en el 2024

4.

Principales conclusiones de las medidas adoptadas para garantizar la gestión eficiente de las reservas y recursos contingentes de petróleo y gas 2024

5.

Medidas adoptadas para garantizar la gestión eficiente de las reservas y recursos contingentes de petróleo y gas 2025



Contexto general del IRR 2024

...



¿Cómo se construyó el Informe de Reservas y Recursos 2024?



Actividades segundo semestre:

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

¿Quiénes participaron en la elaboración del informe?

Empresas que presentaron	2023	2024
	63	62*
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; Gaffney; GLJ; GMAS; McDaniel; Neoil Energy; Netherland; Petrotech; Ryder Scott; Sproule B.V.
Total campos informados	452	466**

Tipos de Hidrocarburos	Cantidad de campos que reportan reservas y recursos 2024
Petróleo	299
Petróleo y gas (asociado)	70
Gas	38
Campos con reservas en cero	23
Campos inactivos ECP	31
Campos con carta de suspensión por fuerza mayor	5

El **98,79%** de las reservas 1P en petróleo fueron certificadas por un tercero,

mientras que en las de gas el **97,26%.**

Las reservas 1P deben ser certificadas por un tercero si las mismas son superiores a 1 millón de barriles de petróleo equivalente (Mbpe), aunque, algunos campos con reservas inferiores a este volumen también presentaron certificación externa.

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

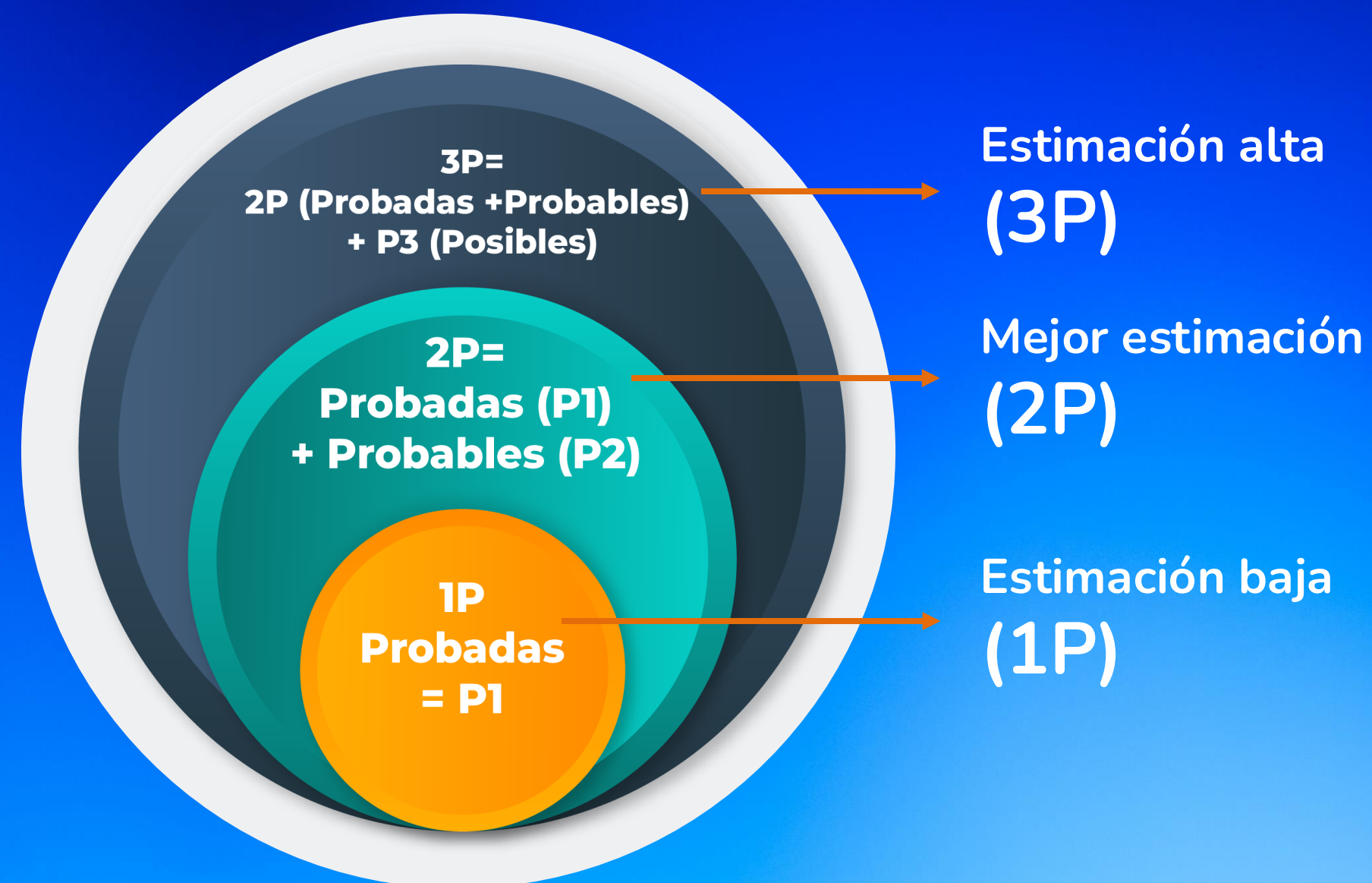
* Incluye empresas sin duplicar que reportan reservas, y/o recursos contingentes y/o prospectivos
** Incluye campos con reporte de reservas en cero y campos informados como inactivos

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.



Estimación de las reservas

(1P):
Reservas Probadas
Estimado conservador.
Existe probabilidad del 90% de que las cantidades recuperadas serán iguales o mayores a la estimación baja.

(2P):
Reservas Probadas + Probables
Mejor estimado.
Existe probabilidad de por lo menos el 50% de que las cantidades recuperadas igualen o excedan la mejor estimación.

(3P):
Reservas Probadas + Probables + Posibles
Estimado optimista.
Existe probabilidad de por lo menos el 10% de que las cantidades recuperadas igualen o excedan la estimación alta.

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

Puntos destacados del informe IRR 2024

1

Colombia aumentó sus reservas probadas de petróleo en el 2024, reponiendo en 105% lo producido.

La relación reservas / producción, es de 7,2 años, superando la del año anterior.

La incorporación total anual para petróleo se incrementó en un 30%.

2

En gas, la relación reservas / producción cambió su tendencia, pasando de caer un año por vigencia, a solo 2 meses entre 2023 y 2024.

Adicionalmente la reposición de reservas fue positiva a diferencia del año anterior.

3

Las medidas adoptadas en el 2024, a partir del IRR 2023, para garantizar la gestión eficiente de las reservas y recursos contingentes de petróleo y gas, en los contratos vigentes, demostraron resultados importantes tanto en petróleo como en gas.

4

Como resultado de las medidas adoptadas en el IRR 2023, se avanzó en la coordinación interinstitucional; en la modernización normativa y en la eficiencia operacional, logrando incorporar en reservas 1P 36 Mbl en petróleo y 84 Gpc en gas, provenientes de recursos contingentes.

5

Entre el 2023 y el 2024 la incorporación de reservas 1P debida a la implementación y seguimiento de los PPI- EOR aumentó en un 200% para petróleo y 104% para gas*, revirtiendo la tendencia de años anteriores.

6

El recaudo de regalías por hidrocarburos desde el 7 de agosto del 2022 y hasta diciembre del 2024 (29 meses) fue de 22,6 billones de pesos, es decir 0,8 billones promedio mensual; mientras que, en el anterior gobierno, en el mismo periodo fue de 13,6 billones, es decir un promedio de 0,5 billones por mes.

*Los proyectos de EOR - PPI están asociados a yacimientos de petróleo o gas condensado

Punto de inflexión

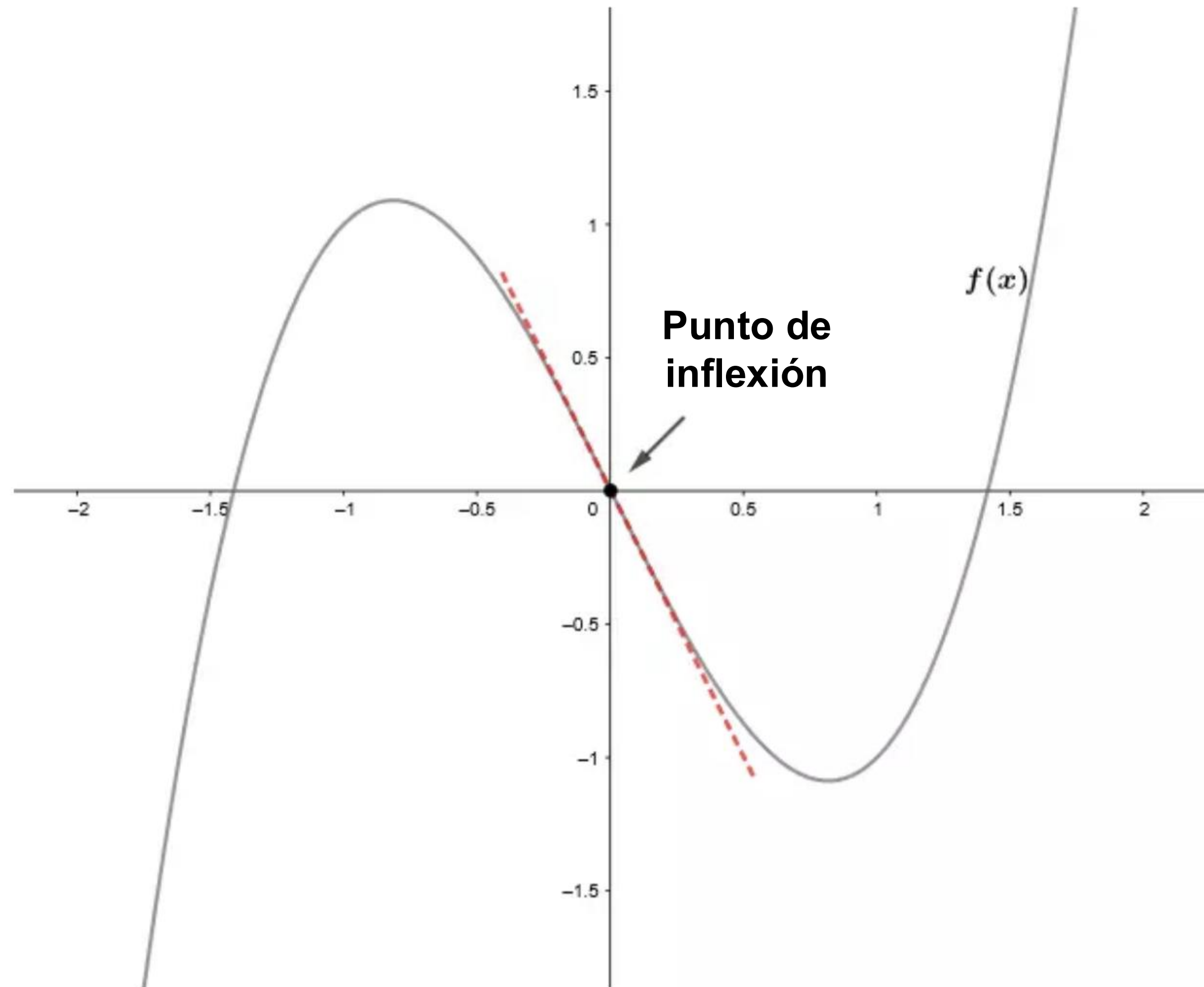


Figura 1. Representación de un punto de inflexión.

“Un momento decisivo en una situación compleja, donde un cambio pequeño puede conducir a una transformación significativa y duradera.”

Gladwell, Malcolm. *The Tipping Point: How Little Things Can Make a Big Difference*. Little, Brown, 2017.

Análisis de las reservas de petróleo*

31 de diciembre 2024

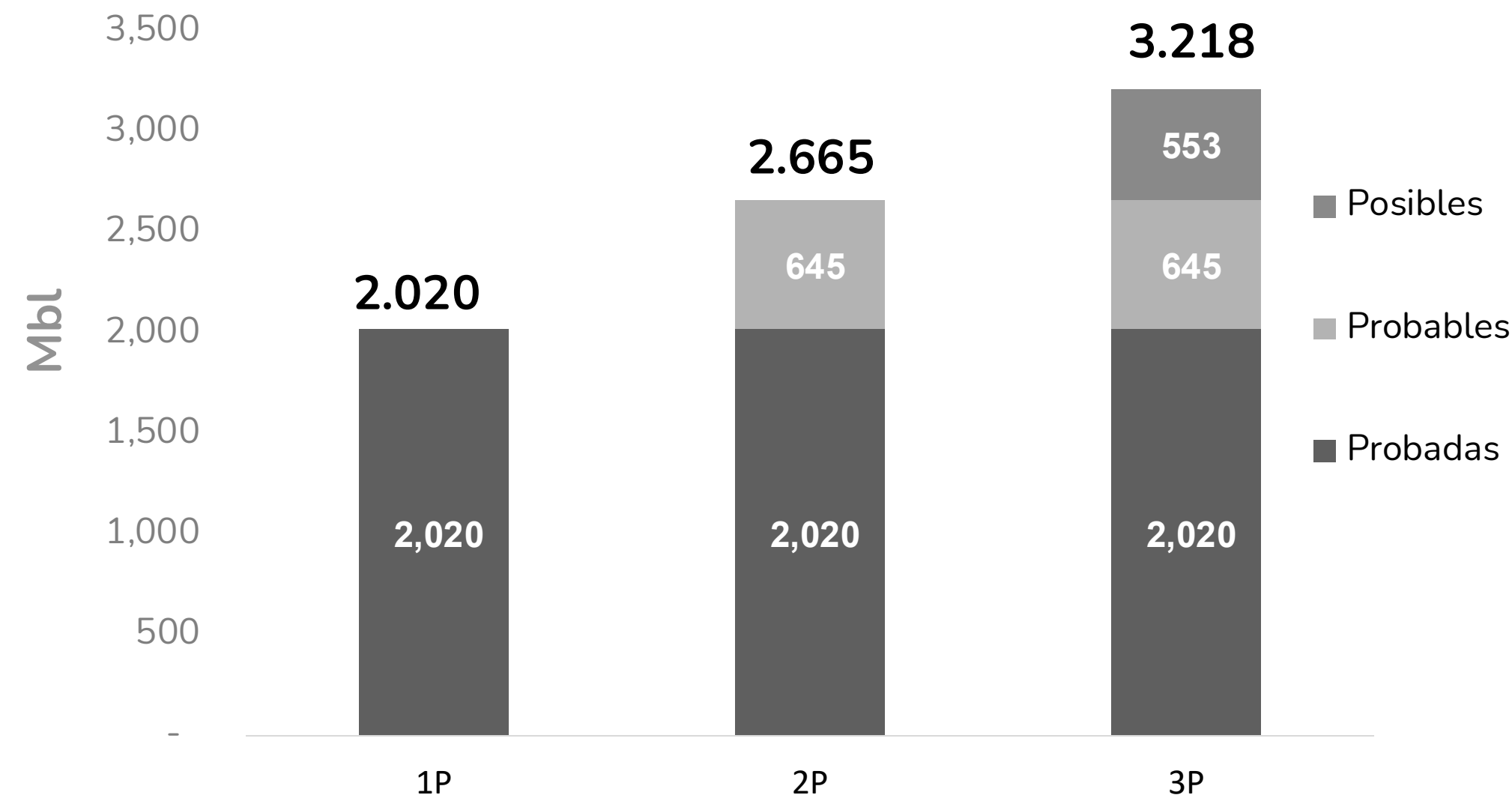


*Incluye condensados y líquidos de gas natural.

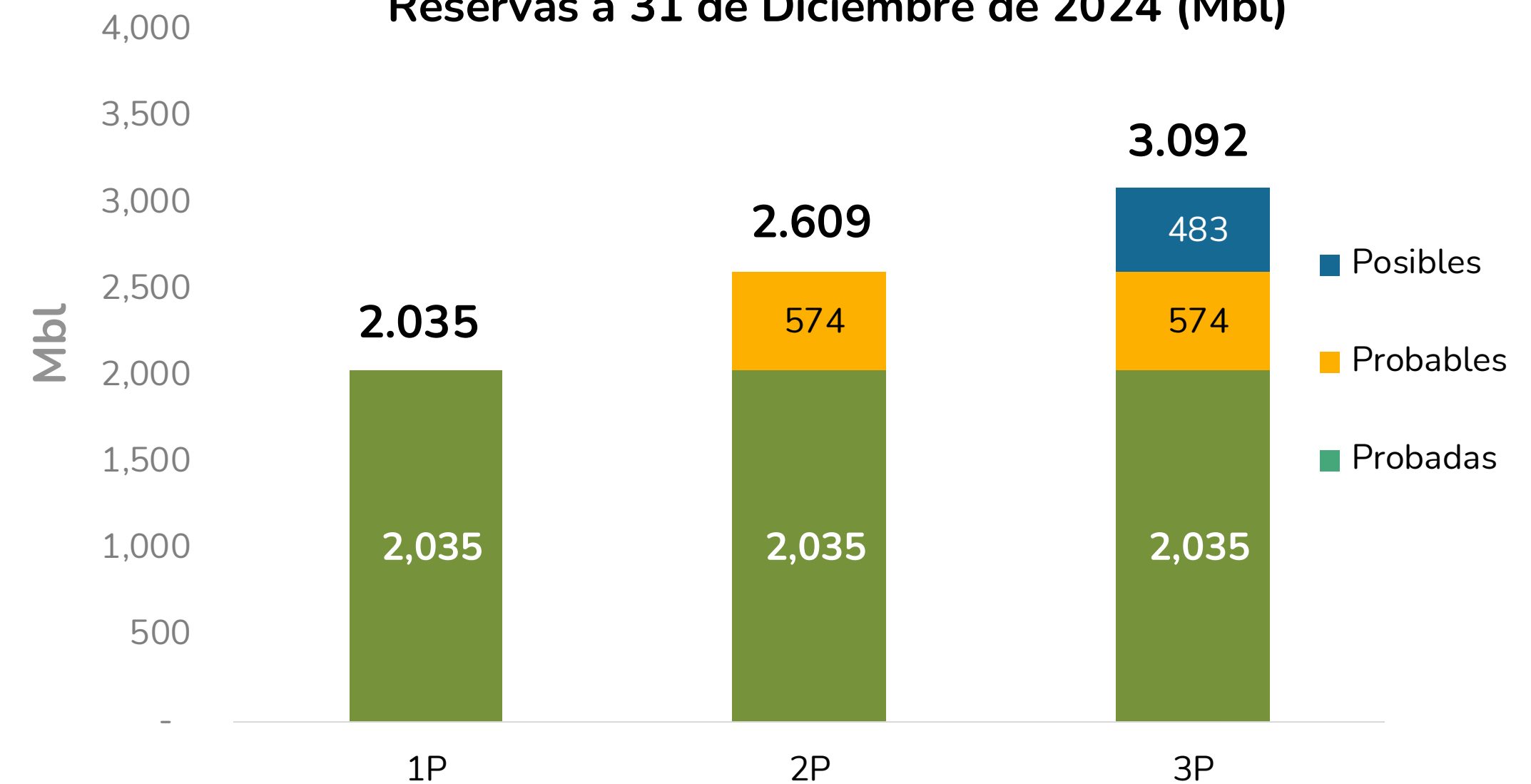


Análisis de las reservas de petróleo 2023 – 2024 (Mbl)

Reservas a 31 de Diciembre de 2023 (Mbl)



Reservas a 31 de Diciembre de 2024 (Mbl)

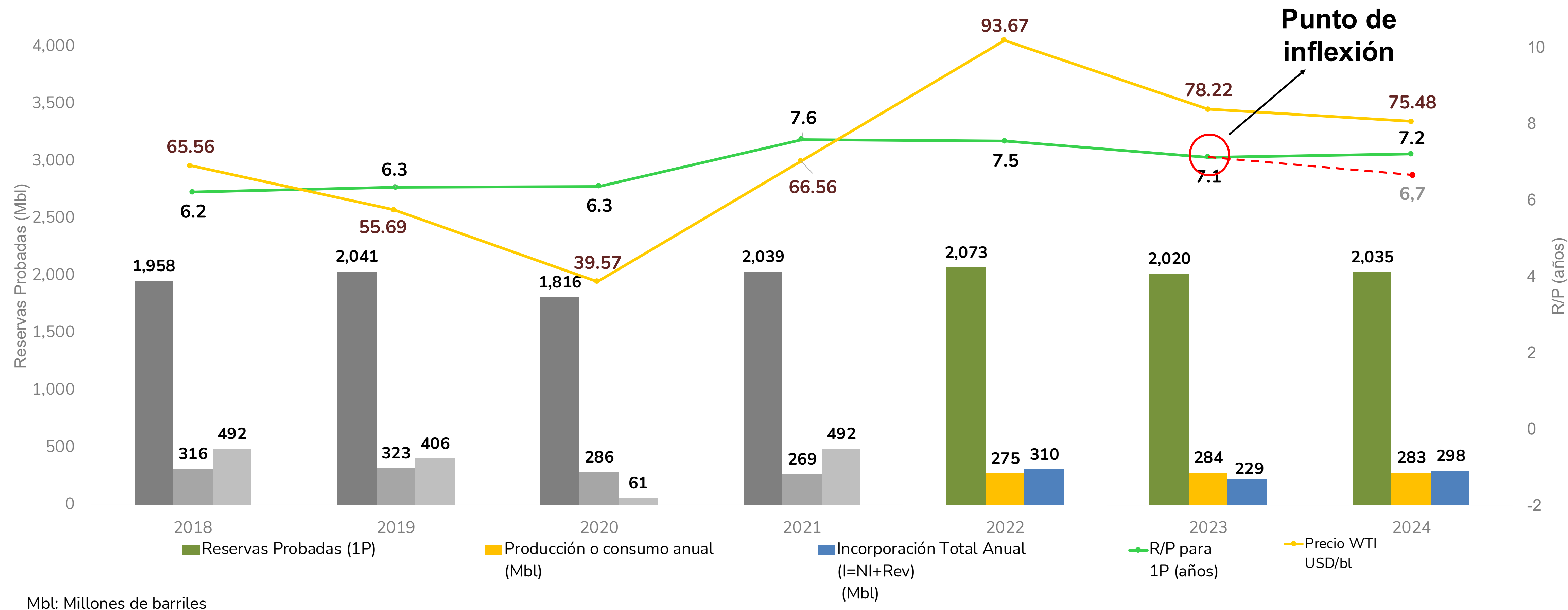


Colombia aumentó sus reservas probadas de petróleo en el 2024 en relación con el 2023.

Mbl: Millones de barriles

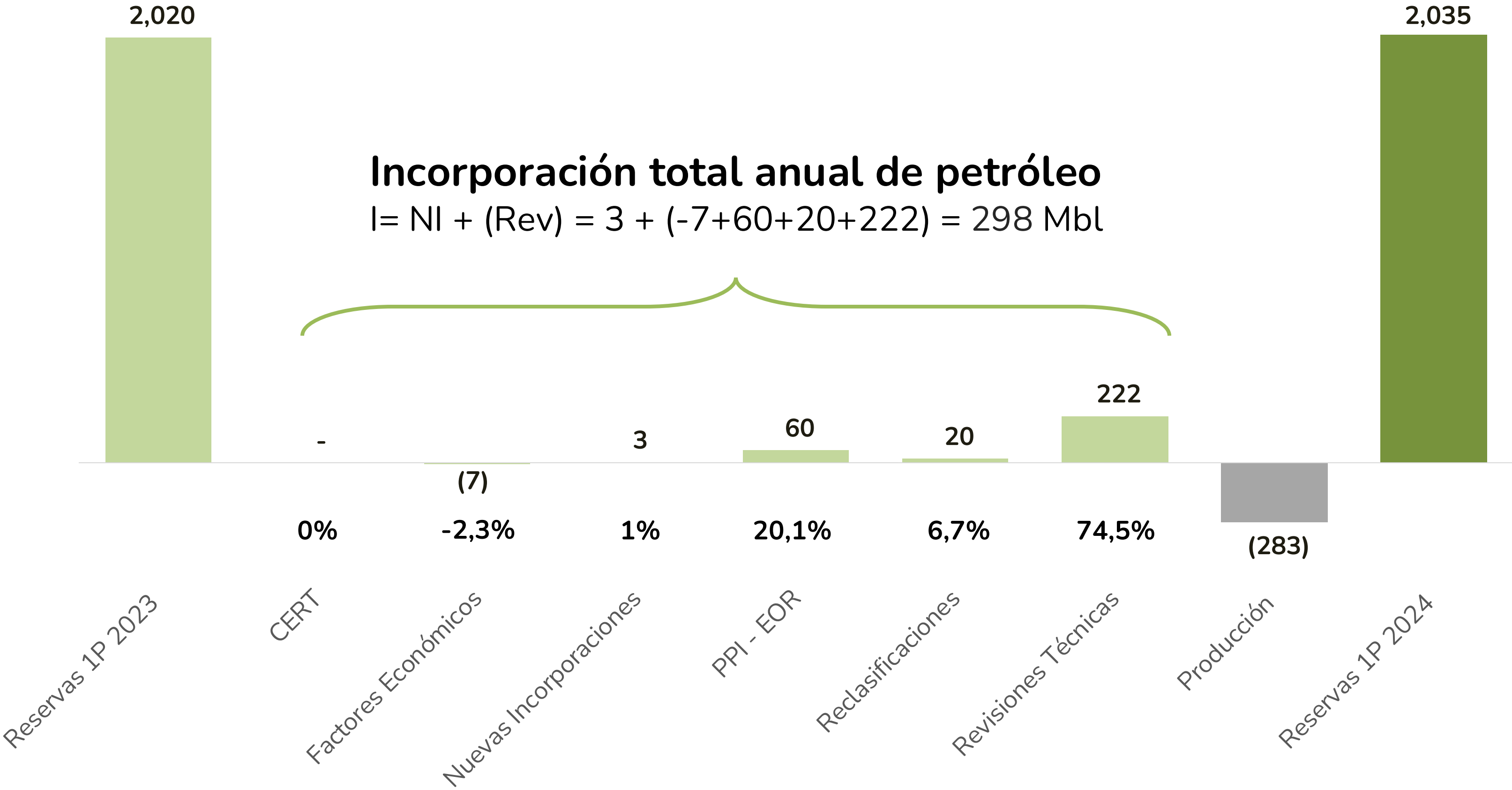
1P: Indica la estimación baja de Reservas (Igual a P1)
2P: Mejor estimación de Reservas (P1+P2)
3P: Estimación alta de Reservas (P1+P2+P3)

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



Para el 2024 por cada 100 barriles producidos, se repusieron 105 barriles.
La incorporación total entre 2023 y 2024 creció 30% (69 Mbl).
El R/P aumentó a 7,2 años y no mantuvo la tendencia negativa hasta los 6,7 años.

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

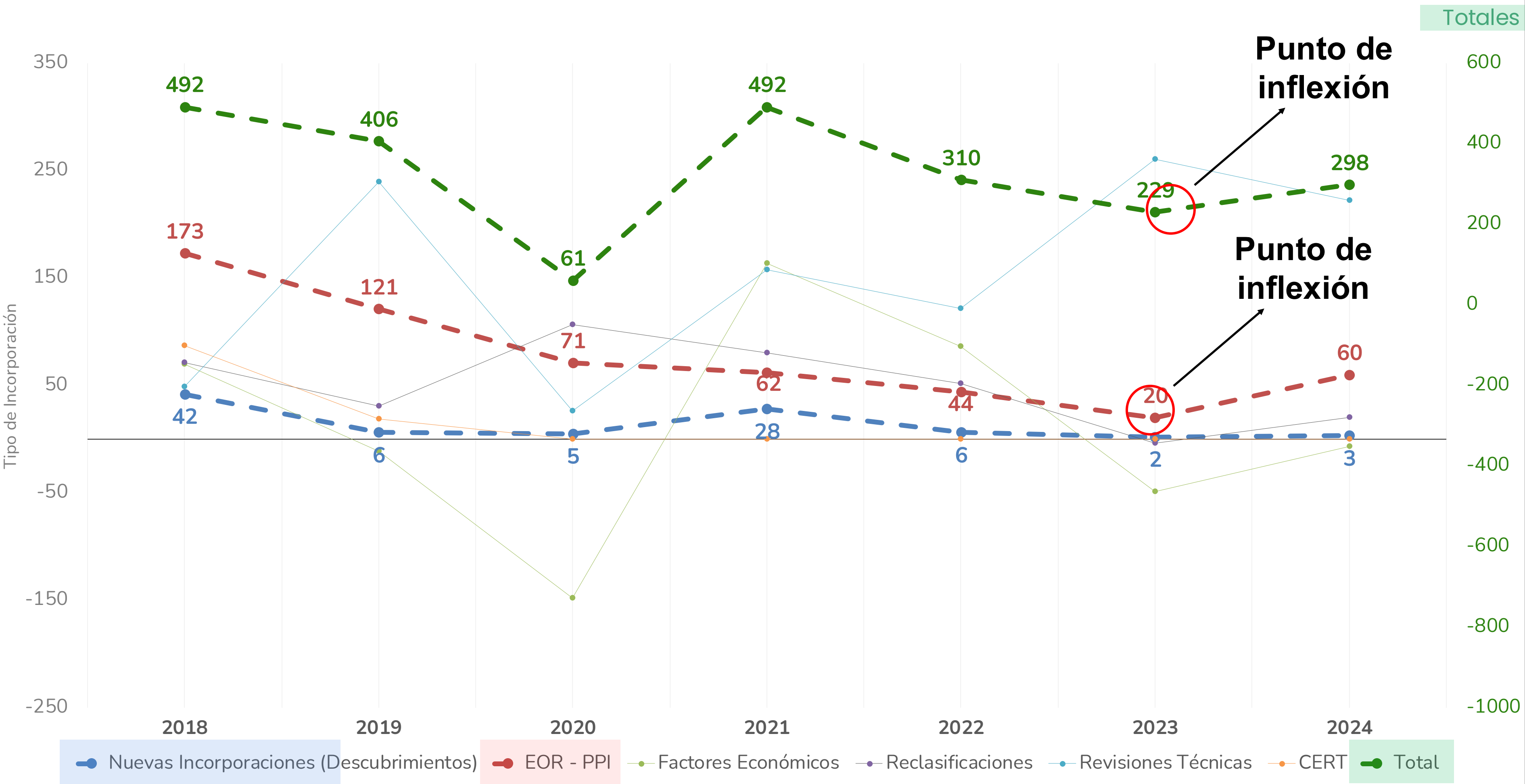


De los 60 Mbl incorporados a través de proyectos PPI-EOR: 12 Mbl fueron gestionados a través del seguimiento al factor de recobro (medida 9) y 15 Mbl por la gestión para la superación de contingencias (medida 12), para un total de 27 Mbl.

El volumen restante (33 Mbl) se incorpora por proyectos existentes, con el acompañamiento en la gestión por parte de la ANH

Mbl: Millones de barriles
Medida 9: Seguimiento al factor de recobro actual y al factor último esperado
Medida 12: superación de las contingencias

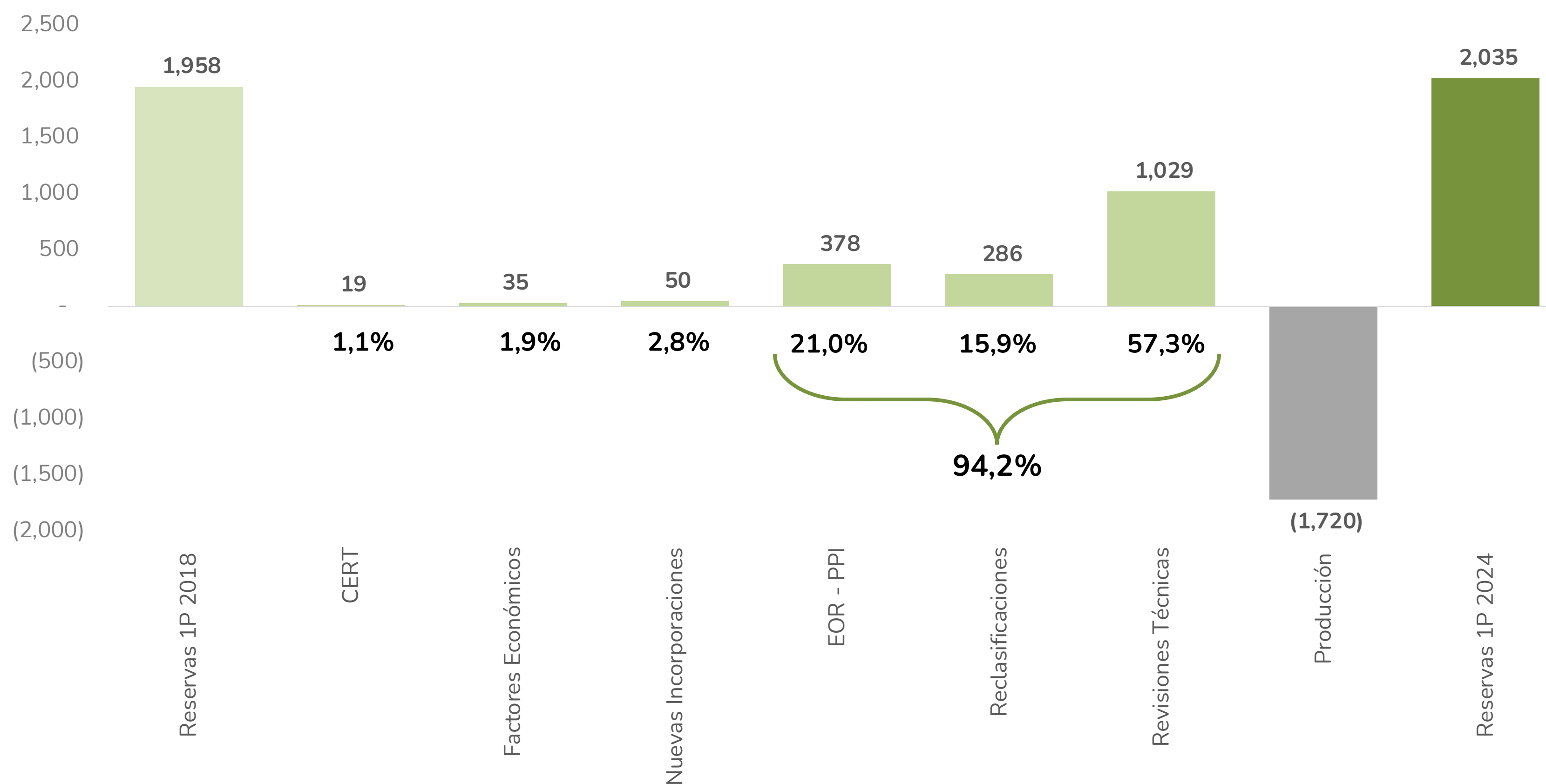
Histórico de variación de Reservas Probadas Petróleo (1P) – Mbl



Entre el 2023 y el 2024 la incorporación de reservas debido a PPI- EOR aumentó en un 200%, revirtiendo la tendencia decreciente que traía desde 2018.

Este es uno de los resultados de la gestión al seguimiento de los factores de recobro (medida 9).

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



Entre el año 2018 y 2024 la **incorporación total fue de 1.797 Mbl**, superando la producción.

En el mismo período, la incorporación de nuevas reservas por proyectos exploratorios **fue del 2,8% (50 Mbl)**, mientras que la incorporación a partir de la **gestión de volúmenes conocidos fue de 94% 1.693 Mbl**. **Esto muestra que resulta más eficiente gestionar sobre los volúmenes ya descubiertos, en los contratos vigentes**

Análisis de los recursos contingentes de petróleo

31 de diciembre 2024



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.

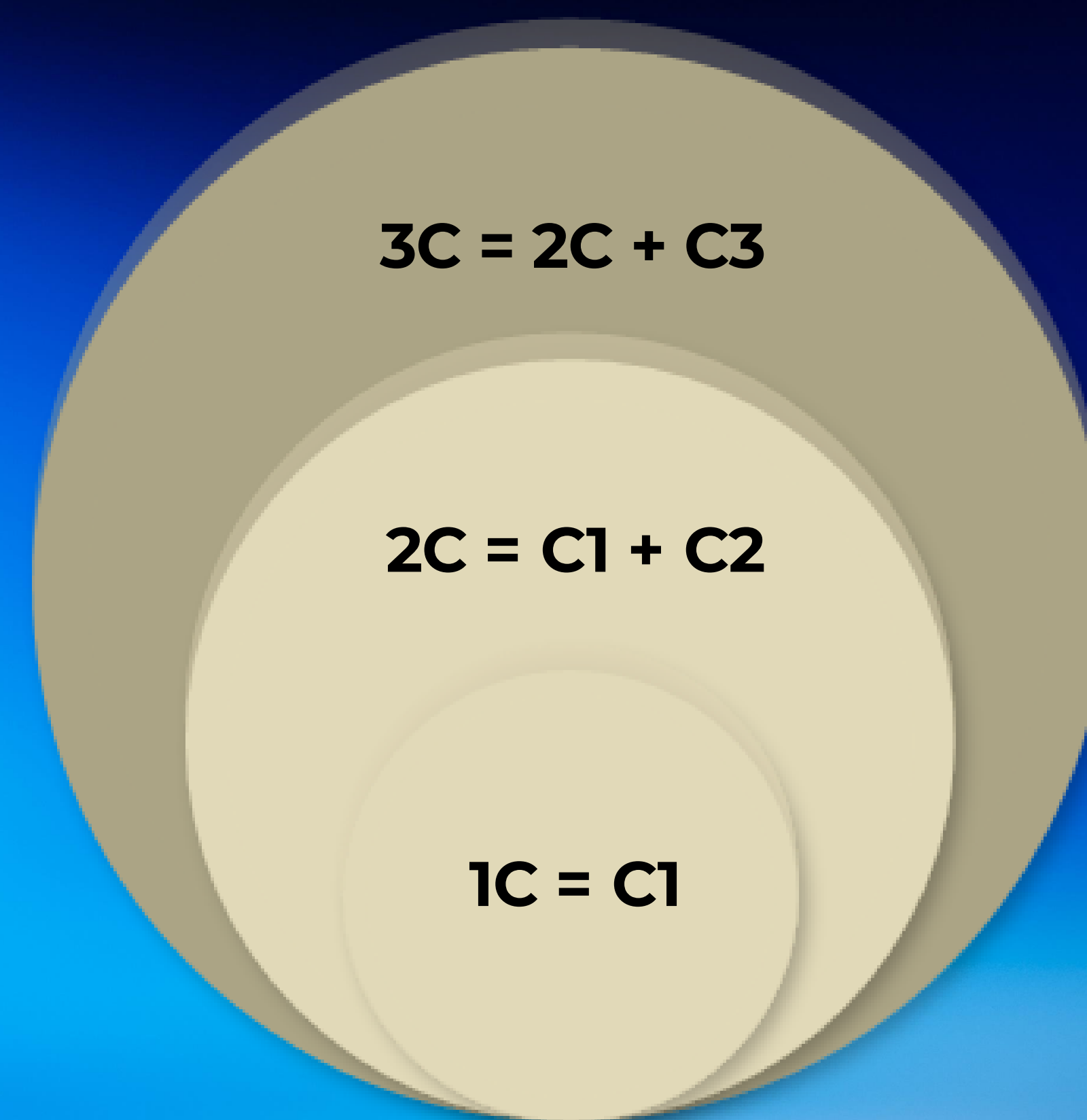
Técnica: Cuando la recuperación comercial es dependiente de tecnologías aún en desarrollo o la evaluación técnica de la acumulación es insuficiente para determinar la comercialidad.

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.

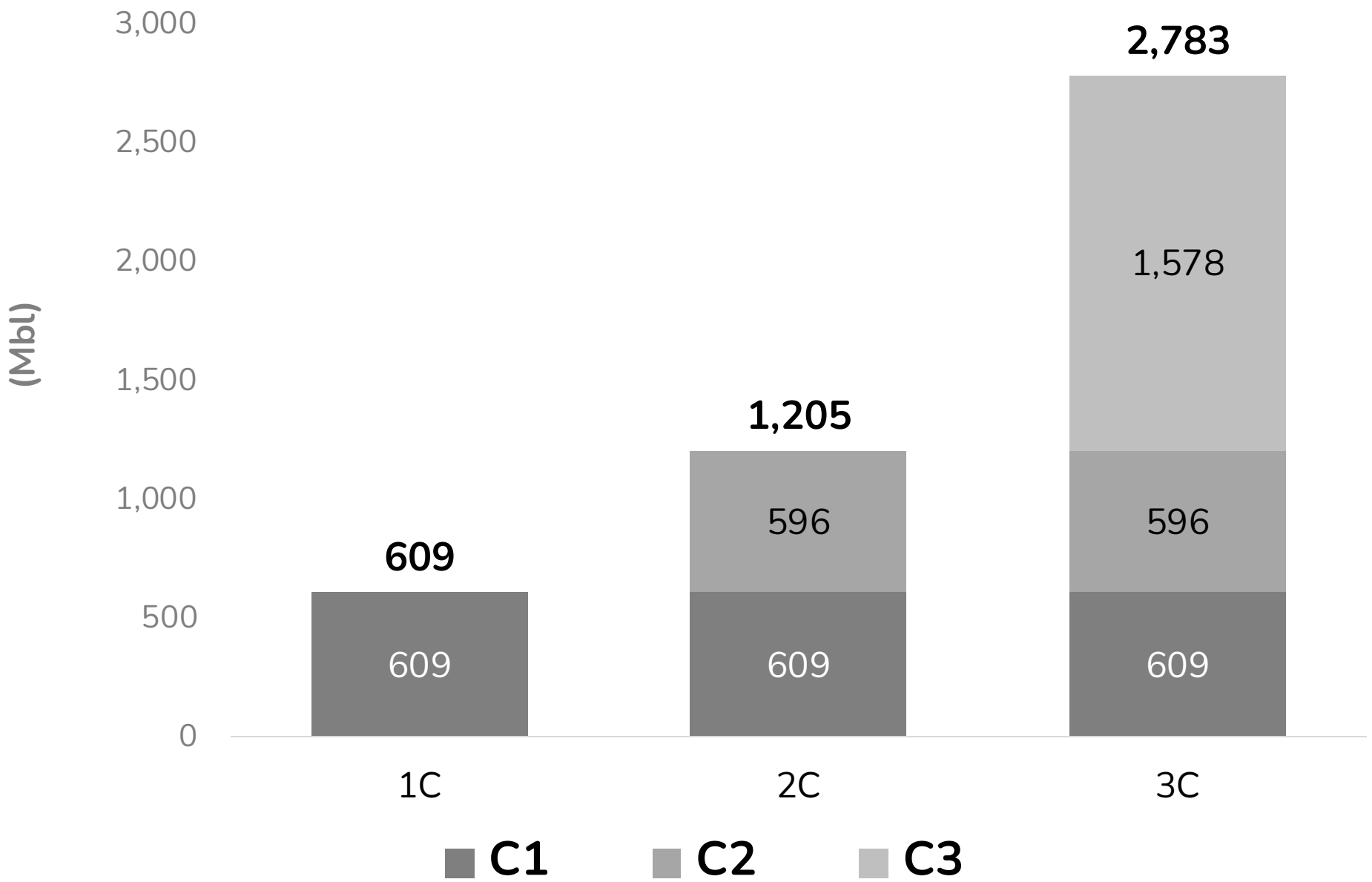
Finalización de contrato: Terminación del contrato origina reporte de los volúmenes como recursos contingentes.

Estimación de recursos contingentes

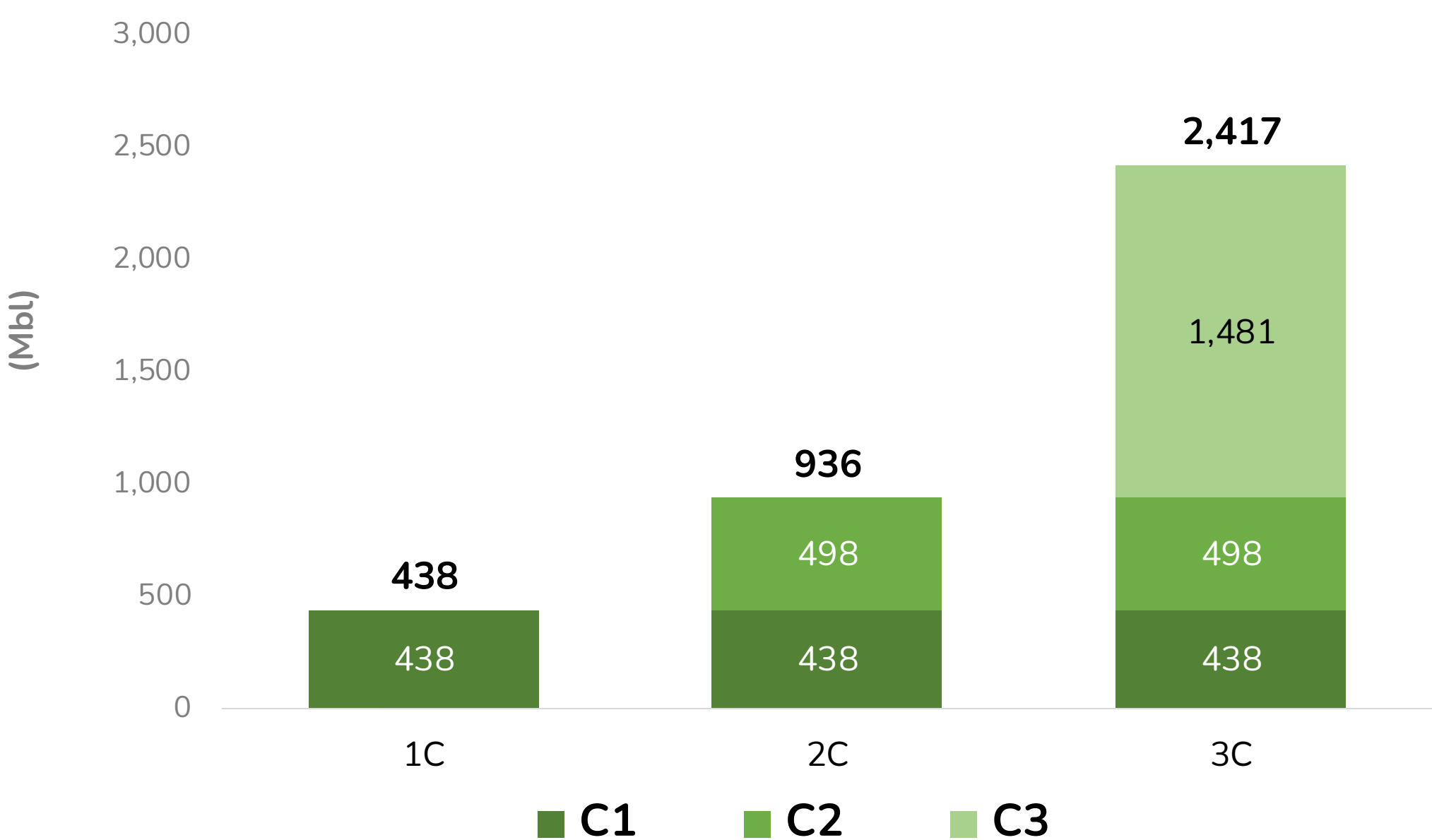


Análisis de los recursos contingentes de petróleo 2023 – 2024 (Mbl)

Recursos Contingentes a 31 de diciembre de 2023 (Mbl)



Recursos Contingentes a 31 de diciembre de 2024 (Mbl)

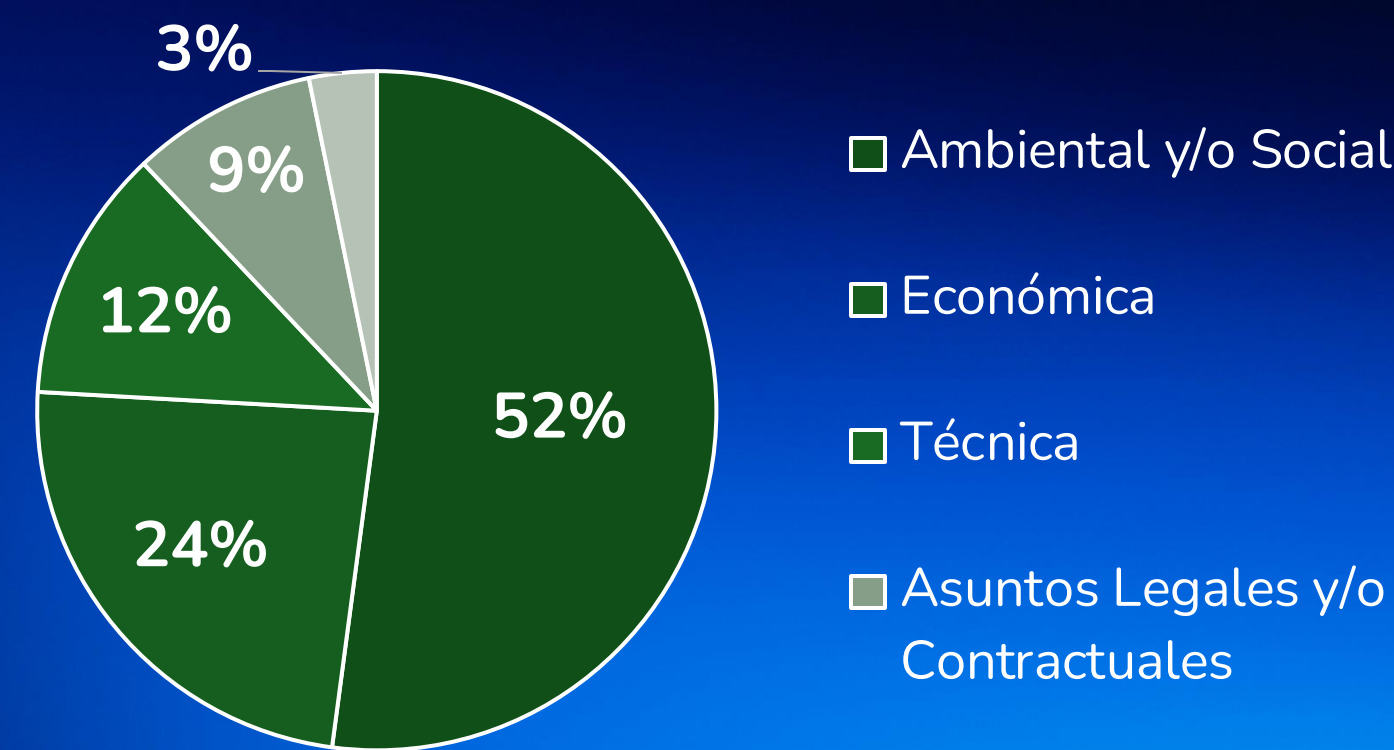


A 31 de diciembre de 2024 en el país había recursos contingentes por 2.417 Mbl descubiertos y potencialmente recuperables (3C), que, con la adecuada gestión, podrían alcanzar la madurez comercial para clasificarse como reservas.

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)



Contingencia	Volumen (Mbl)	Porcentaje
Ambiental y/o social	1.259	52%
Económica	575	24%
Técnica	292	12%
Asuntos Legales y/o contractuales	213	9%
Finalización de contrato	78	3%
Total	2.417	100%

88%

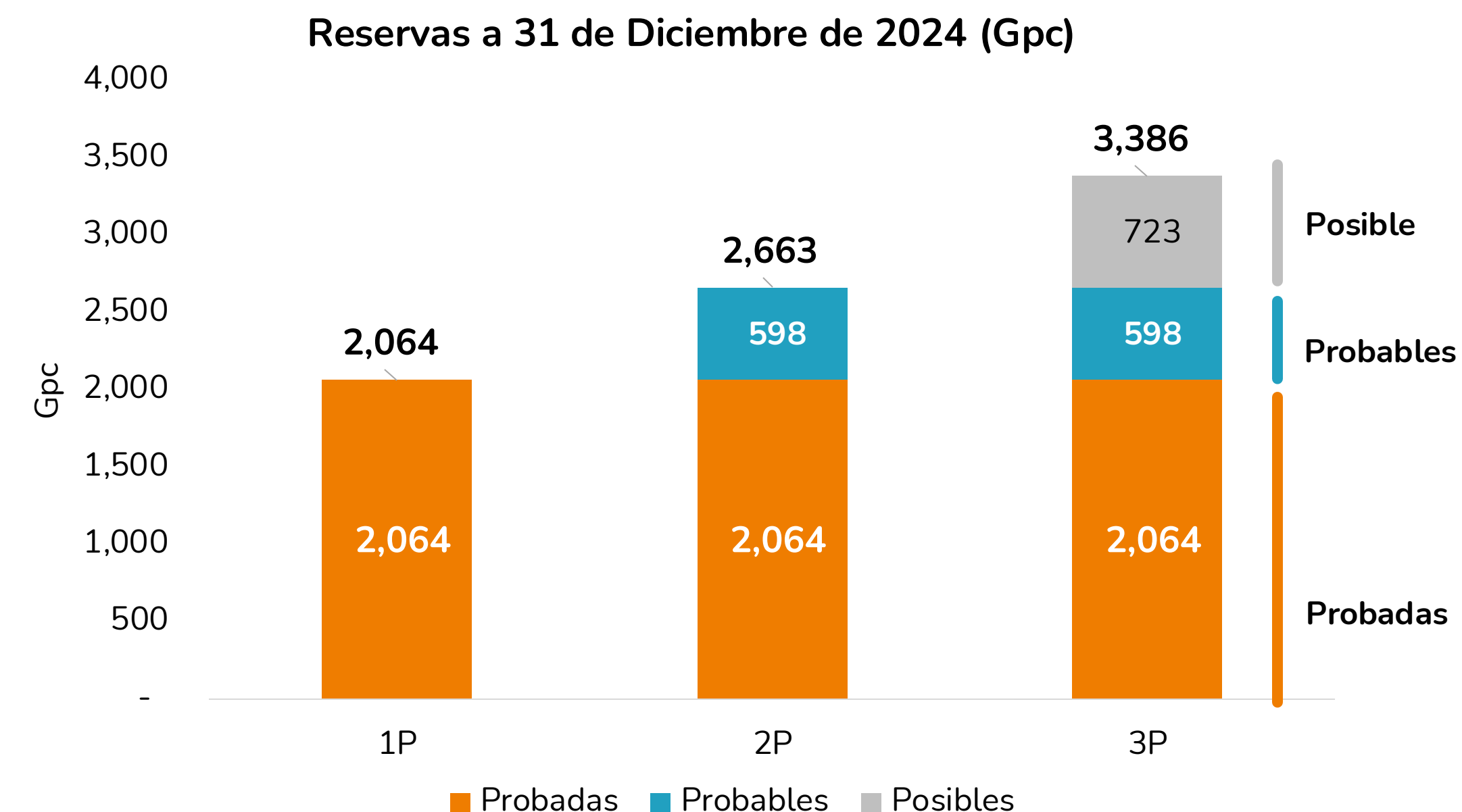
Contingencia	Observaciones
Ambiental y/o Social (1.259 Mbl, 52%)	Estos recursos requieren trámites ambientales, en especial socializaciones y manejo con las comunidades para proceder con los nuevos proyectos.
Económica (575 Mbl, 24%)	Proyectos que, en las condiciones actuales, no cuentan con evaluación económica positiva para la maduración comercial.
Técnica (292 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 (213 Mbl, 9%)	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.
Finalización de Contrato (78 Mbl, 3%)	Campos que reportan recursos contingentes más allá de la finalización del contrato.

Análisis de las reservas de gas

31 de diciembre 2024

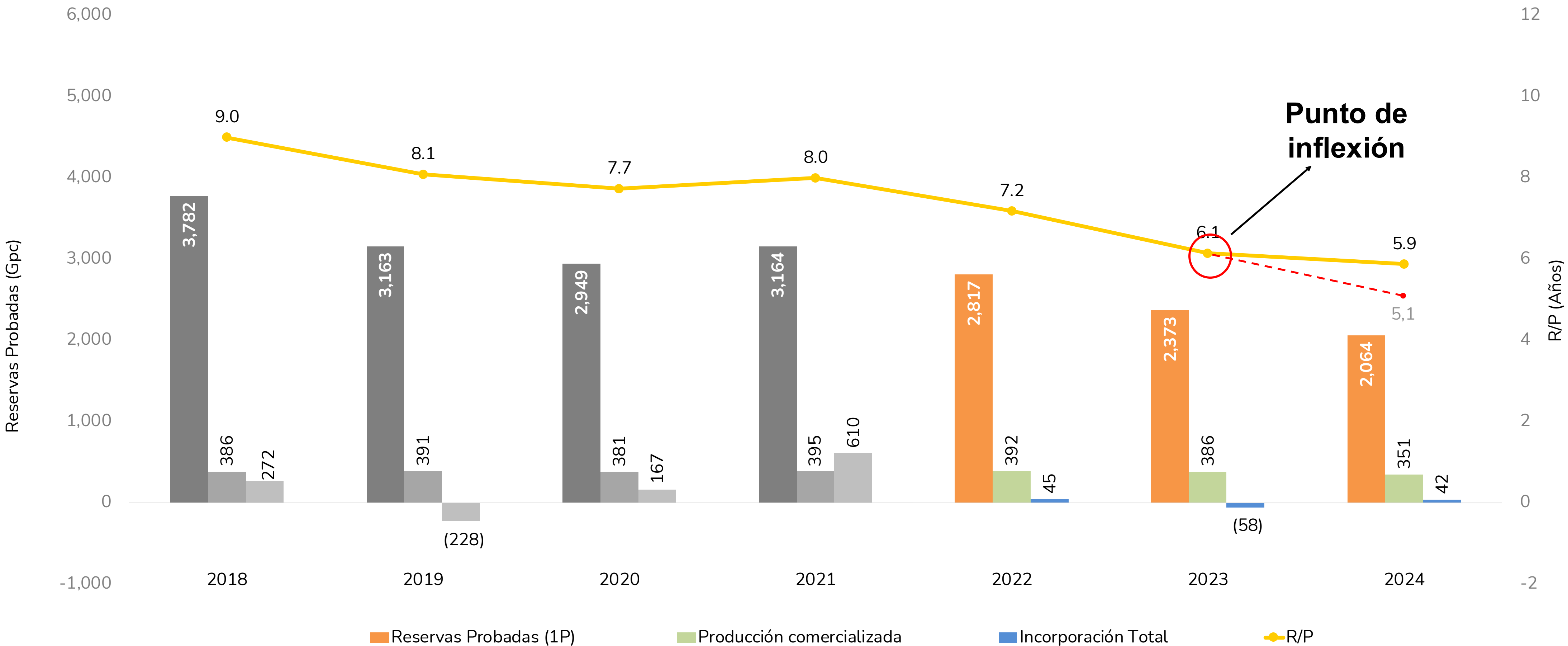


Análisis de las reservas de gas 2023 – 2024 (Gpc)



En el año 2024 hubo una menor disminución de las reservas probadas en relación con lo ocurrido en el 2023.

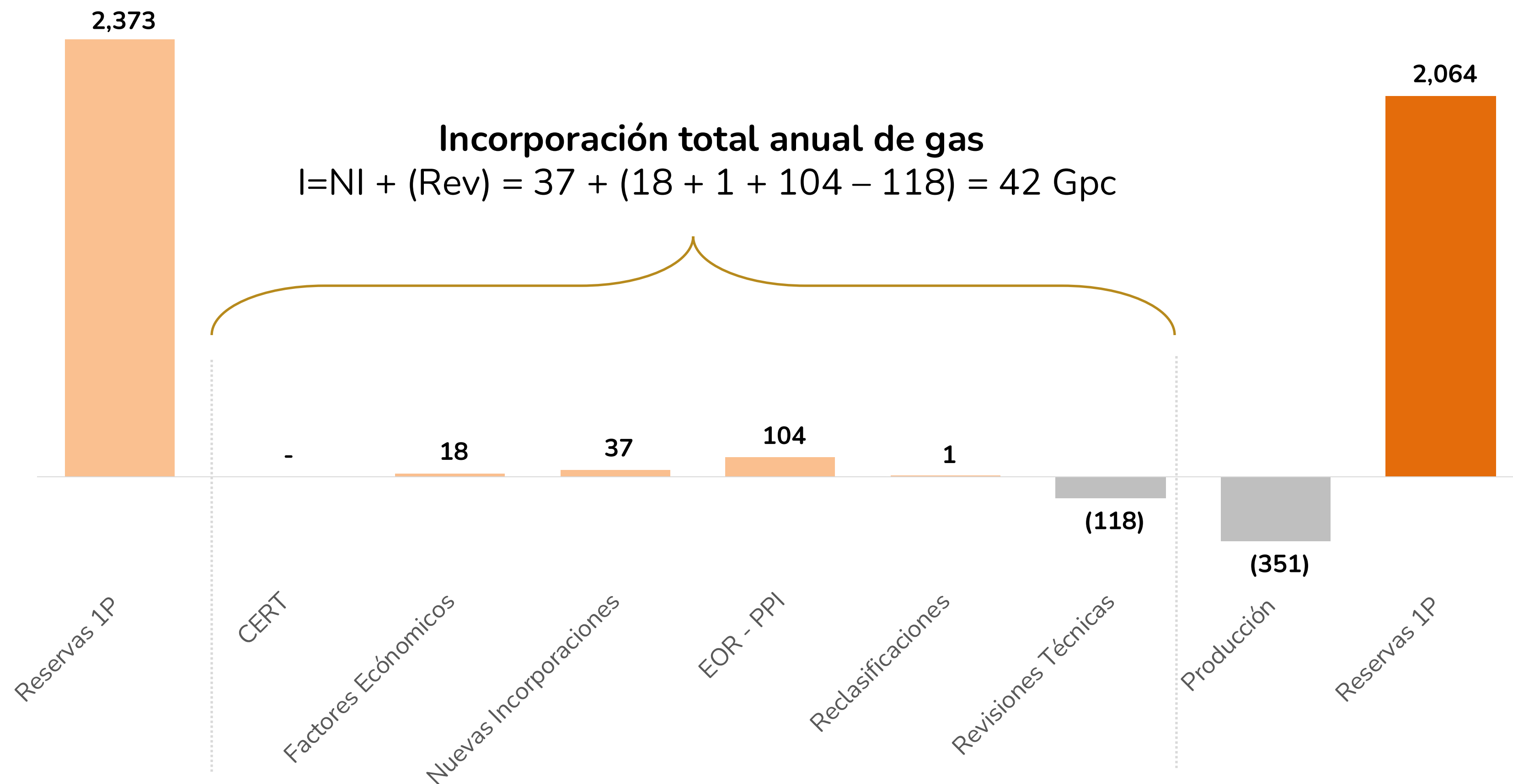
Histórico de reservas probadas 1P, producción e incorporación de gas (Gpc)



Gpc: Giga pies cúbicos

El R/P cambió su fuerte tendencia, pasando de caer un año por vigencia, a solo 2 meses entre 2023 y 2024. Adicionalmente, no solo se recuperó la desincorporación presentada en 2023, sino que se logró una incorporación positiva de 42 Gpc.

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



En el 2024 la incorporación fue de 42 Gpc, distinto a lo ocurrido en el 2023 que fue de -58 Gpc.

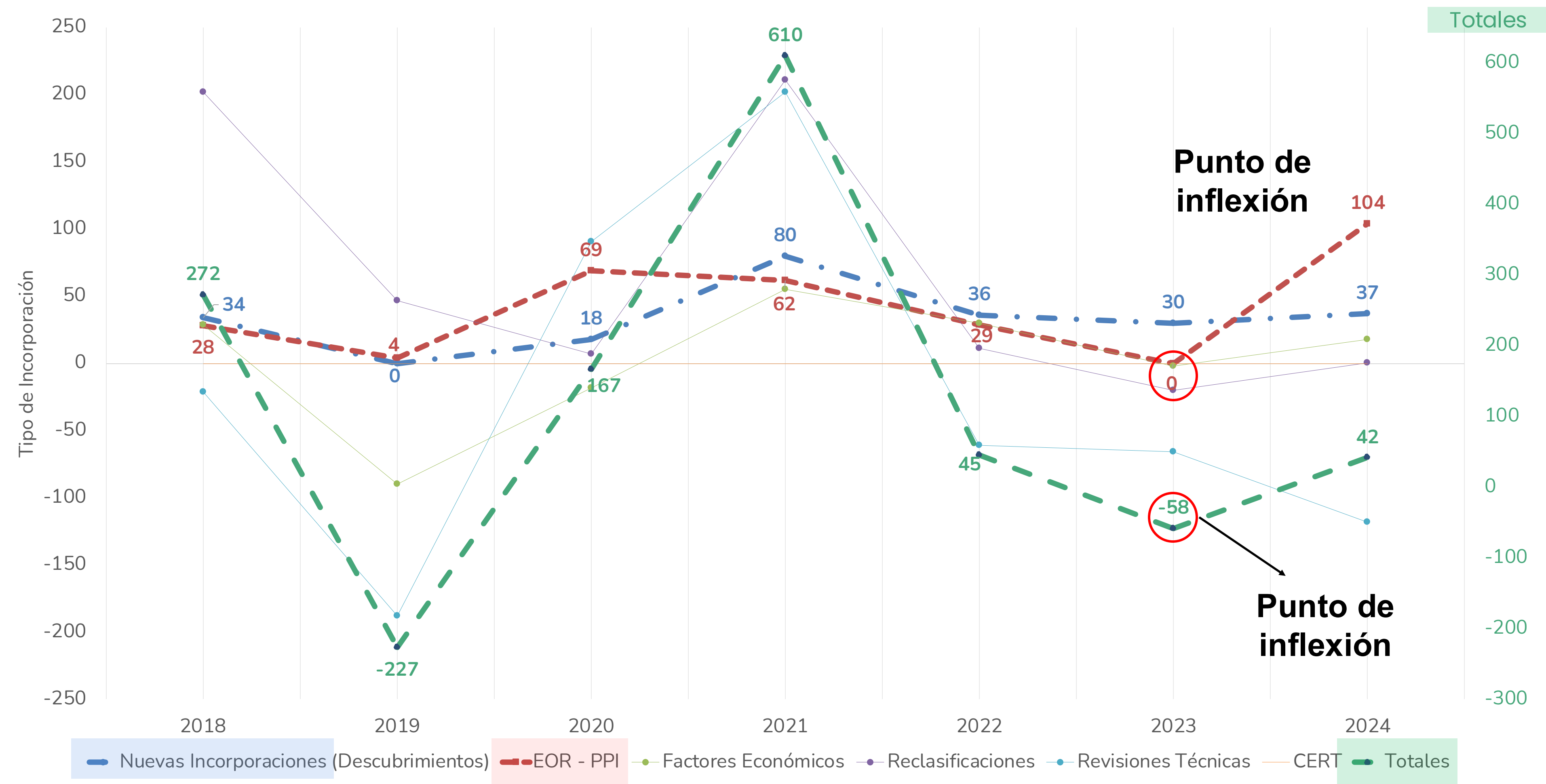
De los 37 Gpc de nuevas incorporaciones, 32 Gpc corresponden a la gestión para la superación de contingencias (medida 12).

Los 104 Gpc de gas incorporados por PPI corresponden a la gestión de seguimiento al factor de recobro (medida 9) *

Gpc: Giga pies cúbicos
Medida 9: Seguimiento al factor de recobro actual y al factor último esperado
Medida 12: Superación de las contingencias

*Los proyectos de EOR - PPI están asociados a yacimientos de petróleo o gas condensado

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

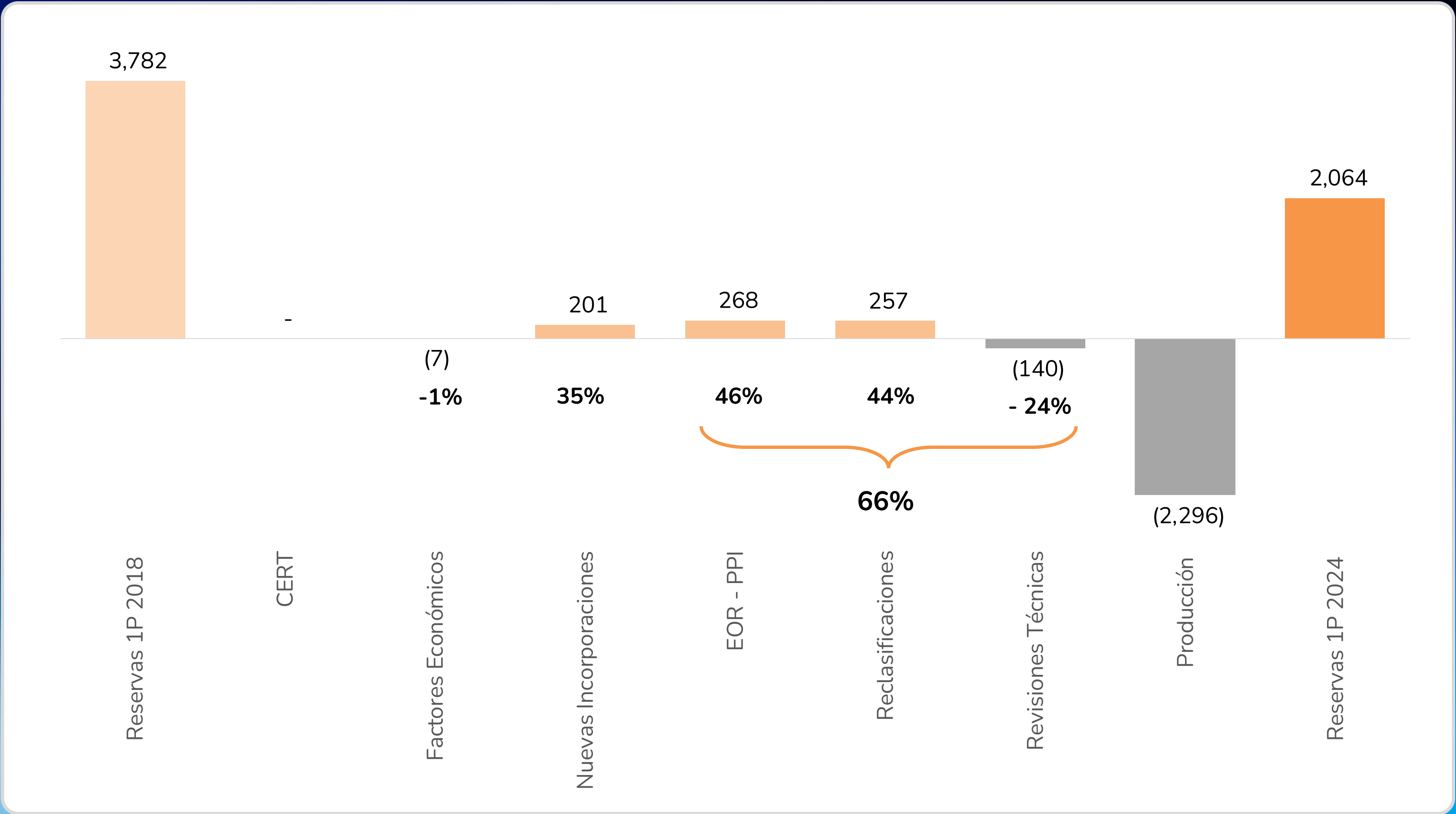


Entre el 2023 y el 2024 la incorporación de reservas debida a PPI aumentó en 104 Gpc (104%) que representaría un tercio de la producción comercializada anual, revirtiendo la tendencia de los años anteriores.

Históricamente el 2024 representa la incorporación más alta por EOR*-PPI.

*Los proyectos de EOR - PPI están asociados a yacimientos de petróleo o gas condensado.

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



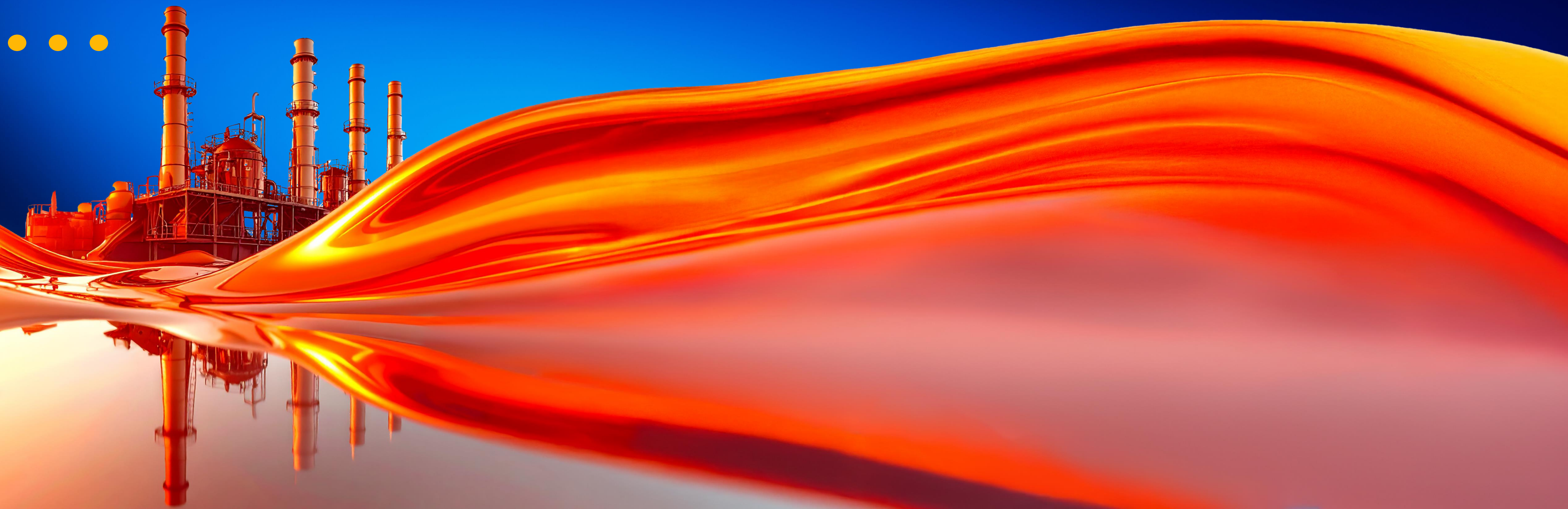
Entre el año 2018 y 2024 la **incorporación total fue de 579 Gpc**.

En el mismo período, la incorporación de nuevas reservas por proyectos exploratorios **fue del 35% (201 Gpc)**, mientras que la incorporación a partir de la **gestión de volúmenes conocidos fue del 66% (385 Gpc)**.

*Los proyectos de EOR -PPI están asociados a yacimientos de petróleo o gas condensado

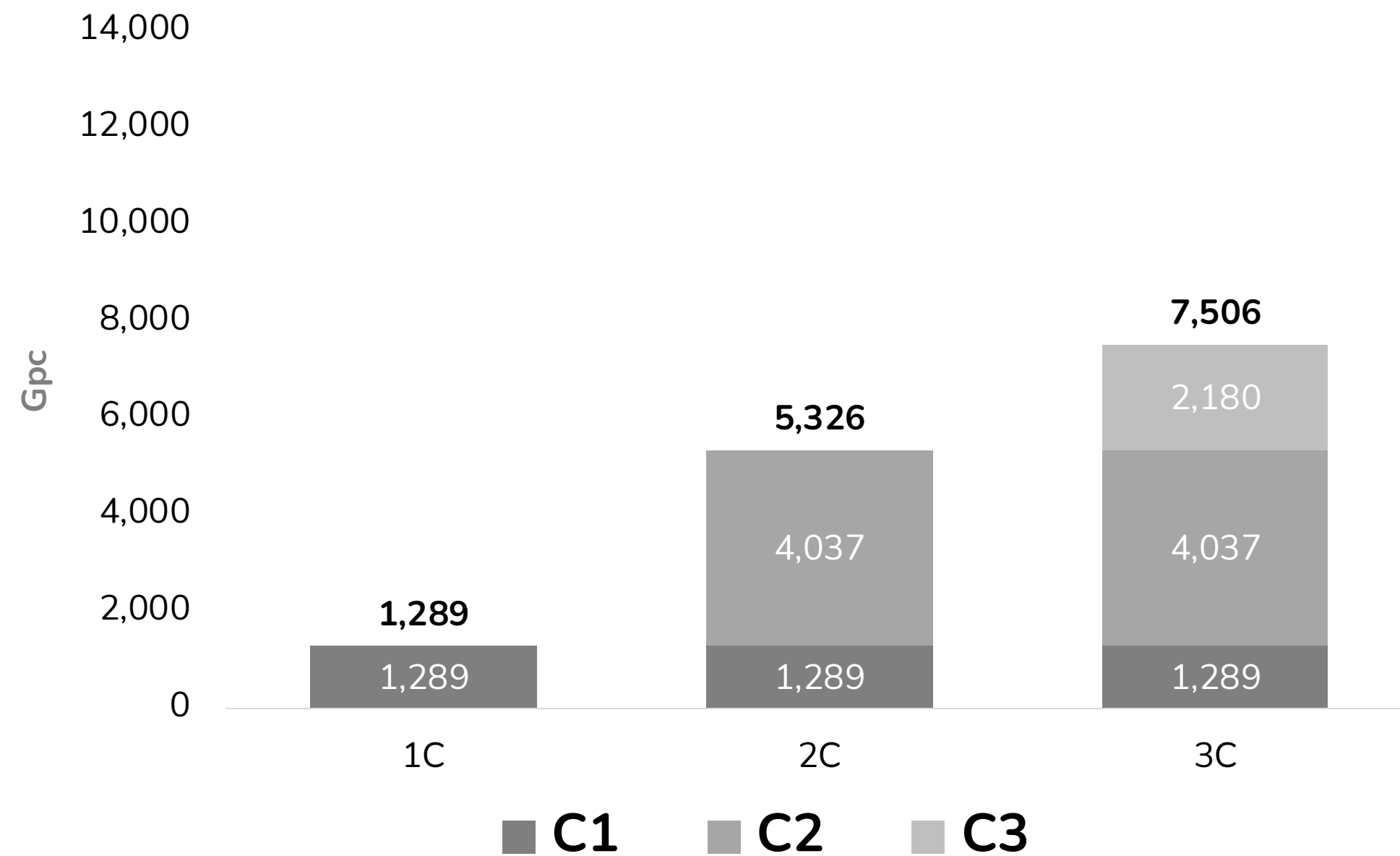
Análisis de los recursos contingentes de gas

31 de diciembre 2024

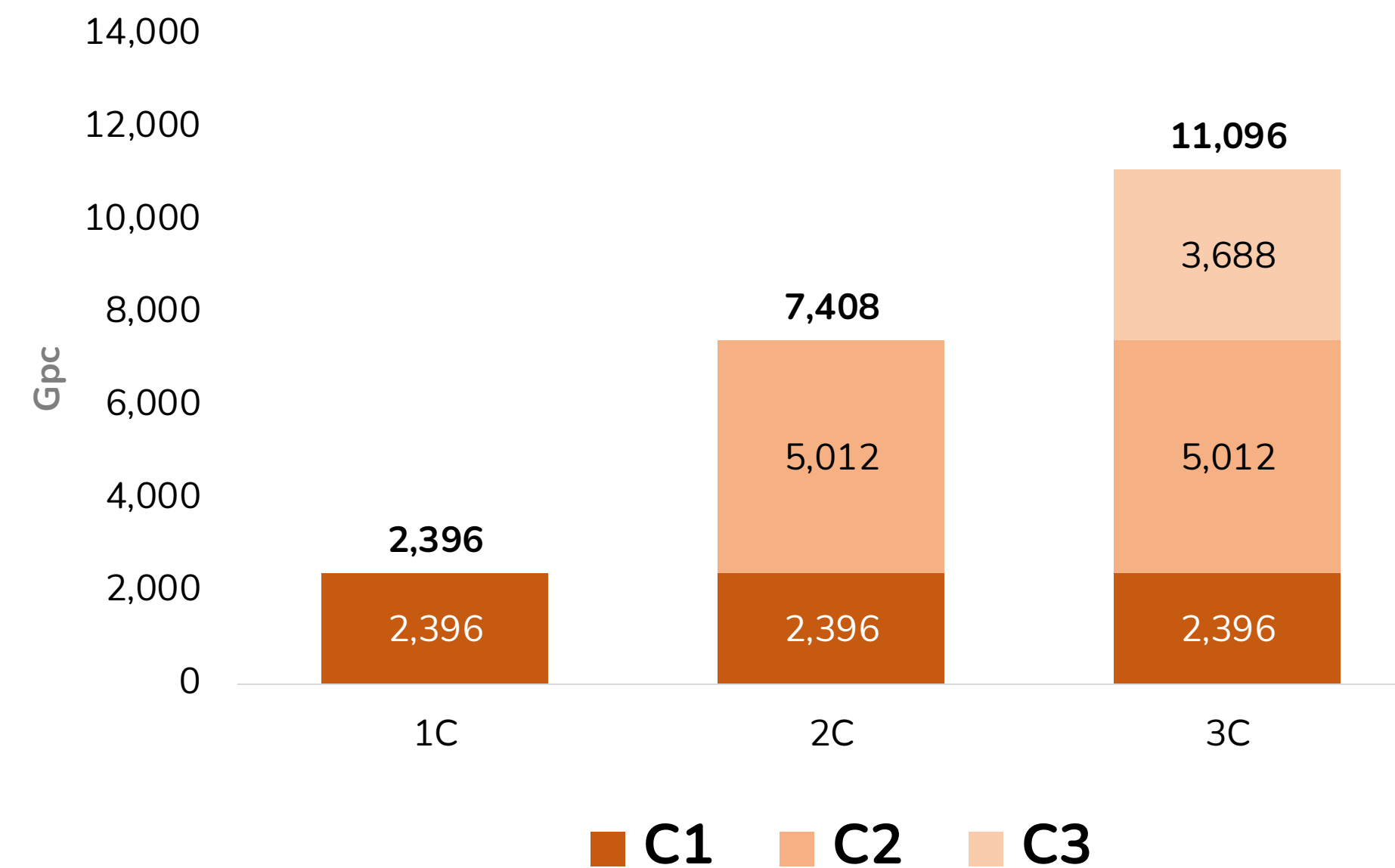


Análisis de los recursos contingentes de gas 2023 – 2024 (Gpc)

Recursos Contingentes a 31 de diciembre de 2023 (Gpc)



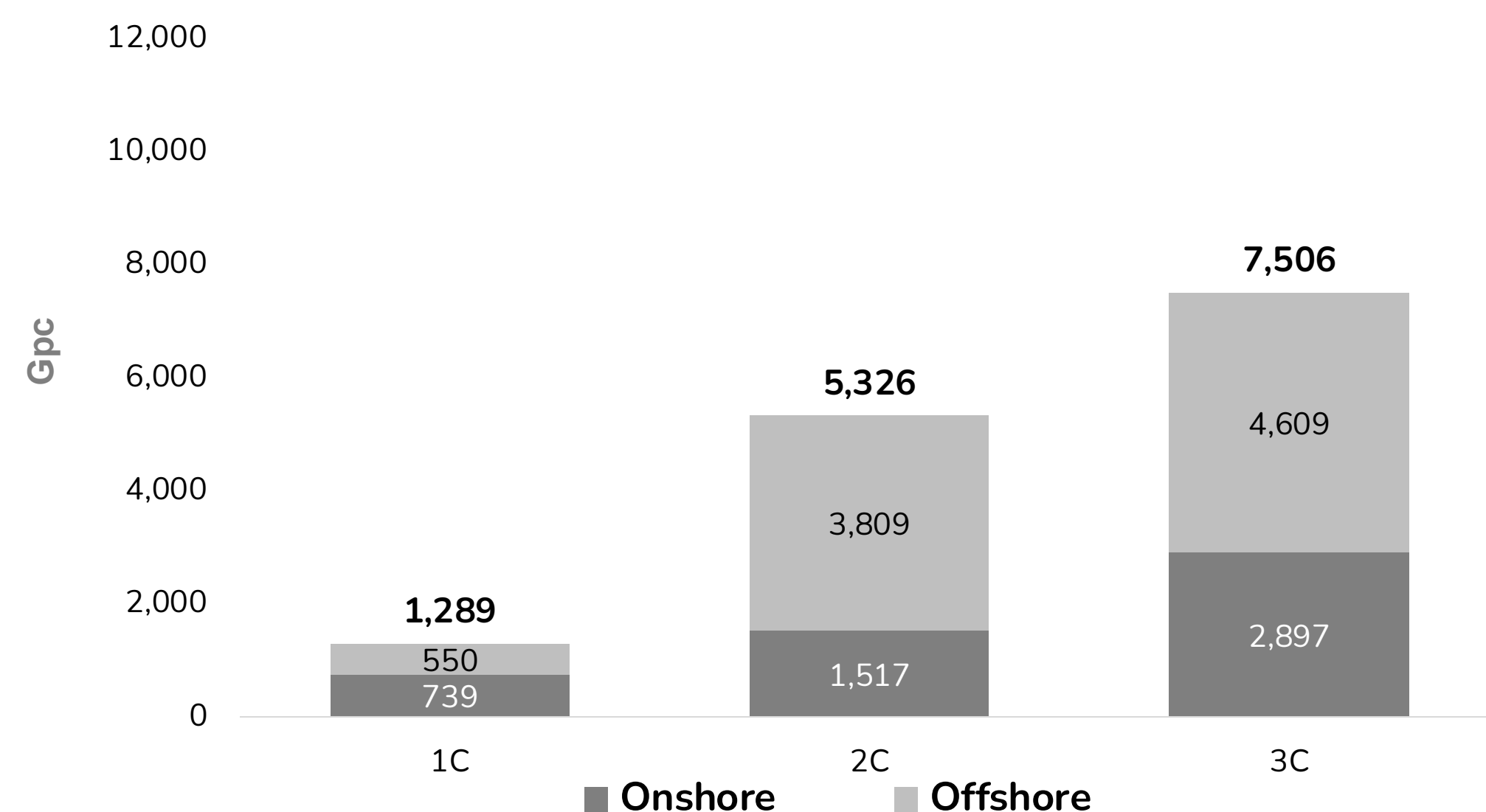
Recursos Contingentes a 31 de diciembre de 2024 (Gpc)



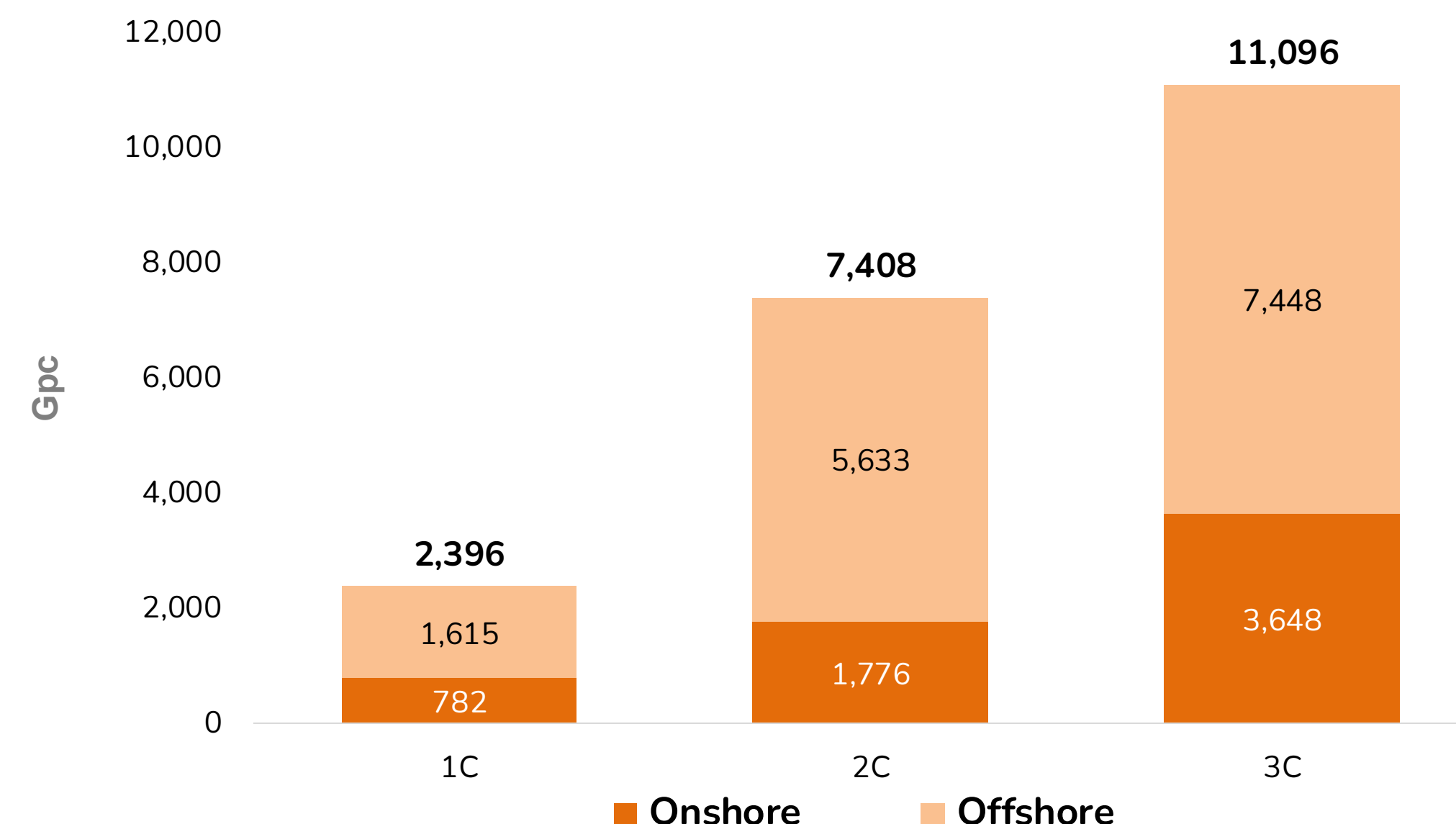
A 31 de diciembre de 2024 había recursos por 11.096 Gpc descubiertos y potencialmente recuperables (3C), un 48 % más que en el 2023.

Análisis de los recursos contingentes de gas 2023 - 2024 (Gpc) Onshore – Offshore

Recursos Contingentes a 31 de diciembre de 2023 (Gpc)



Recursos Contingentes a 31 de diciembre de 2024 (Gpc)

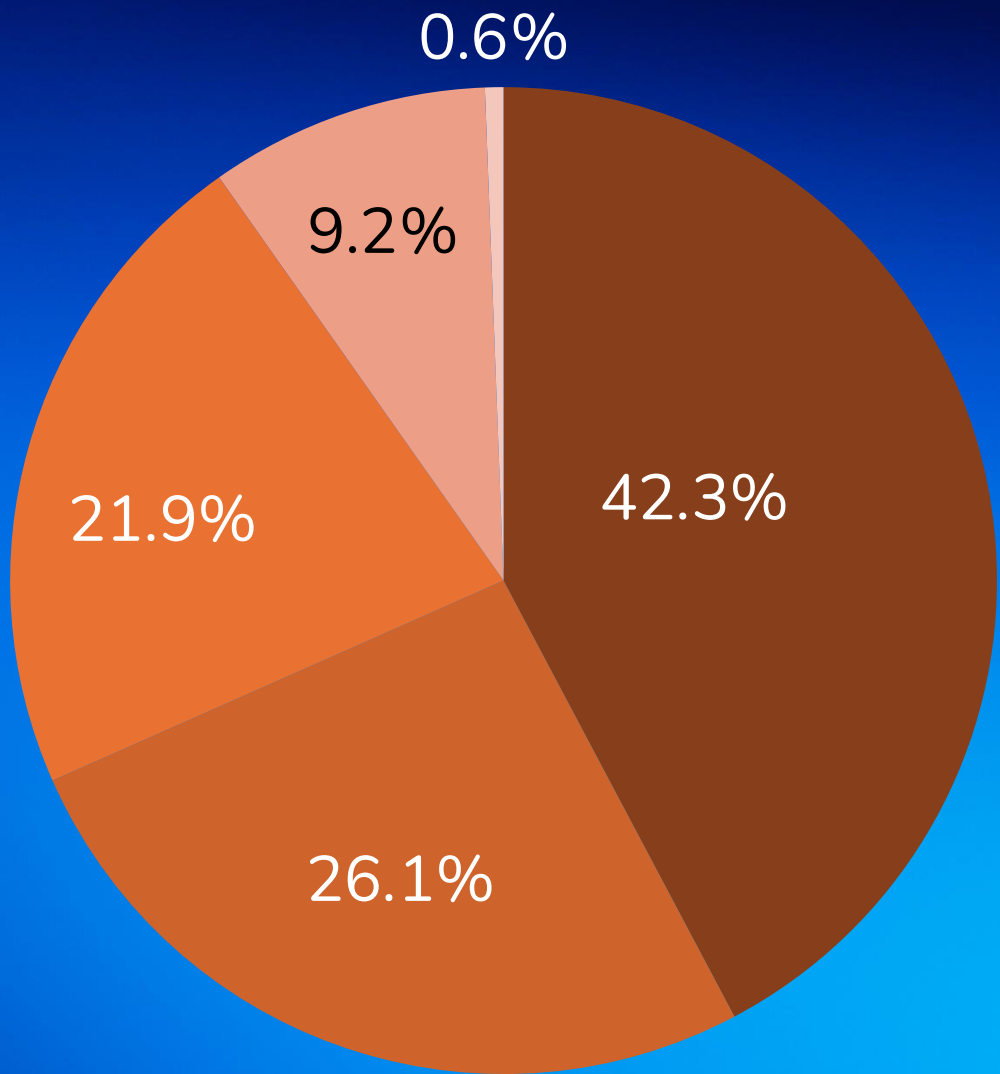


A 31 de diciembre de 2024 el Onshore corresponde a 33% (3.648 Gpc) y el Offshore es del 67% (7.448 Gpc) de recursos descubiertos y potencialmente recuperables 3C. El Offshore se consolida como un potencial proveedor de gas, siendo más de 2 veces los RC Onshore.

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

Distribución
Recursos
Contingentes
Gas IRR2024

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



Gpc: Giga pies cúbicos

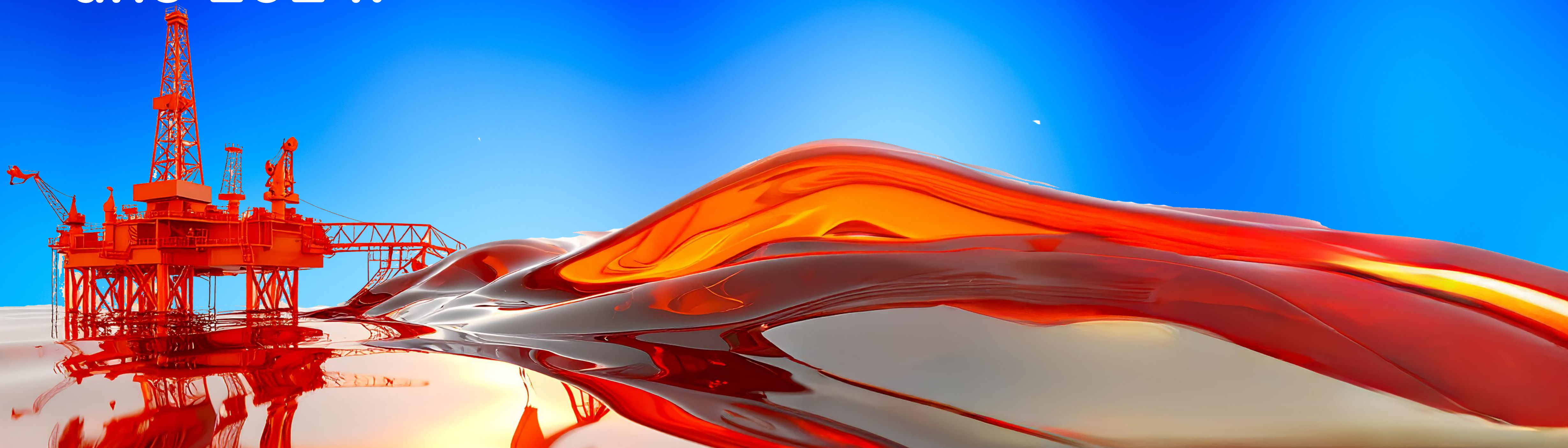
Contingencia	Volumen (Gpc)	Porcentaje
Ambiental y/o social	4.688	42,3%
Económica	2.897	26,1%
Asuntos Legales y/o contractuales	2.426	21,9%
Técnica	1.018	9,2%
Finalización de contrato	67	0,6%
Total	11.096	100%

68,4%

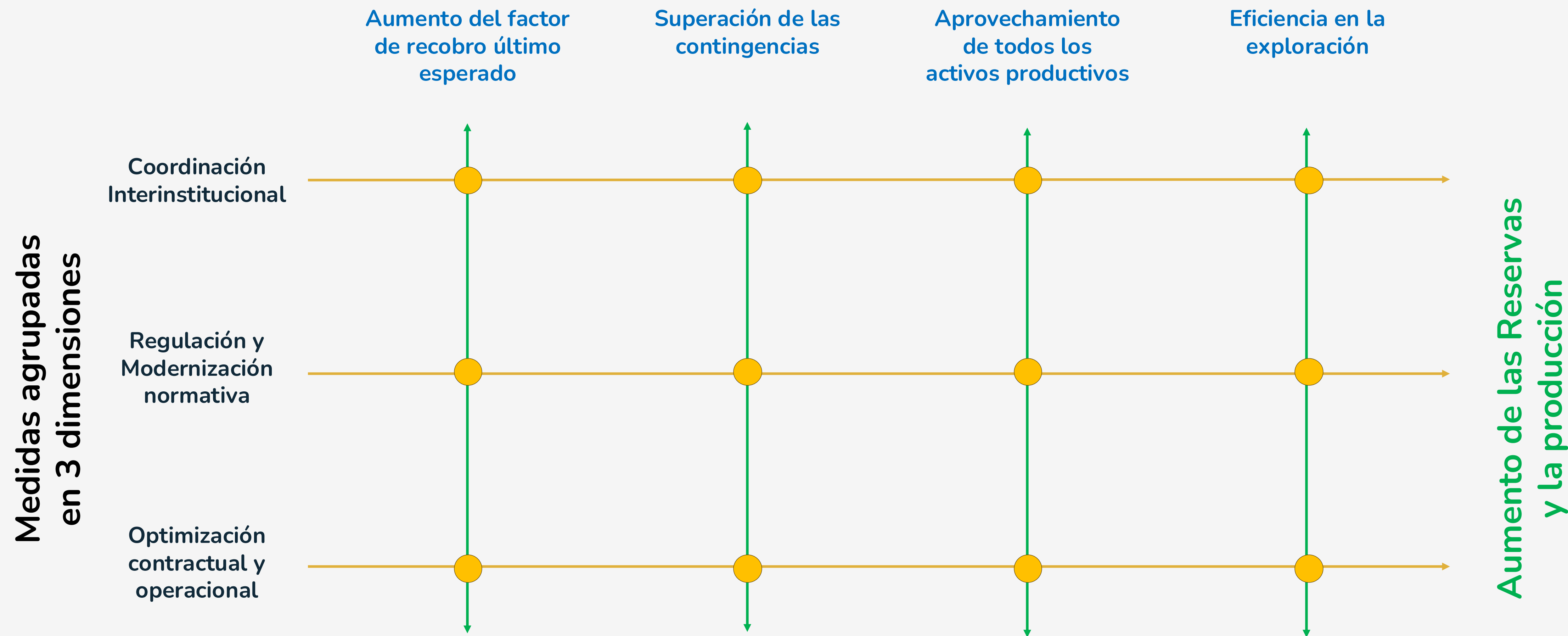
90,3%

Contingencia	2024				
	Offshore (Gpc)	Porcentaje	Onshore (Gpc)	Porcentaje	Volumen (Gpc)
Ambiental y/o social	4.657	99%	31	1%	4.688
Económica	2.765	95%	132	5%	2.897
Asuntos legales y/o contractuales	0	0%	2.426	100%	2.426
Técnica	0	0%	1.018	100%	1.018
Finalización de contrato	25	38%	42	62%	67
Total	7.447	67%	3.649	33%	11.096

Principales conclusiones de las medidas adoptadas en el año 2024.



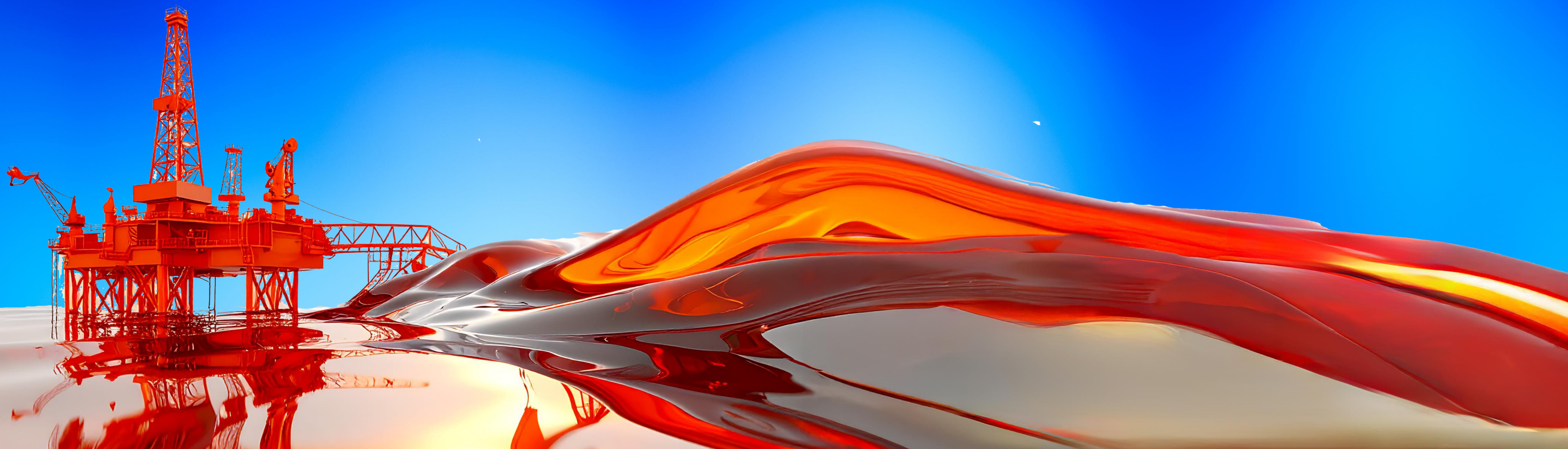
Medidas adoptadas para hacer una eficiente gestión de los hidrocarburos



Conclusiones

- **La instauración del Comité Interinstitucional de Hidrocarburos es un espacio de coordinación clave**, que permite integrar la visión de la industria y el gobierno, establecer hojas de ruta claras para la superación de contingencias y viabilizar proyectos de interés nacional.
- **Las medidas adoptadas por el gobierno nacional en el pasado IRR2023, para garantizar la gestión eficiente de las reservas y recursos contingentes de petróleo y gas**, han permitido actualizar y establecer las bases legales y operacionales necesarias para la optimización y desarrollo continuo de proyectos que permitirán la incorporación constante de nuevas reservas y recursos de la nación.
- **La interdependencia inherente entre todas las medidas permite dinamizar la industria energética en Colombia** y de esta forma garantizar la soberanía energética de la nación en el corto, mediano y largo plazo.
- **A la fecha se comienzan a vislumbrar los primeros aportes de reservas, producto de la gestión de las medidas**, por lo que a lo largo del 2025 se espera seguir en la misma senda y contar con un mayor impacto en los volúmenes de reservas y recursos de la nación.

Medidas adoptadas para garantizar la gestión eficiente de las reservas y recursos contingentes de petróleo y gas en los contratos y convenios de hidrocarburos vigentes para el año 2025.



Reto Estratégico

Dimensiones Estratégicas



Visión de cambio

Hacer más eficiente la gestión de los recursos hidrocarburíferos para maximizar las reservas, la producción y las regalías y así contribuir al proceso de Transición Energética Justa en cumplimiento del Plan Nacional de Desarrollo.

1. Coordinación interinstitucional





1.



- Continuar con el desarrollo del Comité Interinstitucional de Hidrocarburos (CIH) para la implementación de estrategias adicionales enfocadas a la gestión eficiente de recursos y reservas.



2.



- Conformación de comités territoriales para la superación de contingencias de proyectos de hidrocarburos con la participación del MME, MinDefensa, MinInterior, MinAmbiente, ANLA, CAR, empresas operadoras, autoridades locales y ANH.

Medidas adoptadas



Medidas que tienen continuidad



Nuevas medidas propuestas

2. Regulación y modernización normativa





3.



- Expedición del Acuerdo No.3 de 2025 “Por el cual se adoptan medidas para promover el cumplimiento y normalización de los actuales contratos y convenios misionales de hidrocarburos en el marco de la transición energética **justa**”, lo que permitirá: la modernización contractual, mayor eficiencia en la exploración y producción, promoción de proyectos para aumentar el factor de recobro y los proyectos de producción incremental e incentivar la inversión en energías renovables.



4.



- Modificación de Resolución 077 de 2019. “Por medio de la cual se actualiza la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país, en desarrollo del Acuerdo No.11 de 2008 y el Acuerdo No.003 de 2018”, con el fin actualizar los criterios y mejorar la calidad de la información presentada, que permita identificar, seguir y gestionar los recursos y reservas de forma más eficiente.



5.



- Promover estrategias que busquen mejorar la eficiencia energética para el mayor aprovechamiento de los recursos existentes.

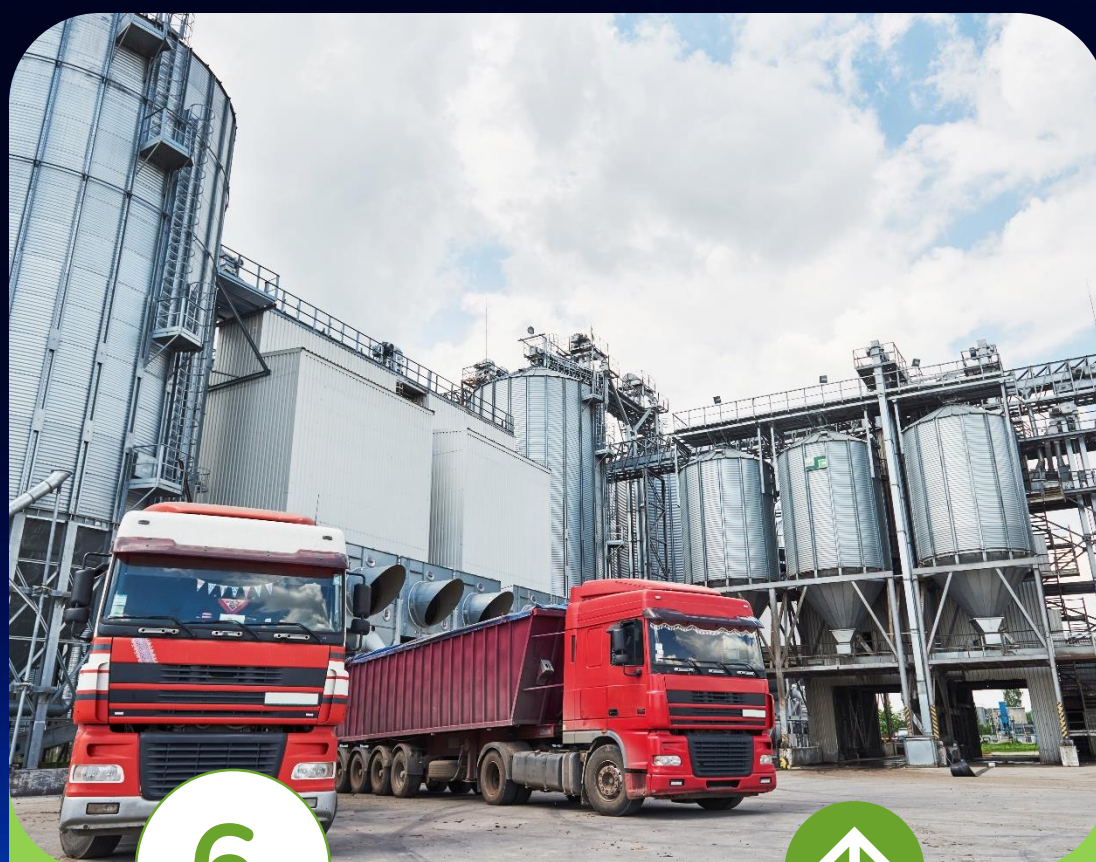
Medidas adoptadas



Medidas que tienen continuidad



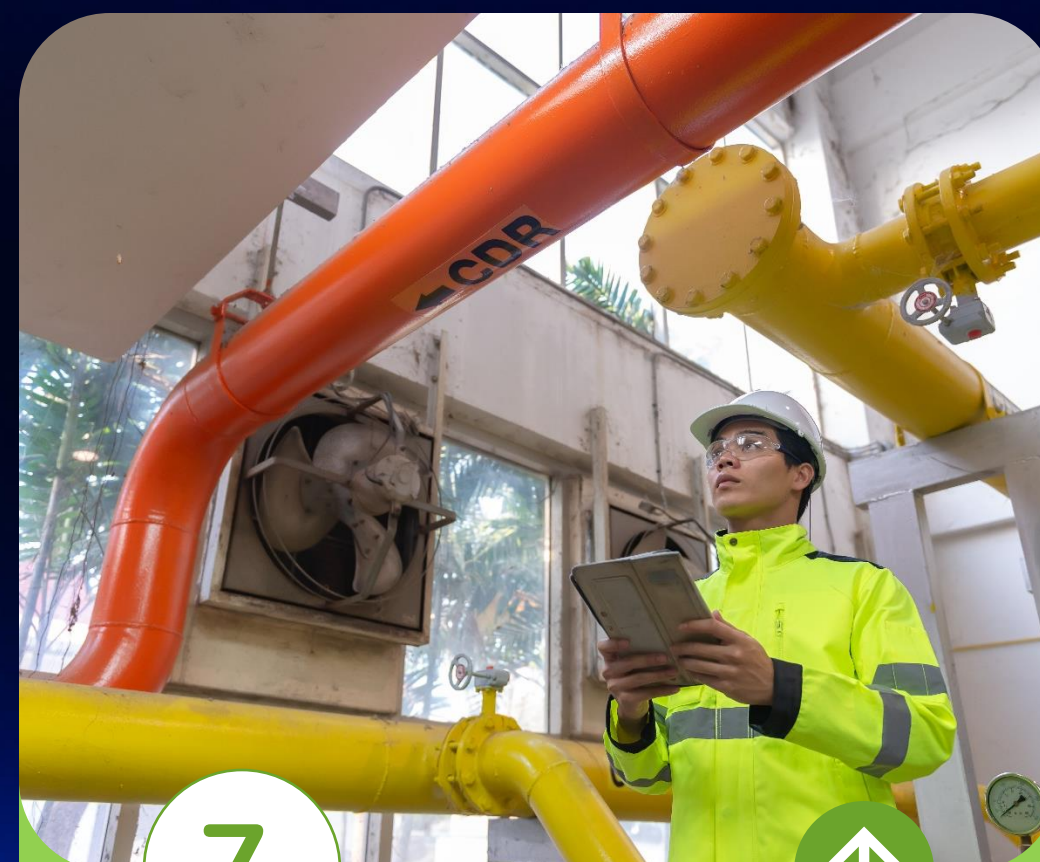
Nuevas medidas propuestas



6.



- Expedición de la Resolución **que establezca la metodología de remuneración para activos de transporte reconvertidos**, con el fin de viabilizar los proyectos previstos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN), permitiendo la interconexión entre sistemas de transporte, el flujo del suministro nacional e importado y la superar las contingencias por infraestructura.



7.



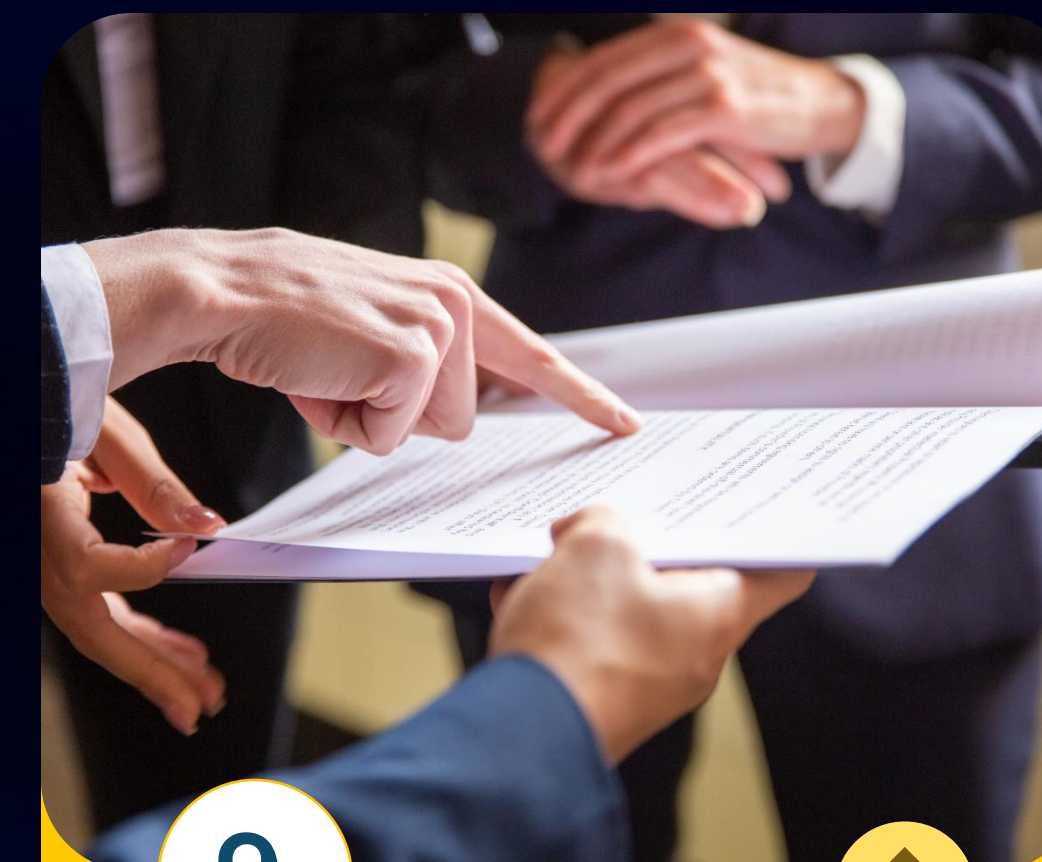
- Expedición de la Resolución **“Por la cual se establecen los lineamientos para la solicitud, aprobación, ejecución, seguimiento, modificaciones y terminación a los Proyectos de Producción Incremental (PPIs)”**.



8.



- Expedición de la modificación de la Resolución 40236 de 2023 **“Por la cual se reglamenta la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el territorio nacional”**.



9.



- Expedición del **“Manual técnico especializado en recobro mejorado (EOR), y la metodología de cálculo para la Tasa Máxima Eficiente de Producción (MER)”**.

Medidas adoptadas



Medidas que tienen continuidad



Nuevas medidas propuestas

3. Optimización contractual y operacional





- Fortalecimiento de la presencia institucional en el territorio, a través de la Estrategia Territorial de Hidrocarburos (ETH), con el objetivo de abordar las causas de conflictividad social, orden público y medioambiental que pudiesen presentarse en los contratos vigentes, al tiempo que se implementa la estrategia de reactivación de contratos suspendidos y mitigación de riesgos de nuevas suspensiones de contratos y convenios de hidrocarburos vigentes, a través de un monitoreo y seguimiento a cada uno de estos.



- A partir de la línea base realizada por la ANH sobre el factor del recobro, **hacer 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**, identificando cuales están por debajo de la media mundial y así establecer estrategias para el aumento de estos, en cumplimiento de lo dispuesto en el PND.



- Implementar eficientemente la Resolución 40537 de 2024 **“Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos.”**, haciendo énfasis en el seguimiento en materia de exploración y producción de hidrocarburos, especialmente en el desarrollo de **los estudios técnico económicos para optimizar la eficiencia de recuperación (FR) de los hidrocarburos, priorización de proyectos de recobro en los campos y el cálculo de la Tasa Máxima Eficiente de Producción (MER).**

Medidas adoptadas



Medidas que tienen continuidad



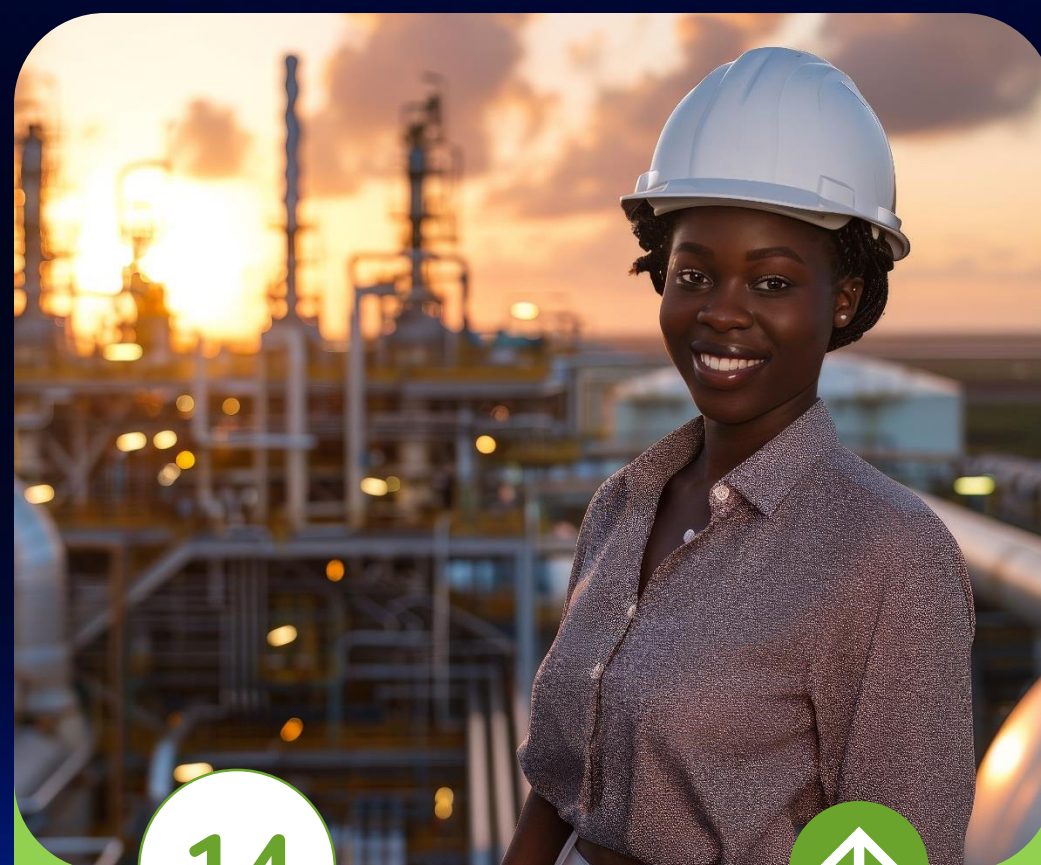
Nuevas medidas propuestas



13.



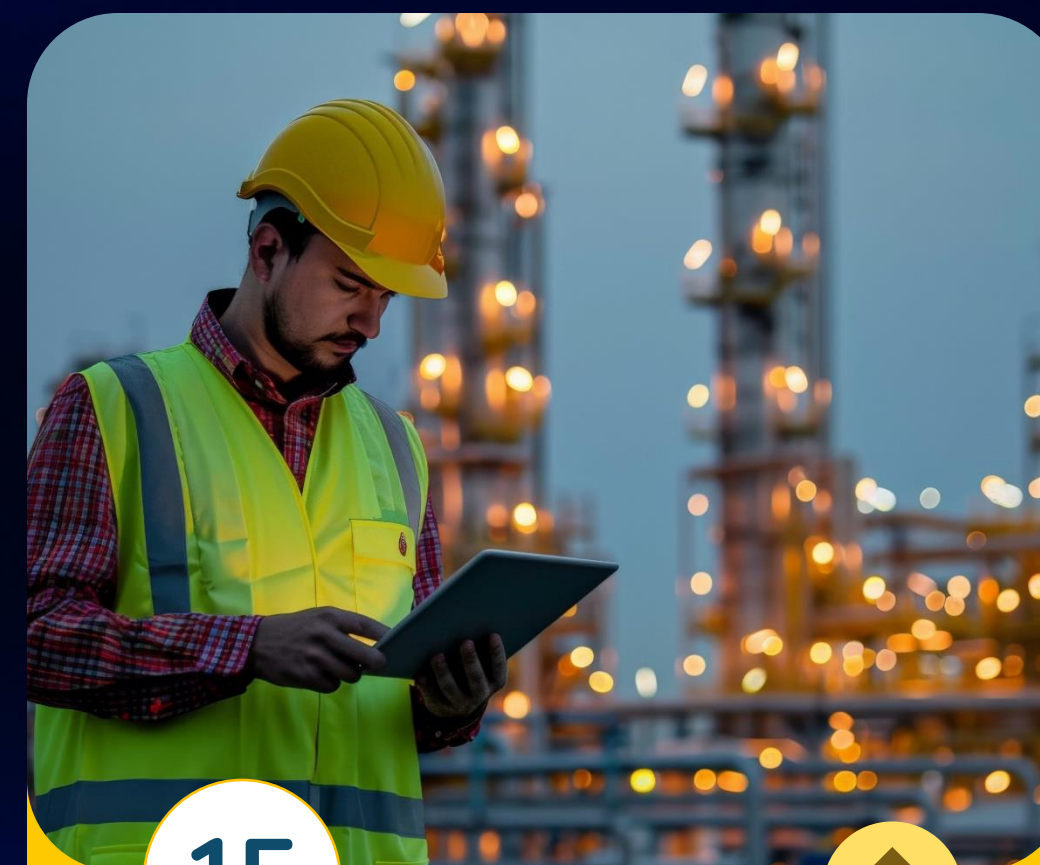
- Continuidad del Proceso Permanente de Activos Productivos (PPAP).



14.



- 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. Esto con el objetivo de incorporar reservas en los contratos y convenios de hidrocarburos vigentes.



15.



- Acelerar las etapas de licenciamiento social y ambiental del proyecto Sirius, para optimizar tiempos y contar con la incorporación de estas reservas para su posterior explotación.



16.



- Implementar el proyecto para modernizar y mejorar la eficiencia y eficacia de la fiscalización de hidrocarburos, mediante el uso y fortalecimiento de tecnologías de información y comunicación (TIC).

Medidas adoptadas



Medidas que tienen continuidad



Nuevas medidas propuestas

Informe de **Recursos y Reservas IRR 2024**

