



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

Video pedagógico sobre las Reservas y Recursos de petróleo y gas



Agenda



Registre sus preguntas acá



Contexto general del IRR 2023

Alistamiento

Actualización bases de datos.

Taller de apertura del proceso IRR 2023

Informe preliminar de valoración de reservas

Cumplimiento del Decreto 324 de 2010, dentro de los ocho primeros días del mes de febrero.

Cargue de información por parte de las operadoras

Hasta el primero de abril de 2024, las compañías operadoras cargaron la información de reservas y recursos, cumpliendo con la Res.77/19 y el Sistema de Gerencia de Recursos de Petróleo SPE-PRMS 2018.

Análisis y depuración de la información

El equipo de la ANH, revisa la coherencia de la información aportada en campos, consumos en la operación, comercialidad, variación de reservas y recursos contingentes, POES, GOES, FR, certificaciones de reservas, proyecciones de reservas y recursos.

Realiza la valoración de las reservas (Dec.1073/15), así como el balance de recursos y reservas.

Oficialización del IRR 2023

Durante el mes de mayo, el Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, oficializan las cifras que componen el IRR 2023.

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%.

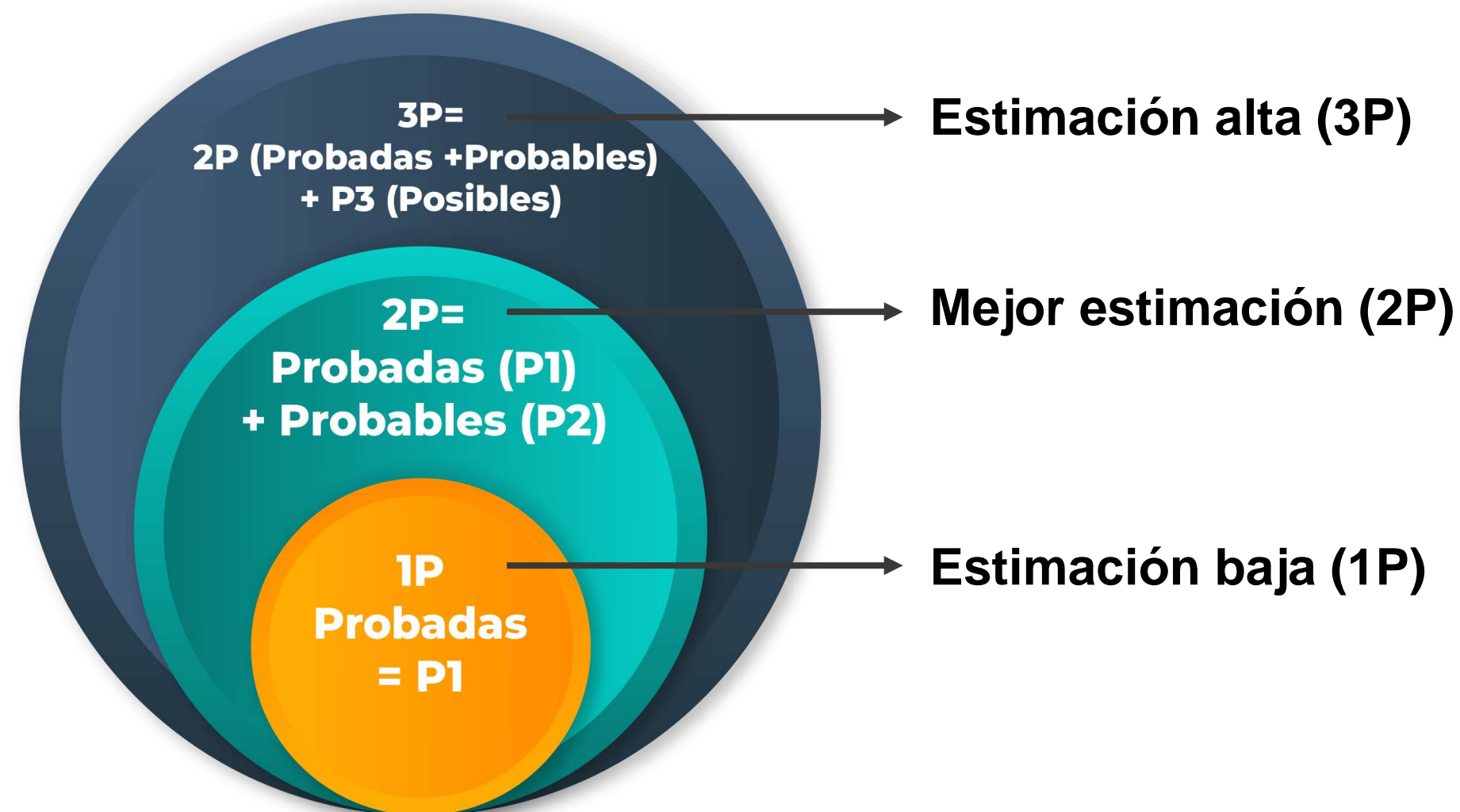
Las reservas 1P deben ser certificadas por un tercero si las mismas son superiores a 1 millón de barriles de petróleo equivalente (Mbpe), aunque algunos campos con reservas inferiores a este mínimo presentaron la certificación correspondiente

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.

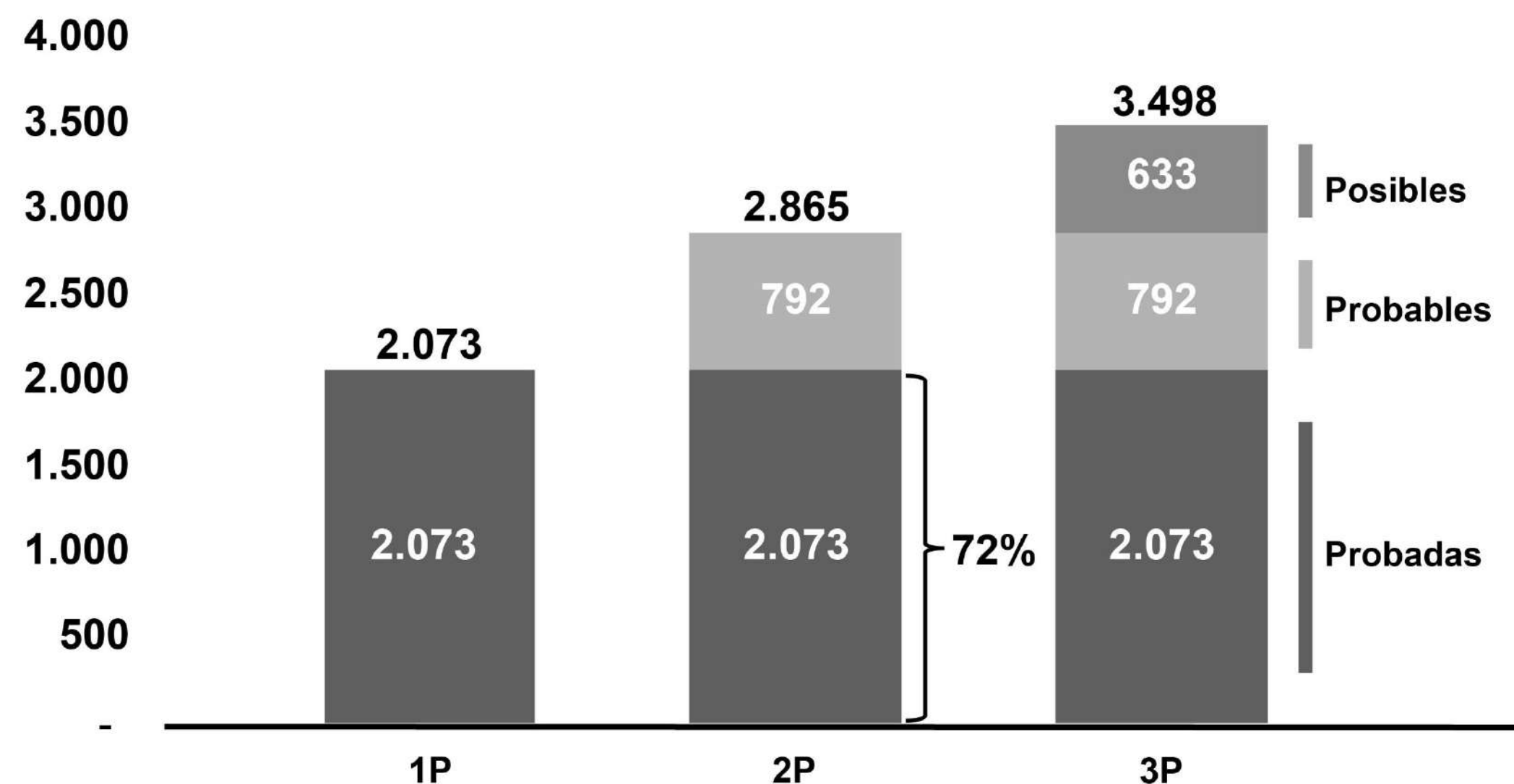
Comportamiento de las reservas y recursos de petróleo en el 2023



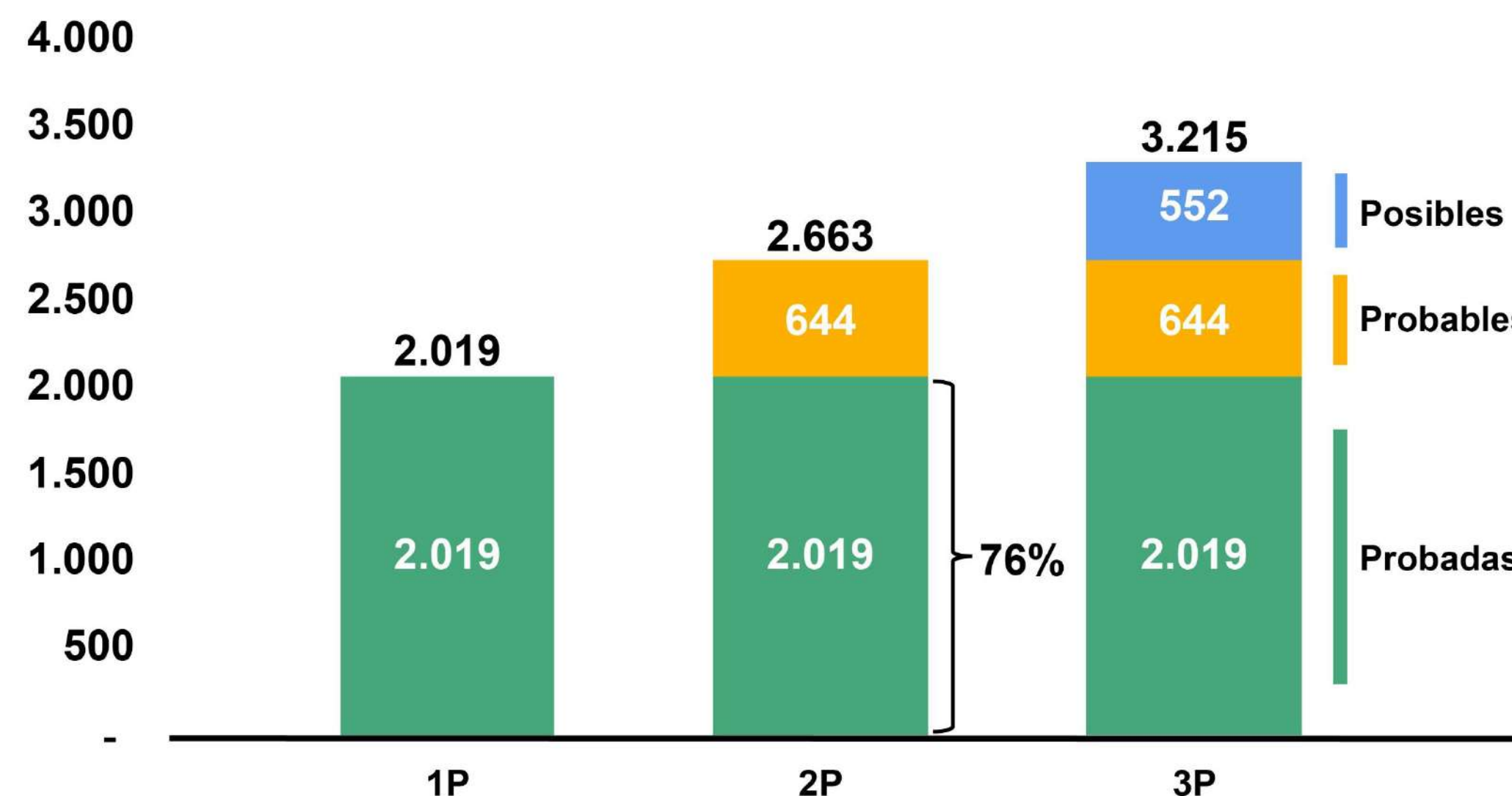
Análisis de las reservas de petróleo

31 de diciembre 2023

Reservas a 31 de diciembre de 2022 (Mbl)



Reservas a 31 de diciembre de 2023 (Mbl)



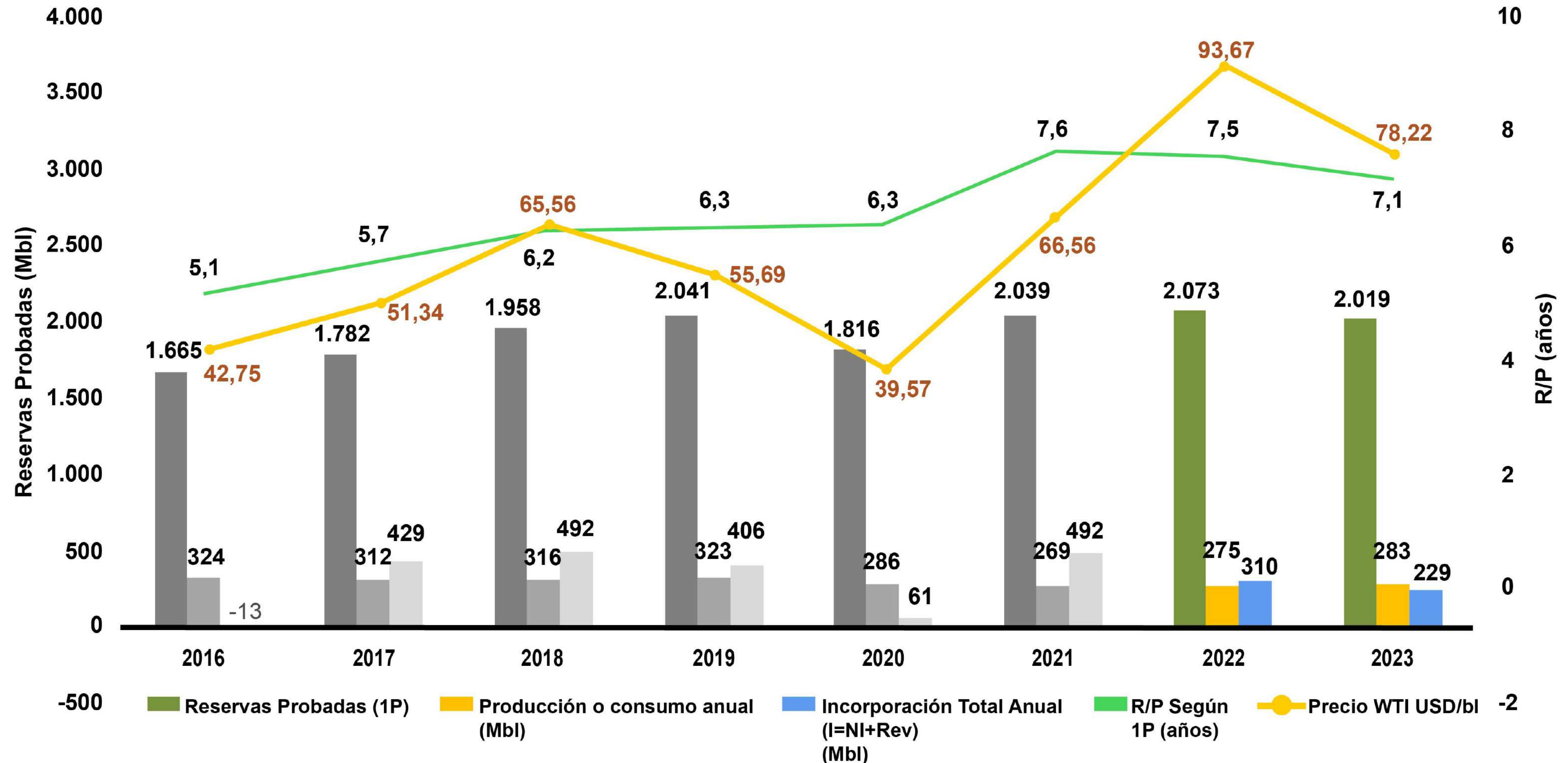
El 76% de los recursos 2P (mejor estimación) son reservas probadas 1P.

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

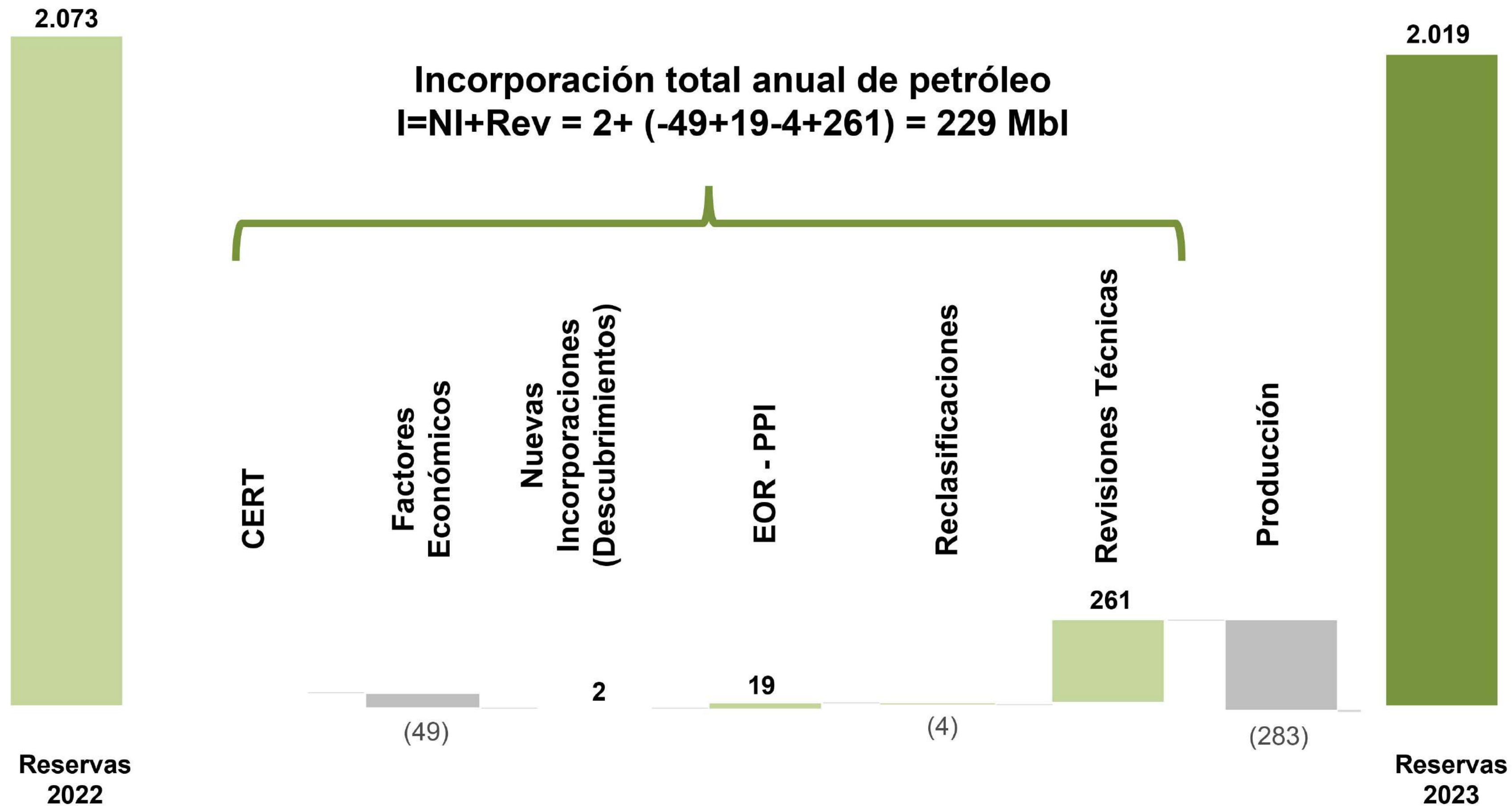
1P: Indica la estimación baja de Reservas (Igual a P1)
2P: Mejor estimación de Reservas (P1+P2)
3P: Estimación alta de Reservas (P1+P2+P3)

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



*Incluye condensados
Mbl: Millones de barriles

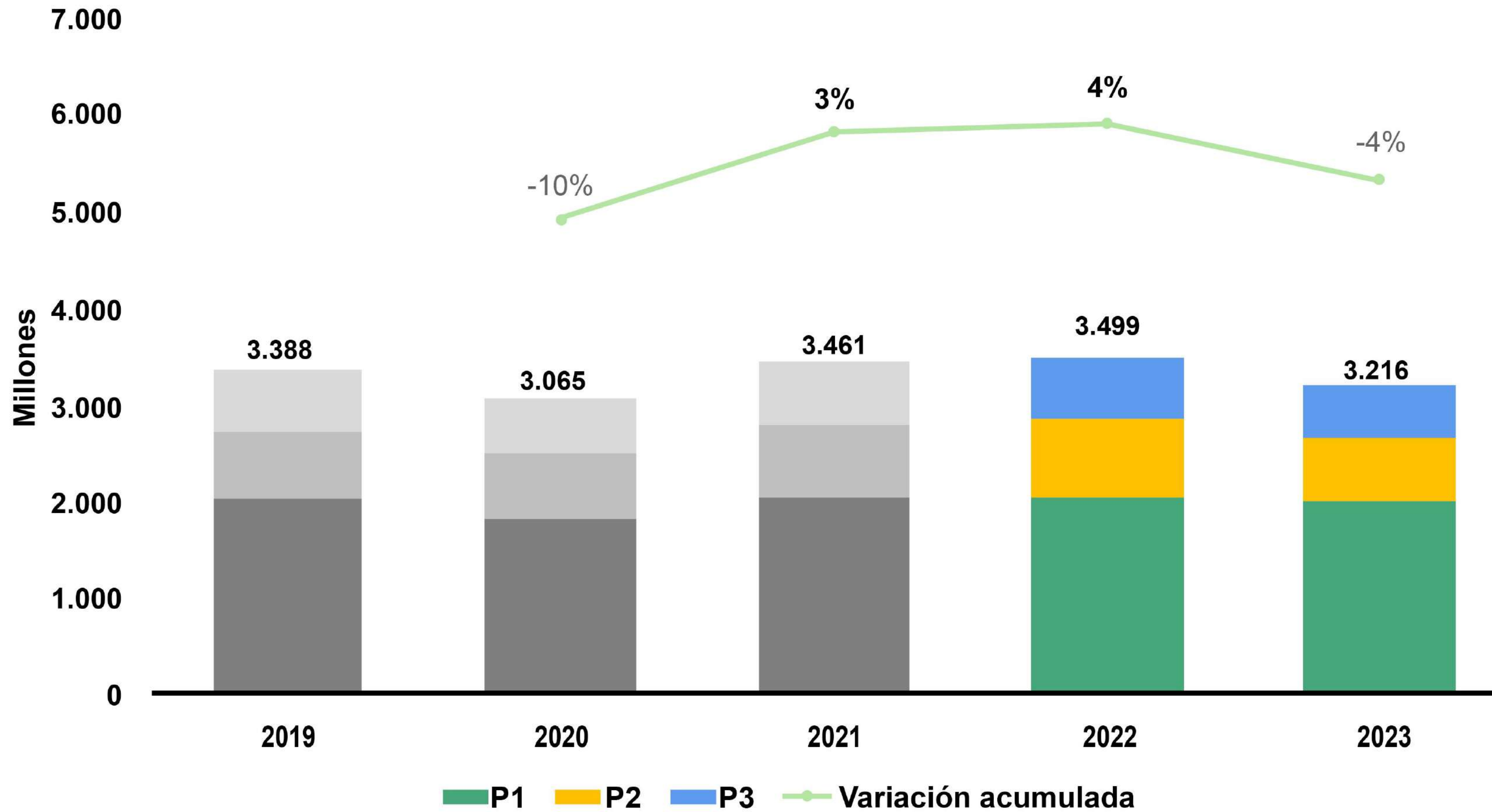
Detalle de la incorporación anual de reservas probadas 1P petróleo (Mbl)



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

Mbl: Millones de barriles

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



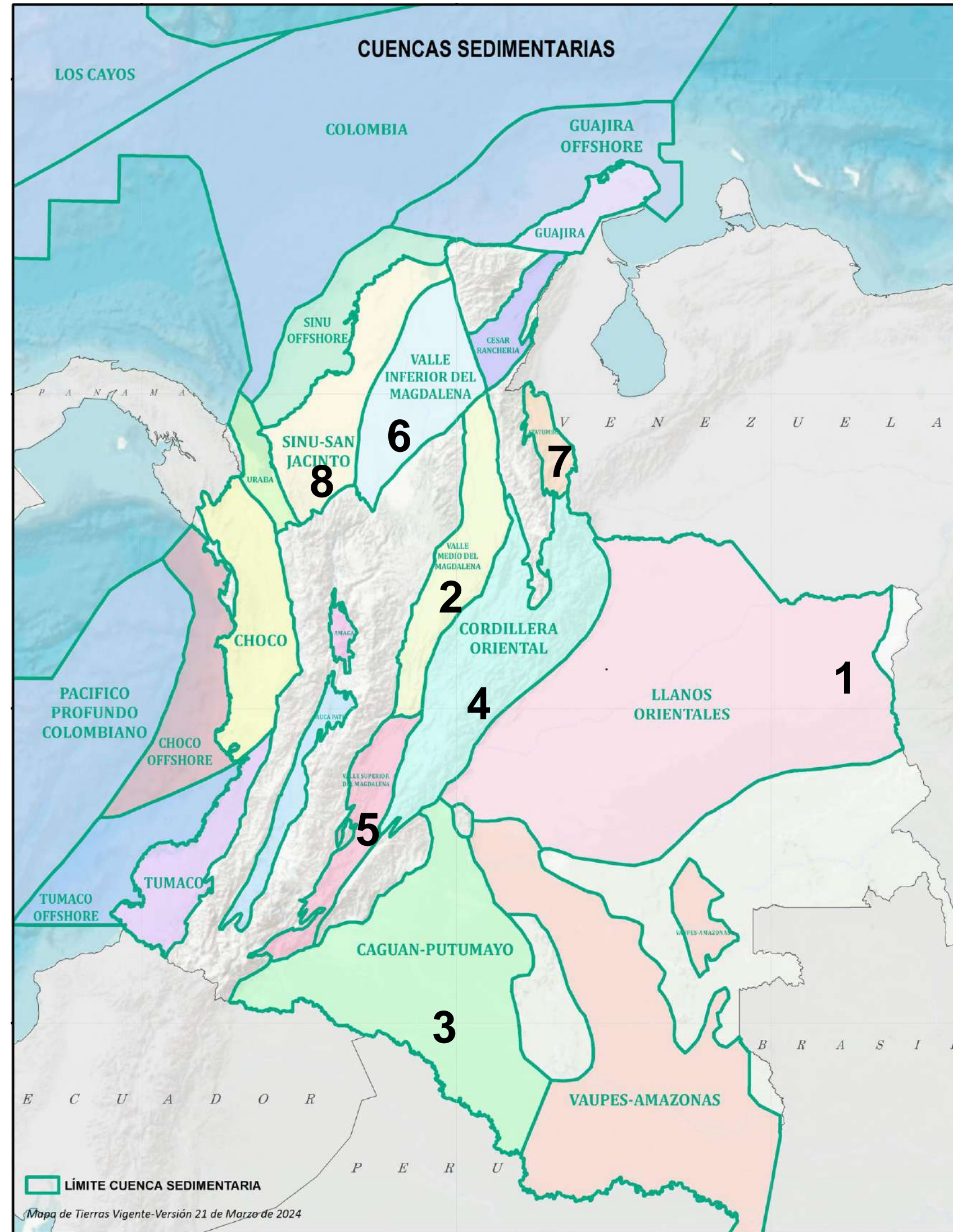
Descontando la producción entre el año 2019 y 2023 (1.437 Mbl) el país solo ha utilizado el 4% de sus reservas totales (3P).

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.

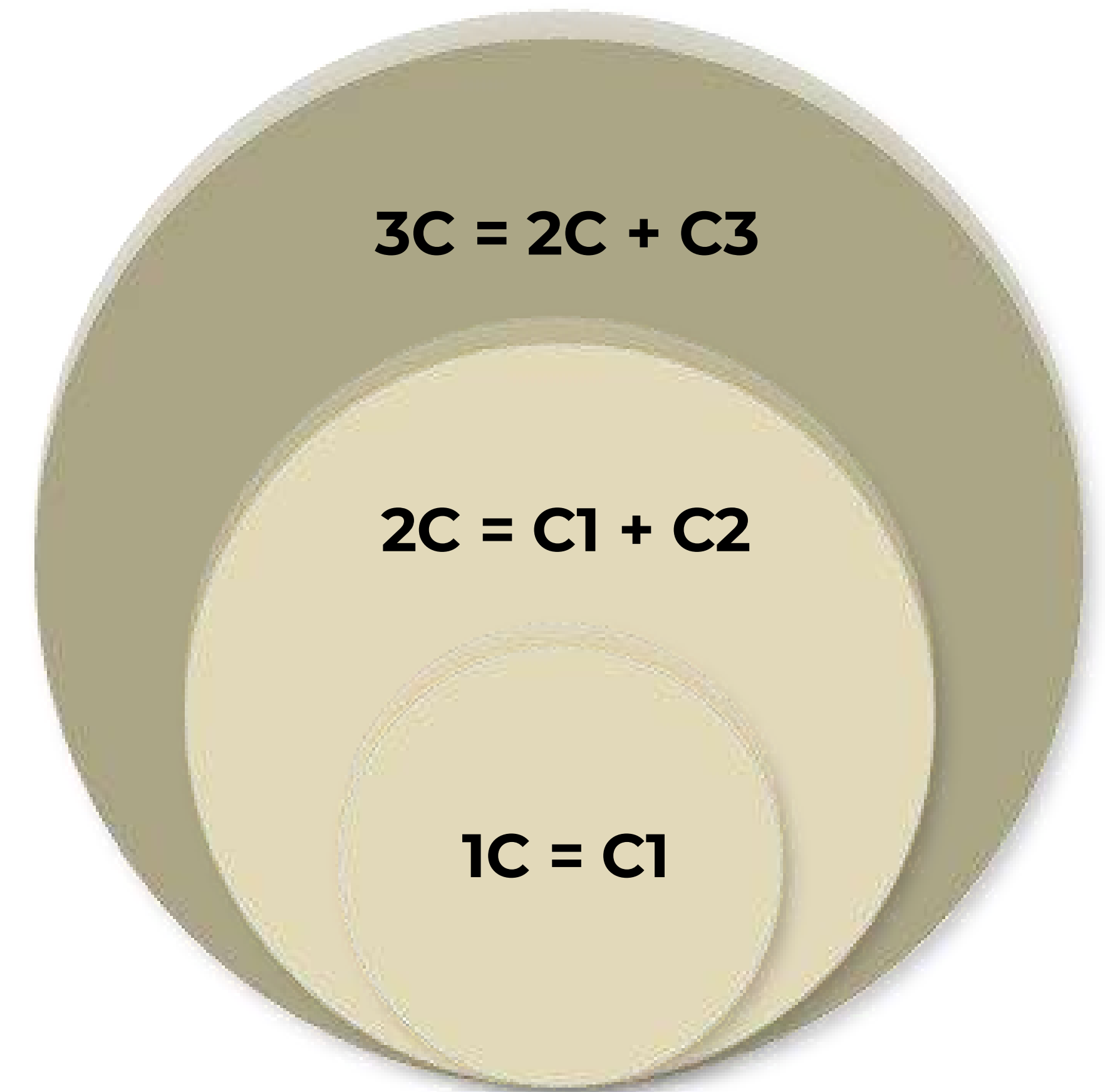
Técnica: Cuando la recuperación comercial es dependiente de tecnologías aún en desarrollo o la evaluación técnica de la acumulación es insuficiente para determinar la comercialidad.

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.

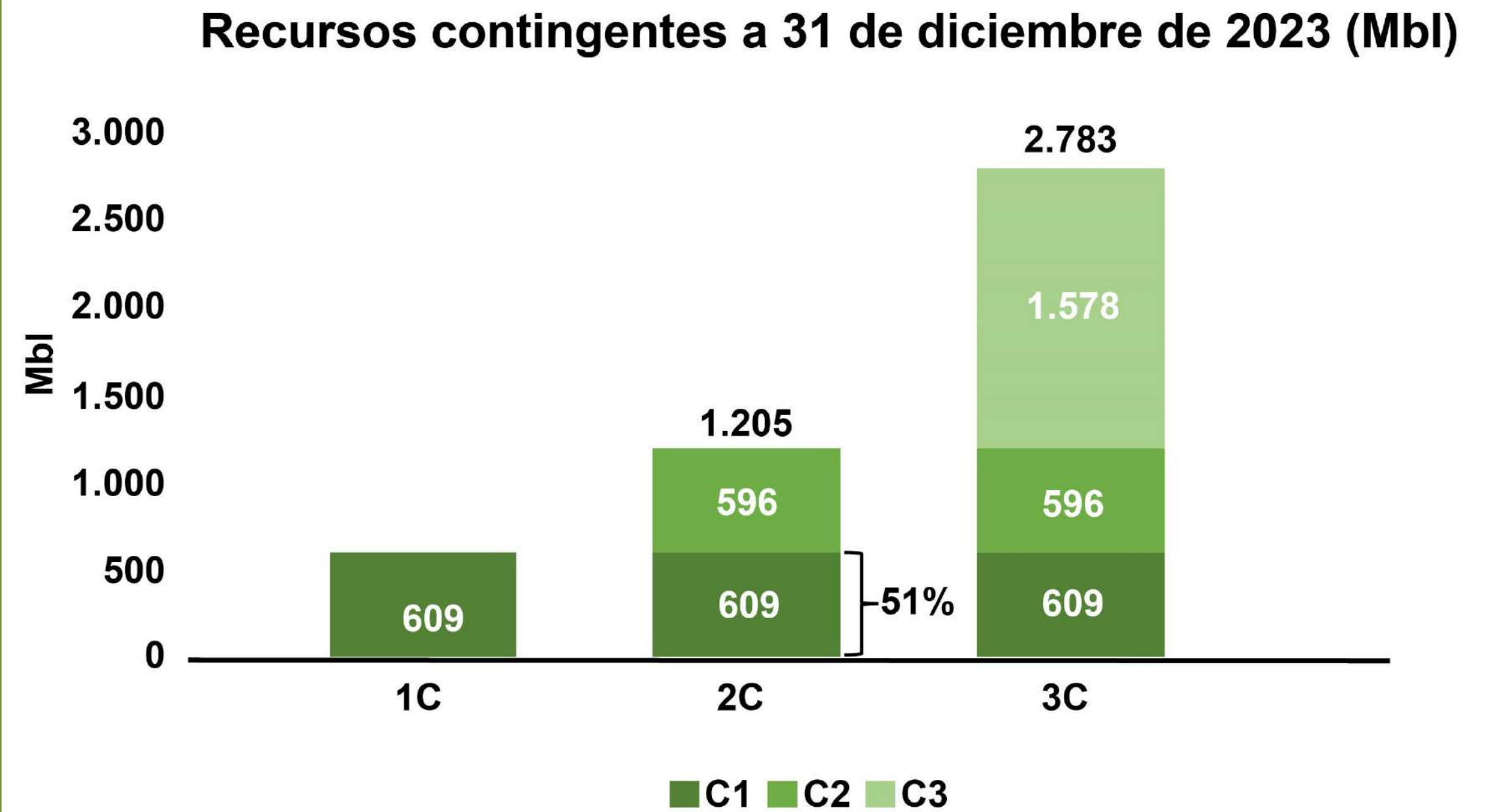
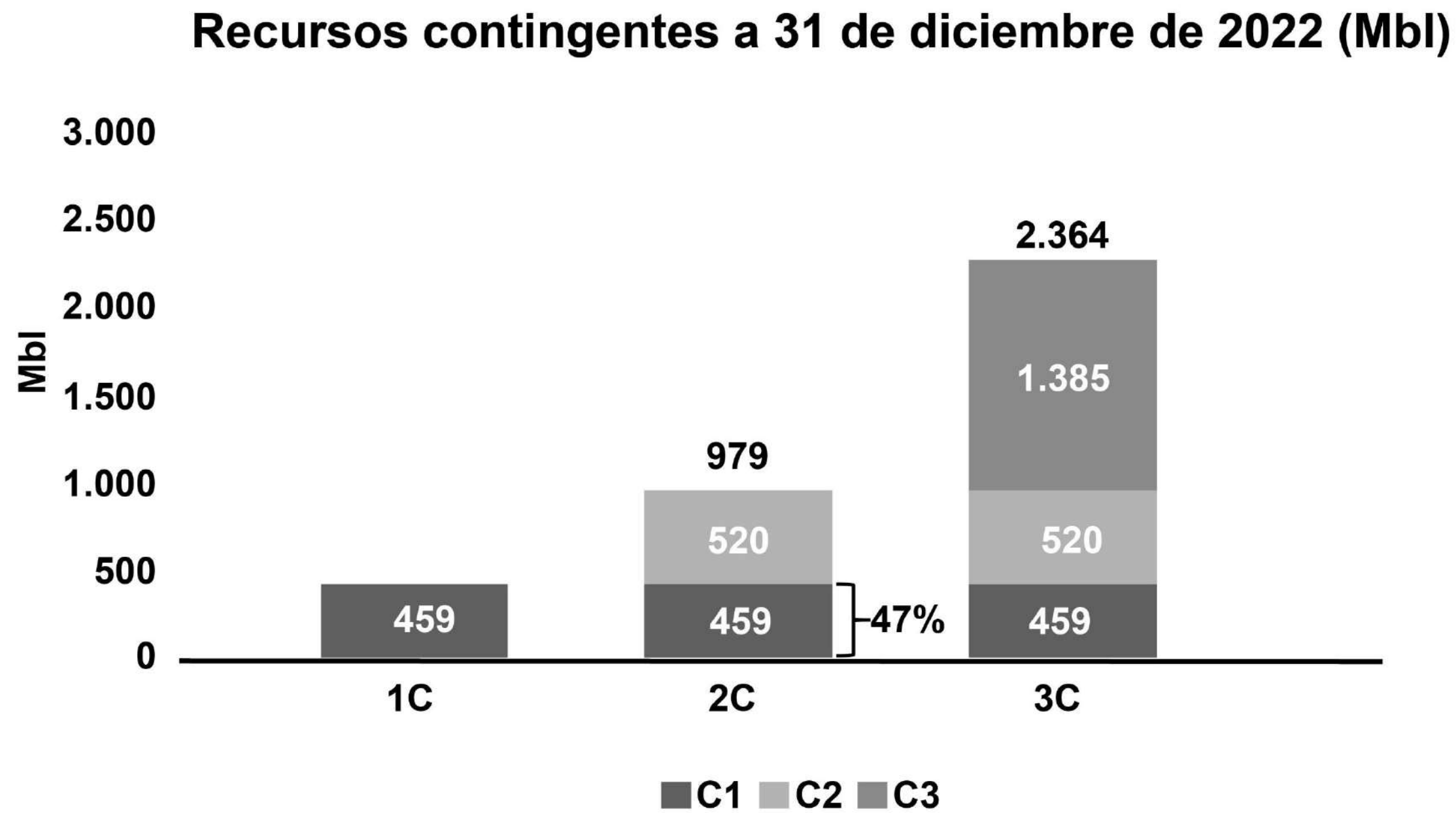
Asuntos Legales y/o Contractuales: Contingencias asociadas a obligaciones, requerimientos contractuales o impedimentos legales que impactan en la comercialidad del proyecto.

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

Estimación de recursos contingentes

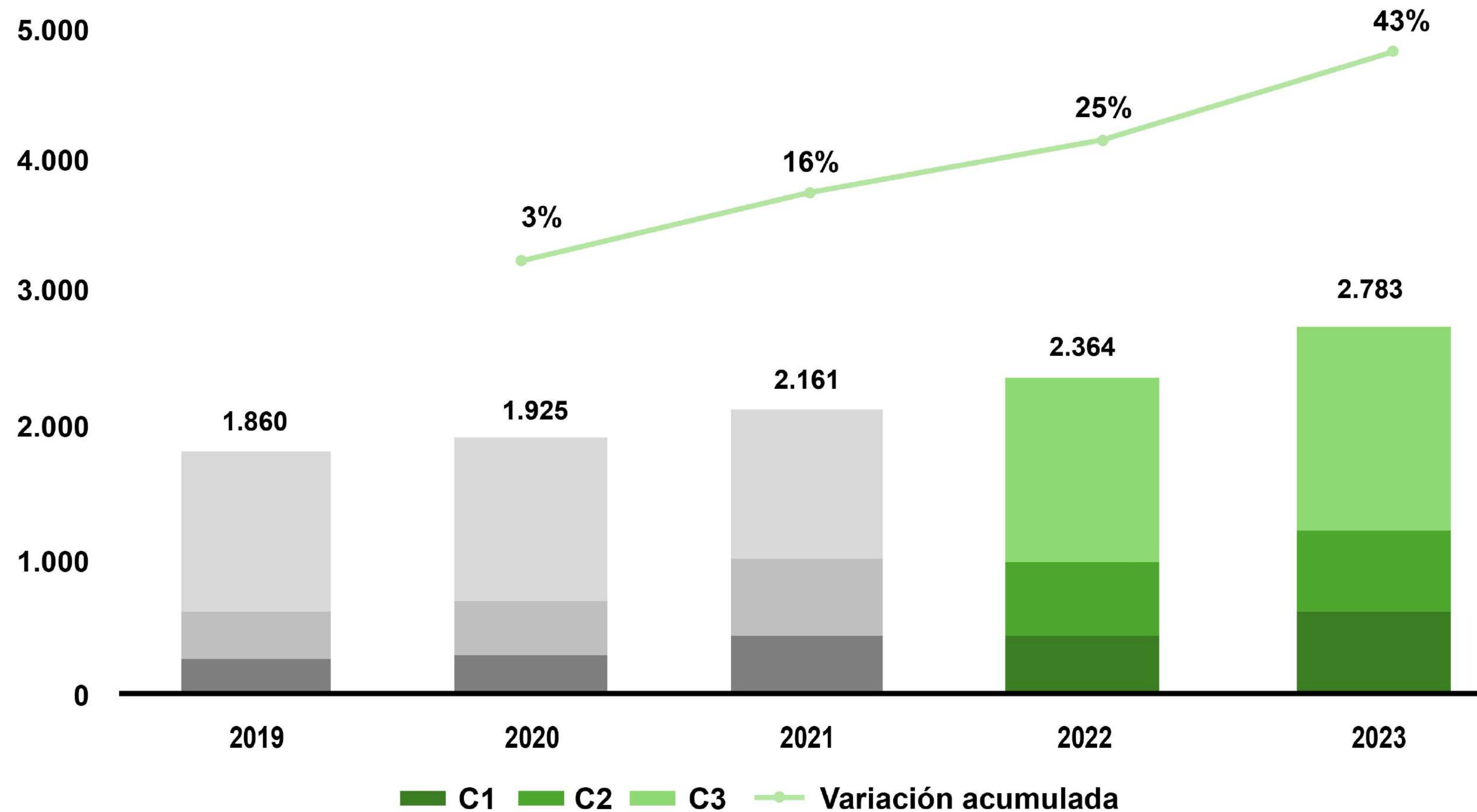


Comportamiento de los recursos contingentes de petróleo 2022 – 2023 (Mbl)



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.

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

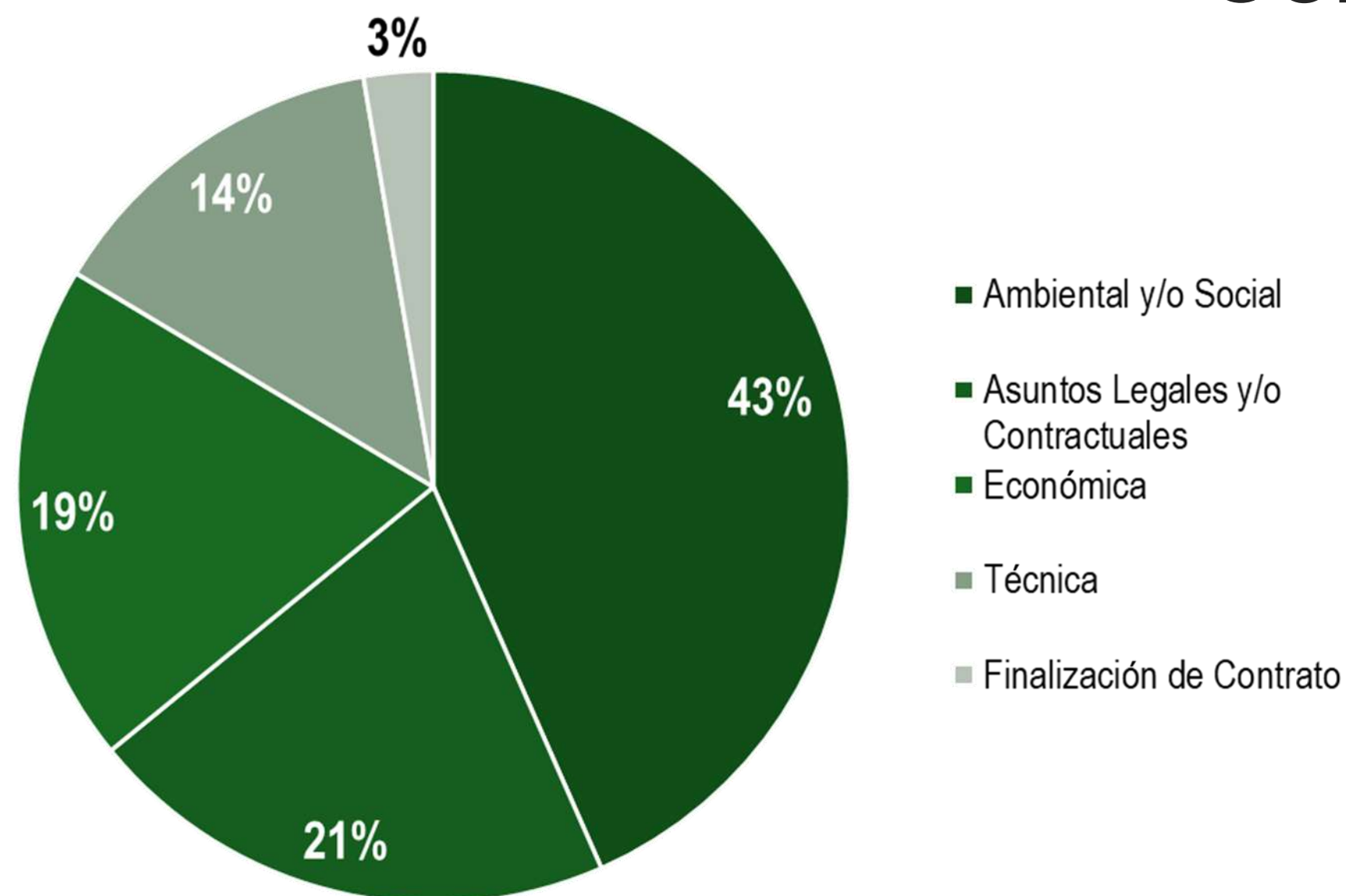


Entre el 2019 y 2023 los recursos contingentes 3C han aumentado al 43%.

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

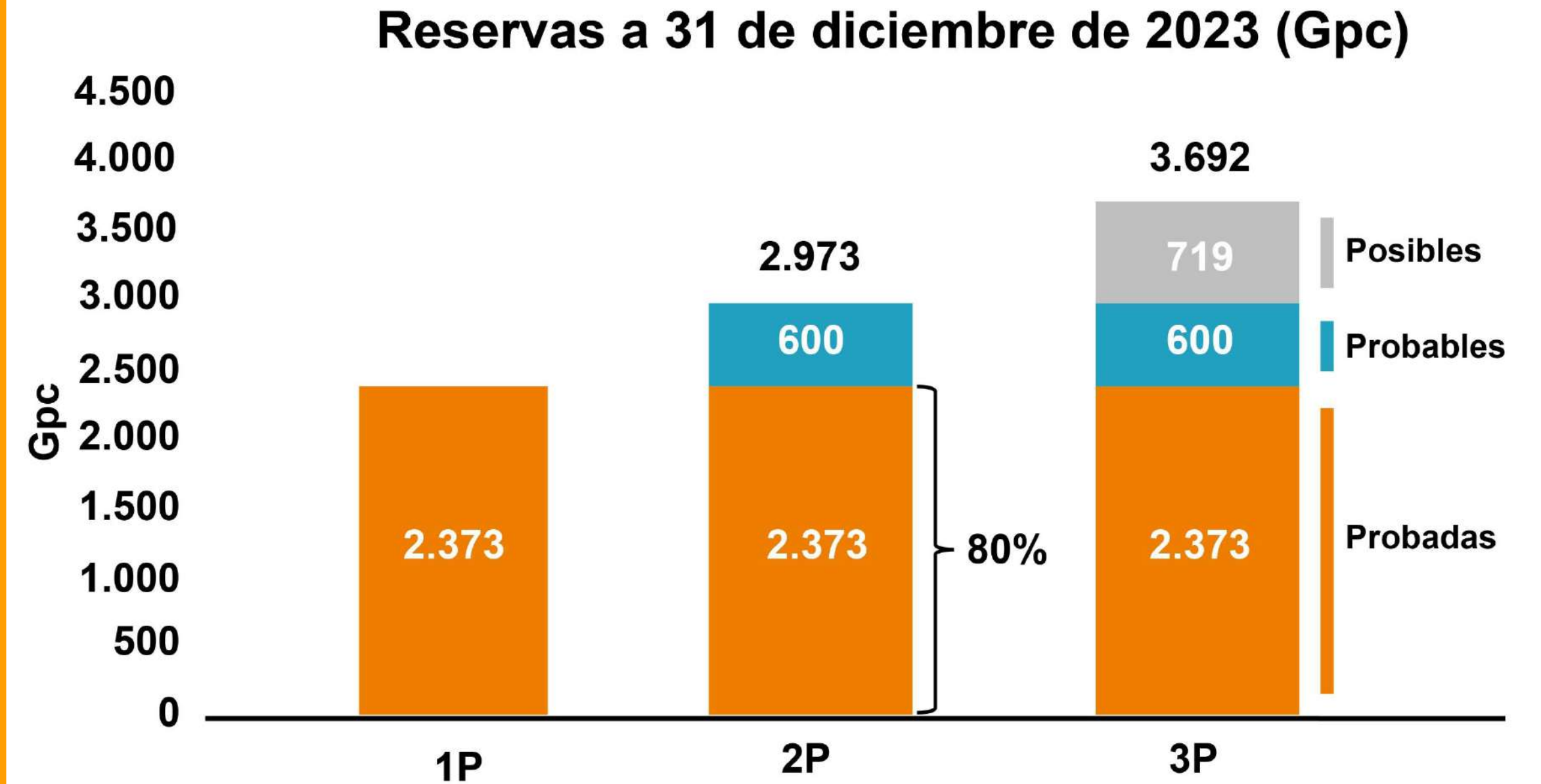
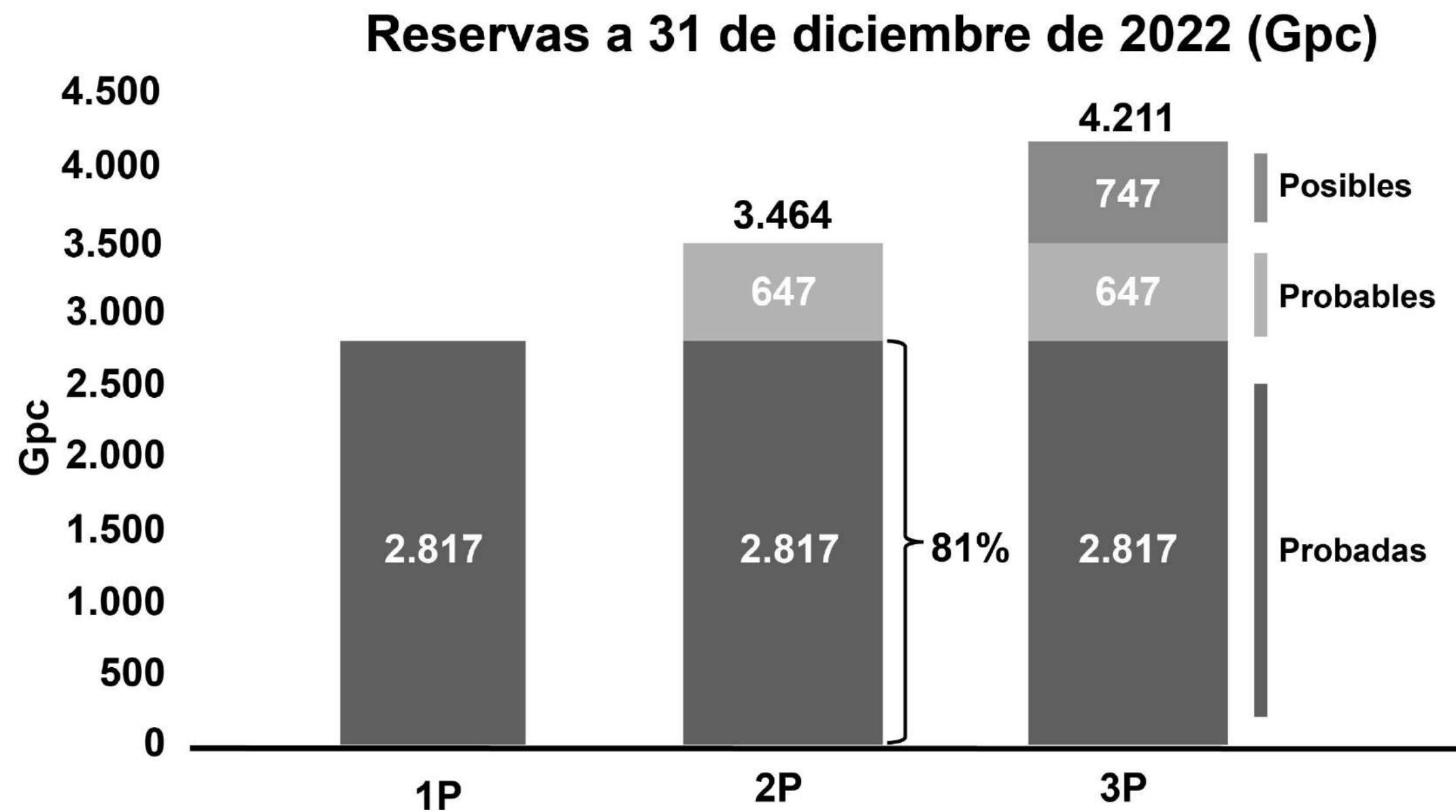
Comportamiento de las reservas y recursos de gas en el 2023



Análisis de las reservas de gas

31 de diciembre 2023

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



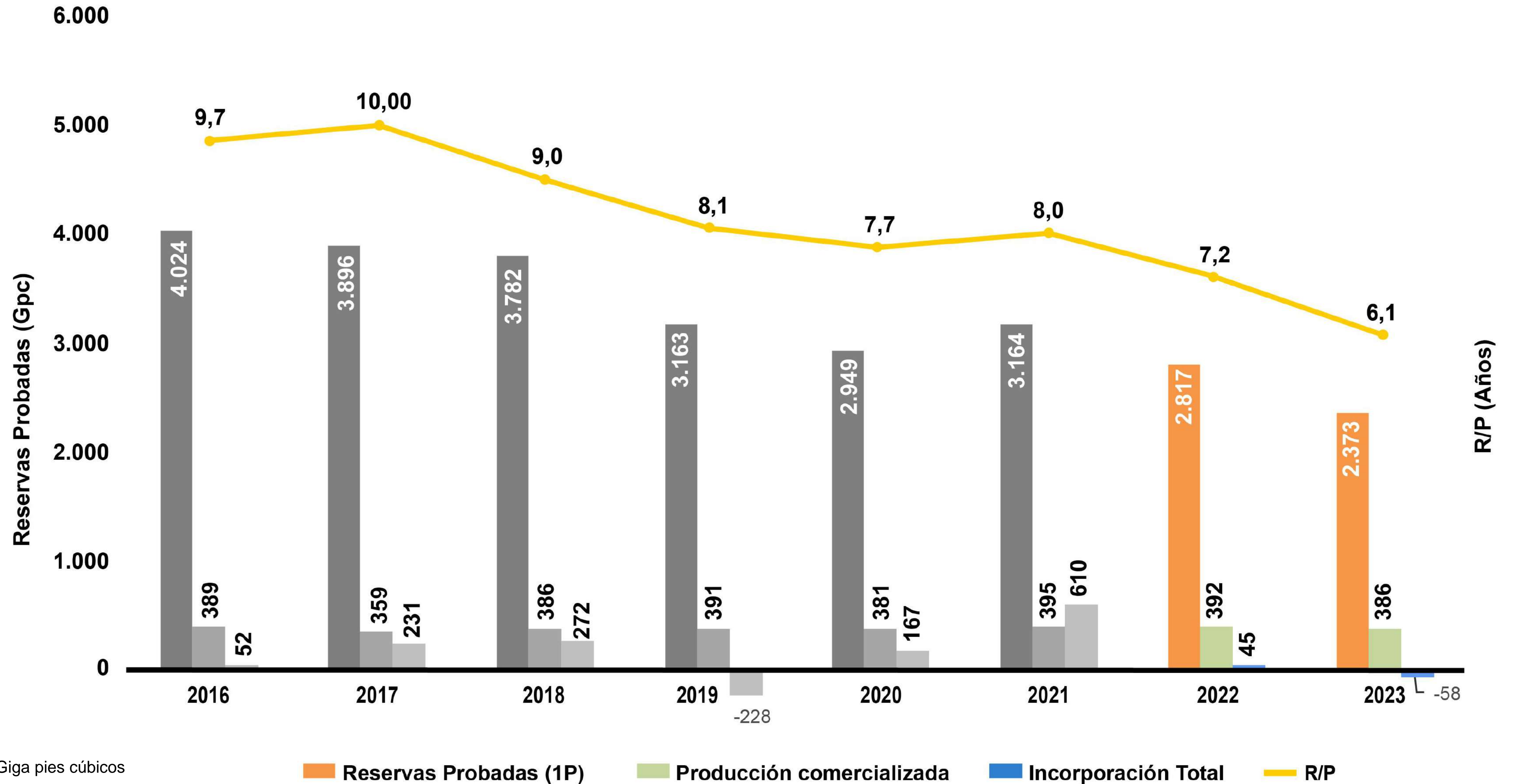
El 80% de las reservas 2P (mejor estimación) son reservas probadas 1P.

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.

Gpc: Giga pies cúbicos

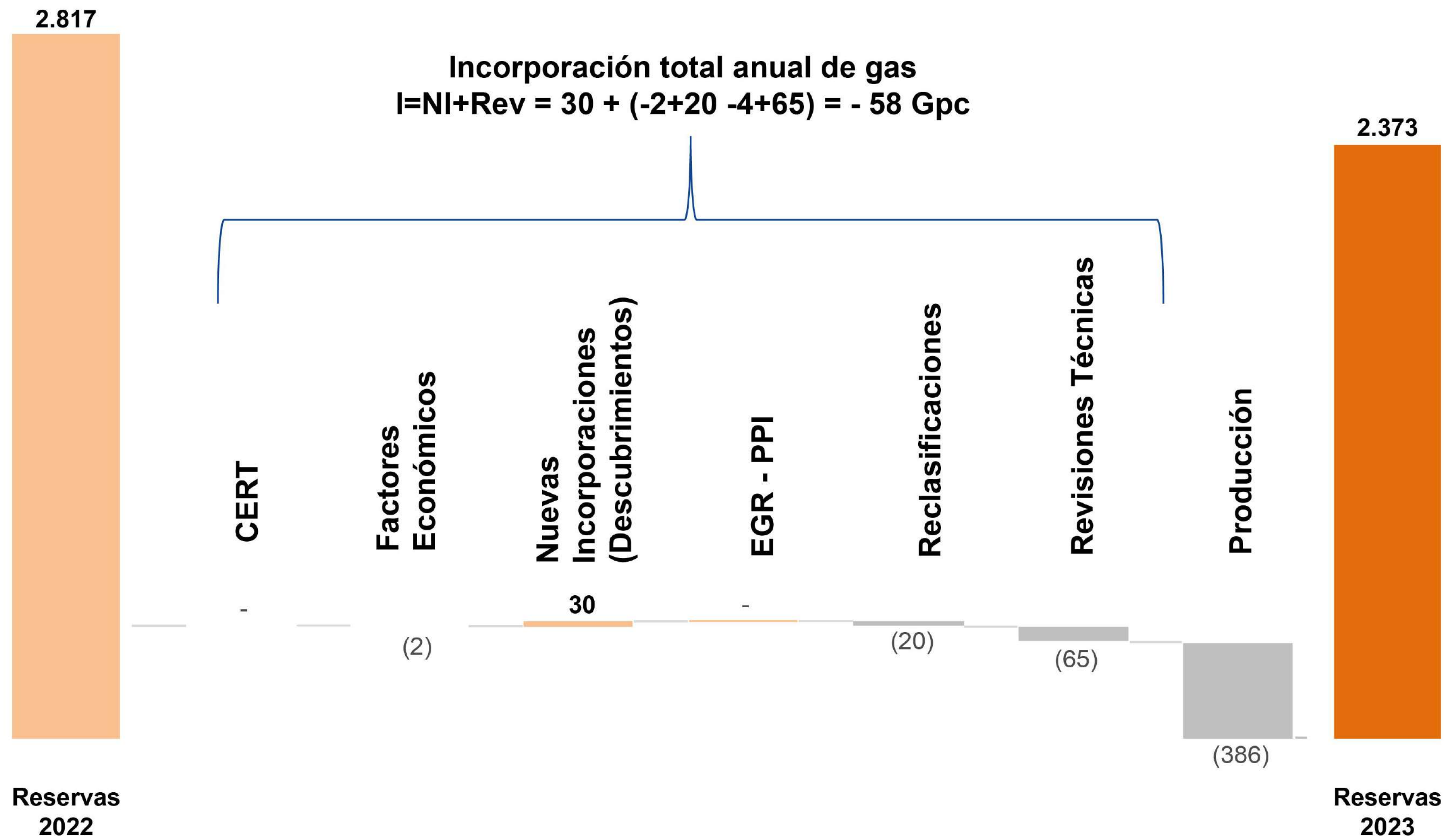
1P: Indica la estimación baja de Reservas (Igual a P1)
2P: Mejor estimación de Reservas (P1+P2)
3P: Estimación alta de Reservas (P1+P2+P3)

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



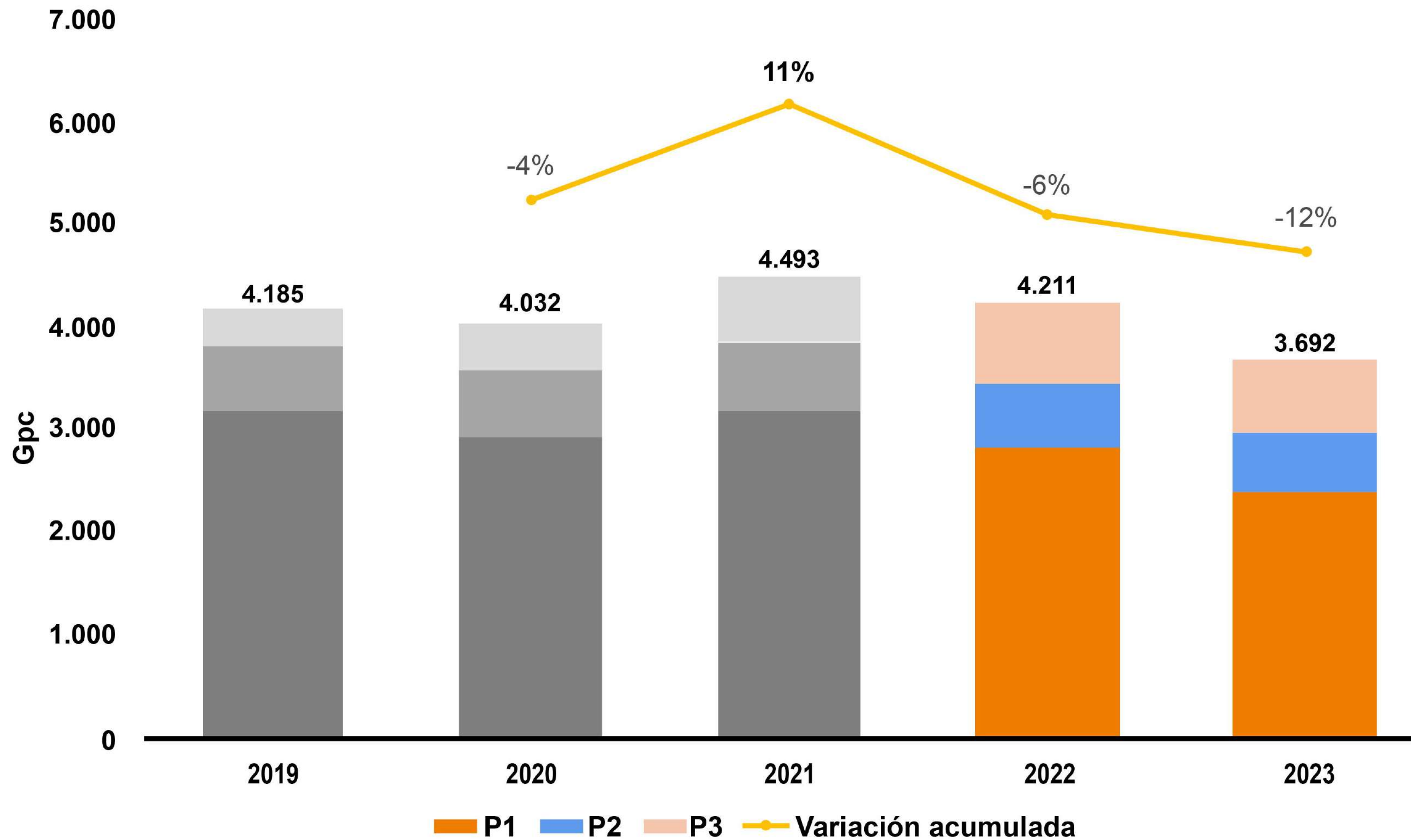
Gpc: Giga pies cúbicos

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



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

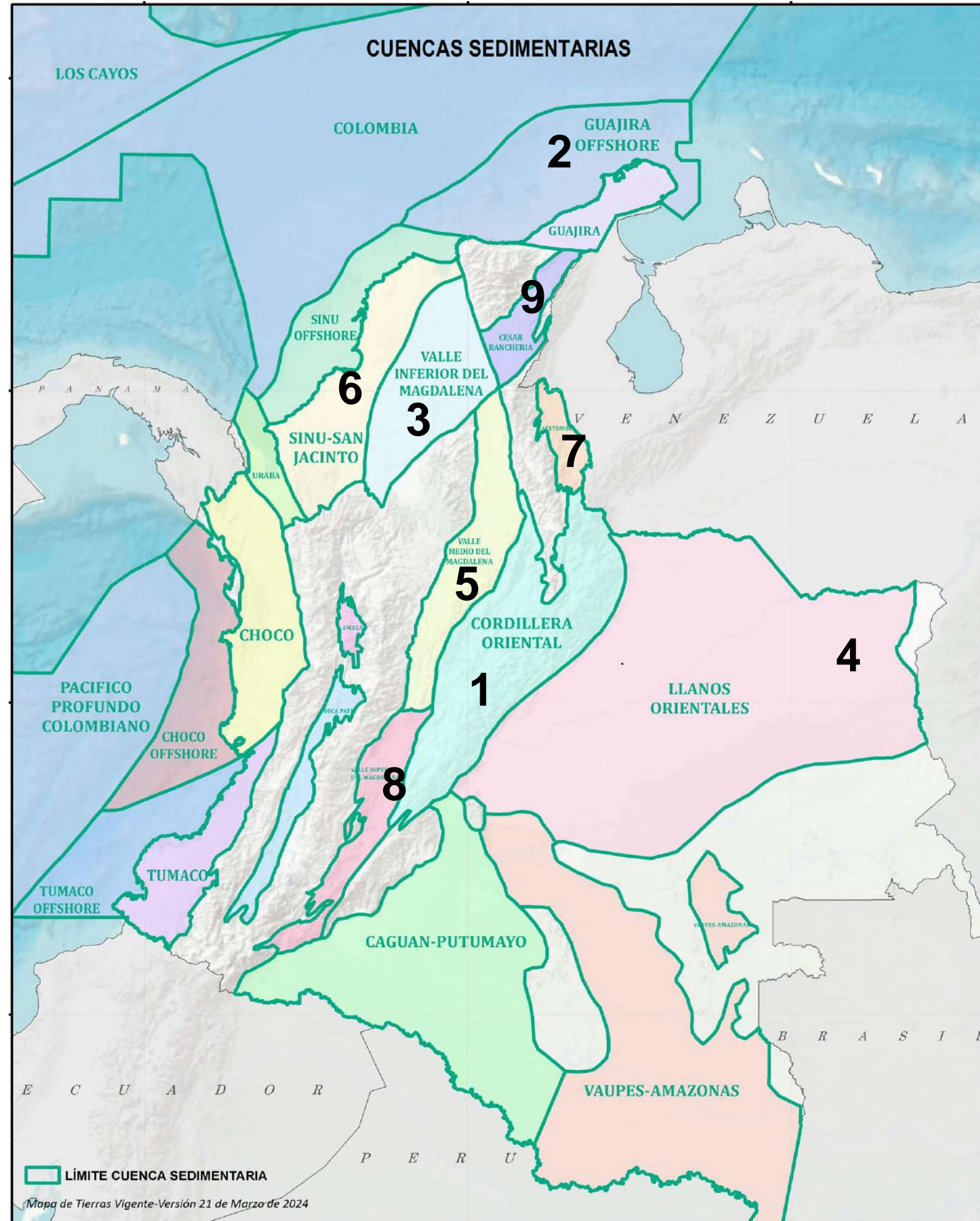
Variación acumulada de las reservas de gas 3P 2019 – 2023 (Gpc)



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%

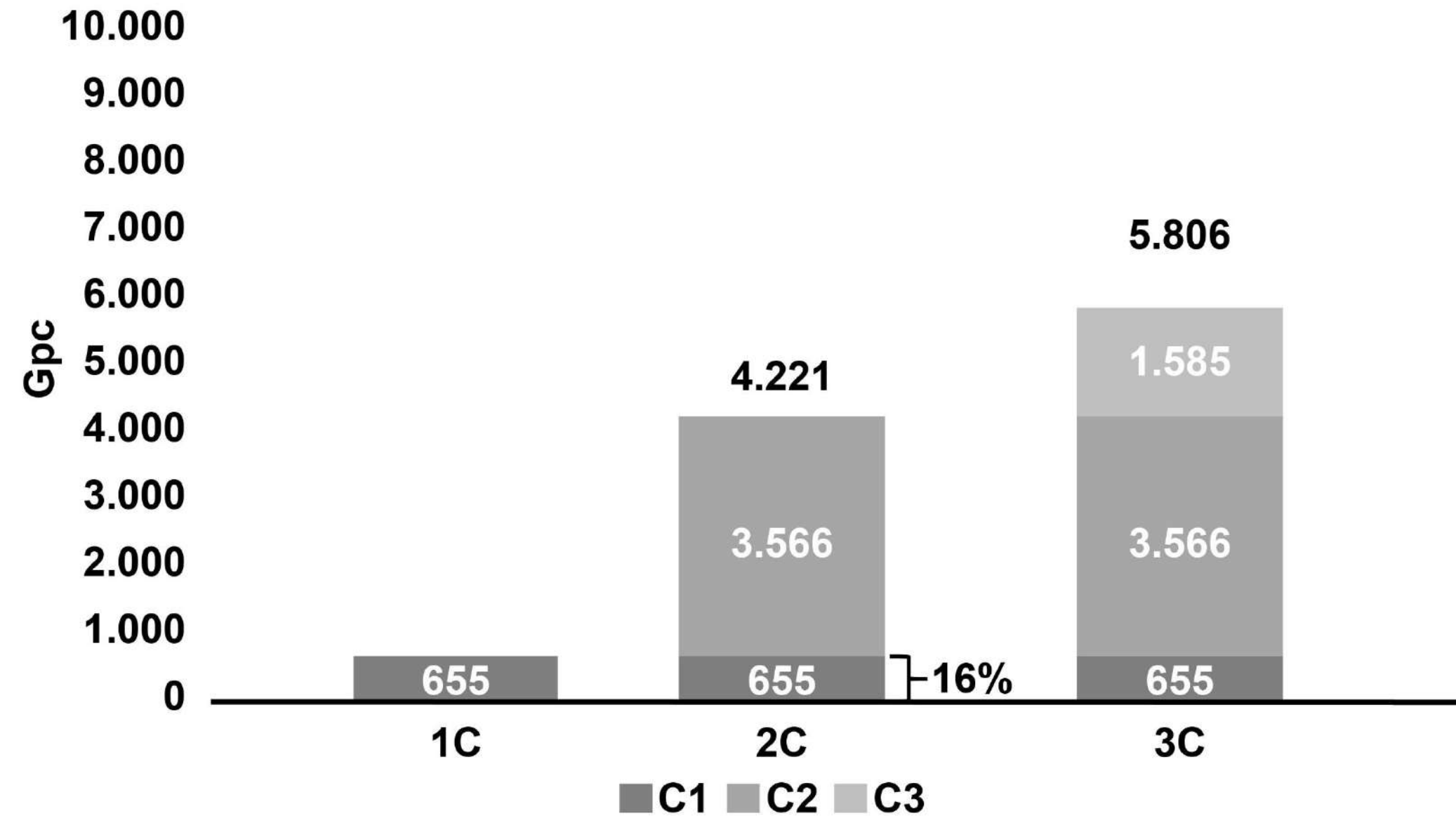
→ **90,4%**

Análisis de los recursos contingentes de gas

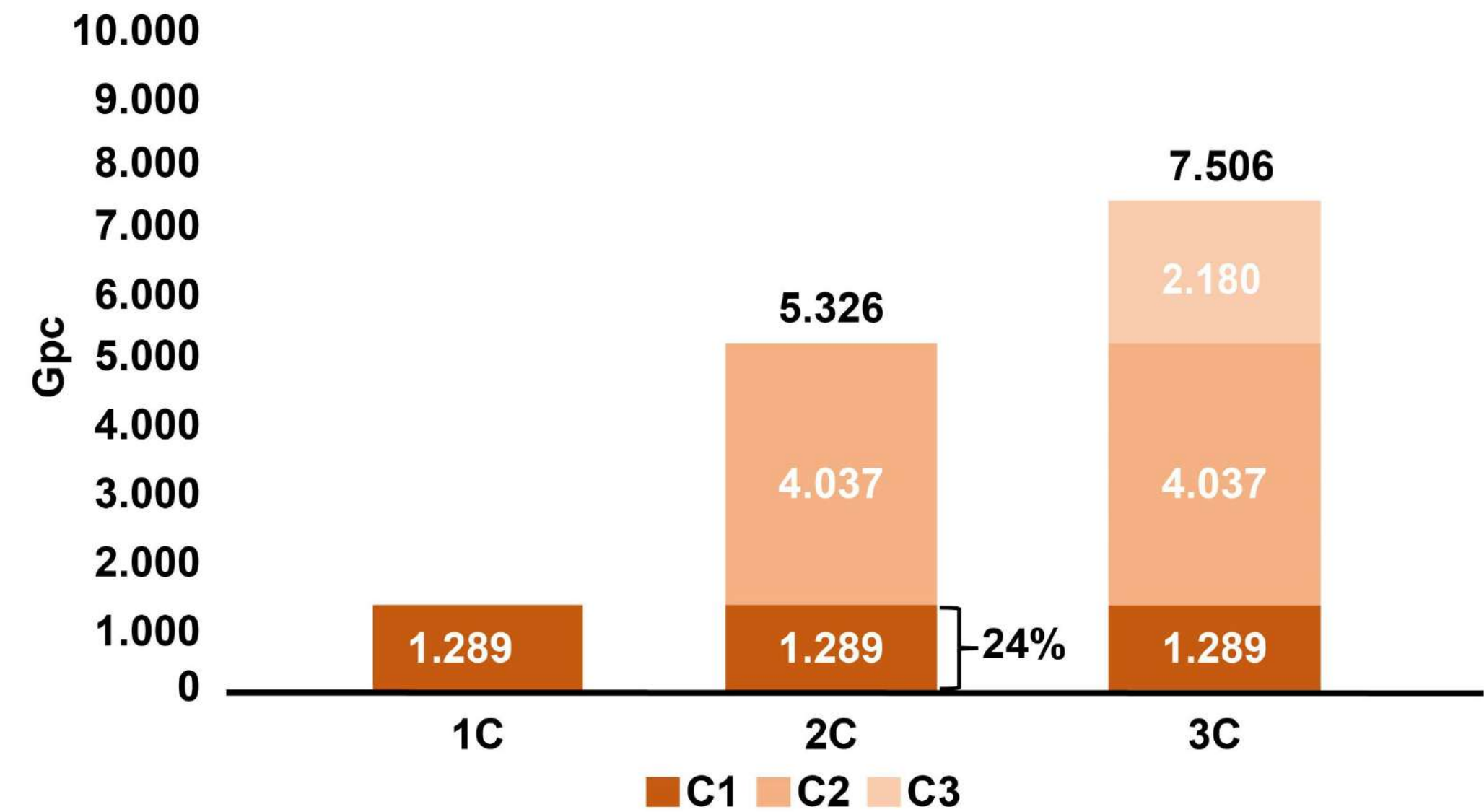
31 de diciembre 2023

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)



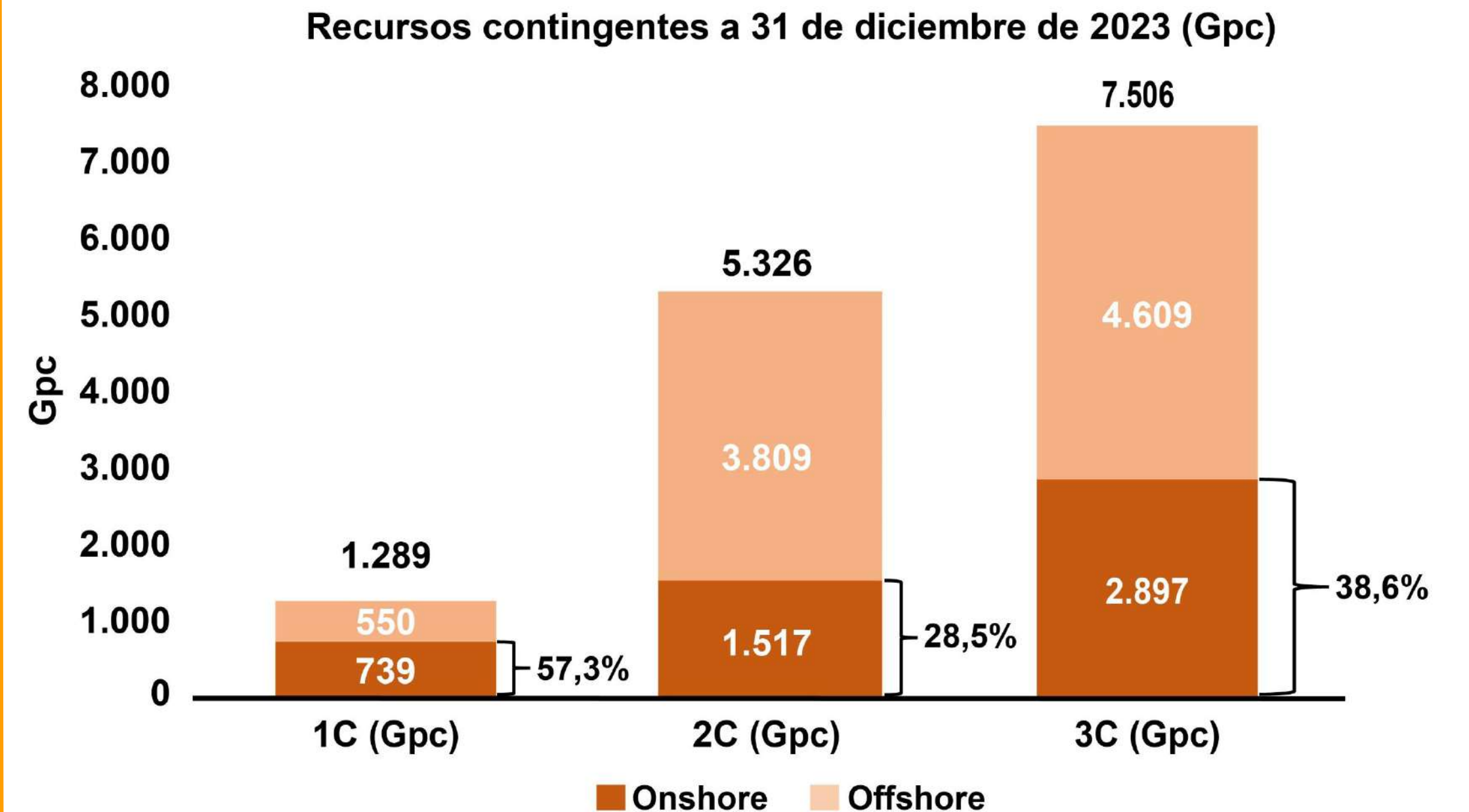
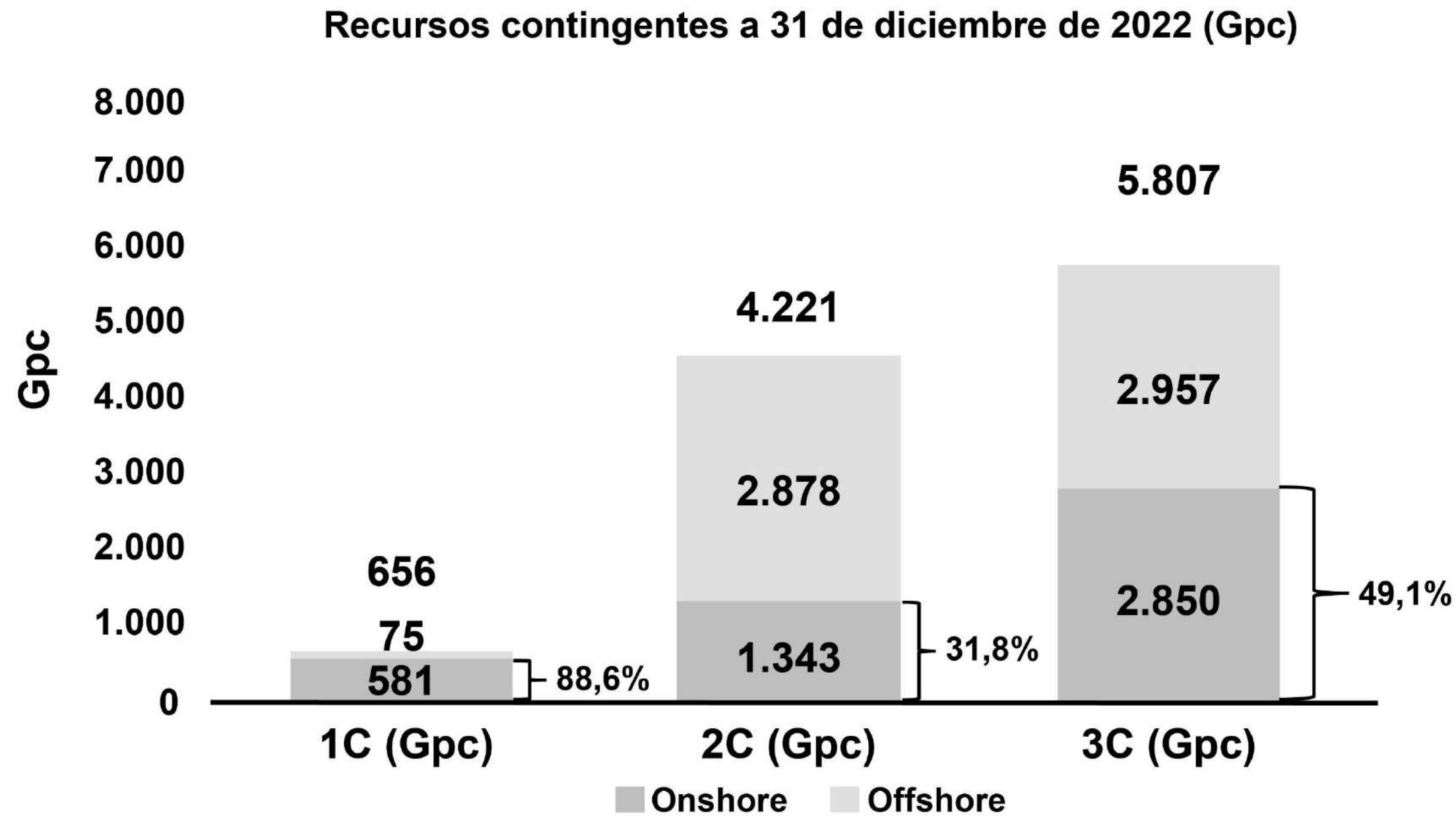
A 31 de diciembre de 2023 había recursos por 7.506 Gpc descubiertos y potencialmente recuperables (3C), un 29 % más que en el 2022.

* 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

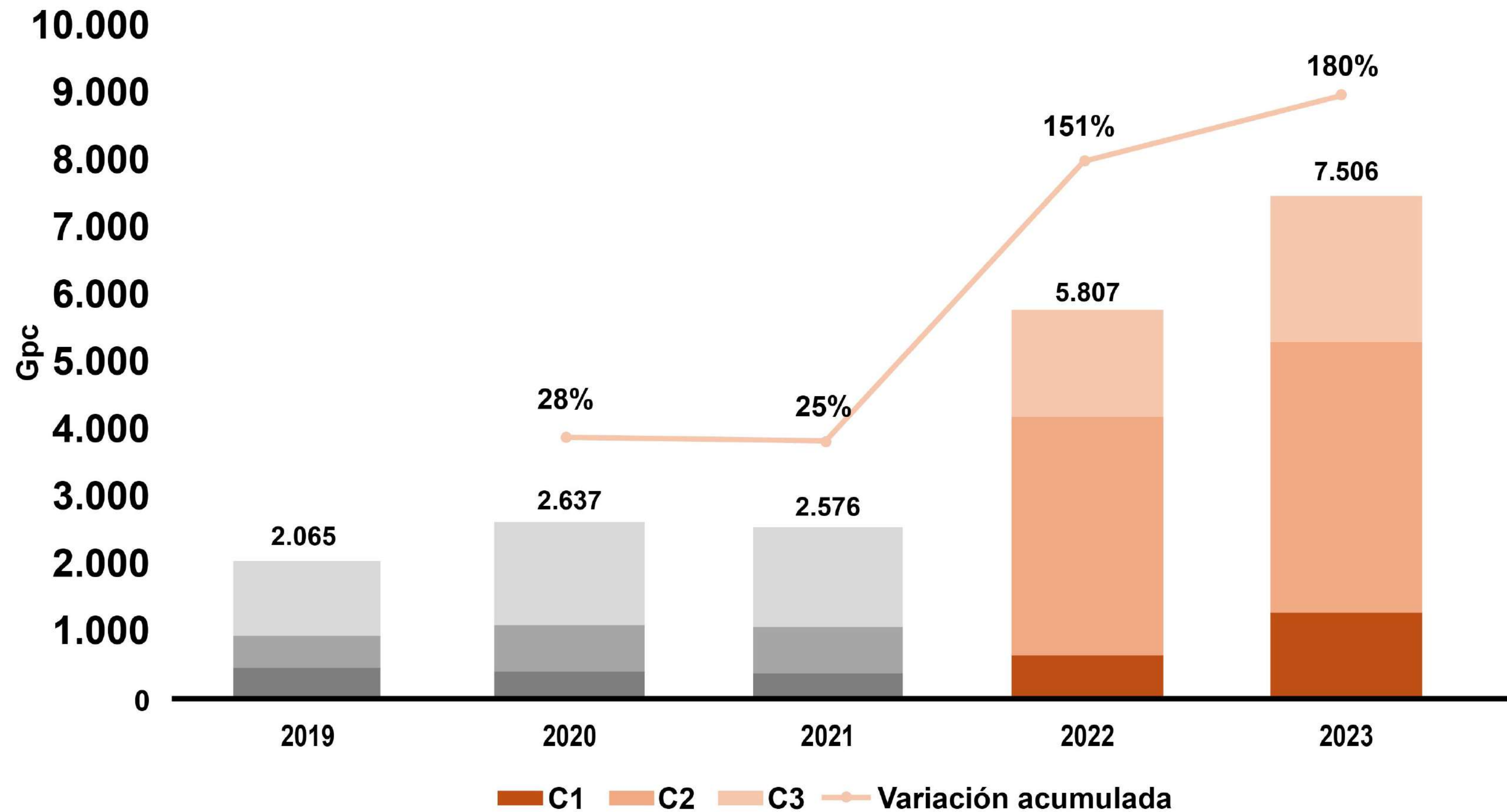
1C: Estimación Baja de Recursos Contingentes (C1)
2C: Mejor estimación de Recursos Contingentes (C1+C2)
3C: Estimación alta de Recursos Contingentes (C1+C2+C3)

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)

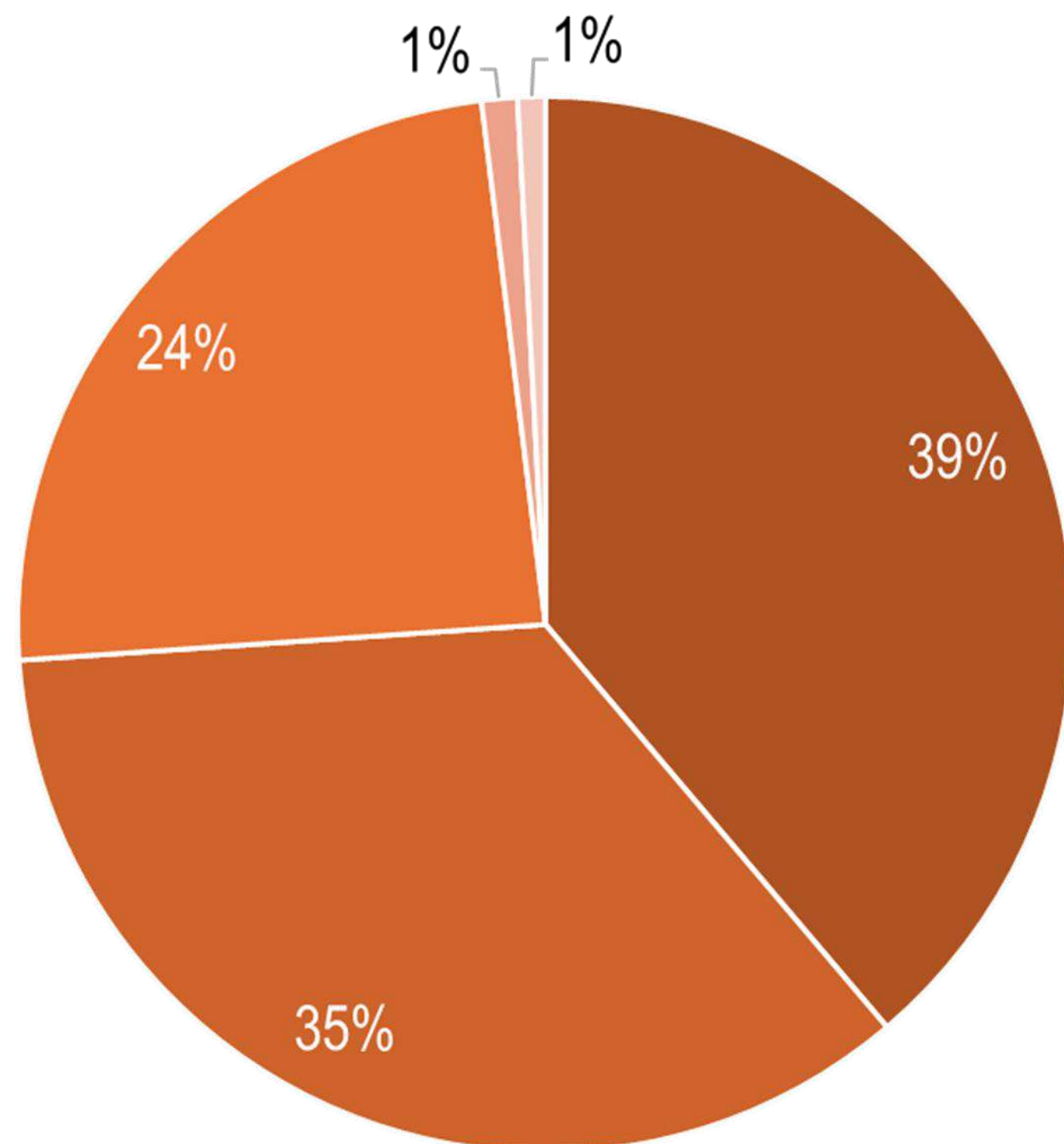


Entre el 2019 y 2023 los recursos contingentes 3C han aumentado al 180 %.

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

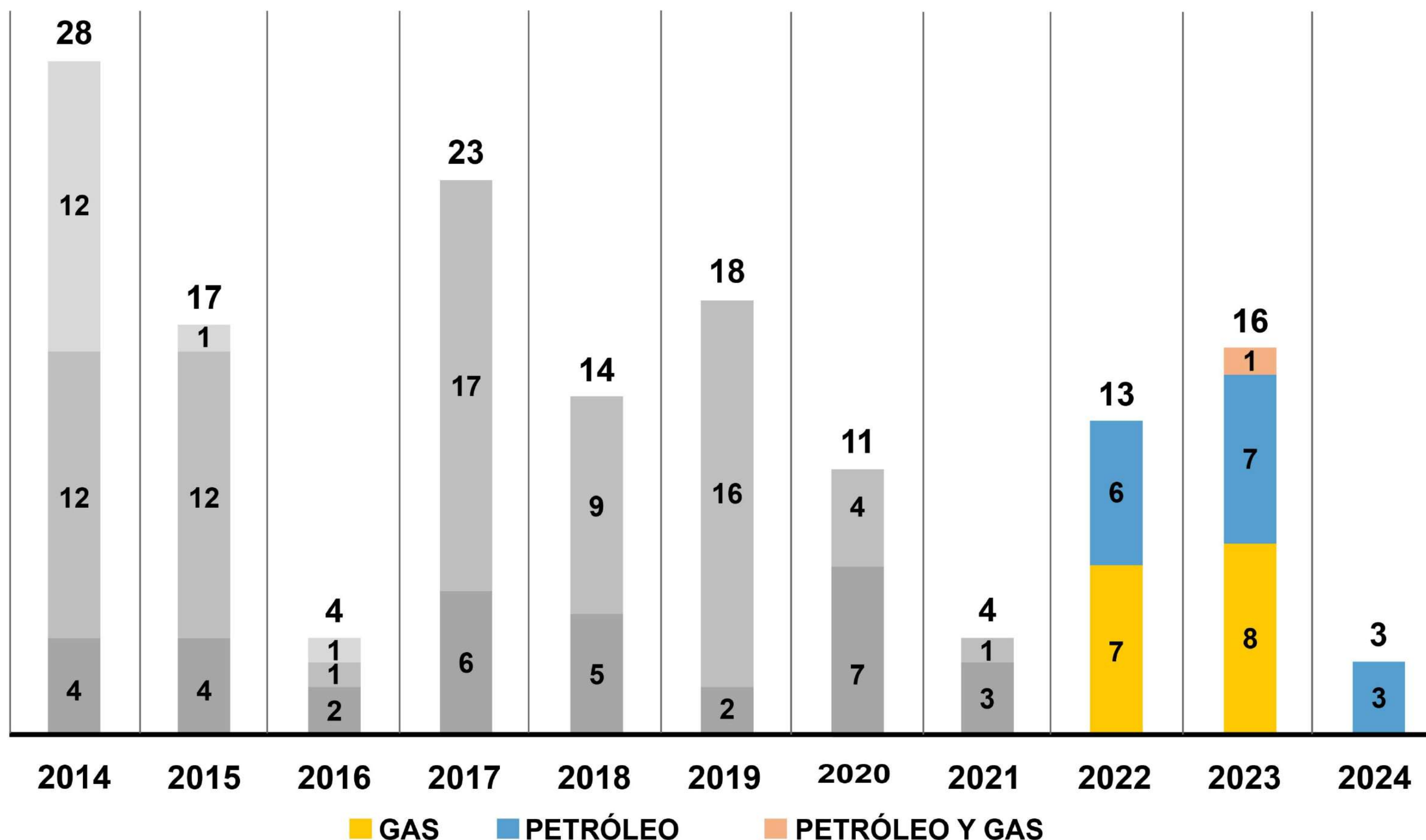
Gpc: Giga pies cúbicos

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

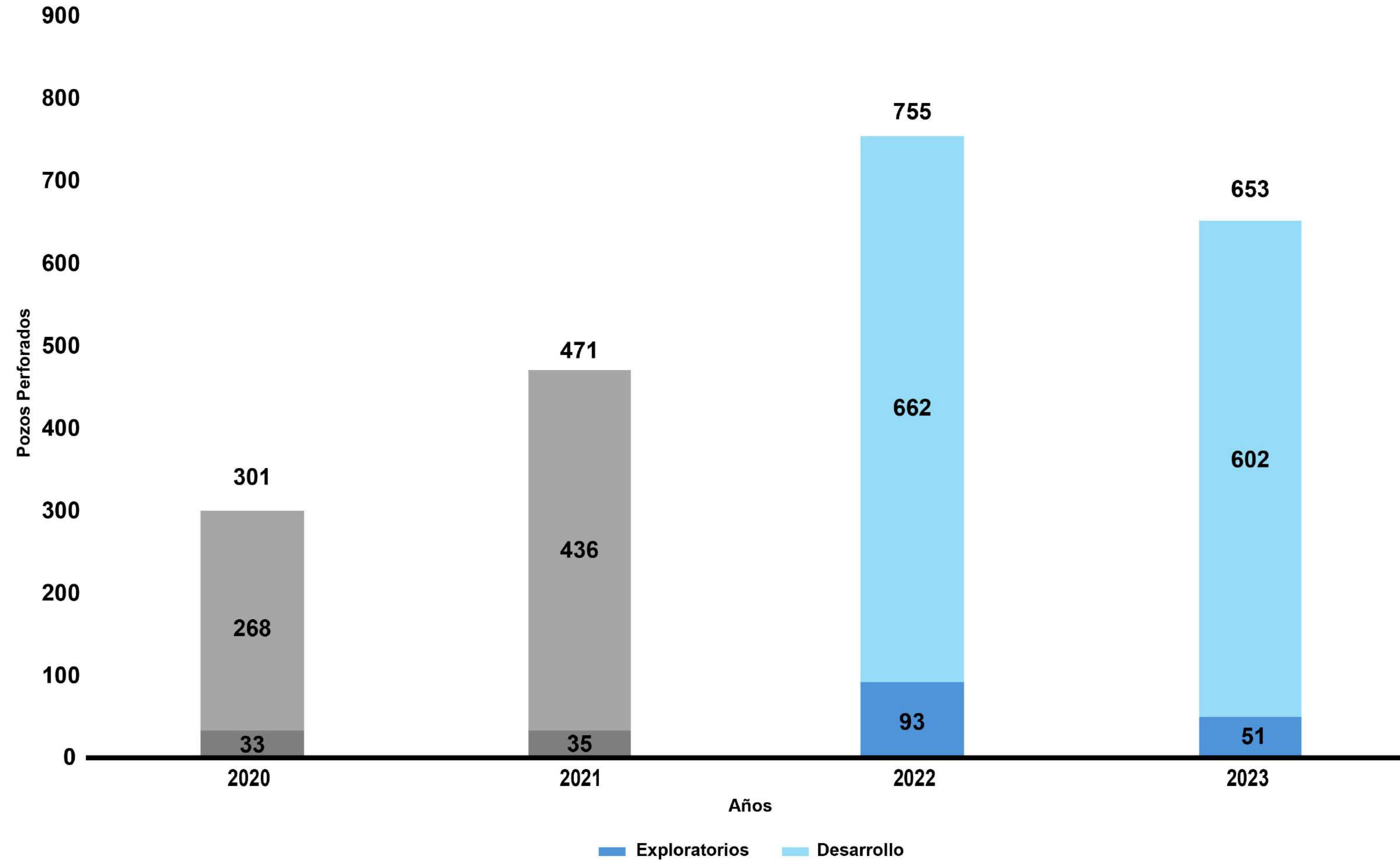
Entre el año 2014 y el 2024 se han producido 48 avisos de descubrimiento de gas, 15 de estos (31,25%), han sido a partir de agosto del 2022.

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	MUNUCIPIO (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

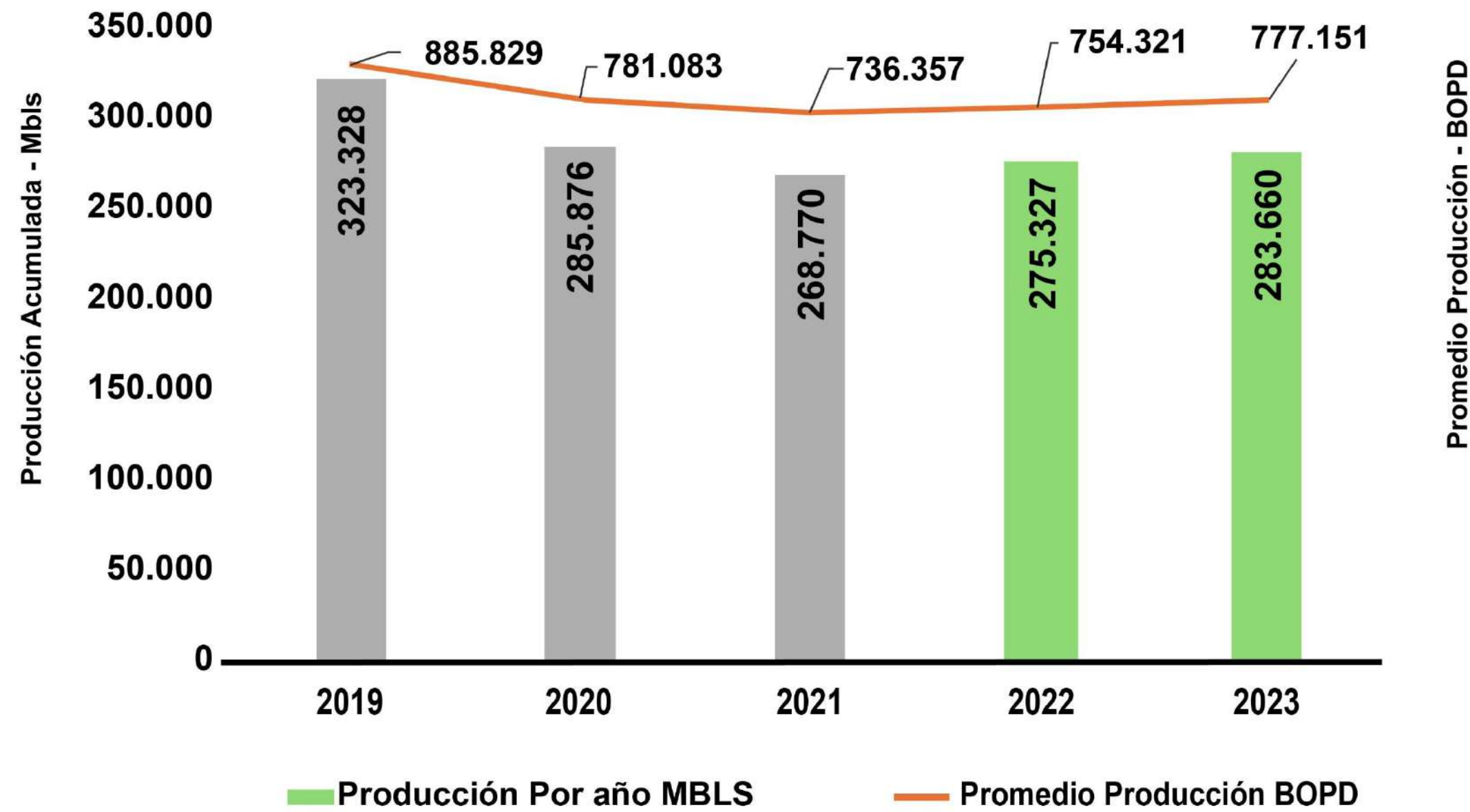


En los últimos cuatro años se han perforado **212** pozos exploratorios. De estos, **113** pozos (**53%**) fueron perforados entre el 7 de agosto de 2022 y el 31 de diciembre de 2023.

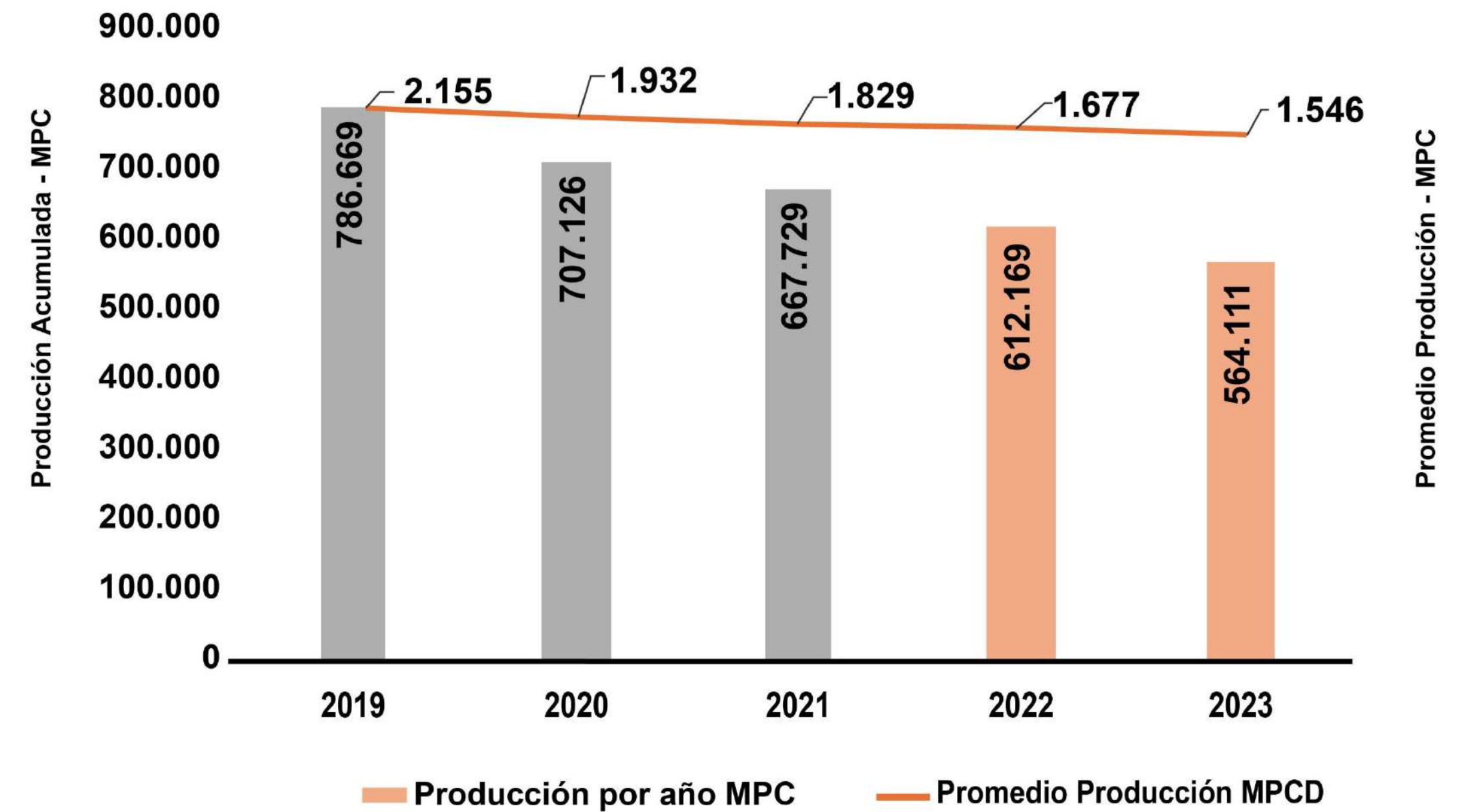
Información disponible desde el 2020

Producción de petróleo y gas

Producción fiscalizada de petróleo



Producción fiscalizada de gas

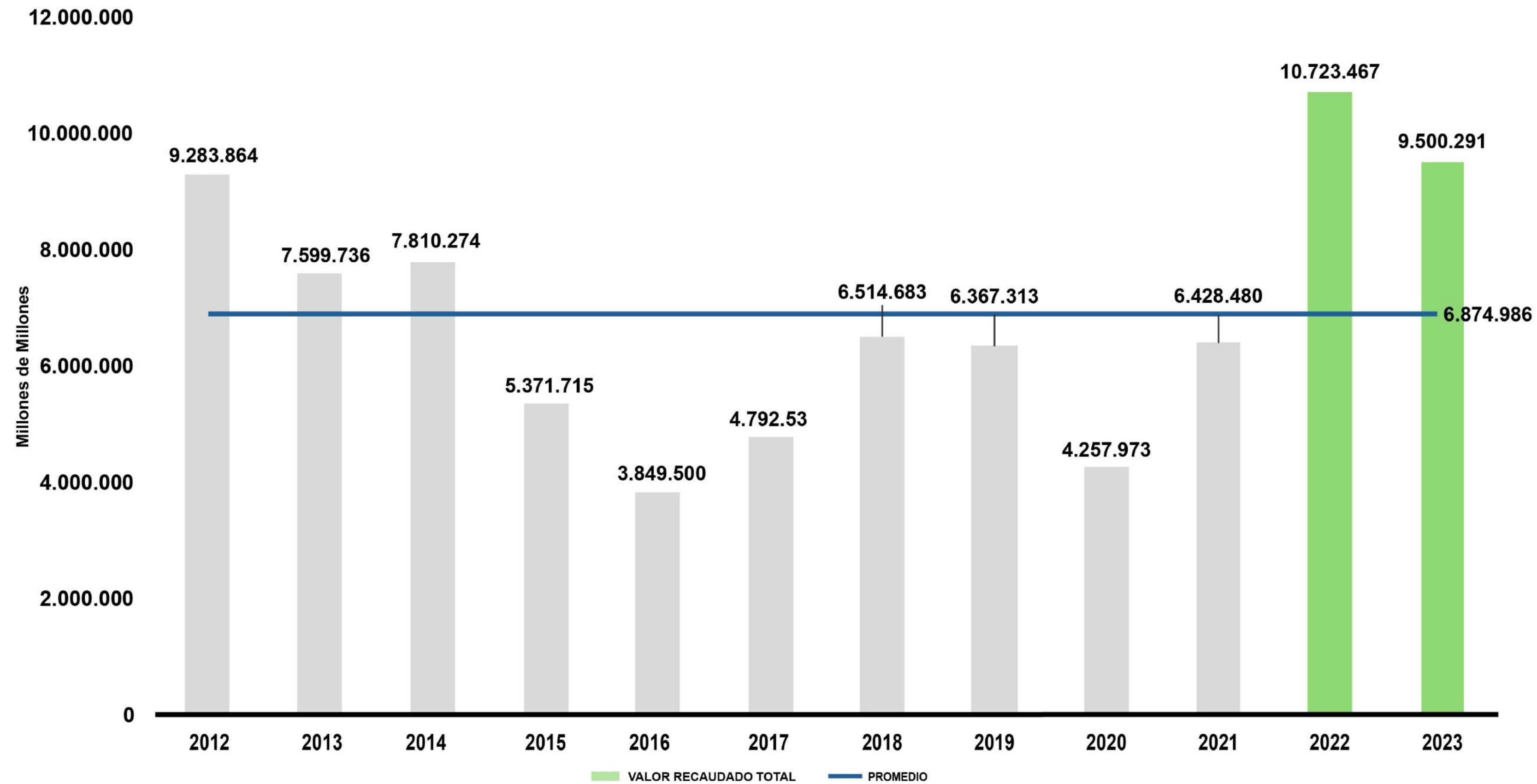


En el año 2023 se tuvieron 370 campos productores, con una producción promedio día de 777.151 Bopd.

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

