



ANH 
AGENCIA NACIONAL DE **HIDROCARBUROS**

Rueda de prensa: Informe de Reservas y Recursos - IRR 2023

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



Mayo de 2024

Energía ⚡ del Cambio

Agenda



Contexto general del IRR 2023



| Empresas que presentaron | 2022 | 2023 |
|--|--|--|
| | 62 | 63 |
| Cantidad de empresas auditoras externas | 11 Boury Global; DeGolyer; Gaffney; GLJ; GMAS; McDaniel; Neoil Energy; Netherland; Petrotech; Ryder Scott; SGS; | 11 Boury Global; DeGolyer; Gaffney; GLJ; GMAS; McDaniel; Neoil Energy; Netherland; Petrotech; Ryder Scott; Sproule B.V. |
| Total campos informados | 474 | 452 |

| Tipos de Hidrocarburos | Cantidad de campos que reportan reservas y recursos 2023 |
|--|--|
| Petróleo | 285 |
| Petróleo y gas (asociado) | 92 |
| Gas | 38 |
| Campos con reservas en cero | 23 |
| Campos inactivos ECP | 12 |
| Campos con carta de suspensión por fuerza mayor | 2 |

Las reservas 1P en petróleo el 99,52% fueron certificadas por un tercero, mientras que en las de gas el 99,35%.

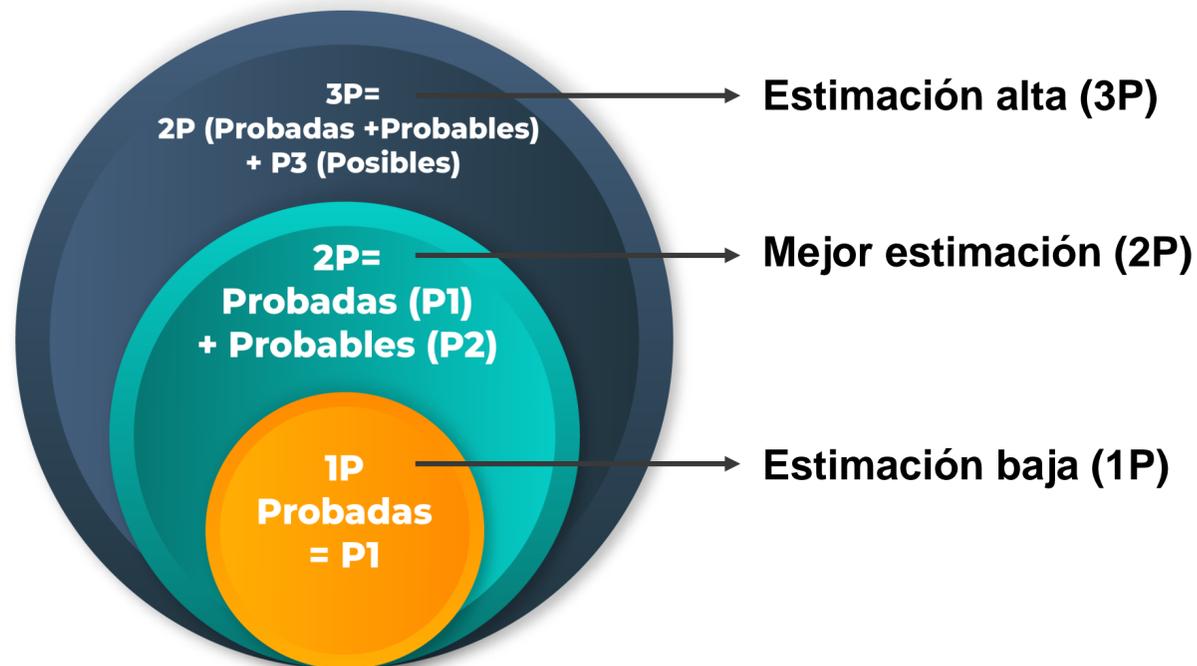
Las reservas 1P deben ser certificadas por un tercero si las mismas son superiores a 1 millón de barriles de petróleo equivalente (Mbpe), aunque algunos campos con reservas inferiores a este mínimo presentaron la certificación correspondiente

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 reúne 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



Reservas Posibles (P3):

Cantidades incrementales de petróleo o gas con certeza mayor o igual de 10% y menor del 50%.

Reservas Probables (P2):

Cantidades incrementales de petróleo o gas con certeza mayor o igual de 50% y menor que el 90%.

Reservas Probadas (P1):

Cantidades de petróleo o gas con certeza razonable mayor o igual de 90%.

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



Colombia mantiene la relación reservas/producción petrolera por encima de los 7 años



La relación reservas/producción de gas ha disminuido 1 año



A 31 de diciembre de 2023, el país ha incrementado significativamente sus recursos contingentes tanto de petróleo como de gas (18% y 29% respectivamente).



En el periodo 2014 a agosto 2022 el promedio de descubrimientos de gas fue de 3,6 por año; en el periodo septiembre de 2022 a mayo de 2024 es de 7,6 descubrimientos por año.



Se ha incrementado la producción de petróleo y por ende el recaudo de regalías en los dos últimos años.



Se mantiene la actividad exploratoria. El 53% de todos los pozos exploratorios perforados en los últimos cuatro años, se han hecho entre el 7 de agosto de 2022 y el 31 de diciembre de 2023.

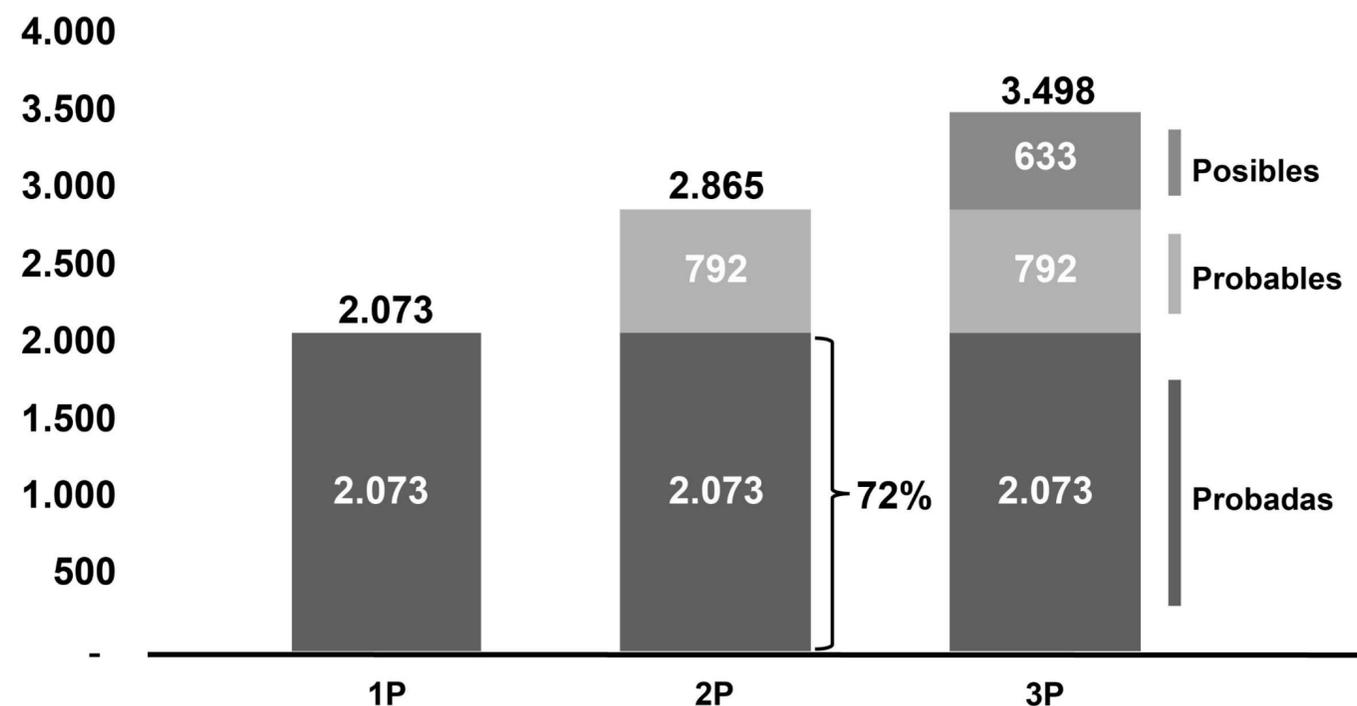
Comportamiento de las reservas y recursos de petróleo en el 2023



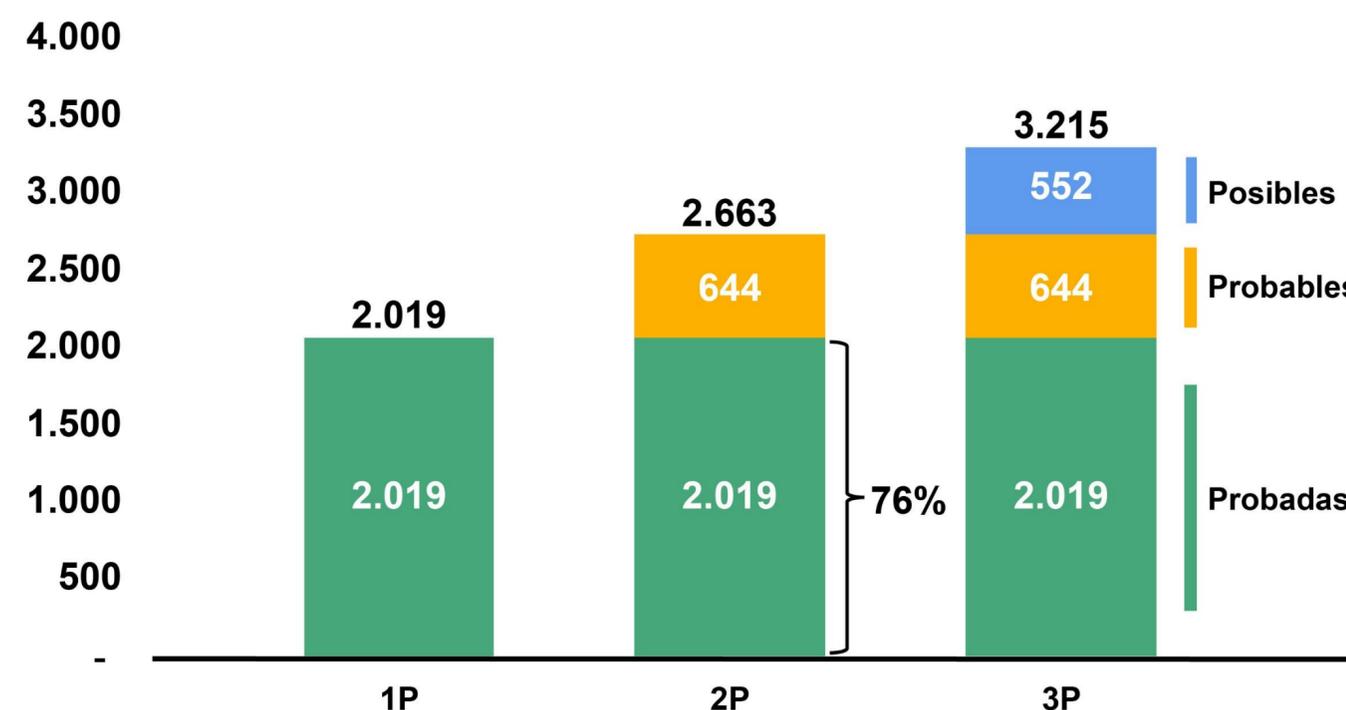
Análisis de las reservas de petróleo

31 de diciembre 2023

Reservas a 31 de diciembre de 2022 (Mbl)



Reservas a 31 de diciembre de 2023 (Mbl)



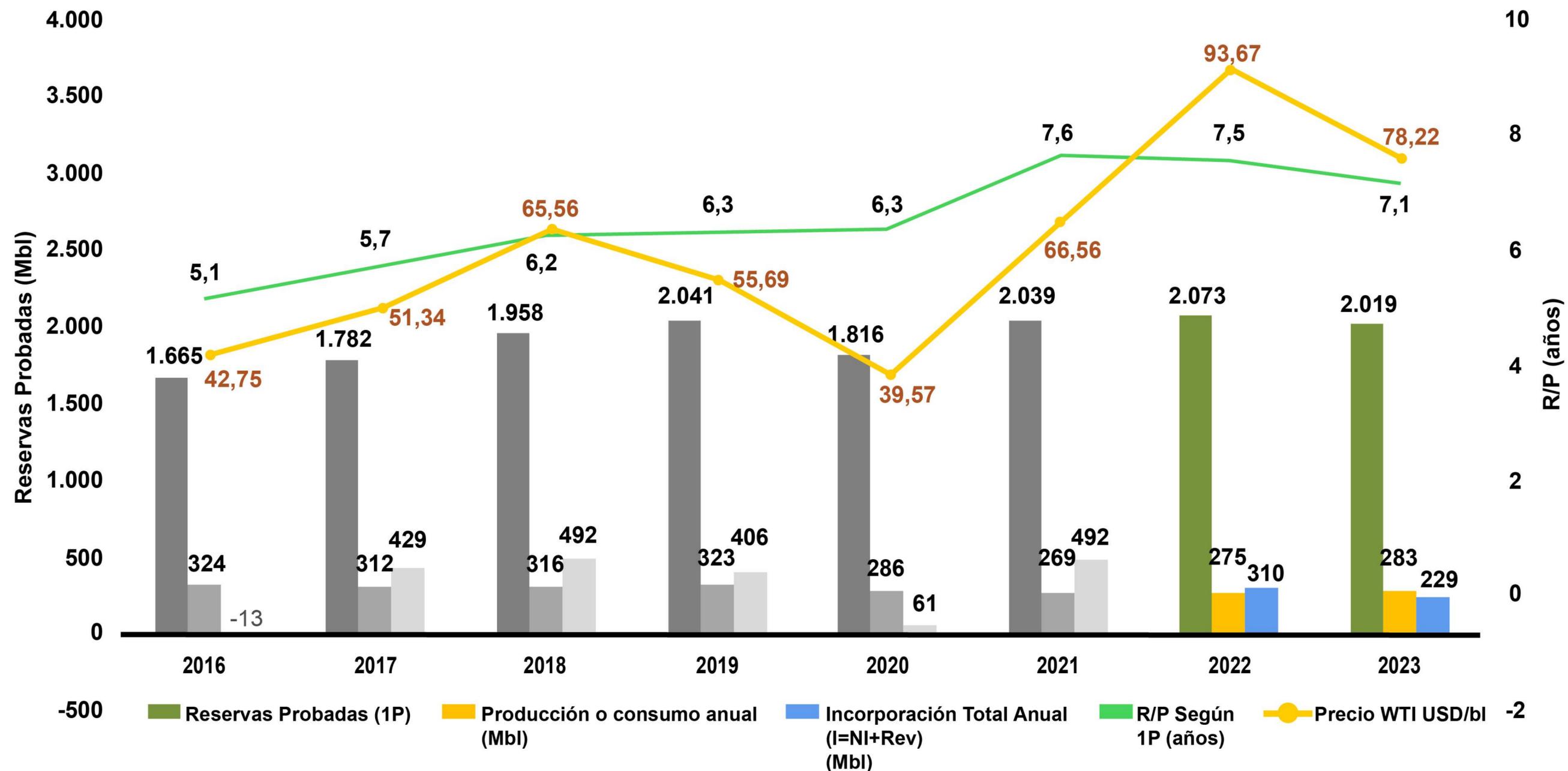
El 76% de los recursos 2P (mejor estimación) son reservas probadas 1P.

Esto significa que, por cada 5 barriles de petróleo en reservas que tiene el país en la categoría 2P (mejor estimación), 3,8 se encuentran en 1P.

*Incluye condensados
Mbl: Millones de barriles

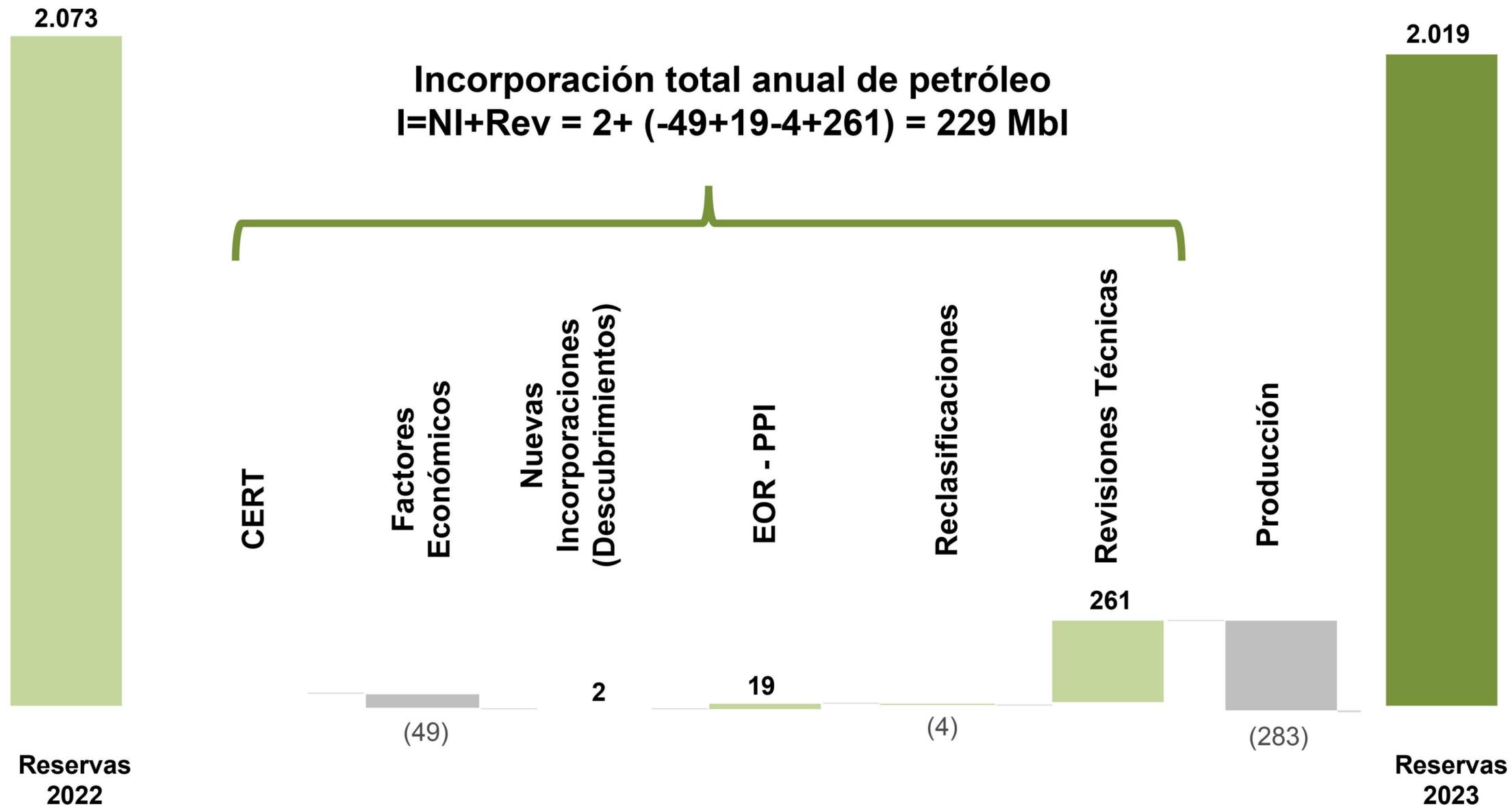
1P: Indica la estimación baja de Reservas (Igual a P1)
2P: Mejor estimación de Reservas (P1+P2)
3P: Estimación alta de Reservas (P1+P2+P3)

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



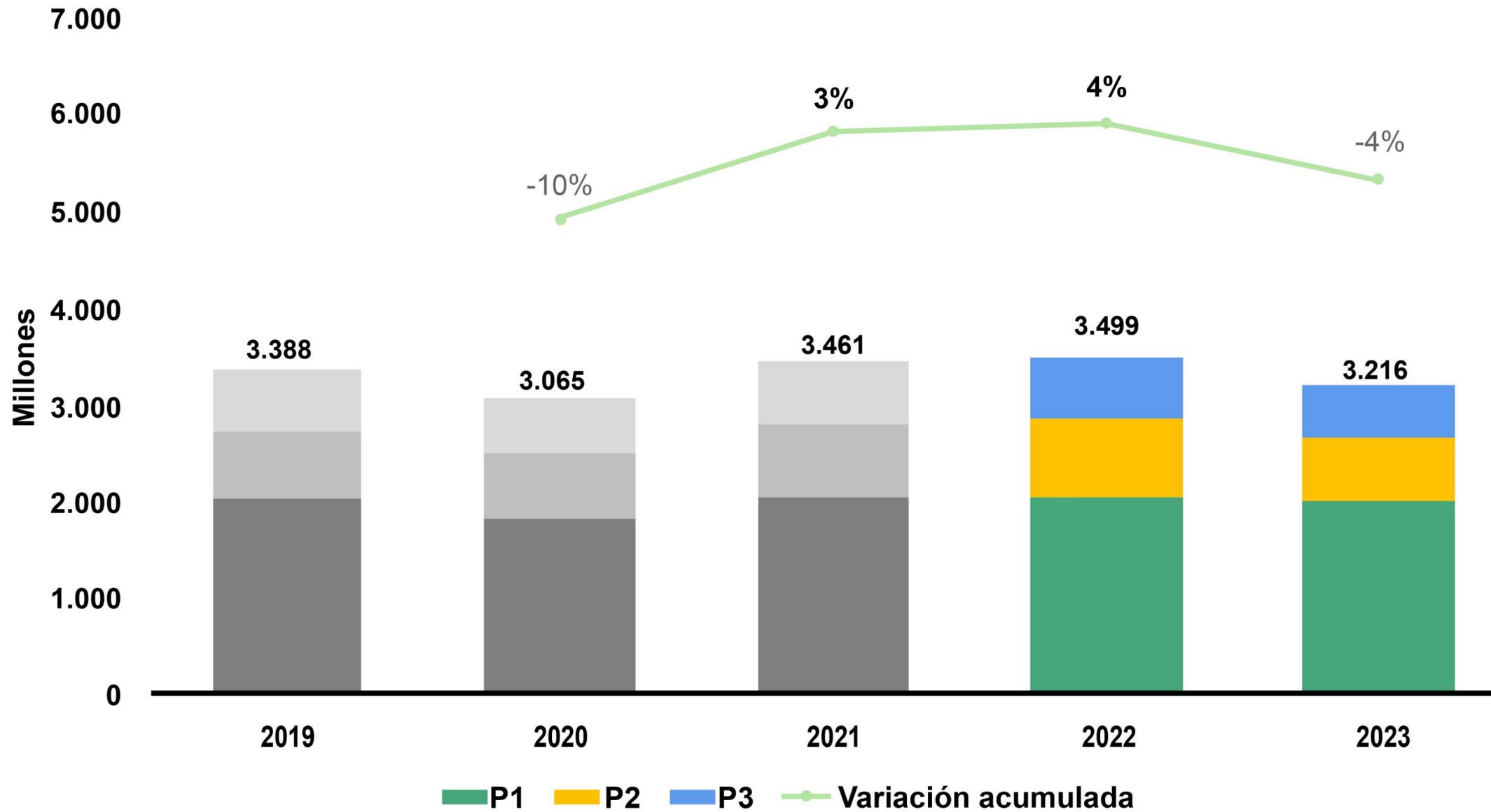
*Incluye condensados
Mbl: Millones de barriles

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



Para el 2023, por cada 5 barriles producidos, se repusieron 4,05 barriles.

Variación acumulada de las reservas de petróleo 3P 2019 – 2023 (Mbl)



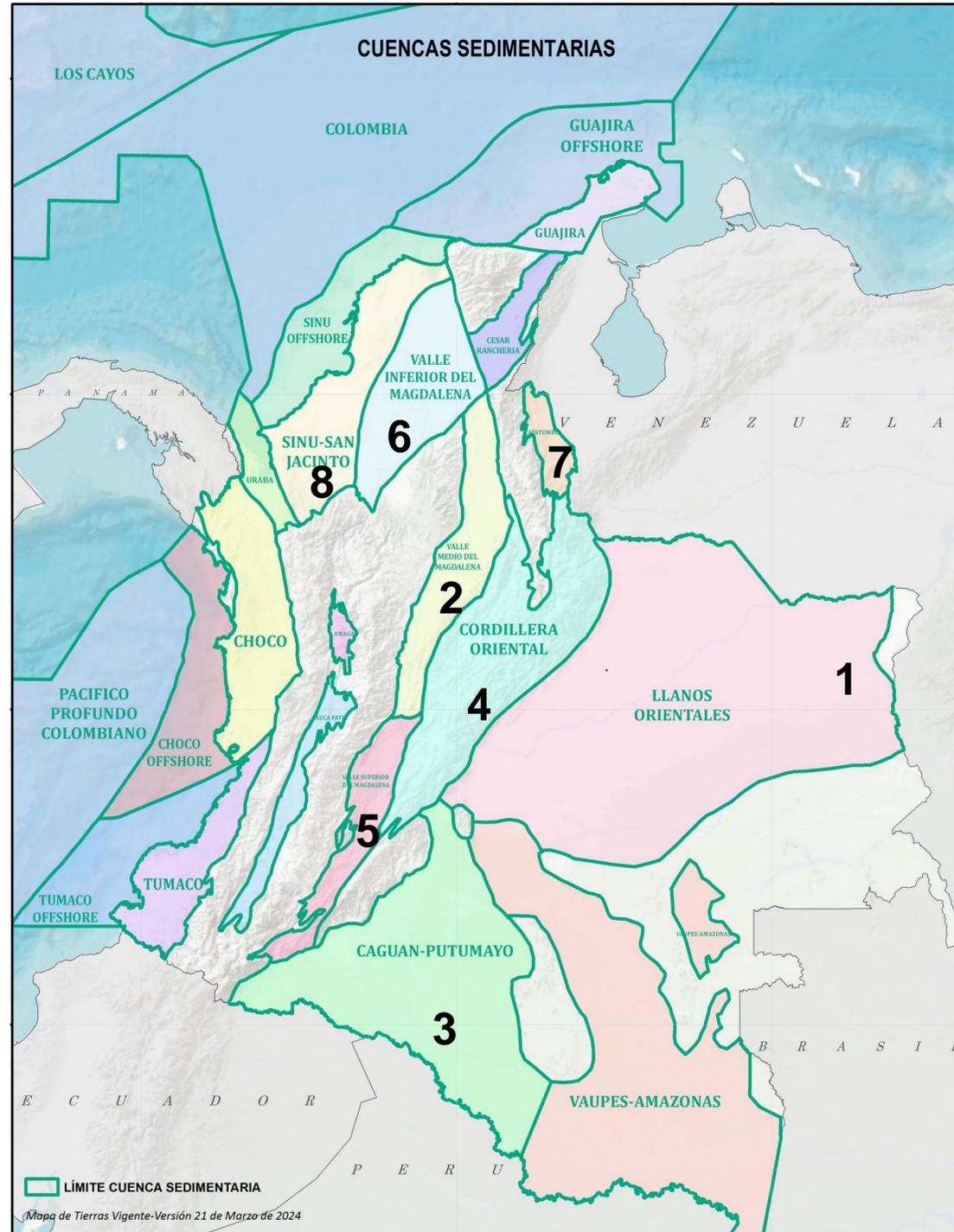
Descontando la producción entre el año 2019 y 2023 (1.437 Mbl) el país solo ha utilizado el 4% de sus reservas totales (3P).

Al comparar 2023 vs 2019 (último año antes de pandemia) se encuentra que el país solo ha usado el 5% de sus reservas totales (3P).

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)

Reservas probadas por cuenca sedimentaria (Mbl)



| ID | CUENCA | 1P | % |
|---------|------------------------------|-------|-------|
| 1 | LLANOS ORIENTALES | 1.470 | 72,8% |
| 2 | VALLE MEDIO DEL MAGDALENA | 316 | 15,7% |
| 3 | CAGUAN PUTUMAYO | 82 | 4,1% |
| 4 | CORDILLERA ORIENTAL | 74 | 3,7% |
| 5 | VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA | 59 | 2,9% |
| 6 | VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA | 8 | 0,4% |
| 7 | CATATUMBO | 8 | 0,4% |
| 8 | SINÚ SAN JACINTO | 1 | 0,0% |
| TOTALES | | 2.019 | 100% |

88%

Mbl: Millones de barriles

Análisis de los recursos contingentes de petróleo

31 de diciembre 2023

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.

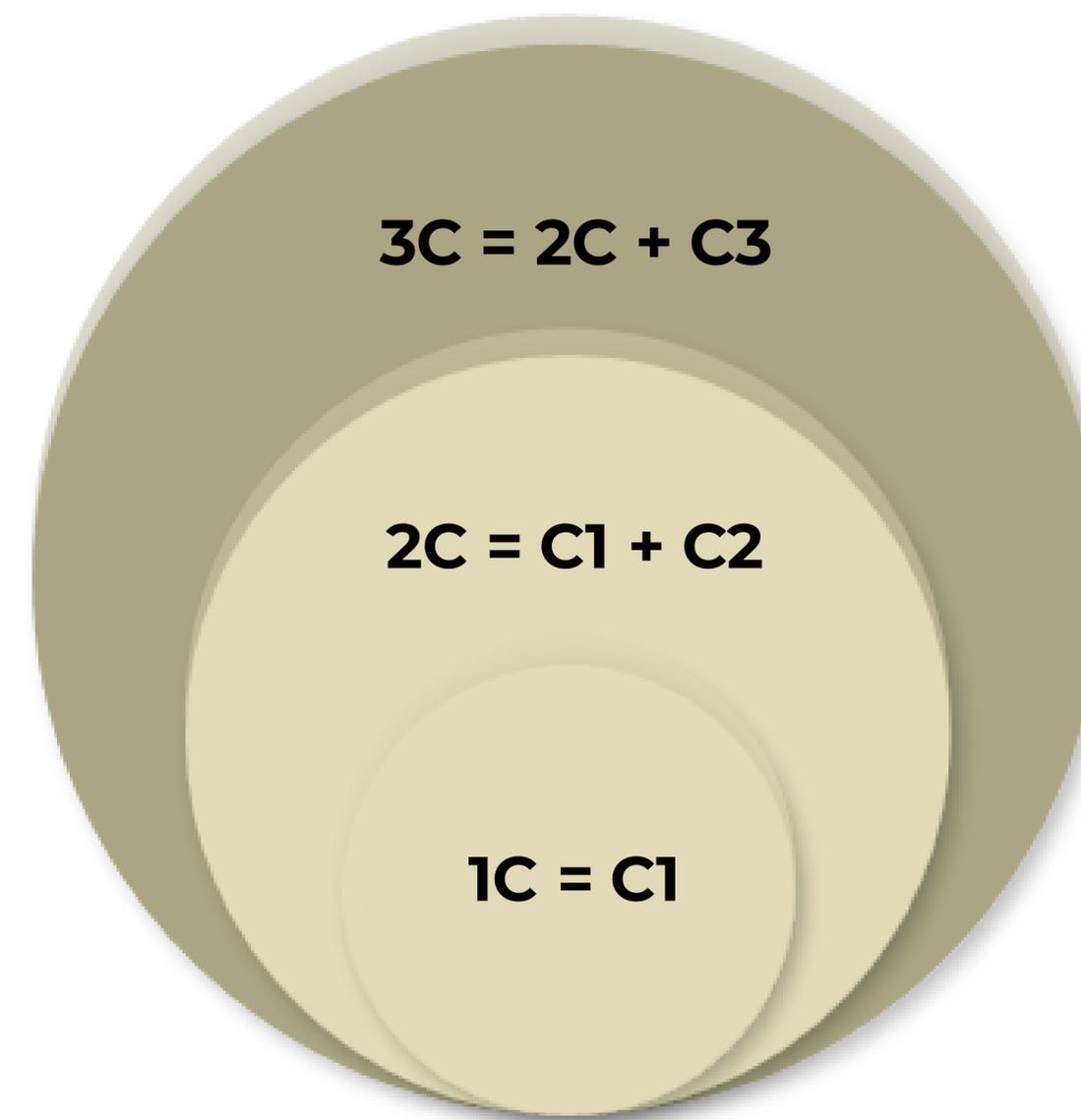
Técnica: Cuando la recuperación comercial es dependiente de tecnologías aún en desarrollo o la evaluación técnica de la acumulación es insuficiente para determinar la comercialidad.

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.

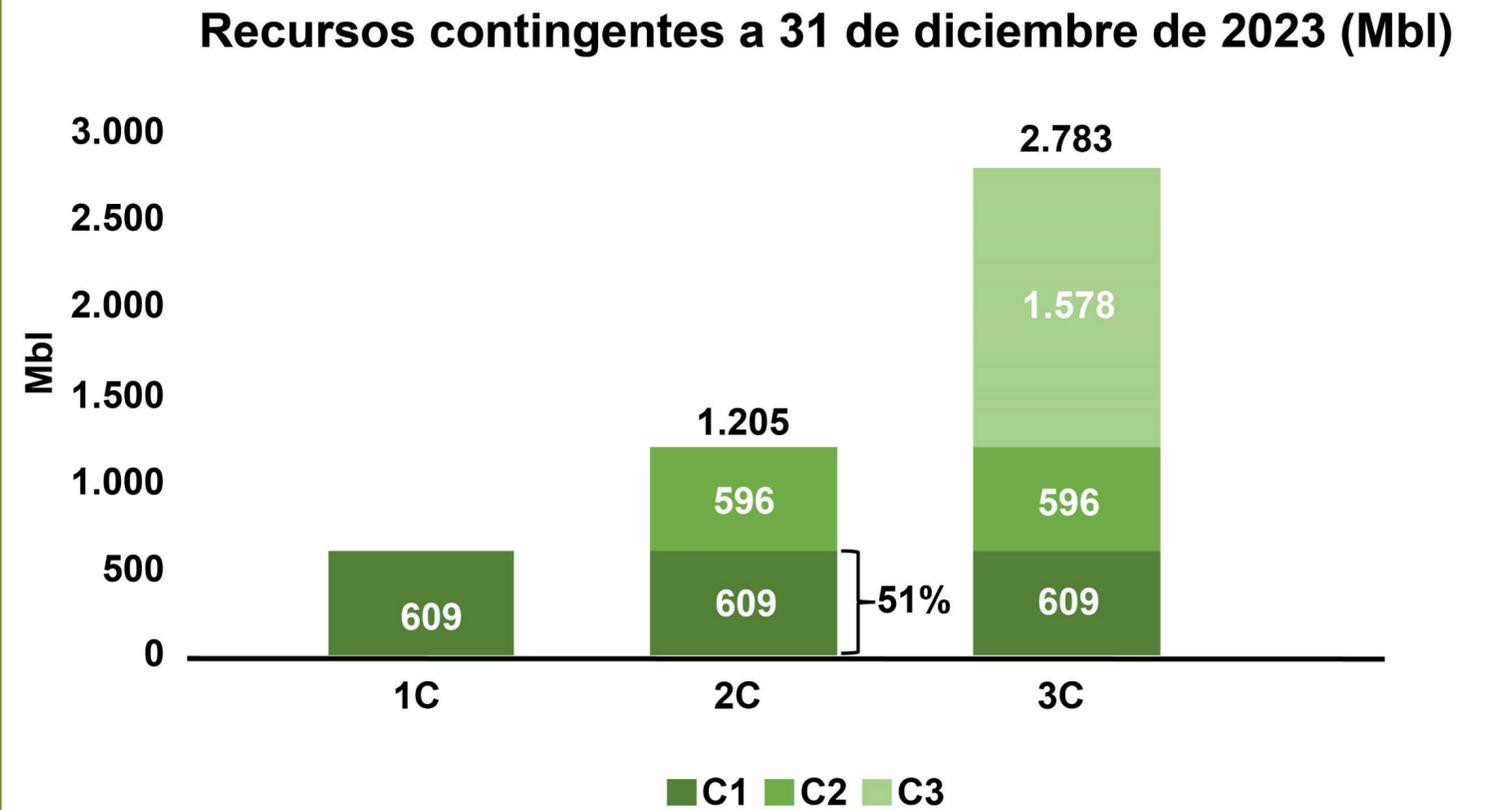
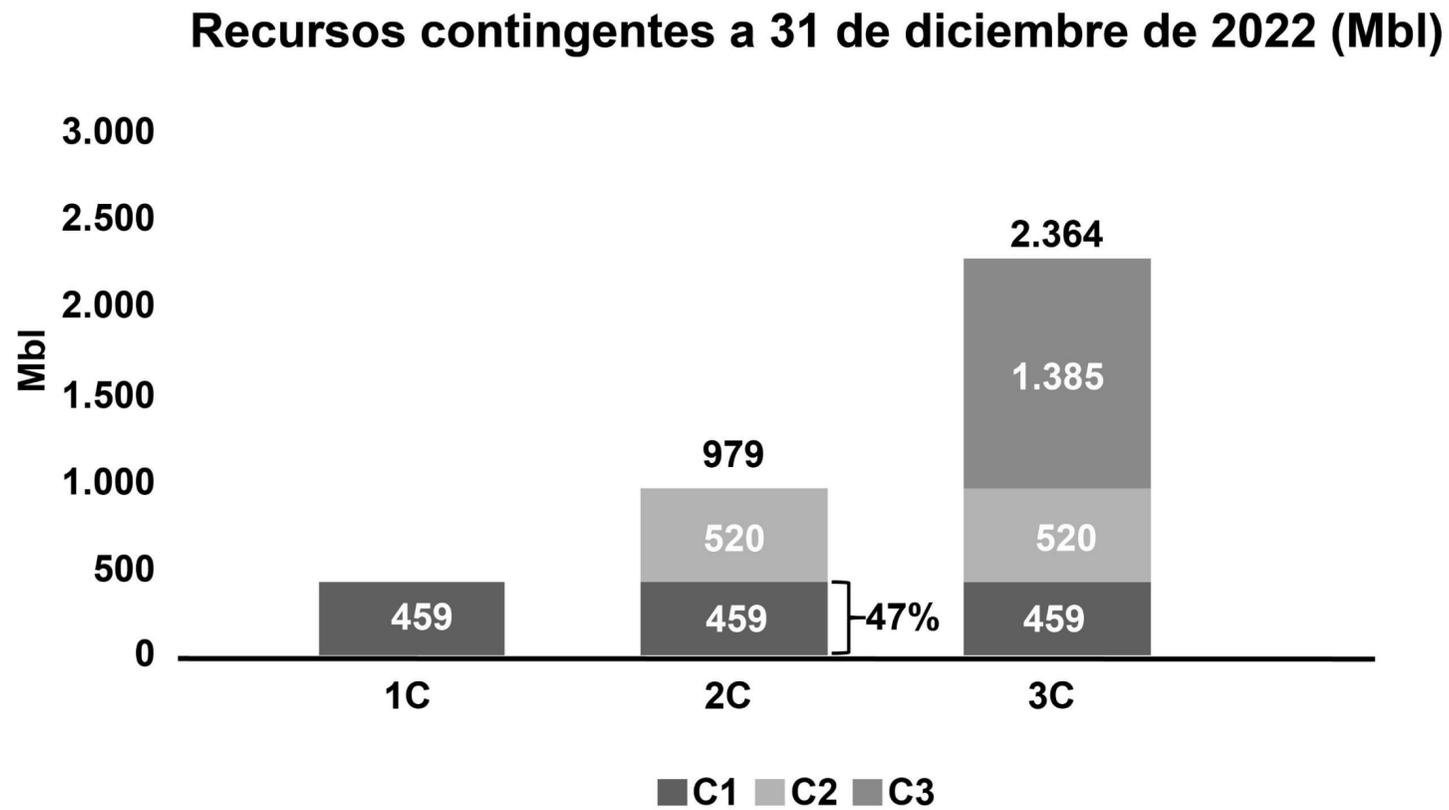
Asuntos Legales y/o Contractuales: Contingencias asociadas a obligaciones, requerimientos contractuales o impedimentos legales que impactan en la comercialidad del proyecto.

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

Estimación de recursos contingentes



Comportamiento de los recursos contingentes de petróleo 2022 – 2023 (Mbl)

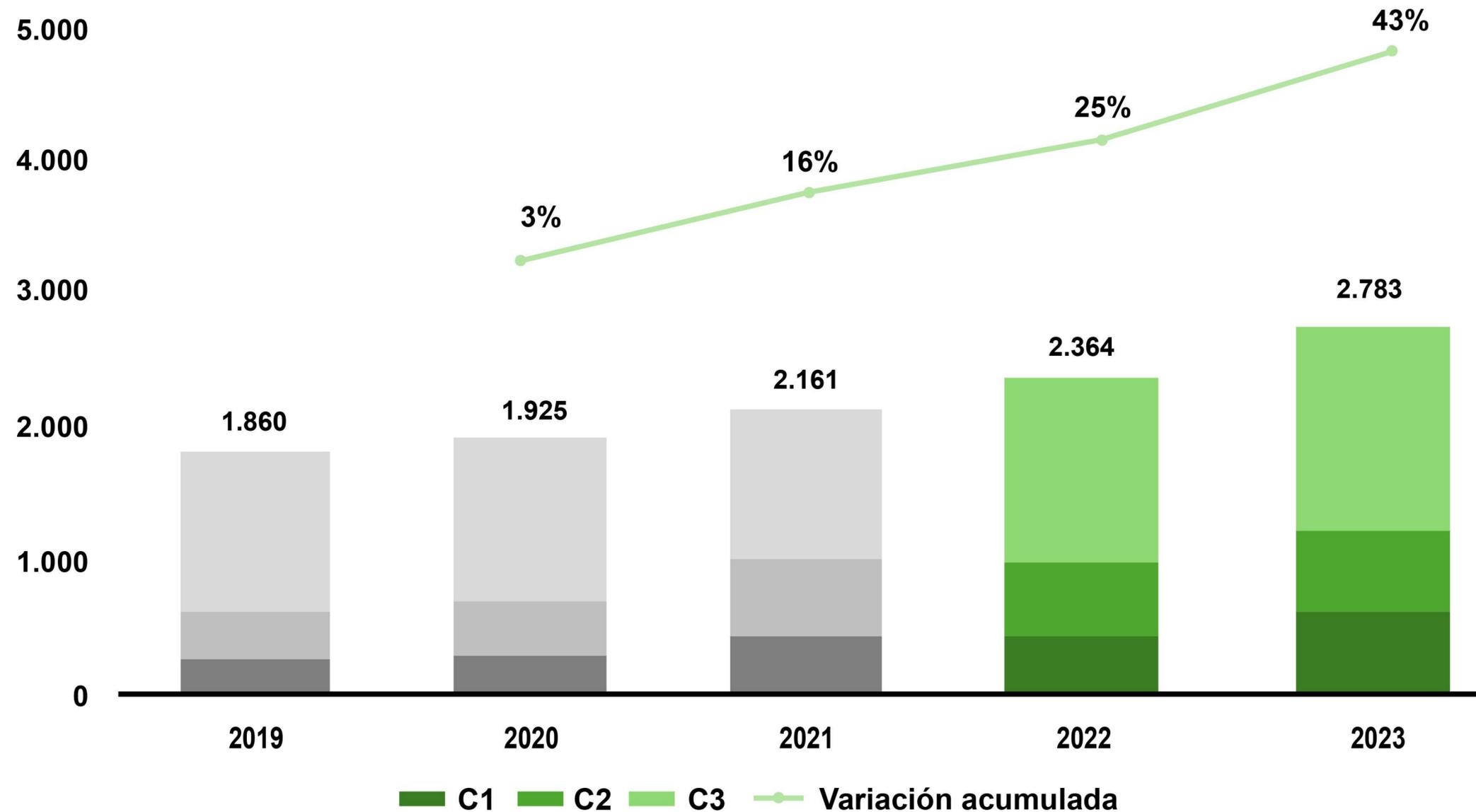


A 31 de diciembre de 2023 en el país habían 2.783 Mbl **descubiertos y potencialmente recuperables (3C)**, un 18% más que en el 2022.

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)

Variación acumulada de los recursos contingentes de petróleo 3C 2019 – 2023 (Mbl)

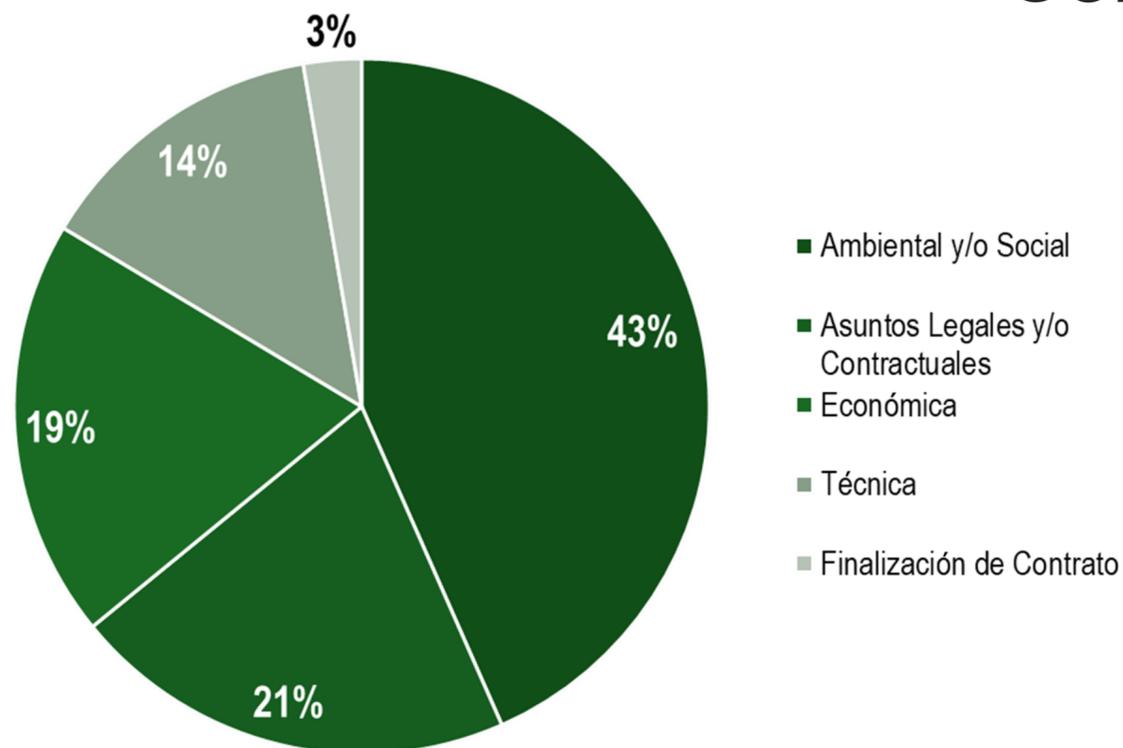


Entre el 2019 y 2023 los recursos contingentes 3C han aumentado al 43%.

Al comparar 2023 vs 2019 (último año antes de pandemia) se encuentra que el país aumentó sus recursos contingentes 3C en un 50%.

Mbl: Millones de barriles

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



| Contingencia | 2023 | |
|-----------------------------------|---------------|-------------|
| | Volumen (Mbl) | Porcentaje |
| Ambiental y/o social | 1.208 | 43% |
| Asuntos Legales y/o contractuales | 576 | 21% |
| Económica | 542 | 19% |
| Técnica | 382 | 14% |
| Finalización de contrato | 75 | 3% |
| Total | 2.783 | 100% |

→ 83%

| Contingencia | Observaciones |
|---|---|
| Ambiental y/o Social (1.208 Mbl, 43%) | Estos recursos requieren trámites ambientales, en especial socializaciones y manejo con las comunidades para proceder con los nuevos proyectos. |
| Asuntos Legales y/o Contractuales (576 Mbl, 21%) | 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. |
| Económica (542 Mbl, 19%) | Proyectos que, en las condiciones actuales, no cuentan con evaluación económica positiva para la maduración comercial. |
| Técnica (382 Mbl, 14%) | Corresponden a proyectos destacados de recuperación mejorada que están en pilotos o a proyectos donde se está probando nueva tecnología. |
| Finalización de Contrato (75 Mbl, 3%) | Campos que reportan recursos contingentes más allá de la finalización del contrato. |

Mbl: Millones de barriles

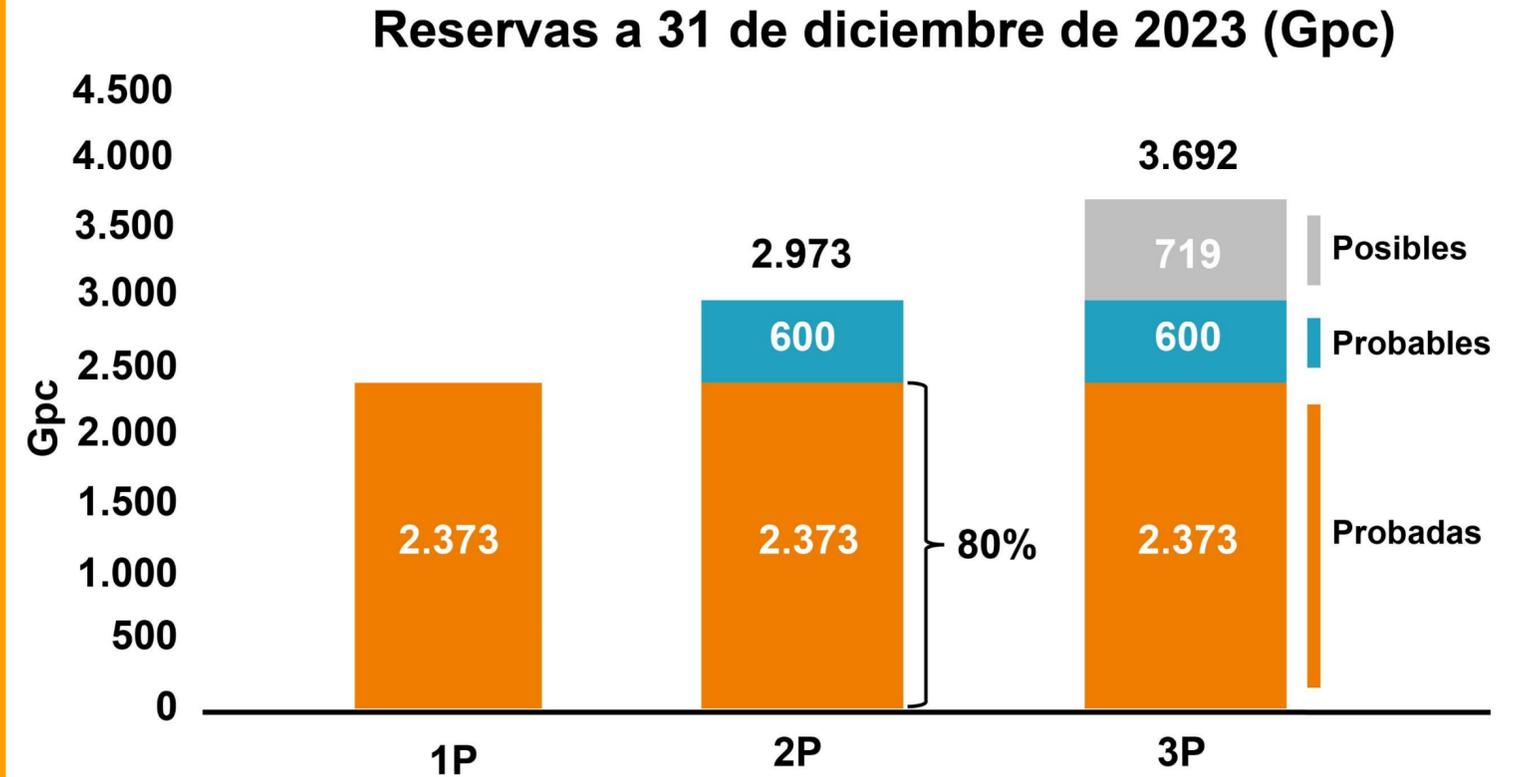
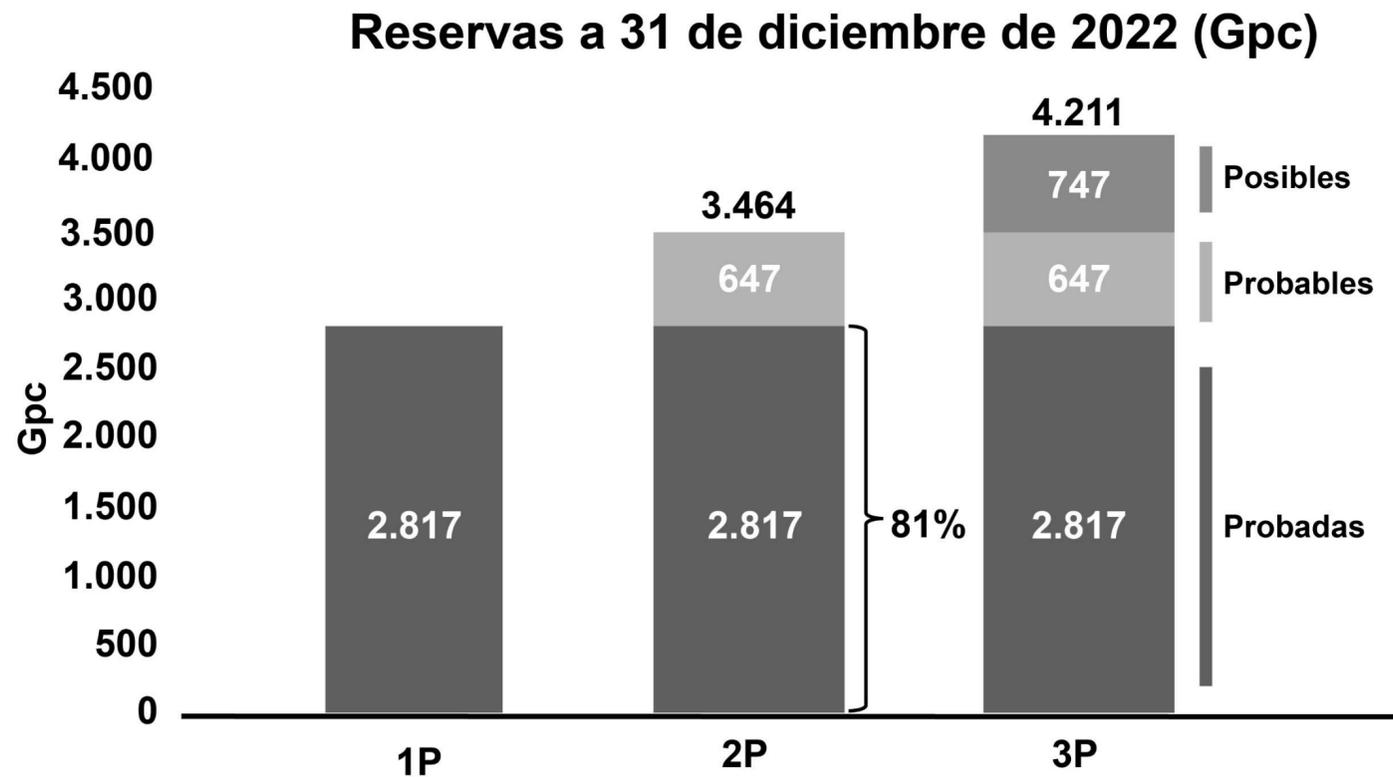
Comportamiento de las reservas y recursos de gas en el 2023



Análisis de las reservas de gas

31 de diciembre 2023

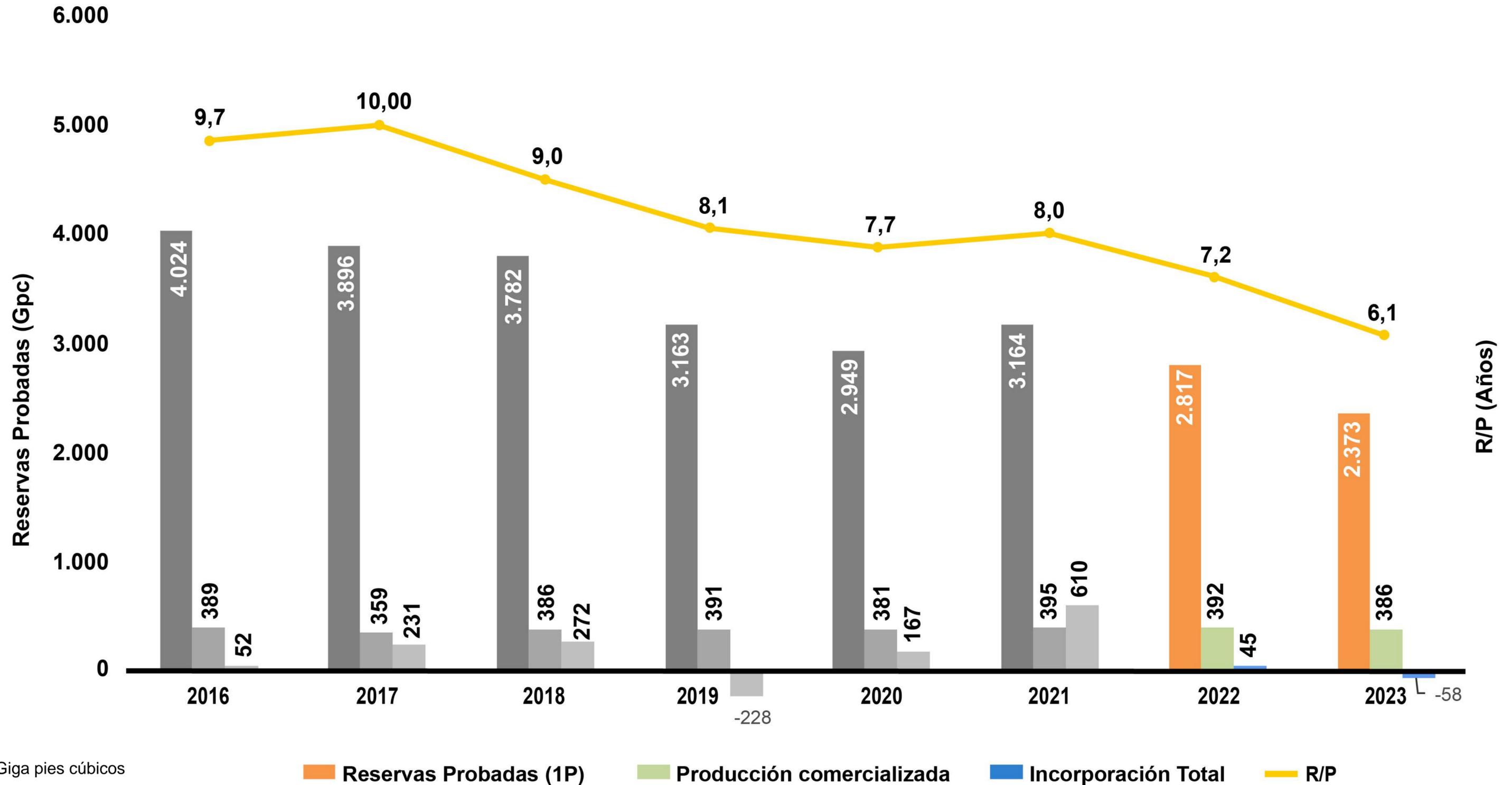
Comportamiento de las reservas de gas 2022 – 2023 (Gpc)



El 80% de las reservas 2P (mejor estimación) son reservas probadas 1P.

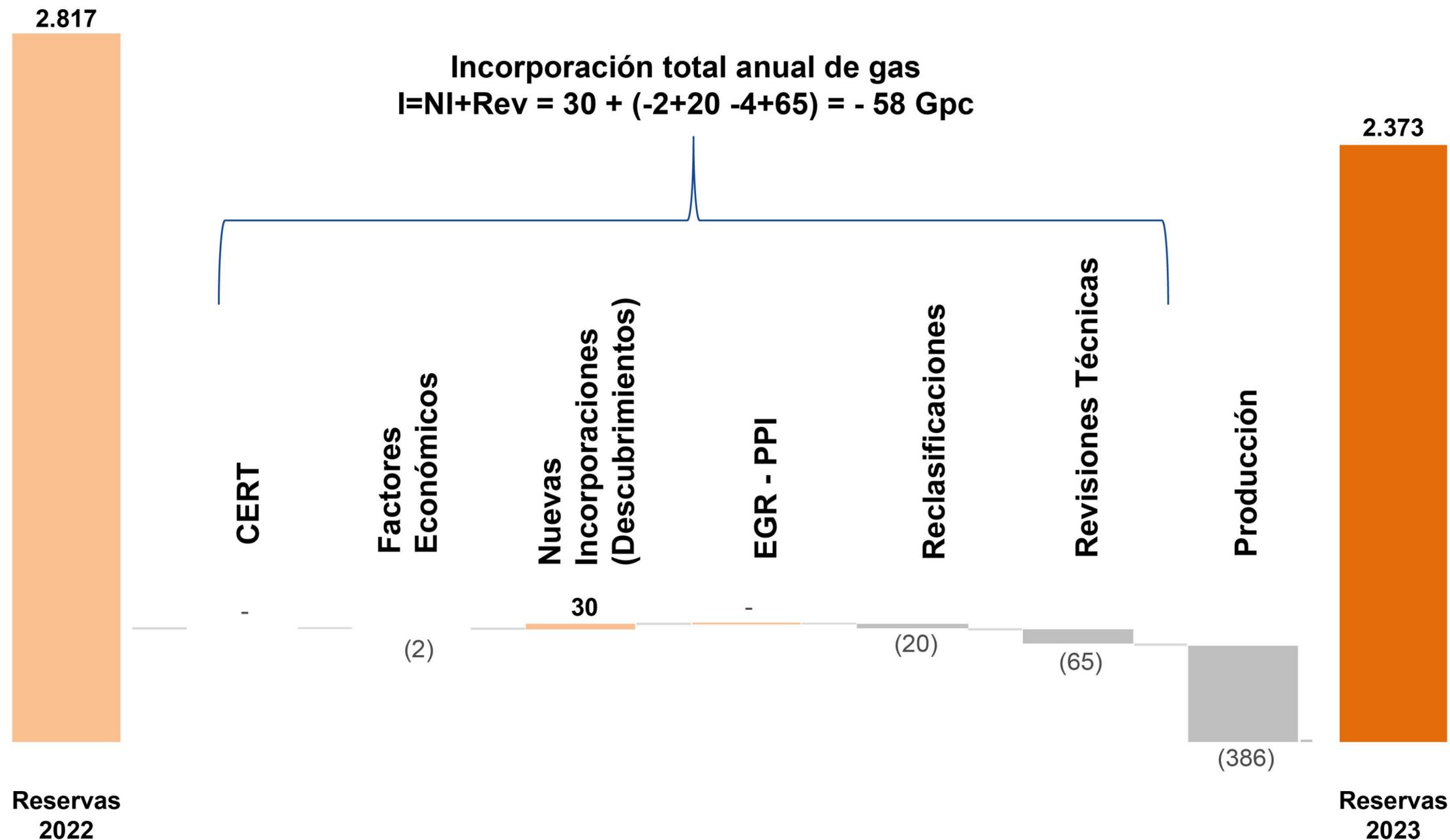
Esto significa que por cada 5 pies cúbicos de Gas en reservas que tiene el país en la categoría 2P (mejor estimación), 4 se encuentran en la 1P.

Comportamiento histórico de reservas probadas 1P de gas (Gpc)



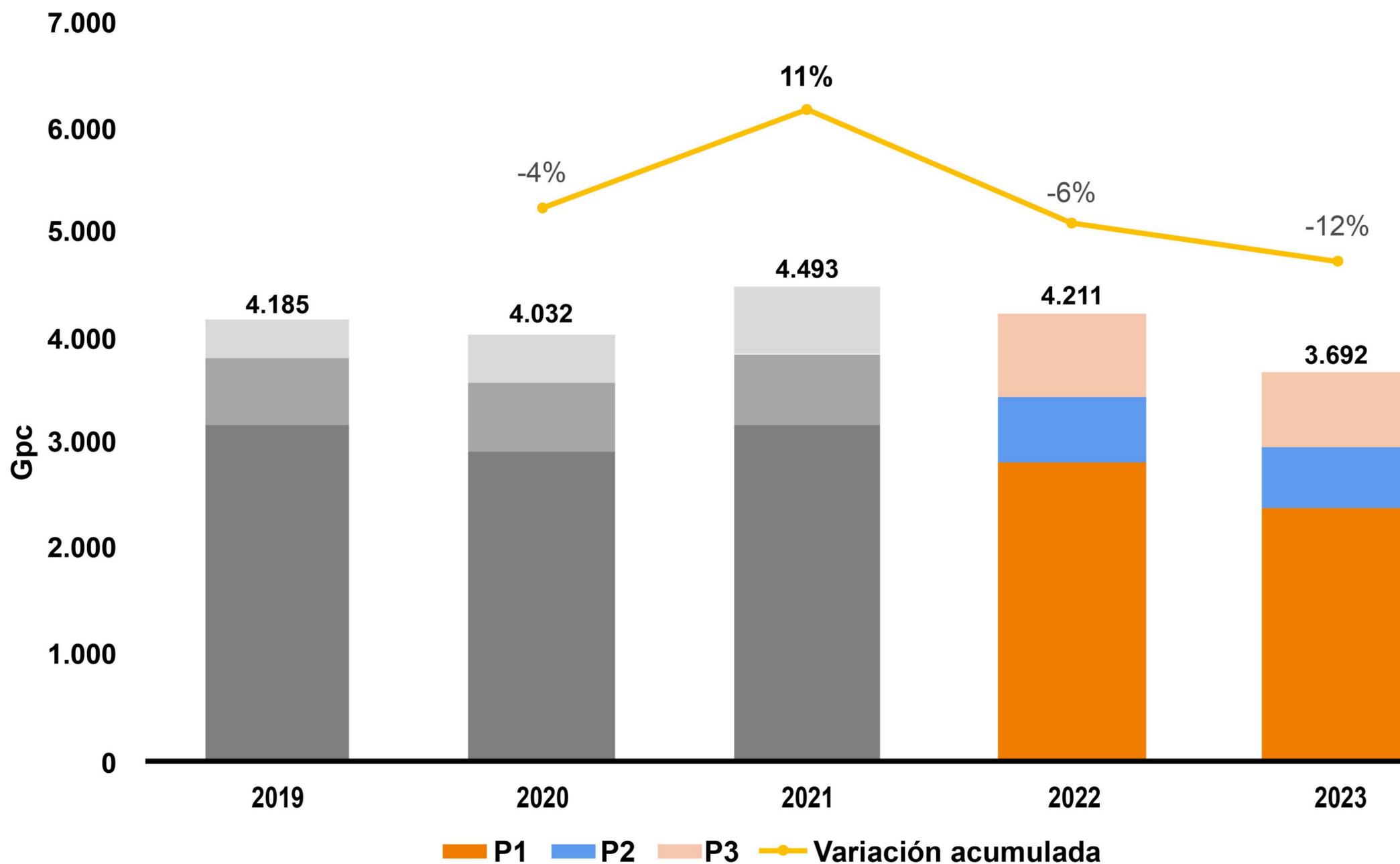
Gpc: Giga pies cúbicos

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



Para el 2023, las reclasificaciones y las revisiones técnicas superaron los descubrimientos.

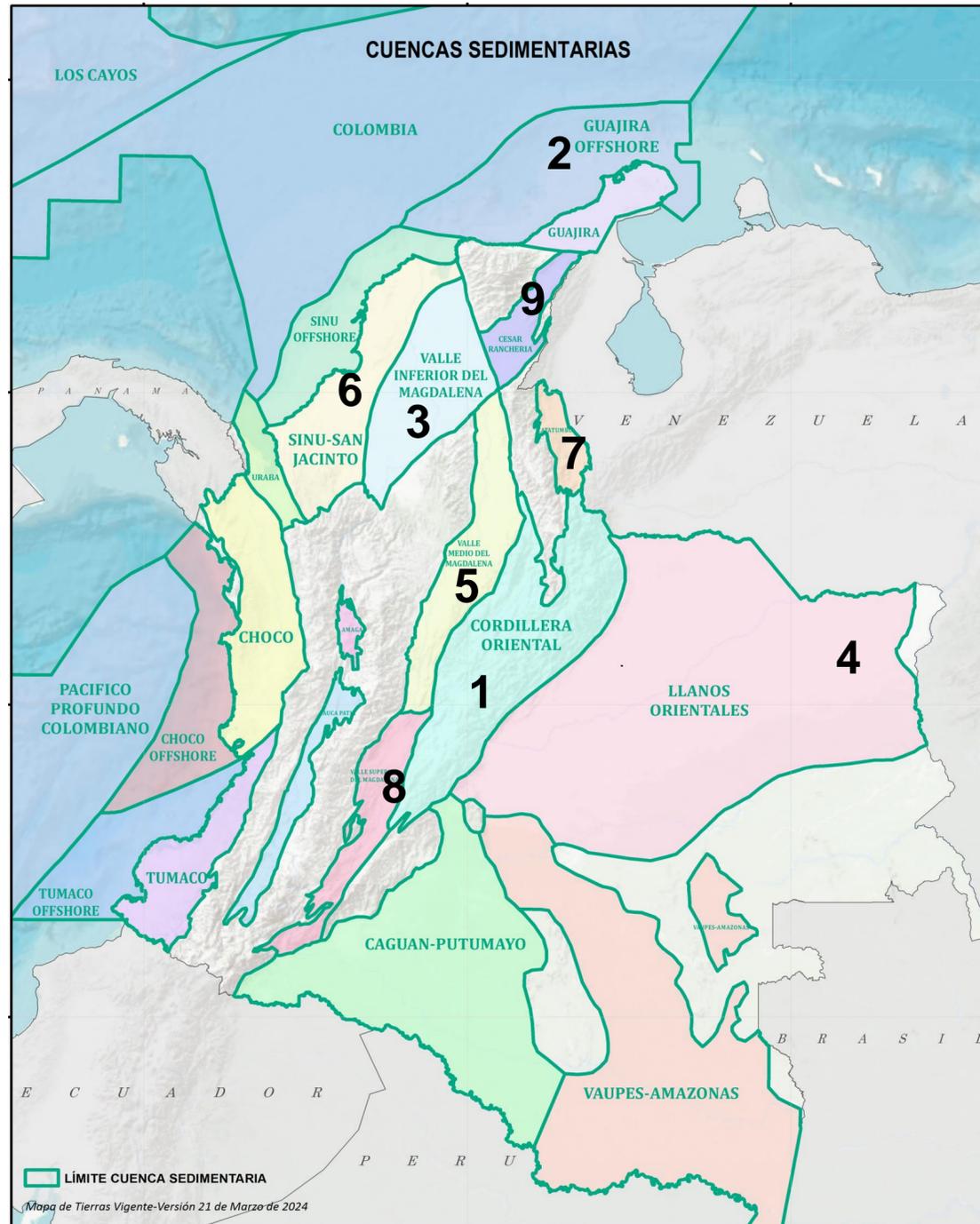
Variación acumulada de las reservas de gas 3P 2019 – 2023 (Gpc)



Descontando la producción entre el año 2019 y 2023 (1.925 Gpc) el país solo ha utilizado el 12% de sus reservas totales (3P).

Al comparar 2023 vs 2019 (último año antes de pandemia) se encuentra que el país solo ha usado el 11% de sus reservas totales (3P).

Reservas probadas 1P de gas por cuenca sedimentaria (Gpc)



| ID | CUENCA | 1P | % |
|----------------|------------------------------|--------------|-------------|
| 1 | CORDILLERA ORIENTAL | 1.031 | 43,5% |
| 2 | GUAJIRA OFFSHORE | 456 | 19,2% |
| 3 | VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA | 386 | 16,3% |
| 4 | LLANOS ORIENTALES | 270 | 11,4% |
| 5 | VALLE MEDIO DEL MAGDALENA | 126 | 5,3% |
| 6 | SINU SAN JACINTO | 81 | 3,4% |
| 7 | CATATUMBO | 11 | 0,4% |
| 8 | VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA | 18 | 0,3% |
| 9 | CESAR RANCHERIA | 4 | 0,2% |
| TOTALES | | 2.373 | 100% |

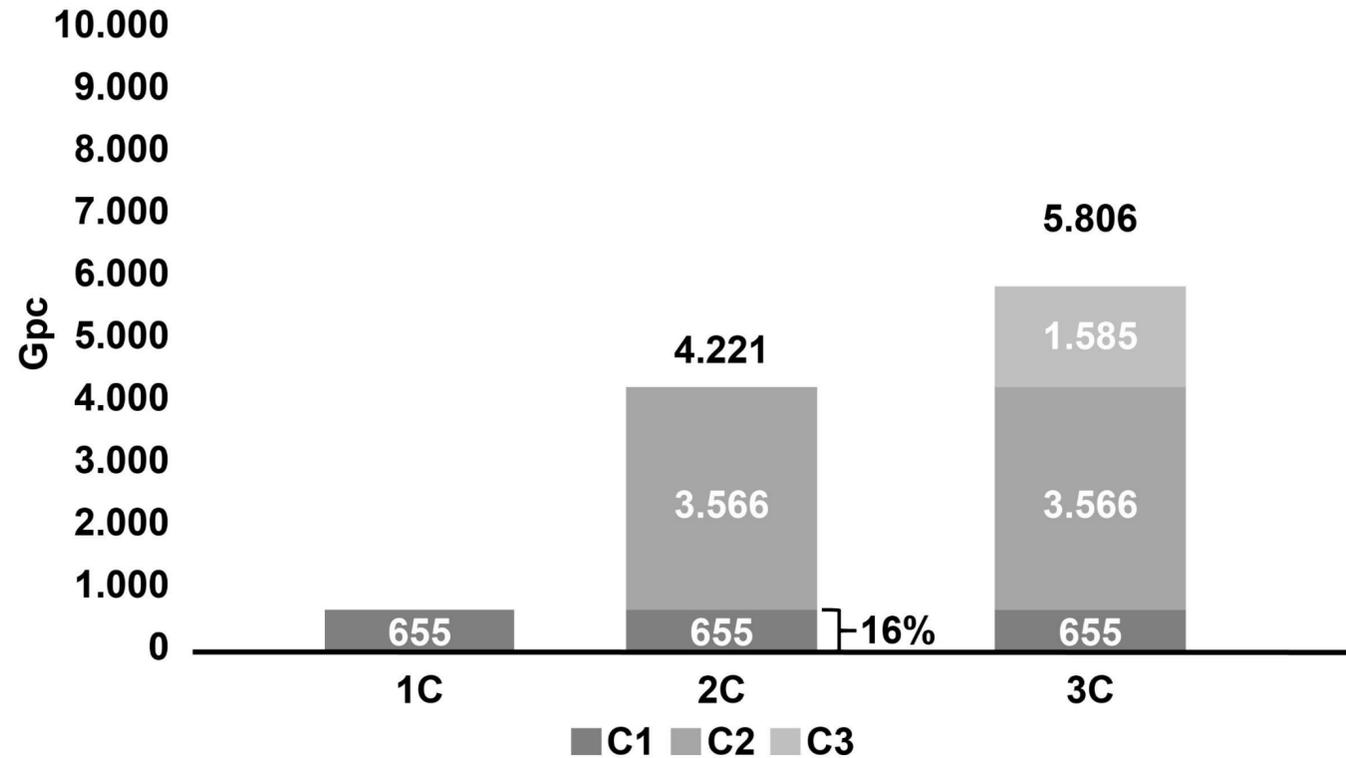
90,4%

Análisis de los recursos contingentes de gas

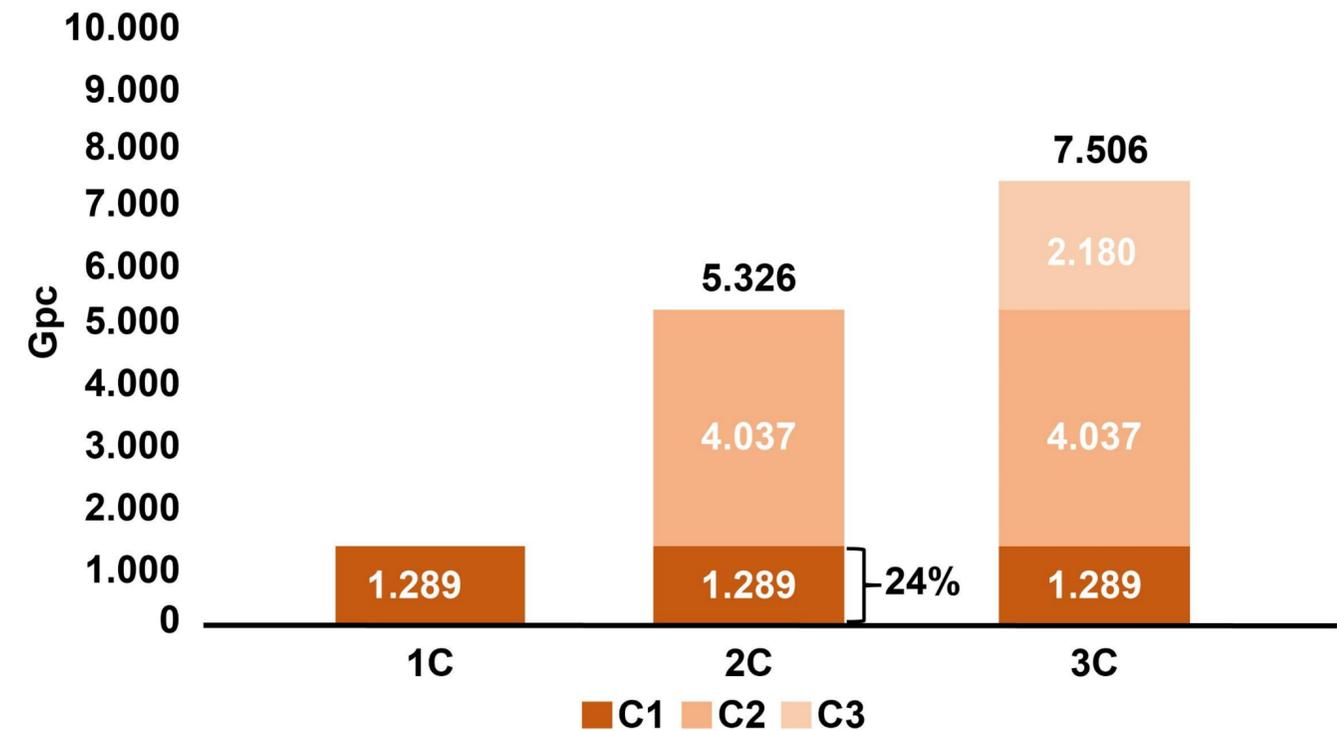
31 de diciembre 2023

Comportamiento de los recursos contingentes de gas 2022 – 2023 (Gpc)

Recursos contingentes a 31 de diciembre de 2022 (Gpc)



Recursos contingentes a 31 de diciembre de 2023 (Gpc)



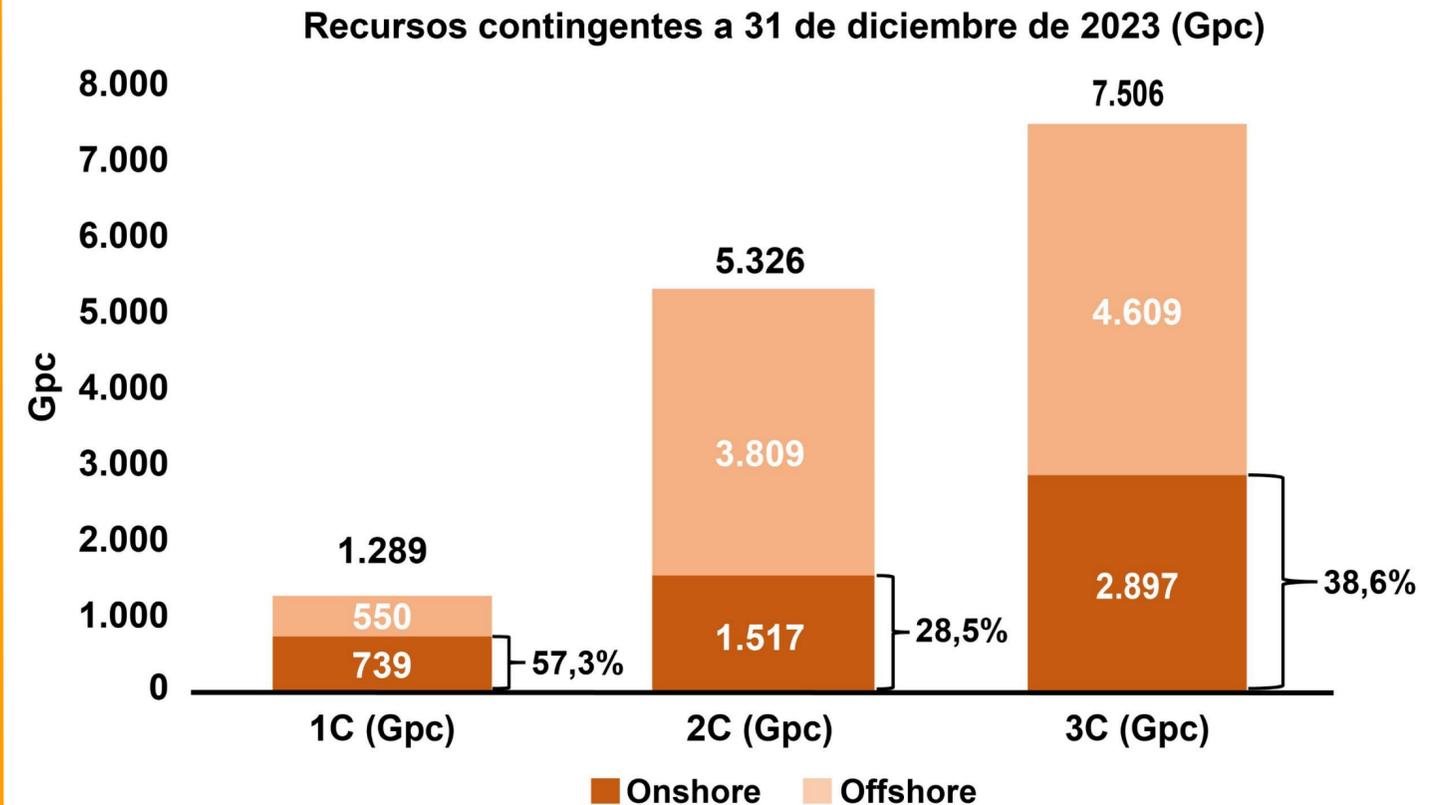
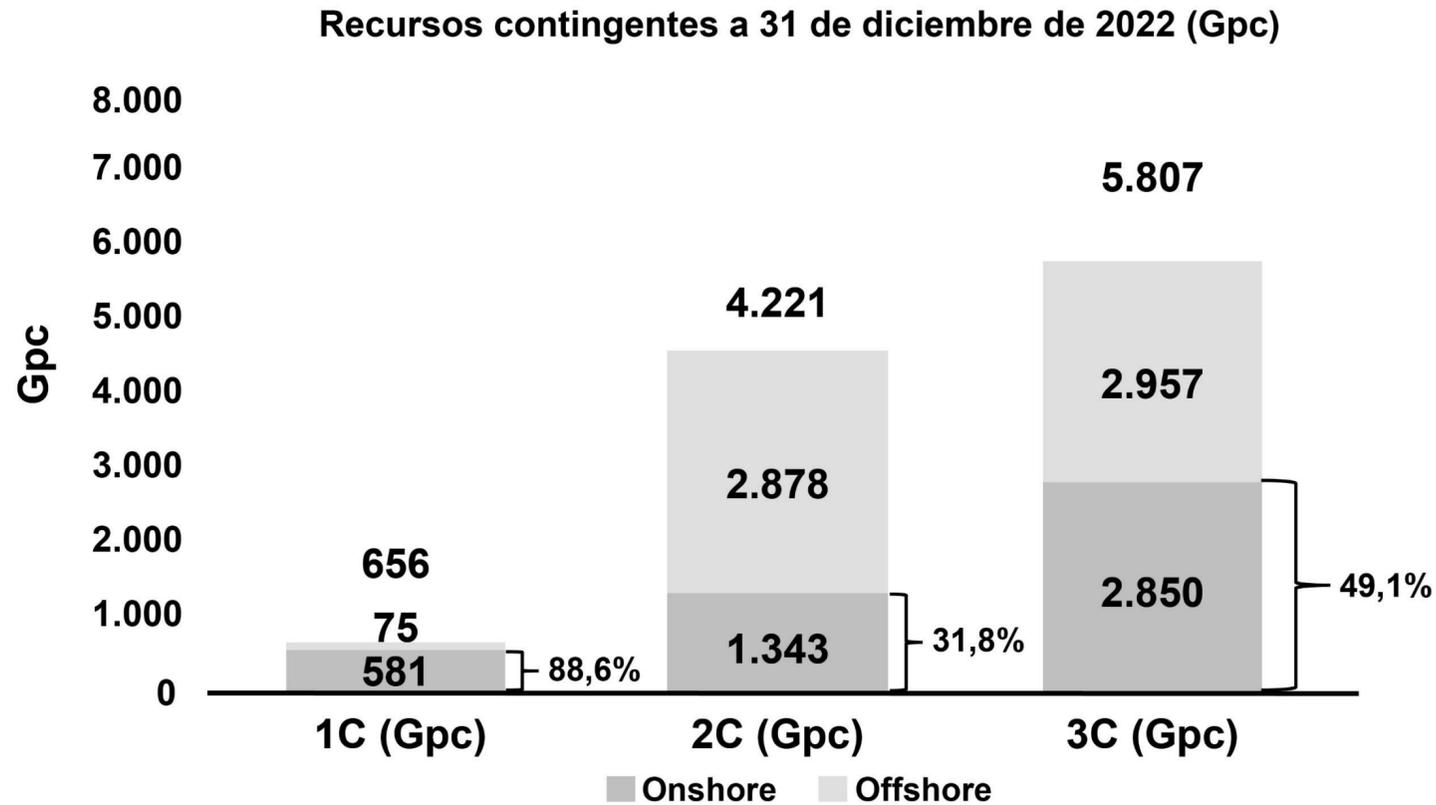
A 31 de diciembre de 2023 había recursos por 7.506 Gpc descubiertos y potencialmente recuperables (3C), un 29 % más que en el 2022.

* En los 7.506 Gpc (3C) no se incluyen 4.631 Gpc de Yacimiento Naturalmente Fracturado (YNF) descubiertos, reportados por la operadora, por requerirse información adicional para completar la caracterización del yacimiento.

Gpc: Giga pies cúbicos

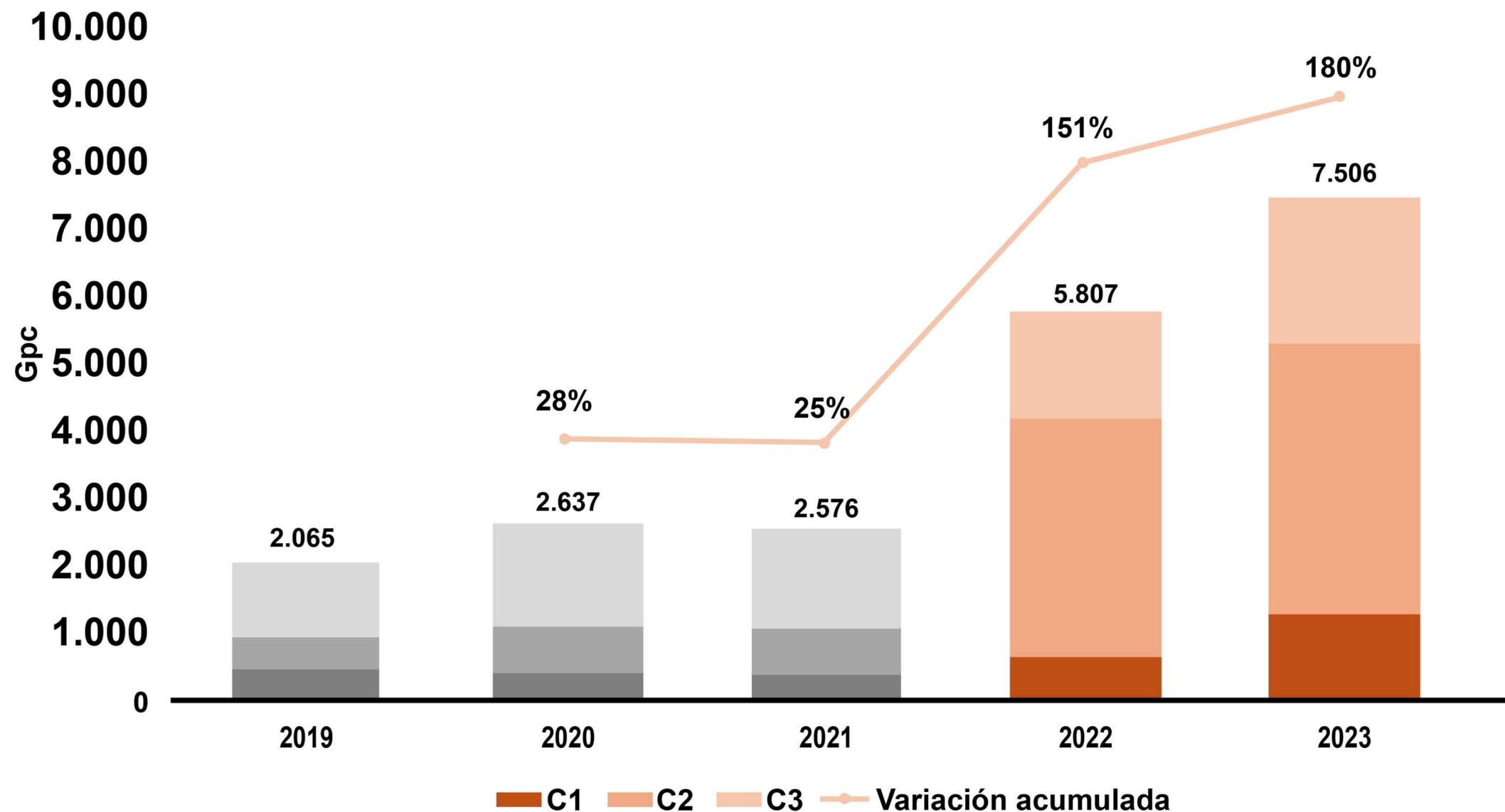
1C: Estimación Baja de Recursos Contingentes (C1)
2C: Mejor estimación de Recursos Contingentes (C1+C2)
3C: Estimación alta de Recursos Contingentes (C1+C2+C3)

Comportamiento de los recursos contingentes de gas 2022 - 2023 (Gpc) Onshore - Offshore



A 31 de diciembre de 2023 el Onshore corresponde a 38,6% (2.897 Gpc) y el Offshore es del 61,4% (4.609 Gpc) de recursos descubiertos y potencialmente recuperables 3C.

Variación acumulada de los recursos contingentes de gas 3C 2019 – 2023 (Gpc)

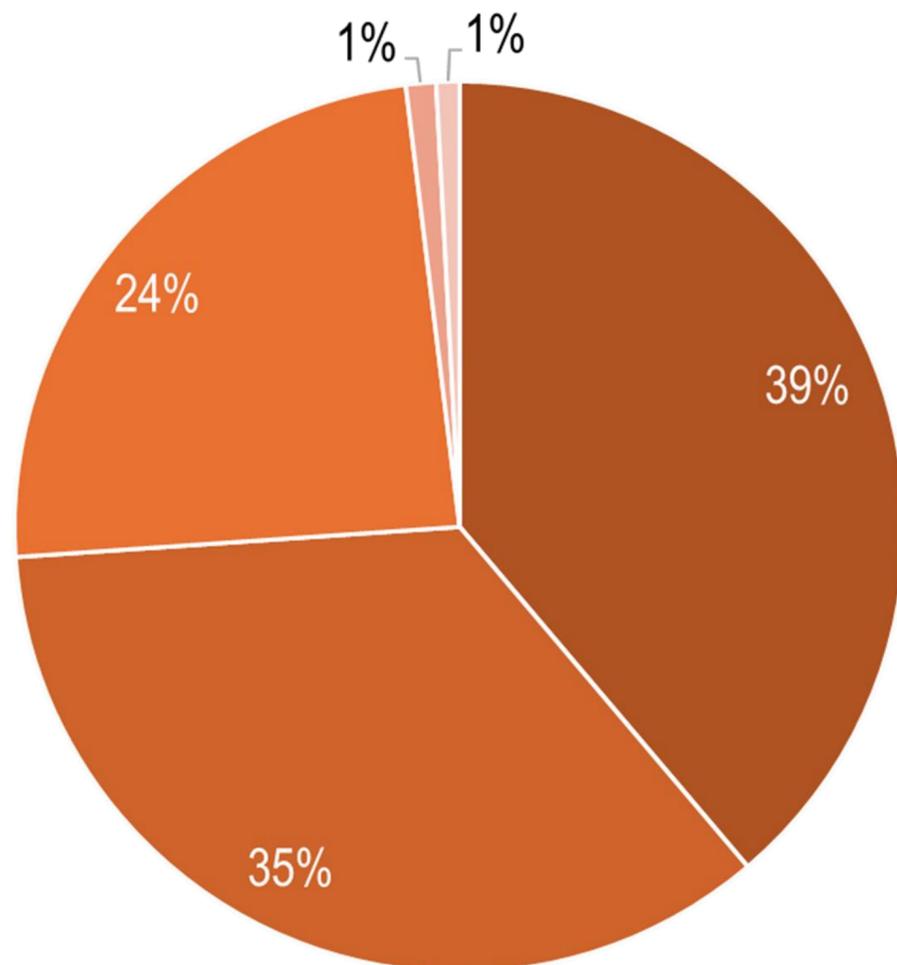


Entre el 2019 y 2023 los recursos contingentes 3C han aumentado al 180 %.

Al comparar 2023 vs 2019 (último año antes de pandemia) se encuentra que el país aumentó sus recursos contingentes 3C en un 263 %.

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 gas por tipo de contingencia (Gpc)



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

| Contingencia | 2023 | |
|-----------------------------------|---------------|-------------|
| | Volumen (Gpc) | Porcentaje |
| Económica | 2.912 | 39% |
| Técnica | 2.636 | 35% |
| Asuntos Legales y/o contractuales | 1.812 | 24% |
| Ambiental y/o social | 82 | 1% |
| Finalización de contrato | 63 | 1% |
| Total | 7.506 | 100% |

→ 74%

→ 98%

| Contingencia | 2023 | | | | |
|-----------------------------------|----------------|------------|---------------|------------|---------------|
| | Offshore (Gpc) | Porcentaje | Onshore (Gpc) | Porcentaje | Volumen (Gpc) |
| Económica | 2.765 | 95% | 147 | 5% | 2.912 |
| Técnica | 1.660 | 63% | 976 | 37% | 2.636 |
| Asuntos legales y/o contractuales | 167 | 9% | 1.645 | 91% | 1.812 |
| Ambiental y/o social | 0 | 0% | 82 | 100% | 82 |
| Finalización de contrato | 1 | 1% | 63 | 99% | 63 |
| Total | 4.593 | 61% | 2.913 | 39% | 7.506 |

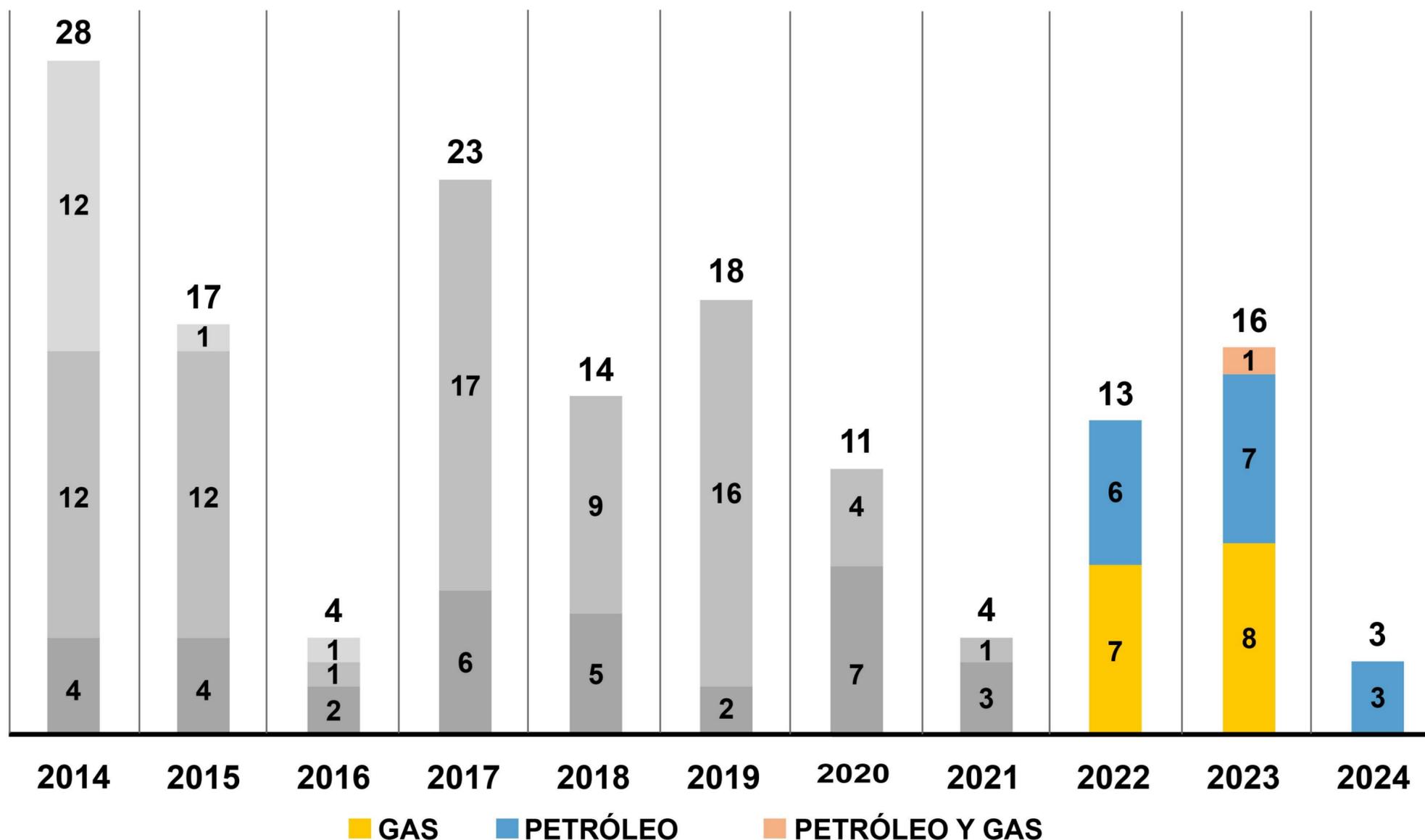
Gpc: Giga pies cúbicos

| Contingencia | Offshore (Gpc) | Onshore (Gpc) |
|--|---|--|
| Económica (2912 Gpc, 39%) 95% Offshore 5% Onshore | La contingencia está asociada especialmente a construcción y habilitación de infraestructura. | Proyectos que, en las condiciones actuales, no cuentan con evaluación económica positiva para la maduración comercial. |
| Técnica (2636 Gpc, 35%) 63% Offshore 37% Onshore | Obedecen a delimitación de descubrimiento, donde se requieren actividades adicionales para reducir la incertidumbre en la caracterización de los yacimientos. | Corresponde a proyectos en yacimientos descubiertos que están adquiriendo información adicional que permita evaluar su viabilidad técnica y de desarrollo. |
| Asuntos Legales y/o Contractuales (1812 Gpc, 24%) 9% Offshore 91% Onshore | Corresponde a un Área en Programa de Evaluación que está a la espera de resultados para declarar la comercialidad. | Son recursos que están relacionados con GMAC (Gas Metano Asociado al Carbón) por el proyecto de Ley en curso relacionado con la Exploración y Explotación de algunos Yacimientos No Convencionales (YNC). Y áreas en Programa de Evaluación a la espera de resultados para declarar la comercialidad. |
| Ambiental y/o Social (82 Gpc, 1%) 100% Onshore | No hay reporte de contingencias ambientales o sociales asociadas a proyectos Offshore | Corresponden a nuevos pozos a ser perforados y a algunos trabajos de reacondicionamiento, que requieren trámites ambientales y sociales. |
| Finalización de Contrato (63 Gpc, 1%) 1% Offshore 99% Onshore | Campo que reporta recursos contingentes más allá de la finalización del contrato. | Campos que reportan recursos contingentes más allá de la finalización del contrato. |

Avances destacados



Avisos de descubrimiento 2014-2024



| | |
|-----------------------|------------|
| GAS | 48 |
| PETRÓLEO | 88 |
| PETRÓLEO Y GAS | 15 |
| TOTAL | 151 |

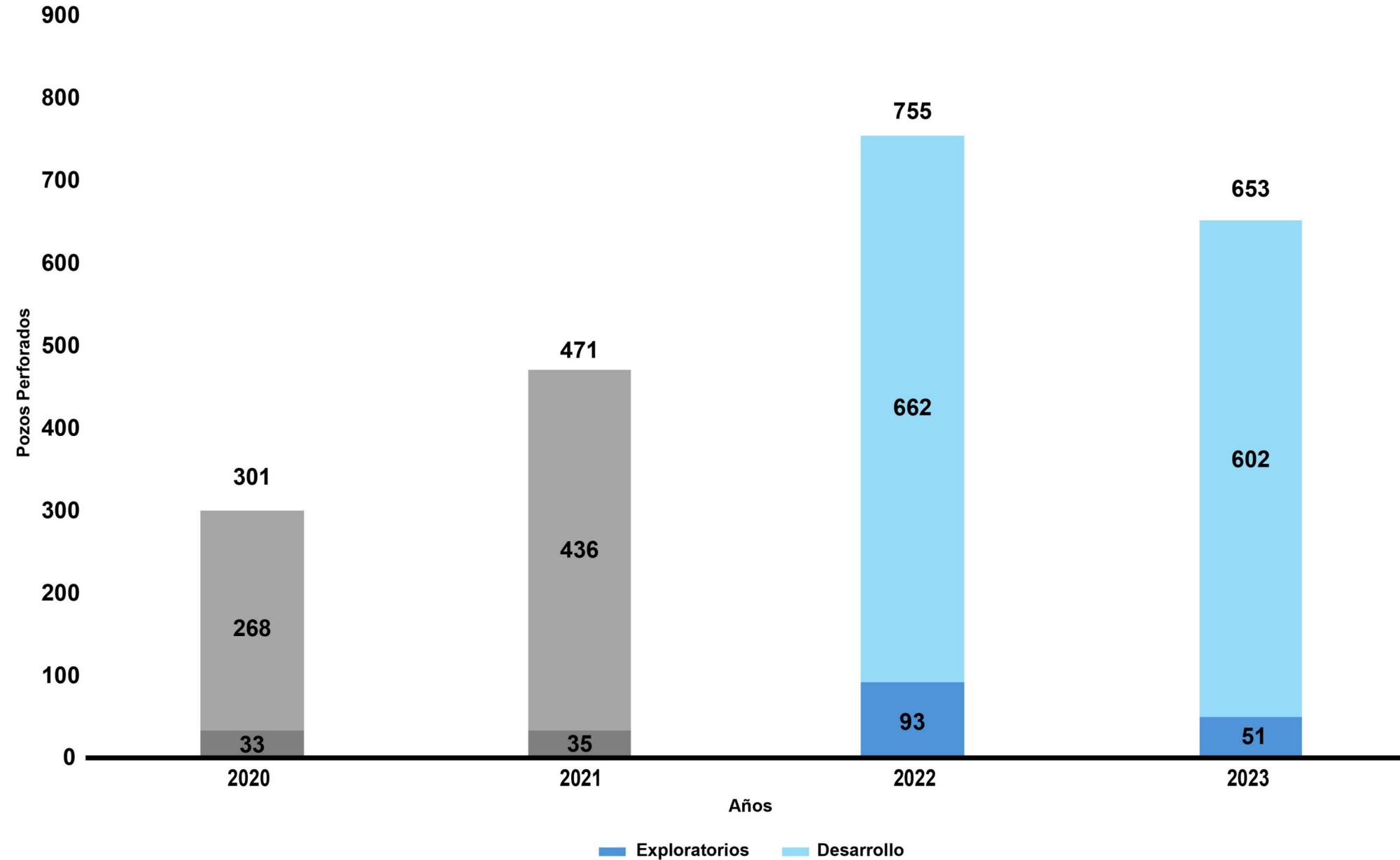
Entre el año 2014 y el 2024 se han producido 48 avisos de descubrimiento de gas, 15 de estos (31,25%), han sido a partir de agosto del 2022.

El 2023 ha sido el año con mayores descubrimientos de gas.

Avisos de descubrimiento de gas 2022 - 2024

| No | CONTRATO | OPERADOR | SUPERFICIE | POZO | HIDROCARBURO | FECHA A.D | CUENCA | MUNICIPIO (DEPARTAMENTO) |
|----|----------|--|------------|--------------|----------------|------------|------------------|--------------------------------------|
| 1 | VIM 5 | CNE OIL&GAS | Onshore | ALBOKA-1 | GAS | 16/09/2022 | VIM | LA UNIÓN (SUCRE) |
| 2 | VIM 21 | CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A.S. | Onshore | CORNAMUSA-1 | GAS | 19/10/2022 | VIM | SAN MARCOS (SUCRE) |
| 3 | SN 9 | CLEANENERGY RESOURCES S.A.S. | Onshore | MAGICO-1X | GAS | 21/10/2022 | SSJ | PUEBLO NUEVO (CORDOBA) |
| 4 | TAYRONA | PETROBRAS INTERNATIONAL BRASPETRO BV SUCURSAL COLOMBIA | Offshore | UCHUVA-1 | GAS | 9/11/2022 | GUAJIRA OFFSHORE | OFFSHORE |
| 5 | VIM-5 | CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A.S. | Onshore | CLAXON-1 | GAS | 12/11/2022 | VIM | LA UNIÓN (SUCRE) |
| 6 | COL-5 | SHELL EXPLORATION | Offshore | GORGON-2 ST2 | GAS | 17/11/2022 | COLOMBIA | OFFSHORE |
| 7 | SN-9 | CLEANENERGY RESOURCES S.A.S. | Onshore | BRUJO-1X | GAS | 13/01/2023 | SSJN | PUEBLO NUEVO (CORDOBA) |
| 8 | YD SN-1 | HOCOL S.A. | Onshore | YODA A-1 | GAS | 1/02/2023 | SSJN | TOLÚ (SUCRE) |
| 9 | VIM-21 | CNE OIL & GAS | Onshore | FRESA-1 | GAS | 13/02/2023 | VIM | SAHAGÚN (CORDOBA) |
| 10 | VIM-33 | CNE OIL & GAS | Onshore | DIVIDIVI 1 | GAS | 28/04/2023 | VIM | SAN SEBASTIAN BUENAVISTA (MAGDALENA) |
| 11 | VIM-5 | CNE OIL & GAS | Onshore | SAXOFON-1 | GAS | 5/05/2023 | VIM | SAN PEDRO (SUCRE) |
| 12 | VIM-21 | CNE OIL & GAS | Onshore | CARAMBOLO 1 | GAS | 26/05/2023 | VIM | PUEBLO NUEVO (CORDOBA) |
| 13 | VMM-45 | CANTANA ENERGY SUCURSAL COLOMBIA | Onshore | CHIMELA-1 | PETROLEO Y GAS | 26/07/2023 | VMM | SAN MARTÍN (CESAR) |
| 14 | VIM-21 | CNE OIL & GAS | Onshore | LULO-1 | GAS | 25/08/2023 | VIM | SAHAGÚN (CORDOBA) |
| 15 | COL-5 | SHELL EP OFFSHORE VENTURES LIMITED | Offshore | GLAUCUS-1 | GAS | 21/12/2023 | COLOMBIA | OFFSHORE |

Pozos perforados por año y tipo de pozo

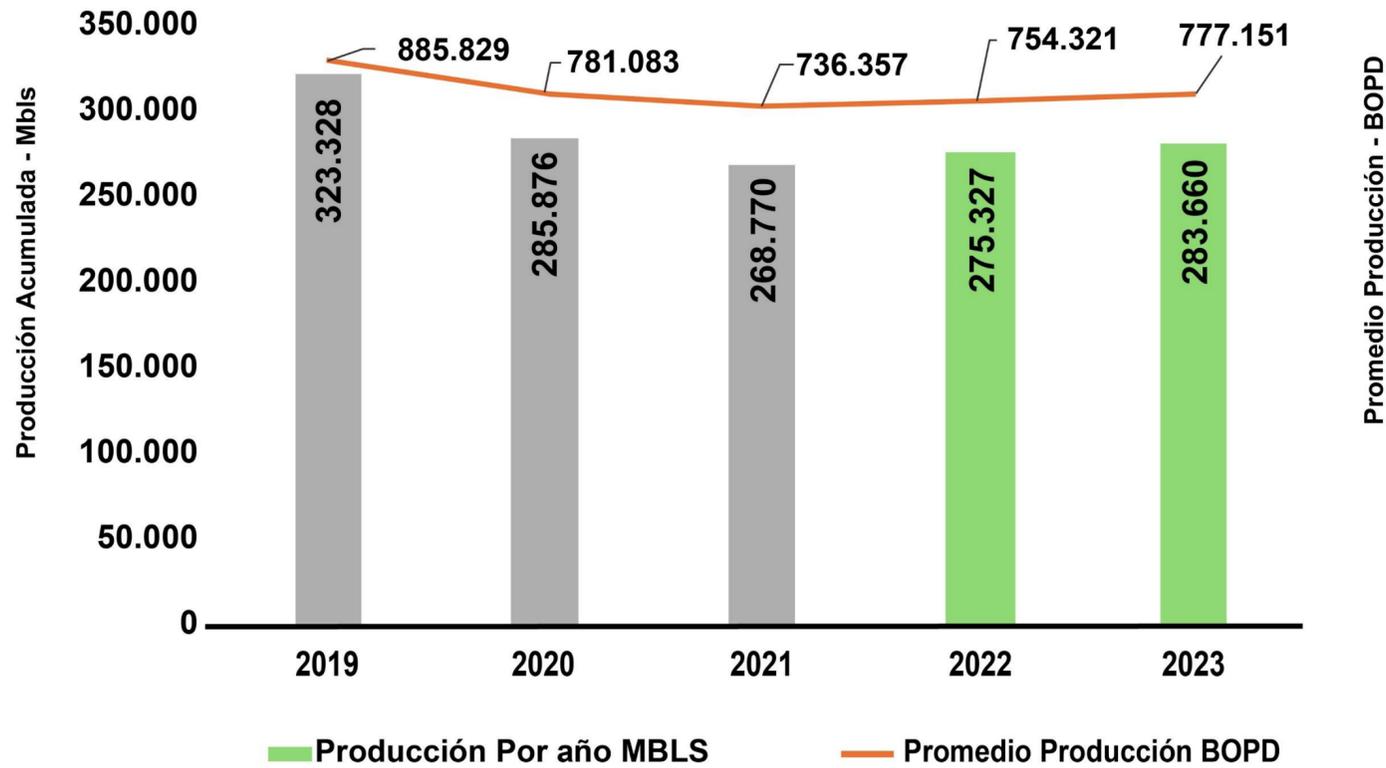


En los últimos cuatro años se han perforado **212** pozos exploratorios. De estos, **113** pozos (**53%**) fueron perforados entre el 7 de agosto de 2022 y el 31 de diciembre de 2023.

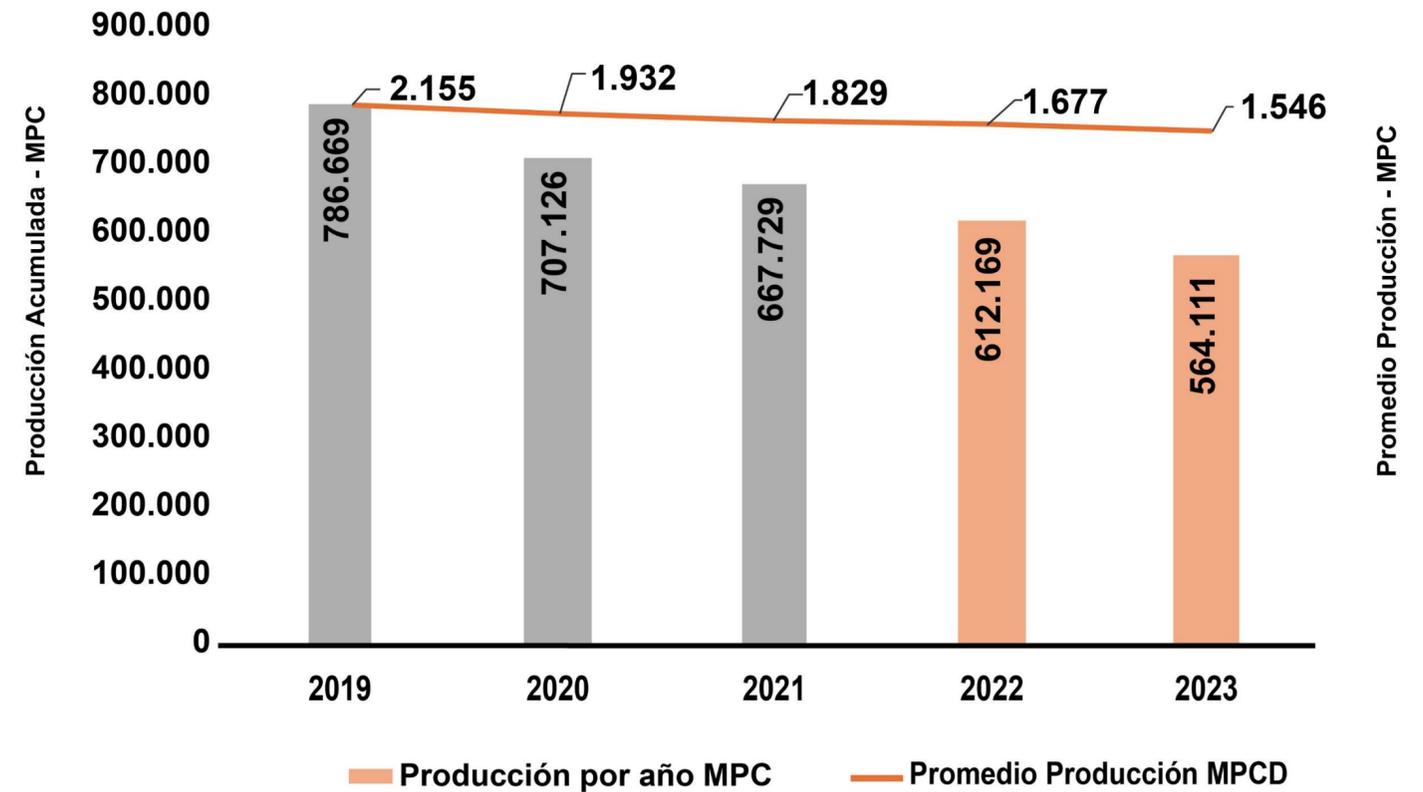
Información disponible desde el 2020

Producción de petróleo y gas

Producción fiscalizada de petróleo



Producción fiscalizada de gas

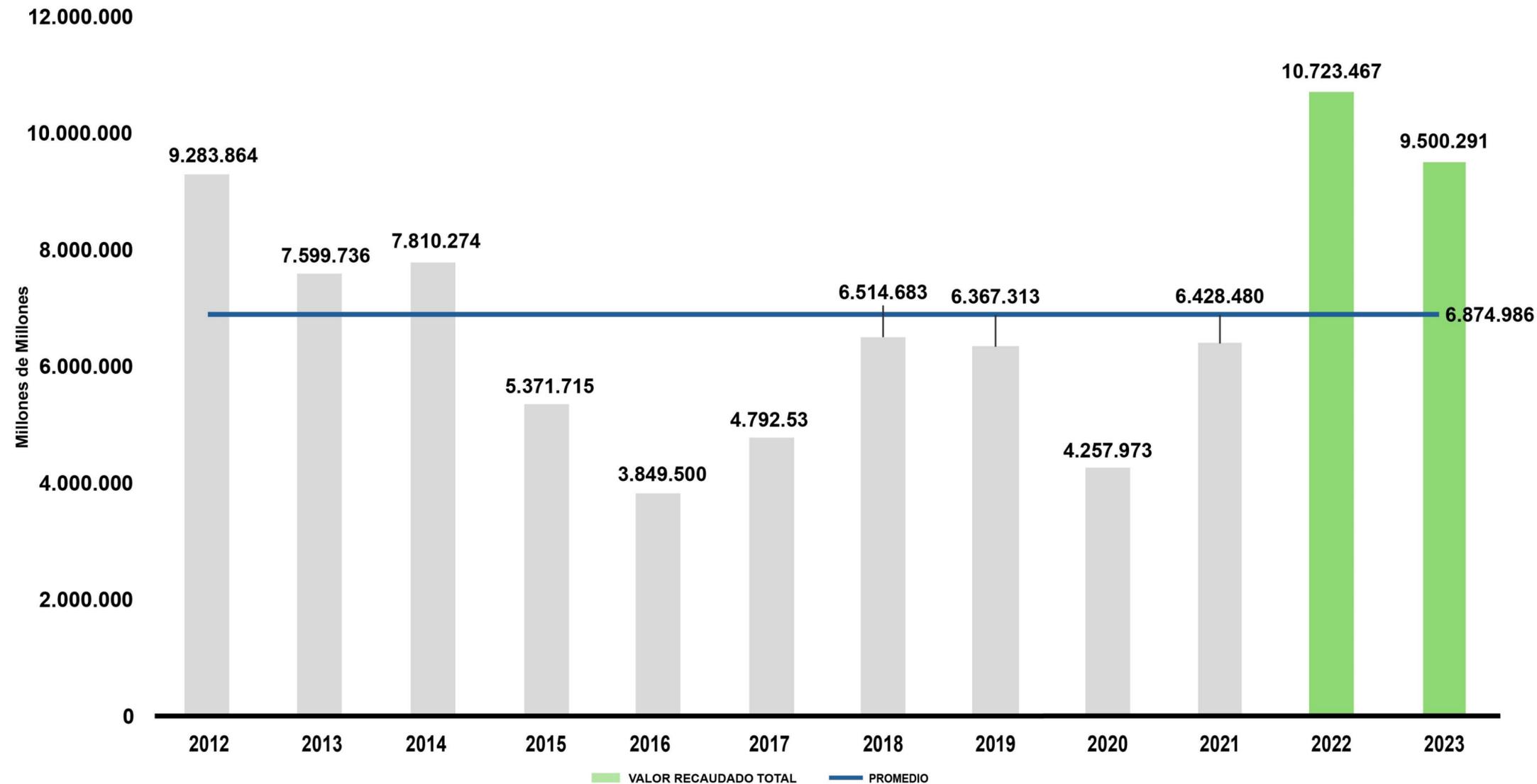


En el año 2023 se tuvieron 370 campos productores, con una producción promedio día de 777.151 Bopd.

Para abril 2024, la producción promedio día es de 789.882 Bopd, desde abril 2020 no se tenía esa producción.

Para el año 2023 se tuvieron 288 campos productores para una producción fiscalizada de 1.546 Mpcd y 1.059 Mpcd Comercializado.

Recaudo de regalías



**Recaudo por regalías
(asignaciones directas 2012 – 2023)**

Periodo 2022
10.723.467
(Miles de millones de pesos)

Periodo 2023
9.500.291
(Miles de millones de pesos)

**Promedio de recaudo
2012 – 2023**
6.874.986
(Miles de millones de pesos)

2023: 370 campos productores de petróleo

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.



1. Coordinación interinstitucional



1. Conformación del Comité Interinstitucional de Hidrocarburos integrado por: Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Ambiente, Ministerio del Interior, Ministerio de Defensa, CREG, ANH, UPME, ANLA, Servicio Geológico Colombiano, Ecopetrol, ACP, Campetrol y Naturgas, con el objetivo de implementar una estrategia de seguimiento al comportamiento de las reservas y a la superación de contingencias. Lo anterior, con el fin de garantizar la comercialidad de volúmenes de petróleo y gas, en contratos y convenios de hidrocarburos vigentes.

2. Regulación y modernización normativa



2. Expedición del Acuerdo No. 06 de 2023 que establece los criterios para la administración de contratos y convenios de hidrocarburos vigentes, con el objetivo de incentivar la exploración de hidrocarburos e impulsar el proceso de Transición Energética Justa.
3. Expedición del Acuerdo No. 03 de 2023, por medio del cual la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) puede contratar la operación y administración de los activos productivos que pasen a ser propiedad de la nación.
4. Expedición de la Resolución No. 40745 de 2023 que reglamenta y habilita los oleoductos multifásicos, con el propósito de aprovechar la infraestructura actual, asegurar el incremento de las reservas de gas, así como del gas comercializable derivado de contratos y convenios de hidrocarburos vigentes.

5. En trámite de expedición: **I** Modificación de la Resolución No. 181495 de 2009, con la que se busca modernizar las medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos para hacer más eficiente las operaciones de contratos y convenios vigentes. **II** Reglamentación para incentivar los proyectos de recobro mejorado y de producción incremental. **III** Resolución que establece los requisitos para la presentación evaluación, priorización y asignación de recursos para los proyectos de infraestructura de gas combustible. **IV** Resolución para habilitar mecanismos que faciliten la comercialización de proyectos offshore. **V** Reglamentación para la habilitación de compañías operadoras en proceso de fortalecimiento, que tengan capacidad de explotar activos productivos.
6. Adelantar la reconversión de la infraestructura de oleoductos existentes para optimizar su uso, y además, agilizar la comercialización de los descubrimientos de gas en diversos campos vinculados a los contratos y convenios de hidrocarburos vigentes.

3. Optimización contractual y operacional



7. Fortalecimiento de la presencia institucional en el territorio, a través de la Estrategia Territorial de Hidrocarburos E.T.H, con el objetivo de abordar las causas de conflictividad social, orden público y medioambiental que pudiesen presentarse en los contratos vigentes.
8. Fortalecer 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.
9. 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, con el fin de definir metas de aumento junto con las operadoras.

10. Identificar y clasificar los recursos descubiertos no desarrollados, así como campos sin operación de contratos y convenios de hidrocarburos vigentes, para diseñar estrategias que permitan su recuperación y comercialidad.
11. Identificar los campos incluidos en contratos y convenios de hidrocarburos vigentes a los que se les pueda extender el límite económico.
12. Desarrollar un programa integral 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.
13. Fortalecimiento en el seguimiento de la actividad exploratoria en las áreas previamente asignadas y en los contratos y convenios de hidrocarburos vigentes, con el propósito de hacer más eficiente dichas operaciones.

Rueda de prensa: Informe de Reservas y Recursos - IRR 2023



Descargue acá el IRR 2023

