

El contexto del Offshore en Colombia, una mirada holística

Orlando Velandia Sepulveda
Presidente ANH

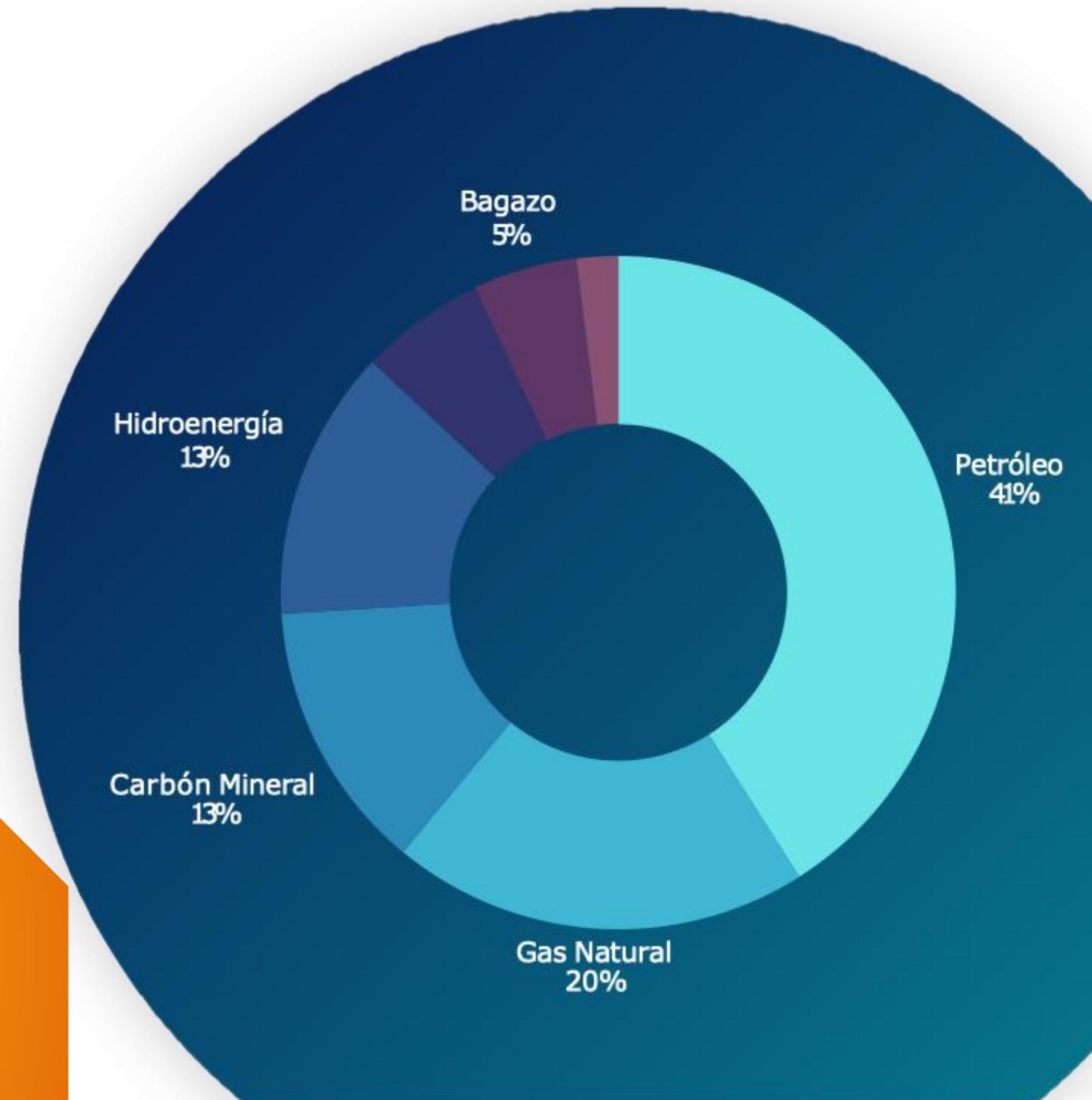
Incluye: electricidad, combustibles líquidos (gasolina, diésel), gas natural, biomasa, carbón y leña, entre otros.

Considera el consumo energético en todos los sectores: transporte, industria, residencial, etc.

Abarca todas las fuentes de energía utilizadas en el país, no solo para generar electricidad.

Se mide usualmente en teraJulios (TJ) o millones de barriles equivalentes de petróleo (Mmboe).

Matriz Energética



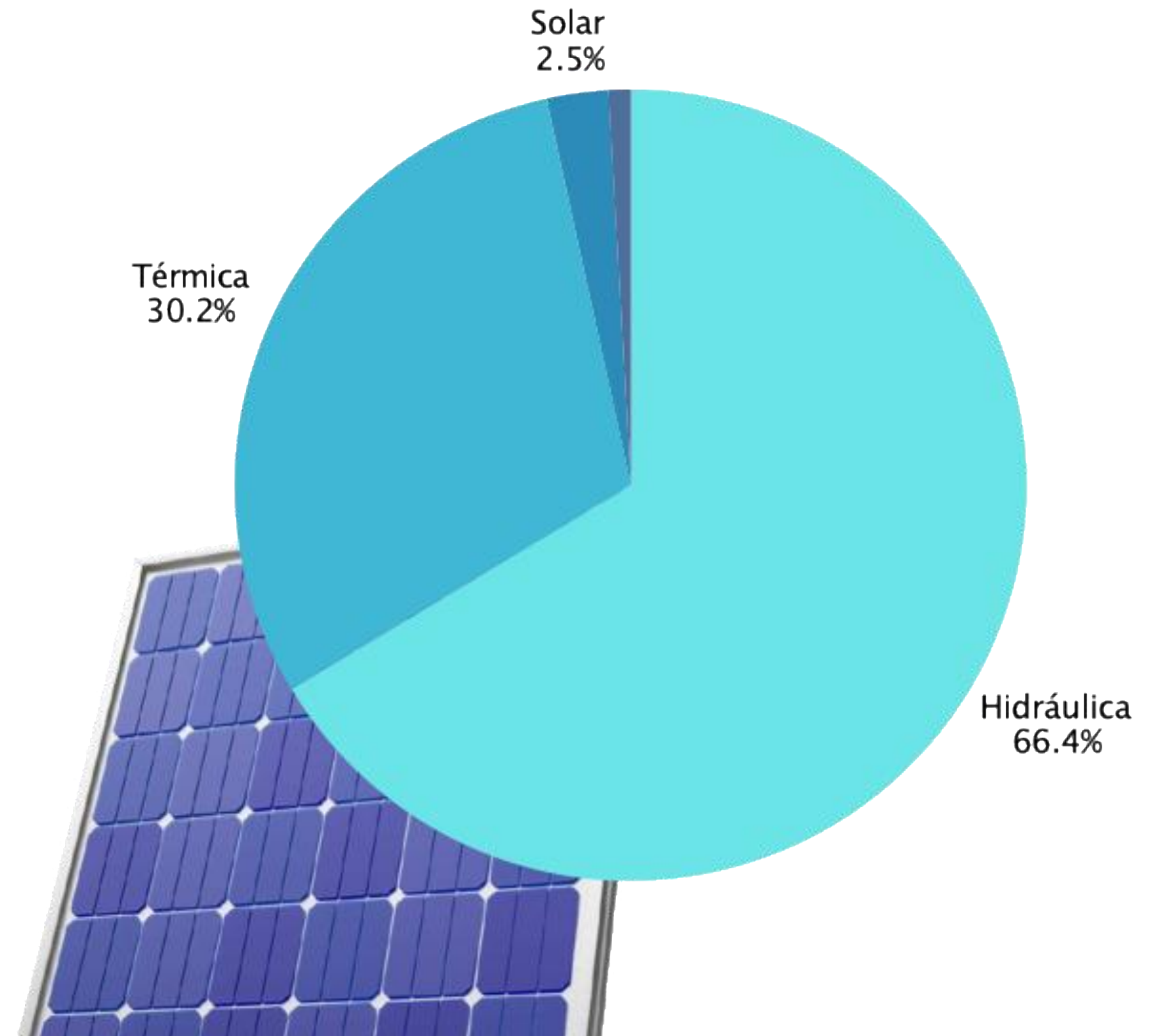
Incluye: electricidad, combustibles líquidos (gasolina, diésel), gas natural, biomasa, carbón y leña, entre otros.

Considera el consumo energético en todos los sectores: transporte, industria, residencial, etc.

Abarca todas las fuentes de energía utilizadas en el país, no solo para generar electricidad.

Se mide usualmente en teraJulios (TJ) o millones de barriles equivalentes de petróleo (Mmboe).

Matriz Eléctrica



Soberanía Energética



Autonomía en gestión energética

Capacidad del país para definir y controlar sus propias políticas, recursos y decisiones energéticas sin depender de actores externos



Promover fuentes nacionales

Impulso al uso de recursos energéticos locales como la energía solar, eólica, geotérmica entre otras, reduciendo la dependencia de importaciones



Fortalecer infraestructura

Modernización y expansión de redes eléctricas, sistemas de generación y almacenamiento para asegurar un suministro confiable y equitativo en todo el territorio

Seguridad Energética

Diversificación de fuentes

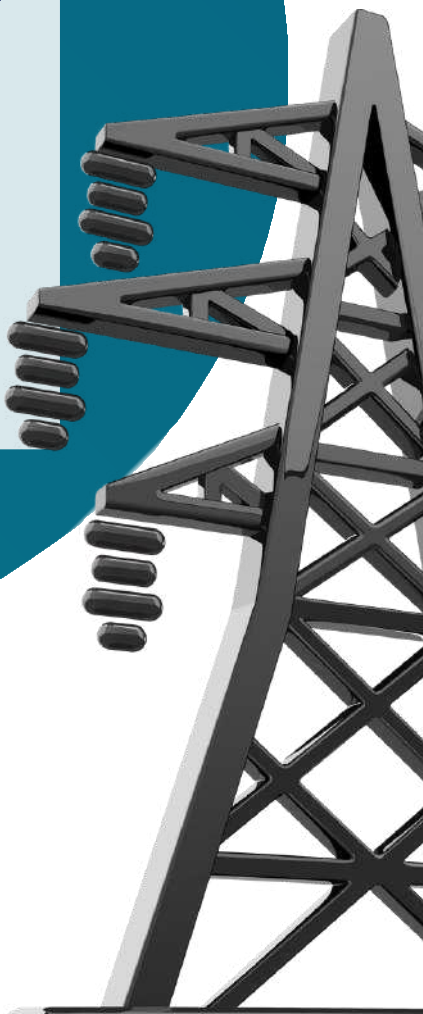
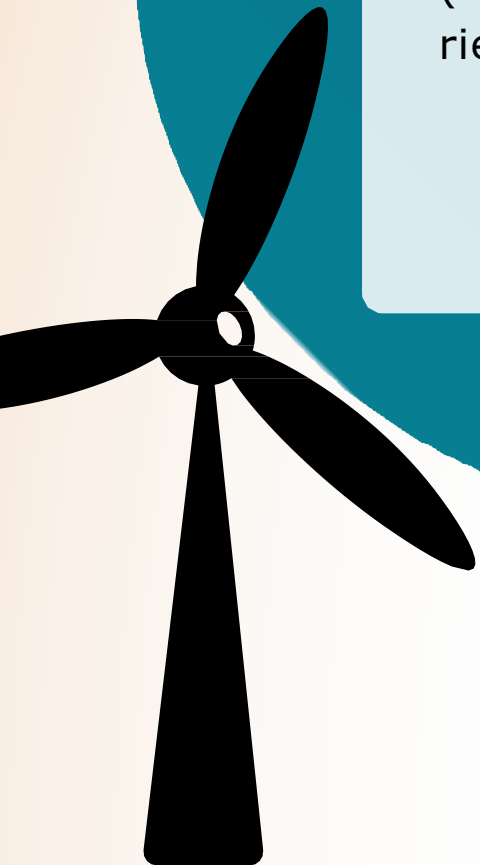
Usar distintas fuentes de energía (renovables, fósiles) para reducir riesgos y asegurar el suministro.

Modernización de redes

Actualizar la infraestructura de transmisión y distribución para mejorar la eficiencia, reducir pérdidas y garantizar estabilidad.

Gestión de riesgos climáticos

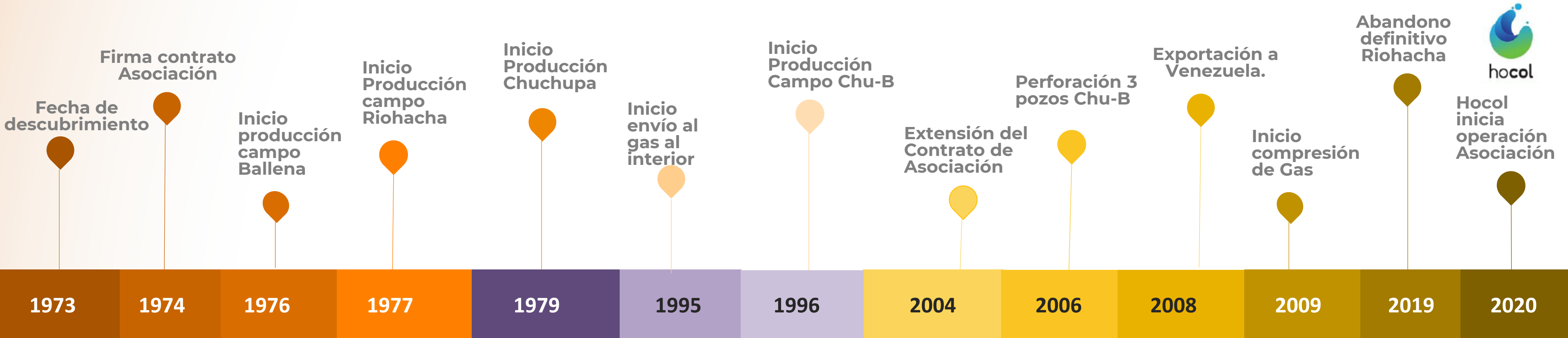
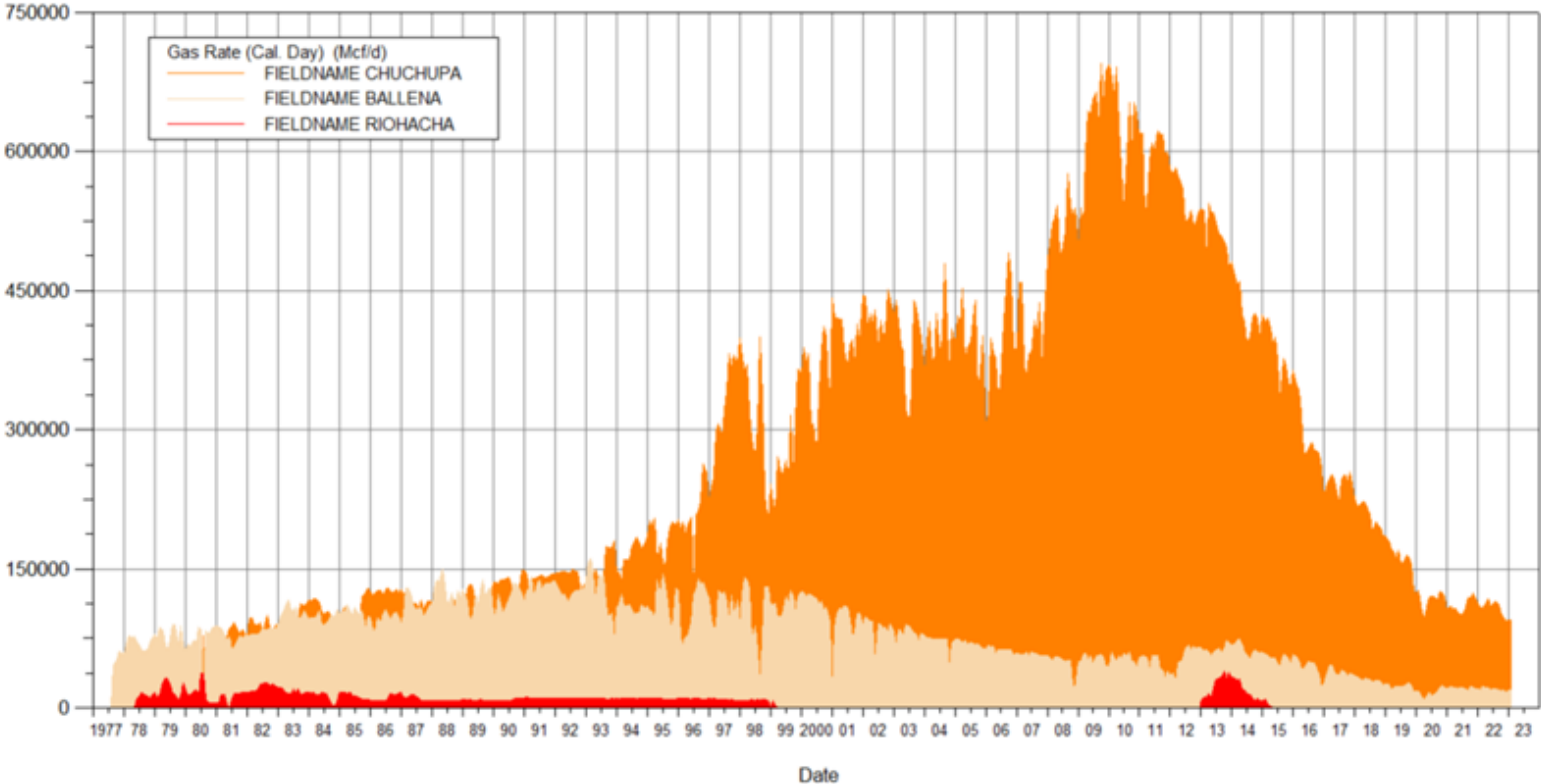
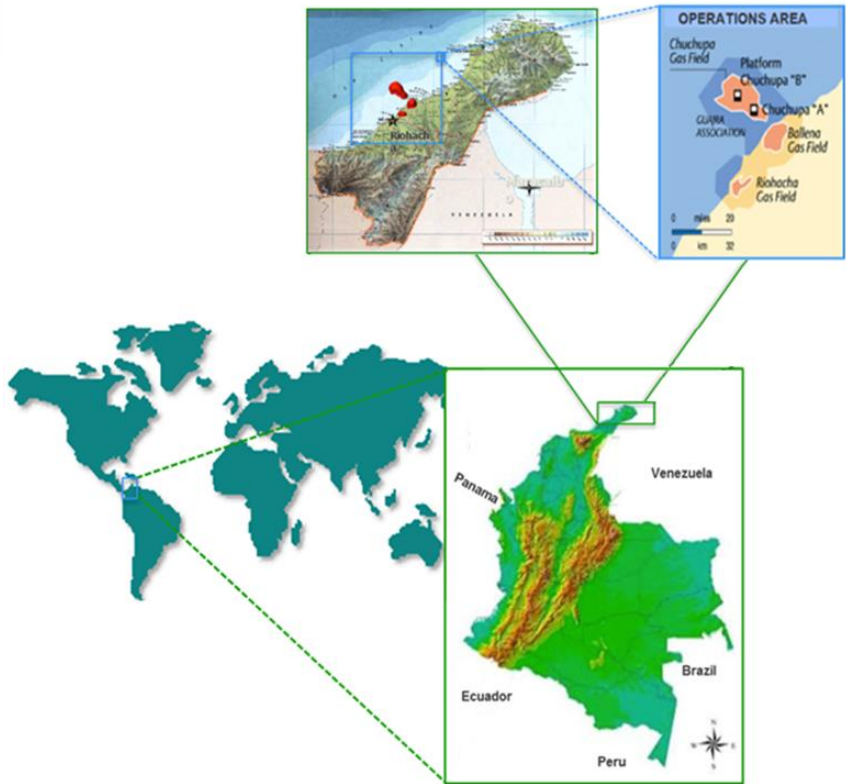
Anticipar y mitigar los efectos del cambio climático sobre el sistema energético, fortaleciendo su resiliencia.





Perspectivas de
abastecimiento de
gas

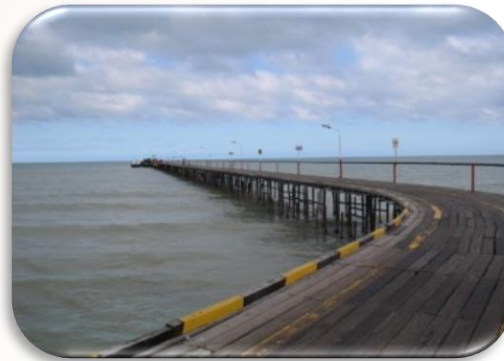
Historia de la Asociación Guajira



Activos de la Asociación Guajira

- Propietario: Gobernación
- Contrato Comodato: operación y mantenimiento
- Turístico

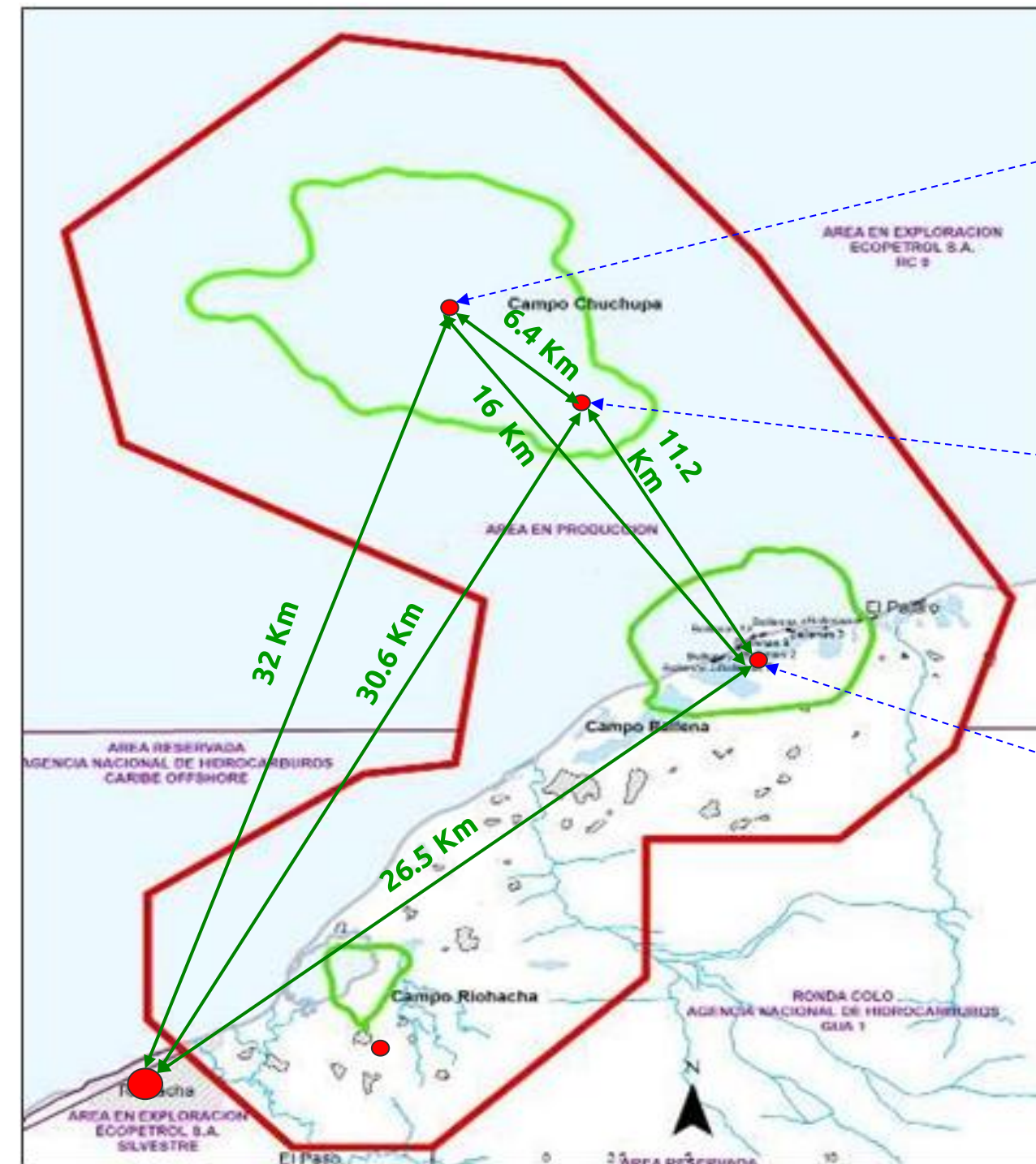
Muelle Riohacha



M/V Warekay



M/V Wayuu



Chuchupa B



Chuchupa A



Ballena



Embarcadero Ballena

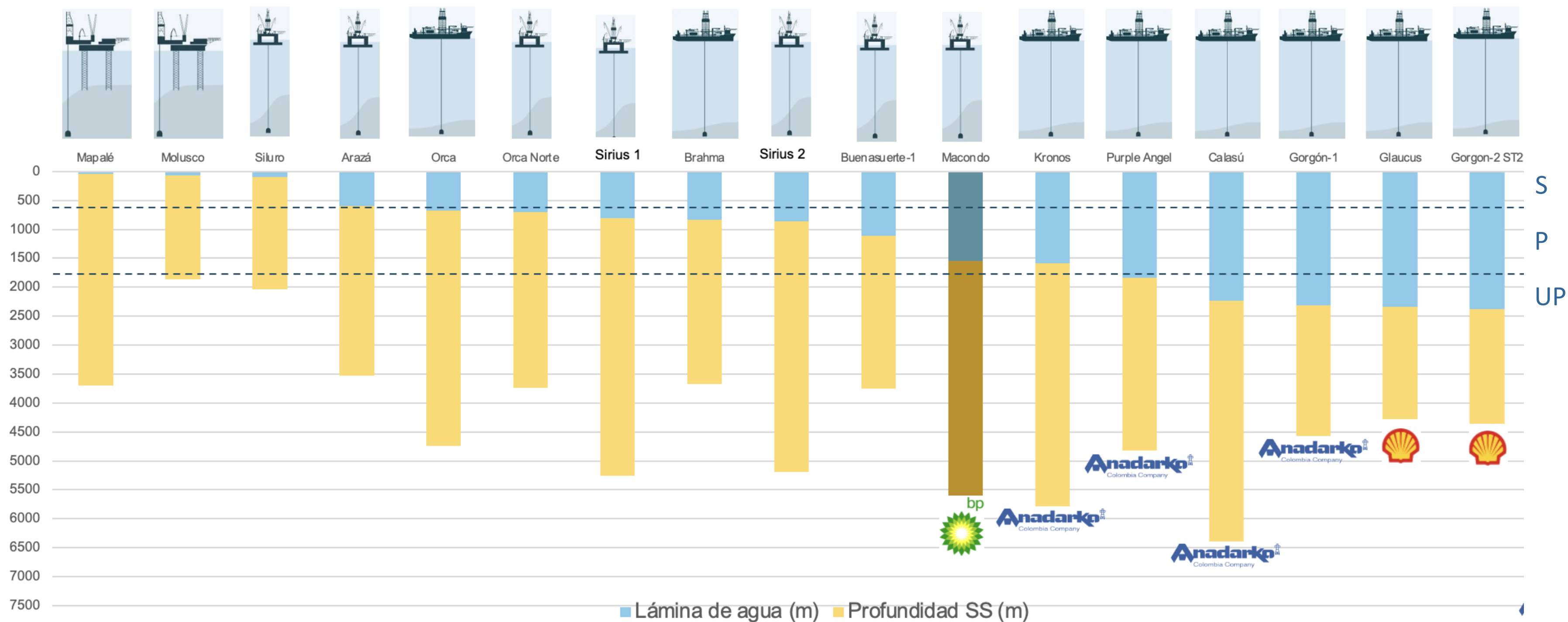


- Inició producción en 1996
- Pozos horizontales
- Líneas de transferencia a Ballena y Chuchupa A (24")

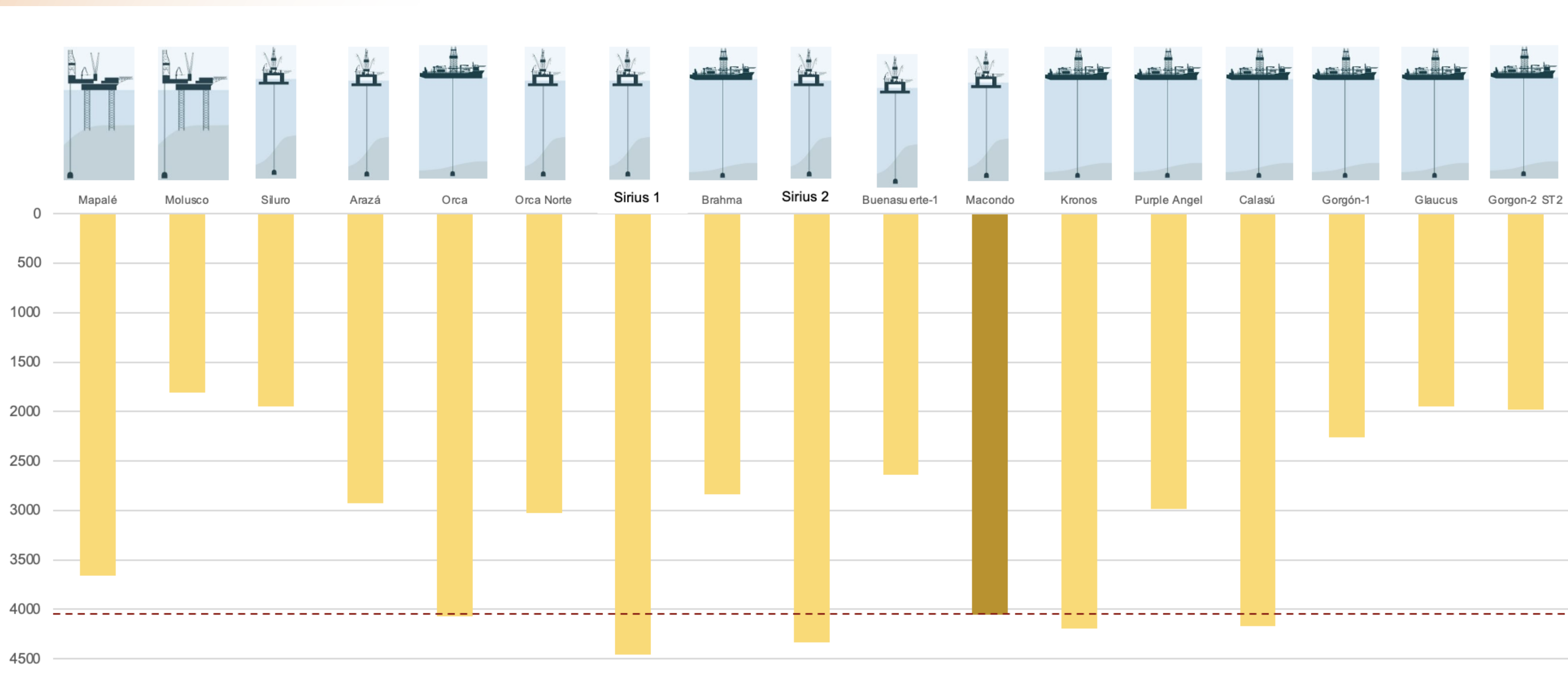
- Inició producción en 1979
- Línea de transferencia a Ballena (24")

- Inició producción en 1976
- Facilidades de compresión y deshidratación
- Evacuación por gasoductos de Promigas y TGI

Operaciones costa afuera recientes en el país

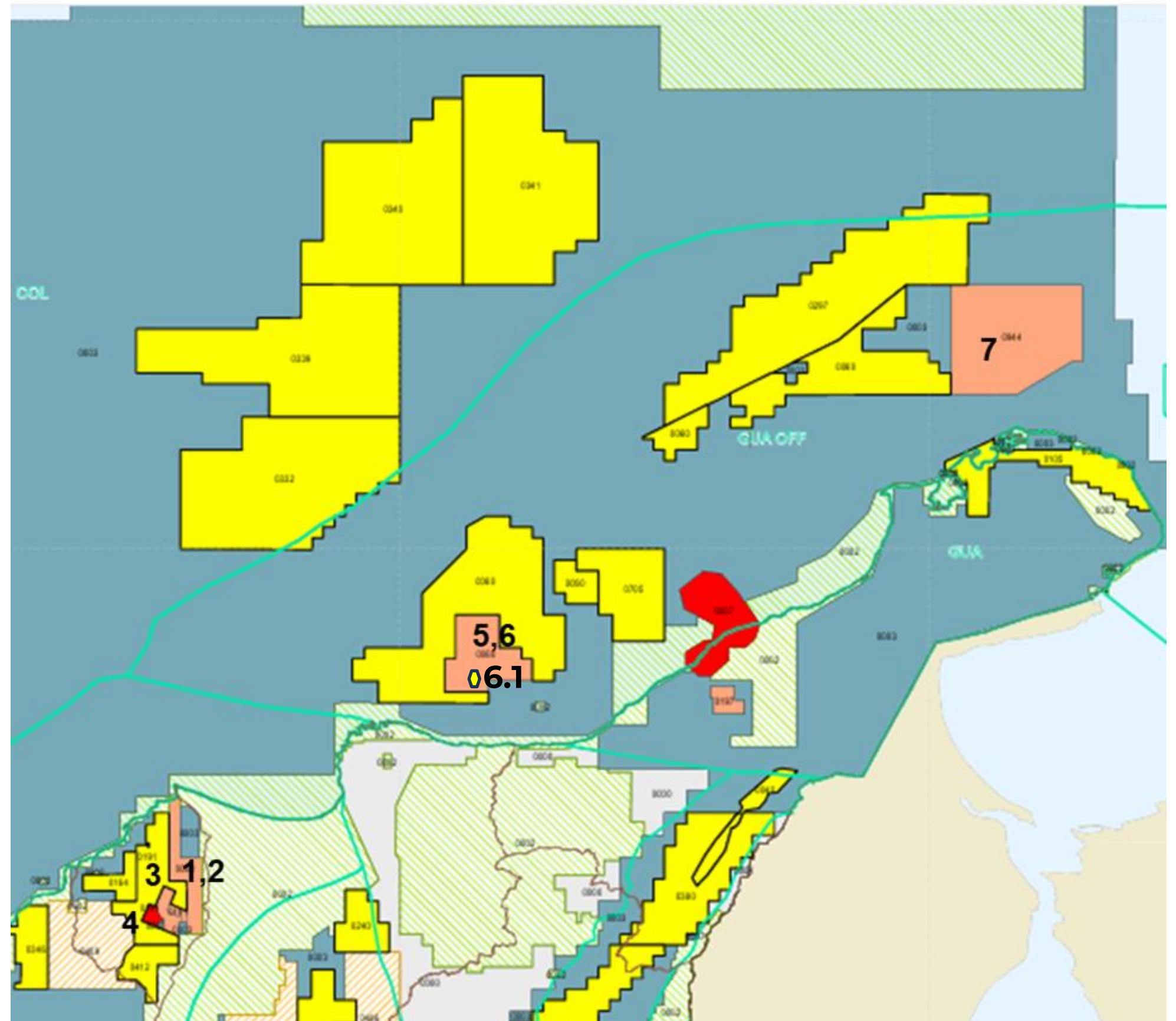


Operaciones costa afuera recientes en el país



Actividad exploratoria off shore Colombia

- 1. Purple Angel (B3) 2017, Contrato Purple Angel.
- 2. Gorgon 1 (B1) 2017,, Contrato Purple Angel. Anadarko
- 3: Gorgón 2ST2 B2b. 2023. Contrato COL 5 Shell
- 4: Glaucus 1 (B3) 2023. Contrato COL 5 Shell
- 5: Sirius 1 (B3), 2022, Sirius 2ST2 (B1) 2024 Contrato Gua Off 0. Petrobras
- Buena Suerte 1. (C3), 2025. Contrato Gua Off 0, Petrobras
- 6: Papayuela 1. En perforación. Contrato Gua Off 0. Petrobras
 - 6.1 Copoazu 1: Gua Off 0. Petrobras Septiembre 2025
- 7: Orca 1 (B3) 2014, Orca norte 1 (B2b) Tayrona. Ecopetrol



Actividad exploratoria off shore Colombia

2016-2017	2016-2017	2017	2017	2017	2022	2022	2023	2023	2023	2024	2025	2025
Purple Angel-1 / Purple Angel-1A	Gorgón-1	Siluro-1	Brahma-1	Molusco-1	Gorgon-2 & Gorgon-2 ST	Gorgon-2 ST2	Sirius 1	Orca Norte-1	Glaucus-1	Sirius-2 & Uchuva-2 ST	Buenasuerte-1	Papayuela
Anadarko	Anadarko	Repsol	Petrobras	Ecopetrol	Shell EP	Shell EP	Petrobras	Ecopetrol	Shell EP	Petrobras	Petrobras	Petrobras
Purple Angel	Purple Angel	RC-11	Tayrona	RC-9	COL-05	COL-05	Gua - off	Tayrona Orca	COL-05	Gua - off	Tayrona	Tayrona
B3	B3	C3	C3	C3	C3	B2a	B3	B2b	B3	B1	C3	Perforación

Desde el año 2016 se han perforado 12 pozos en el Offshore, el 58% han resultado exitosos



Qué desafíos enfrentamos

Punto de inflexión

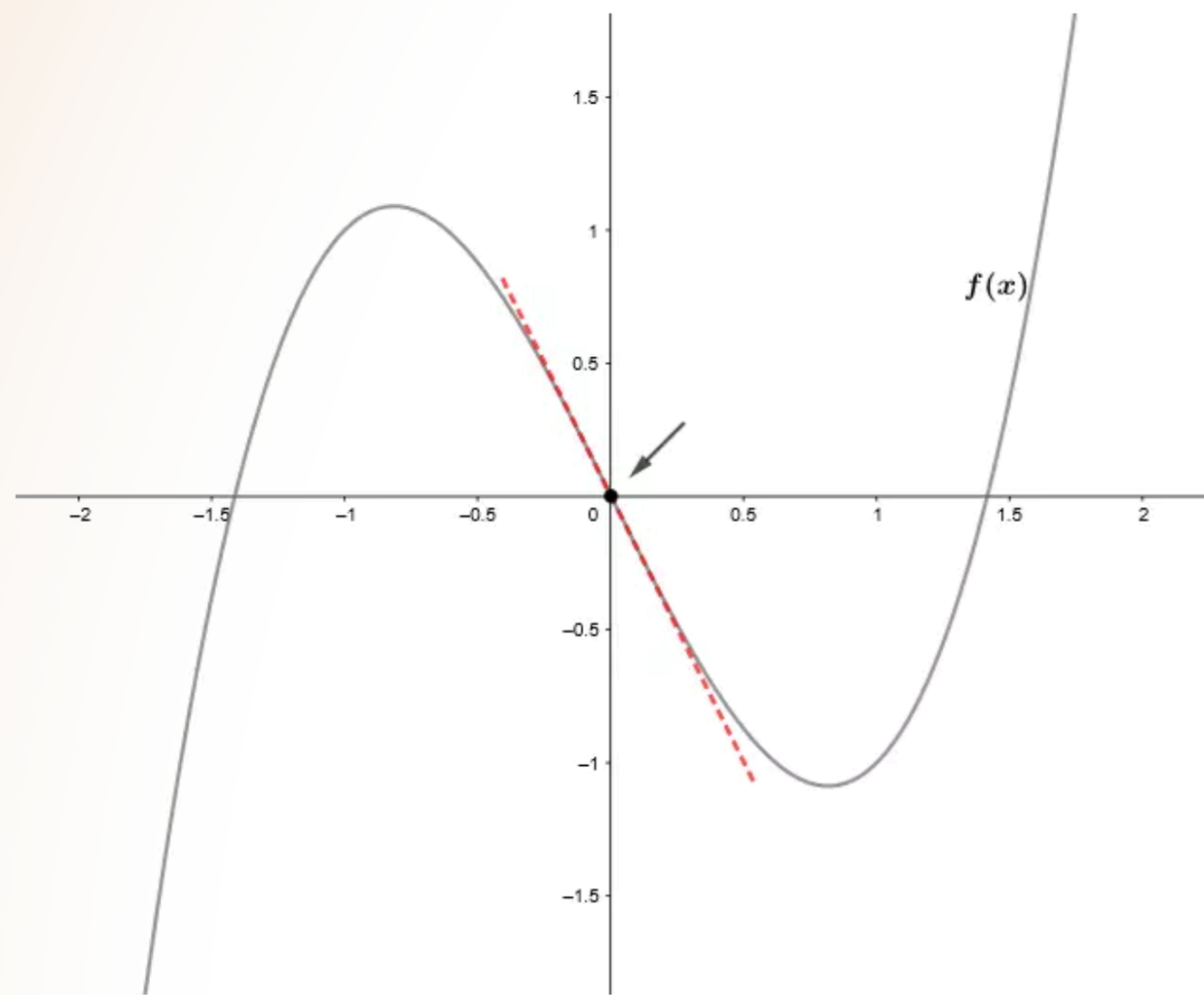


Figura 1. Representación de un punto de inflexión.

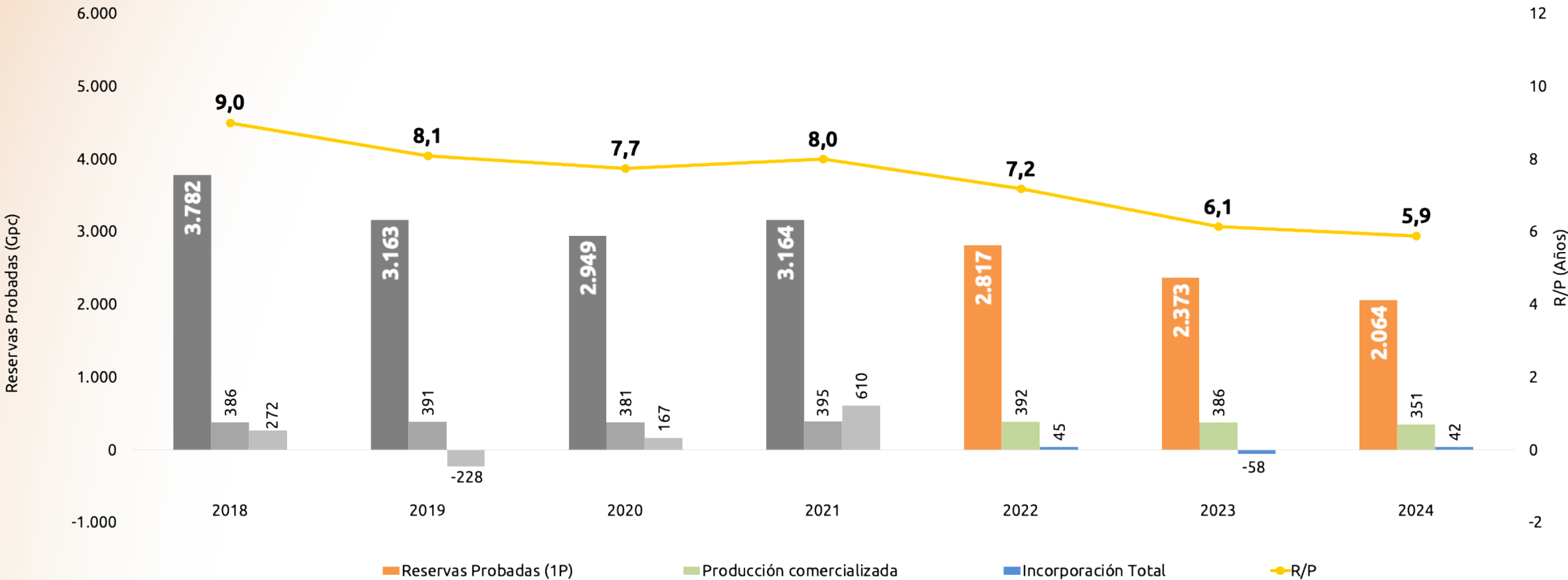
“Un momento decisivo en una situación compleja, donde un cambio pequeño puede conducir a una transformación significativa y duradera.”

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

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

El R/P cambió su fuerte tendencia, pasando de caer un año por vigencia, a solo 2 meses entre 2023 y 2024.

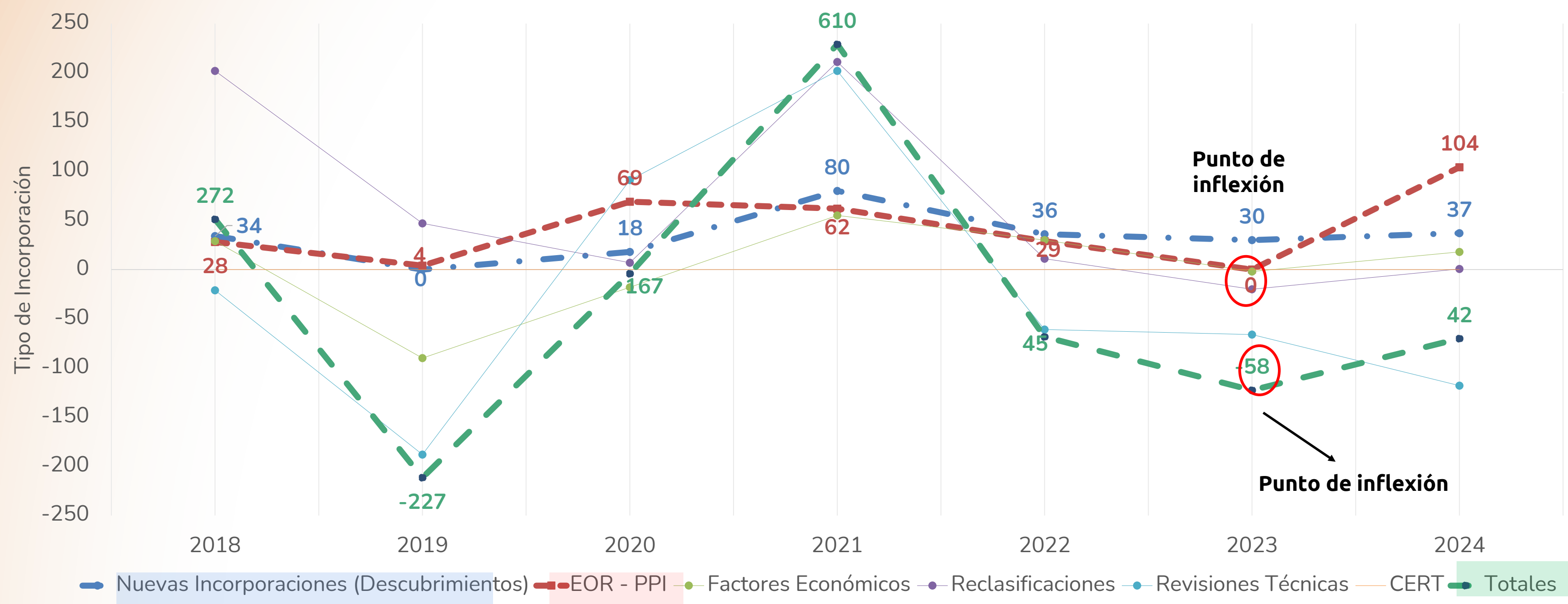
Adicionalmente, no solo se recuperó la desincorporación presentada en 2023, sino que se logró una incorporación positiva de 42 Gpc.



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.

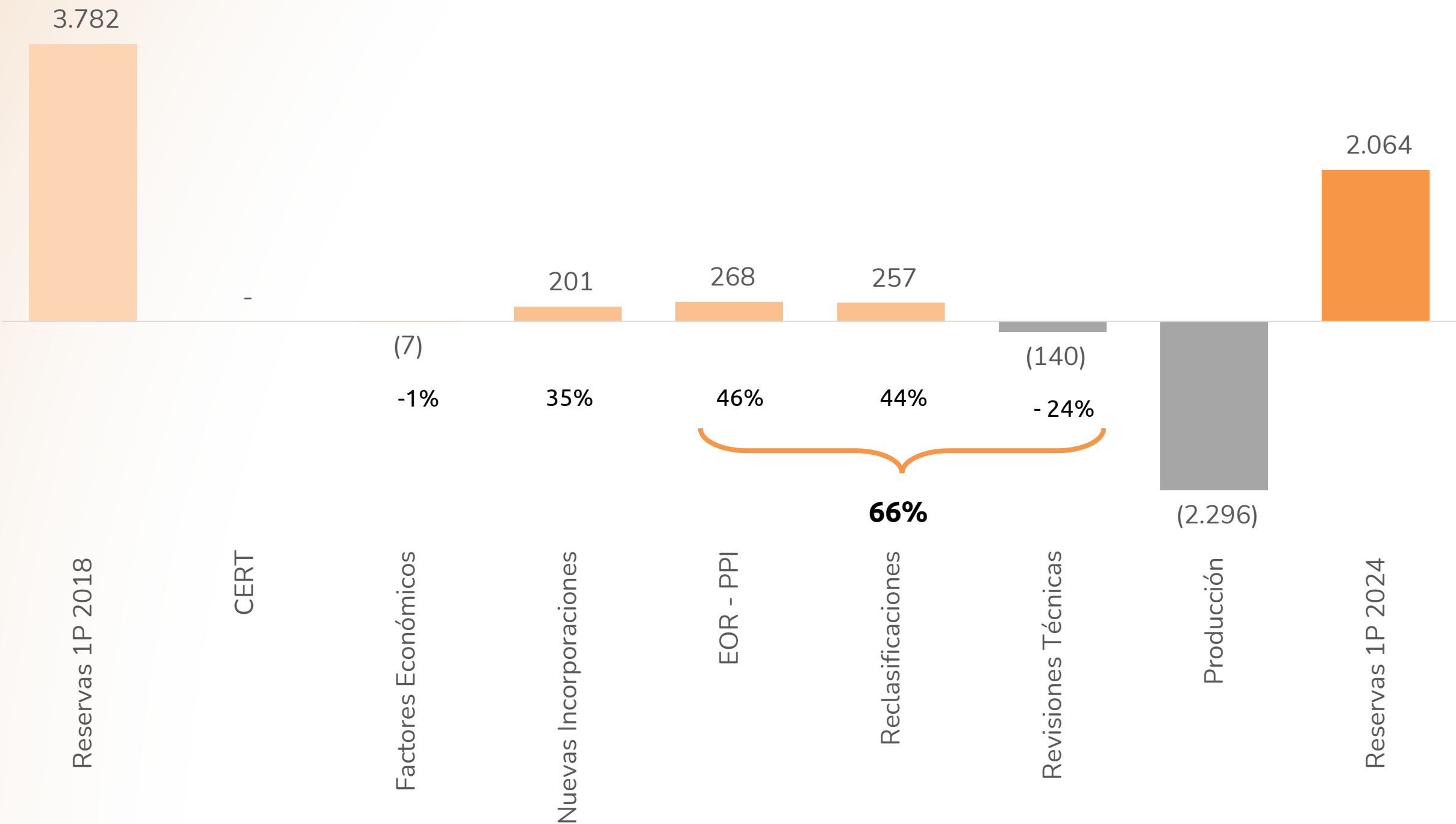
Históricamente el 2024 representa la incorporación más alta por EOR*-PPI.



*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.**



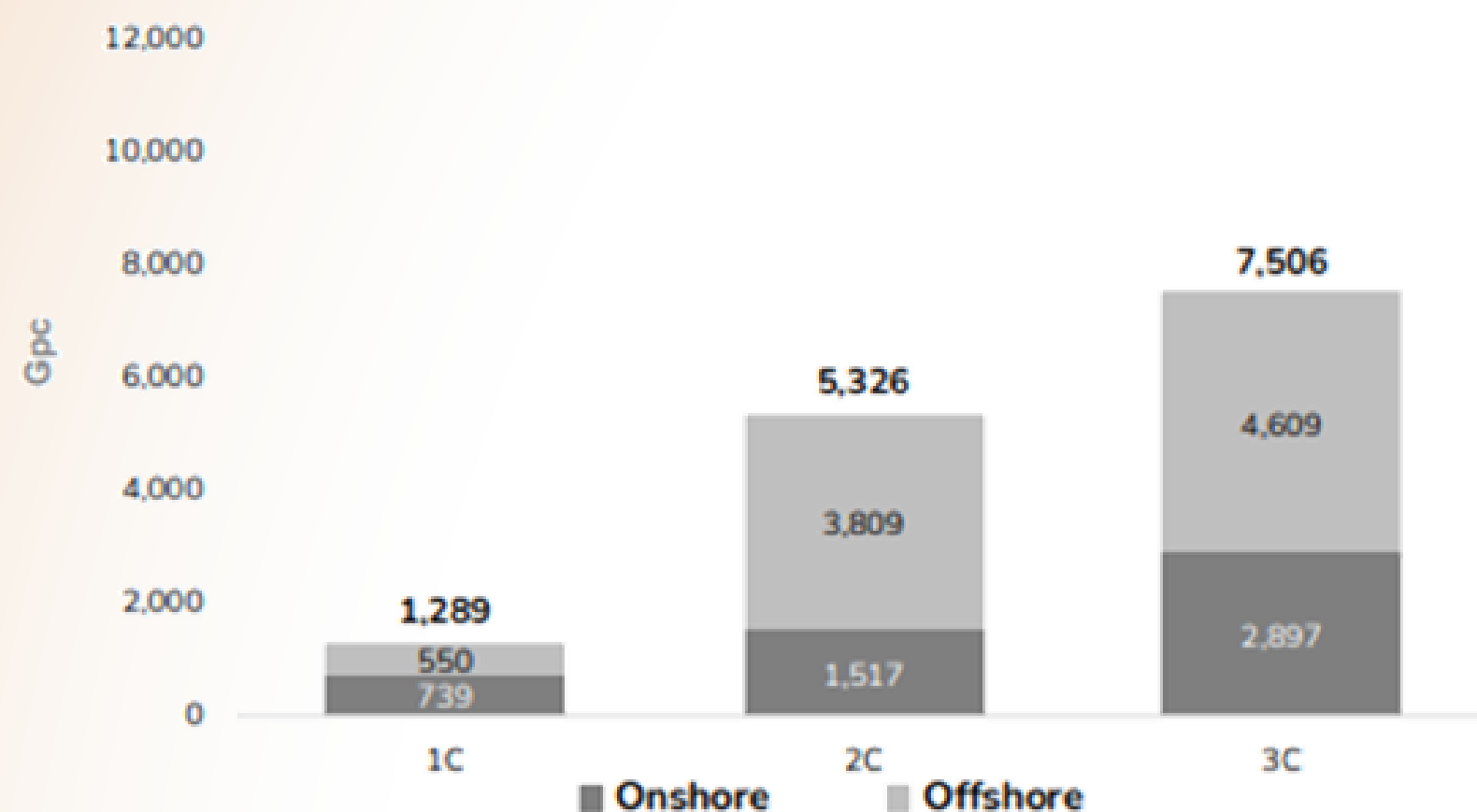
En el mismo período, la incorporación de nuevas reservas por proyectos exploratorios fue del 35% **(201 Gpc),**

mientras que la incorporación a partir de la gestión de volúmenes conocidos fue del 66% **(385 Gpc).**

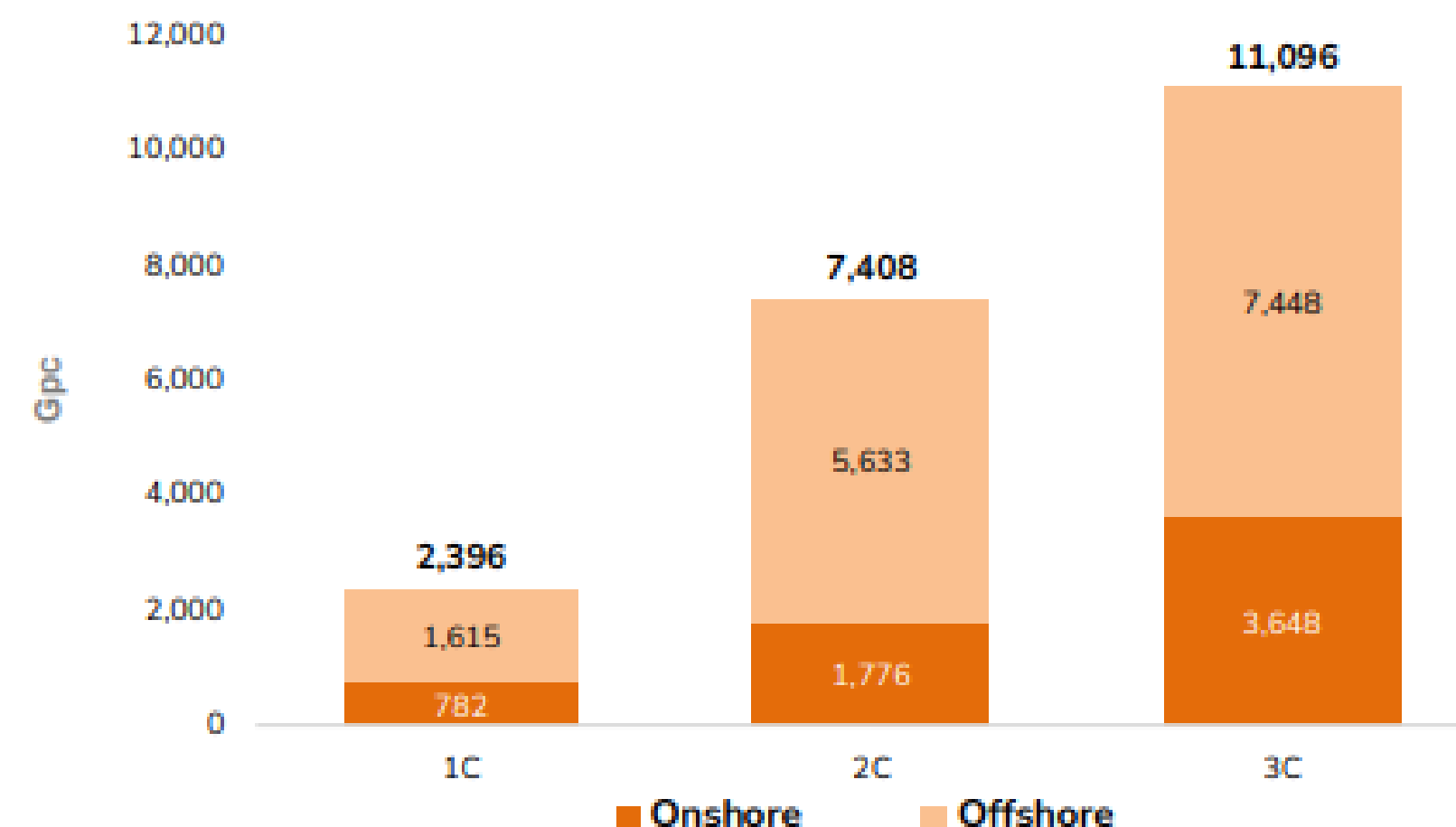
*Los proyectos de EOR -PPI están asociados a yacimientos de petróleo o gas condensado

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

Recursos Contingentes a 31 de diciembre de 2023 (Gpc)



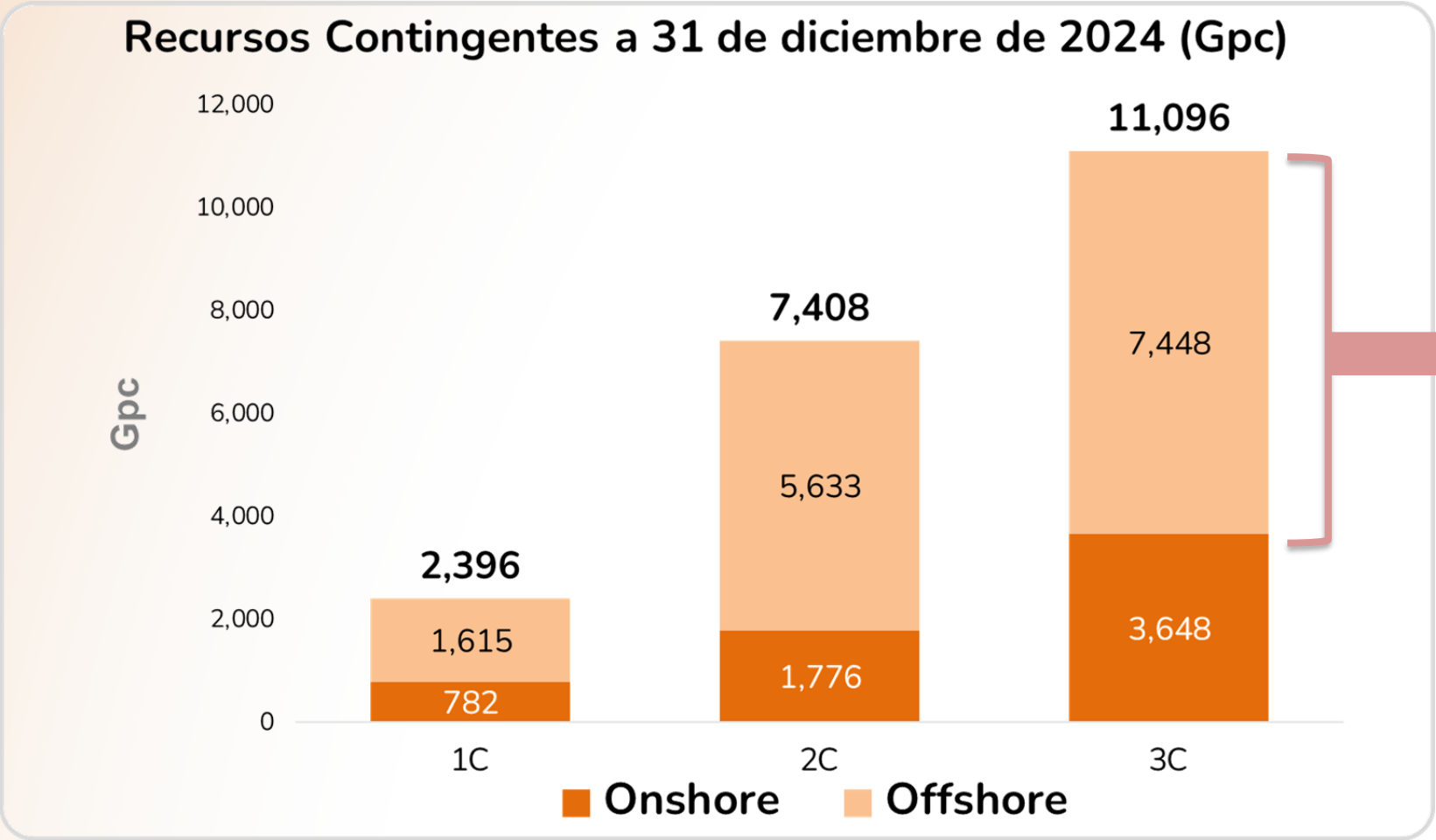
Recursos Contingentes a 31 de diciembre de 2024 (Gpc)



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 de gas a 31 de Diciembre de 2024 (Gpc) Onshore – Offshore

RCT: Recursos contingentes totales
Gpc: Giga pies cúbicos

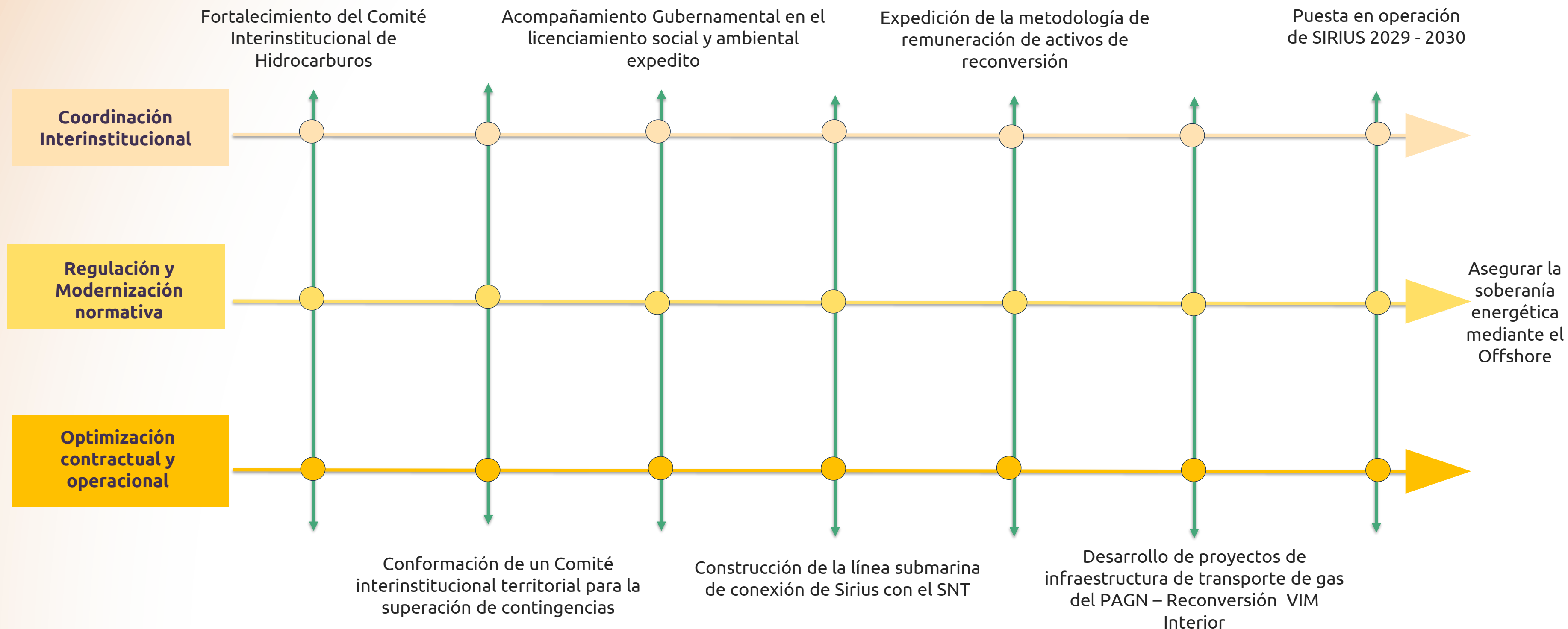


OPERADOR	CONTRATO	CAMPO	CUENCA	RCT_Gas (Gpc)
ECOPETROL S.A.	GUA OFF 0	SIRIUS	GUAJIRA OFFSHORE	3,645
HOCOL S.A.	GUAJIRA	BALLENA	GUAJIRA OFFSHORE	19
HOCOL S.A.	GUAJIRA	CHUCHUPA	GUAJIRA OFFSHORE	7
SHELL EP	COL 5	GLAUCUS	COLOMBIA	1,012
SHELL EP	COL 5	GORGON	COLOMBIA	1,781
SHELL EP	PURPLE ANGEL	KRONOS	SINU OFFSHORE	984
Total				7,448

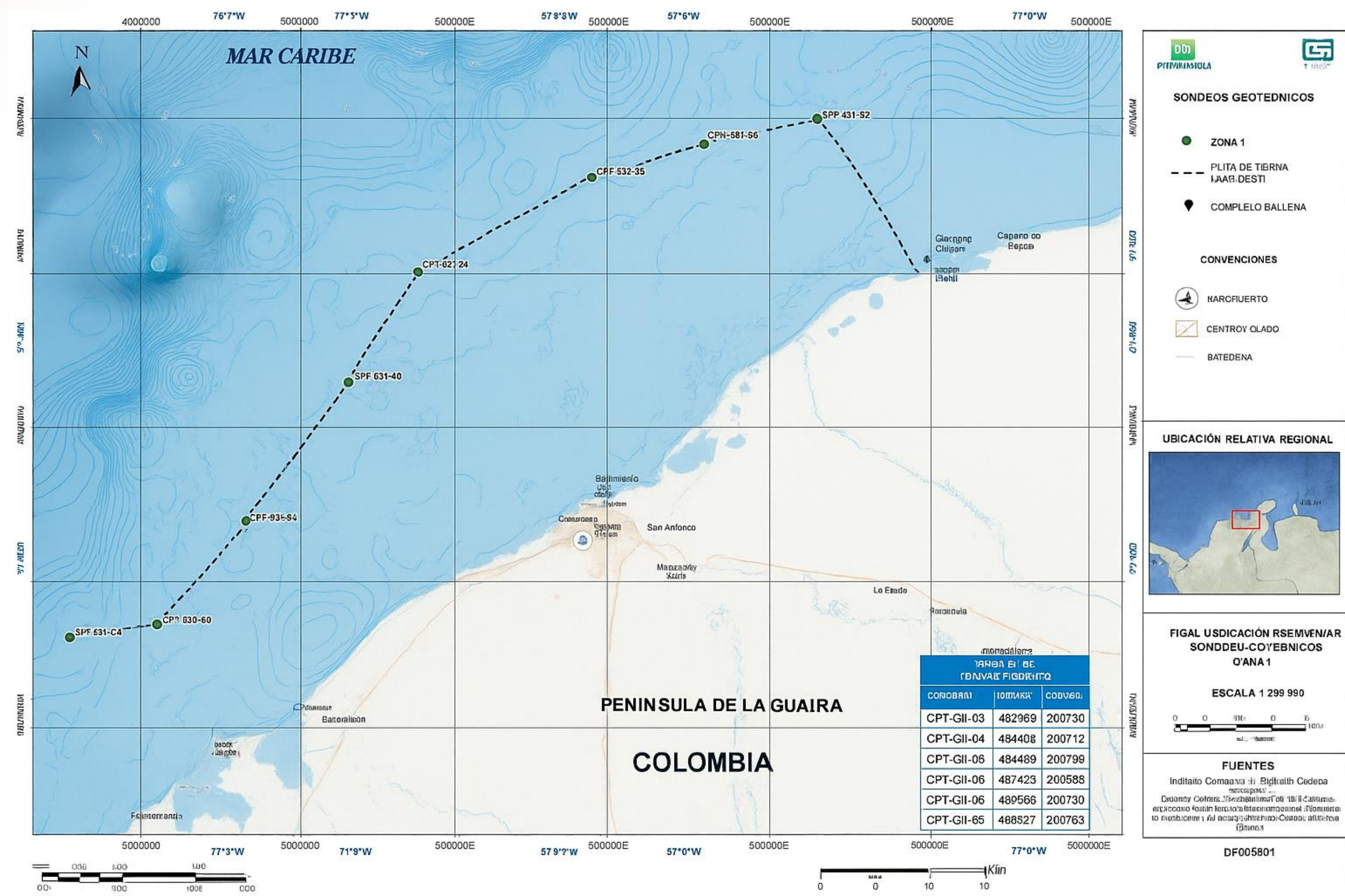
Las contingencias a las cuales están asociados los RC Offshore son:

- Ambiental y/o Social (4,657 Gpc 62.5% del offshore):** Contingencia asociada a trámites de licencias ambientales y consultas previas con las comunidades.
- Económica (2,765 Gpc, 37.2% del offshore):** La contingencia está asociada especialmente a evaluación de alternativas económicamente viables, para la construcción y habilitación de infraestructura
- Finalización de Contrato (25 Gpc 0.3 % del offshore):** Campo que reporta recursos contingentes más allá de la finalización del contrato.

Estrategia de gas alineadas con el Offshore



Trazado de la Tubería de Gas (Campo Ballena – Campo Sirius)



Infraestructura futura de transporte de gas



Alternativas de importación

- — — Conexión VIM – Magdalena Medio
- • • • • Conexión SNT Magdalena Medio a Bogotá
- • • • • Conexión SNT Magdalena Medio a Cúcuta
- • • • • Conexión IIGP a SNT Yumbo

Proyecto recomendado

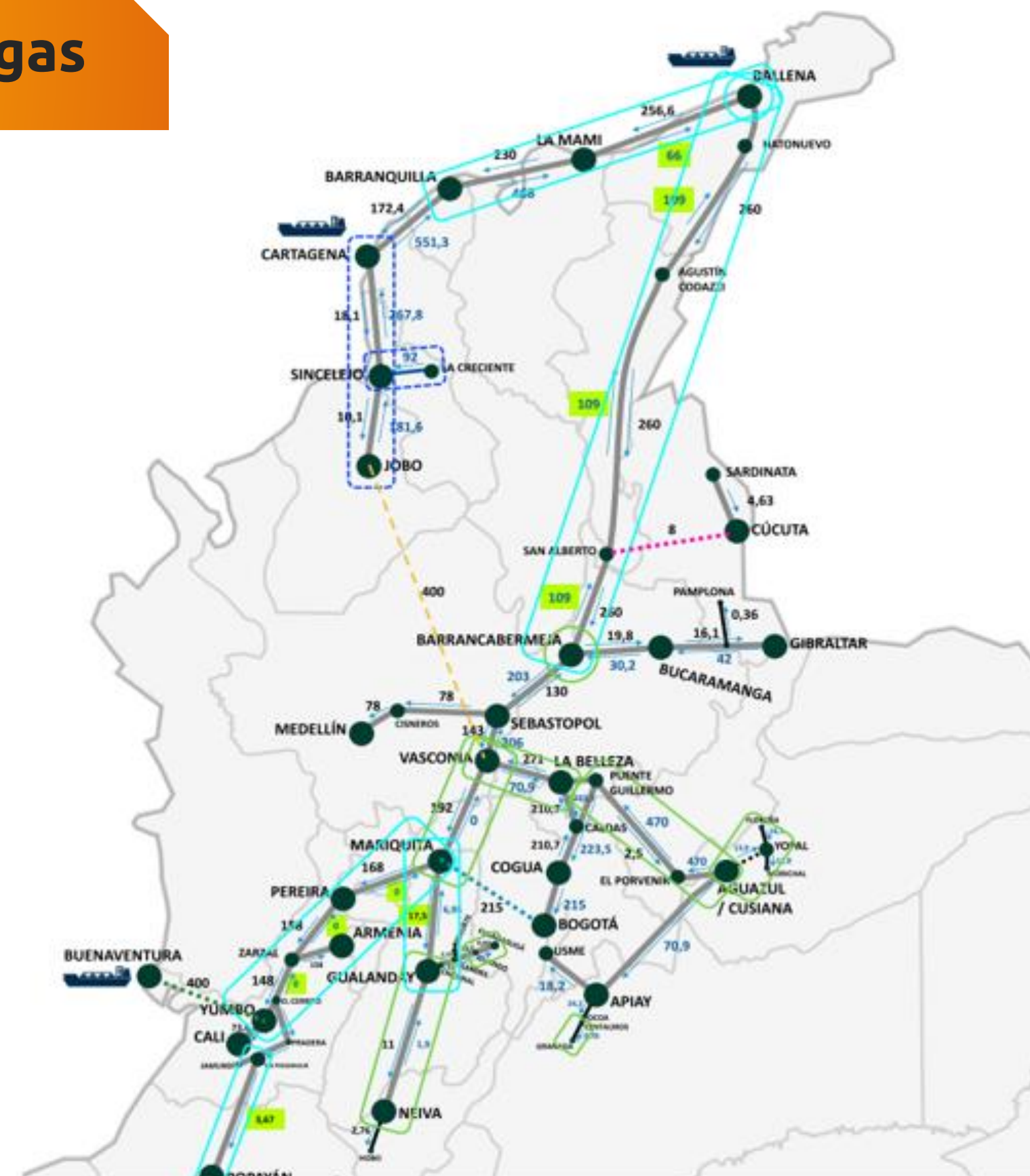
Proyecto en seguimiento

Capacidad Actual

IPAT Adoptado
(Res. MME 40304 de 2020)

*Cifras en MPCD

Sin transporte, el potencial offshore se queda en el mar.



Fuente: UPME - PAGN

Reconversión de transporte



Reconversión del Oleoducto de Colombia Gasoducto VIM – Interior

- I. El objetivo de este proyecto es proporcionar una ruta de evacuación para el gas proveniente de la costa y suplir la demanda del interior del país, en línea con el proyecto Gasoducto “VIM – Interior” priorizado en PAGN 2023-2032.
- II. Se requieren algunas medidas regulatorias y de licenciamiento social y ambiental que están siendo priorizadas en la estrategia integral de gas que lidera el MME.

En la viabilización de proyectos Offshore es clave la ampliación de la capacidad de transporte y la interconexión de los sistemas de transporte de la costa con el interior del país

Gasoducto VIM-Interior.

4T 2027
IT 2030

130 MPCD
400 MPCD.



Uno de los mayores retos para la entrada del gas offshore en Colombia es lograr una gestión social efectiva con las comunidades, acompañado de un licenciamiento ambiental ágil; a esto se suma la necesidad de desarrollar la infraestructura de transporte que permita viabilizar su comercialización.



Ronda Eólica Costa

PRIMERA RONDA DE ENERGÍA EÓLICA COSTA AFUERA

Actualmente en etapa de nominación



Entidad

Agencia Nacional de Hidrocarburos



Etapa

Actualmente en etapa de Nominación



Objetivo

Proceso competitivo para el otorgamiento del permiso de ocupación temporal sobre áreas marítimas, con destino al desarrollo de proyectos de generación de energía eólica costa fuera



FASES DEL PROCESO

HABILITACIÓN

NOMINACIÓN DE ÁREAS

PROPUESTA DE SELECCIÓN

FORMALIZACIÓN Y POT

PERMISO DE OCUPACIÓN TEMPORAL

— POT 8 Años —

CONCESIÓN MARÍTIMA

— 30 Años , Prorrogables hasta máximo 15 Años —



ÁREA MÍNIMA

270 Km²



CAPACIDAD MÍNIMA

200MW



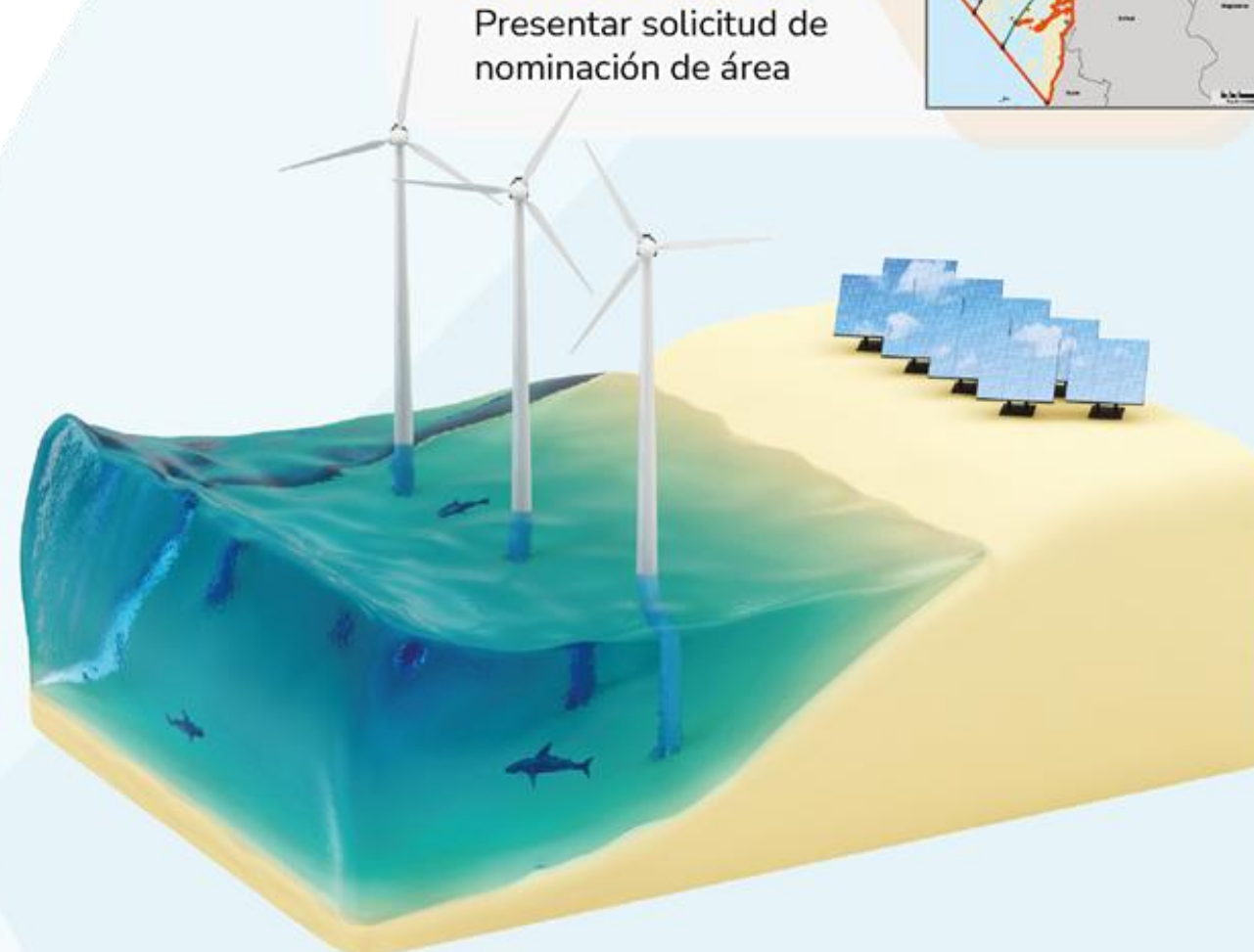
ÁREAS DISPONIBLES

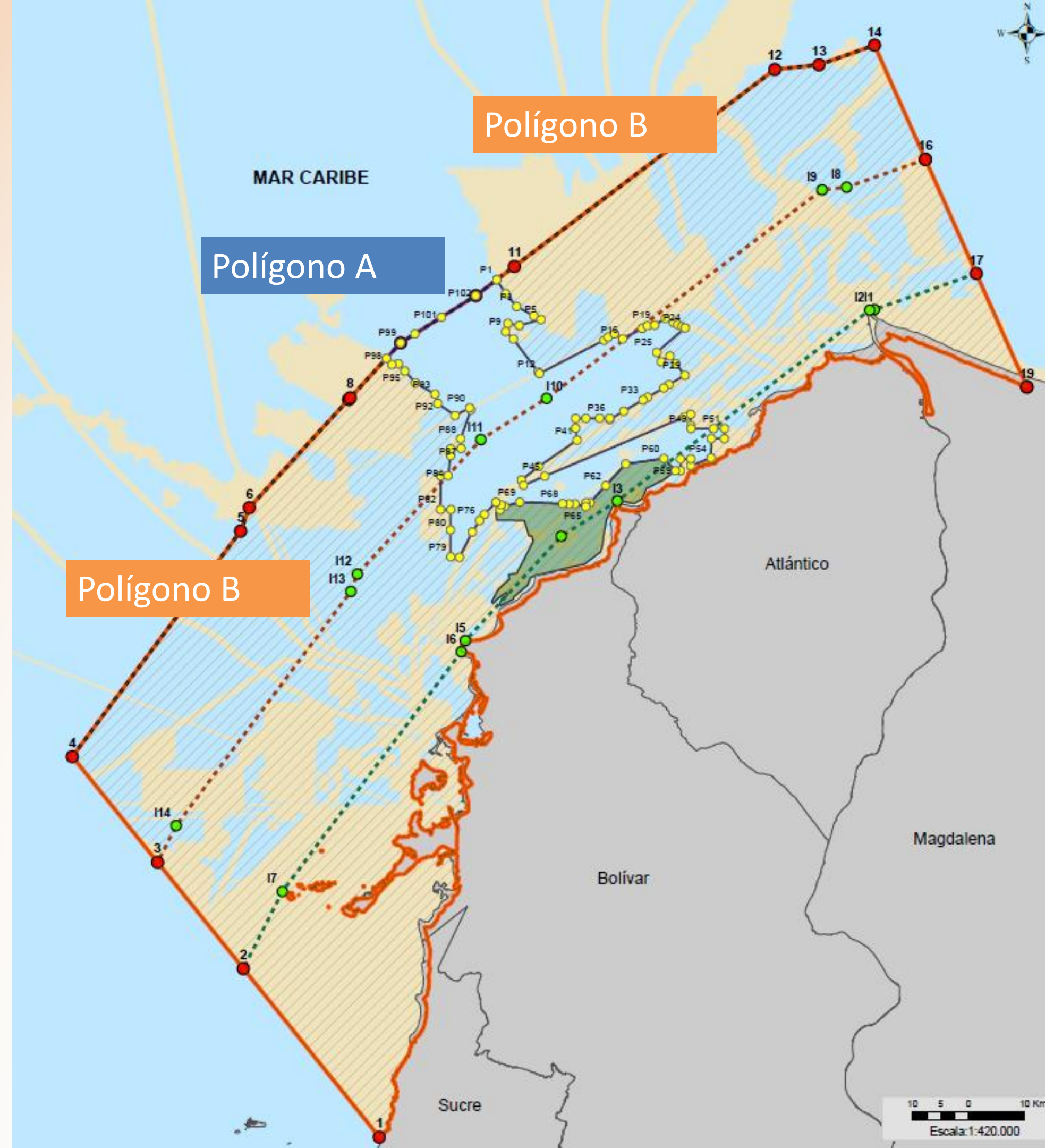
POLÍGONO A:

Presentar oferta
directamente

POLÍGONO B:

Presentar solicitud de
nominación de área





Polígono A: Áreas para oferta directa (ya revisadas por DIMAR y sin restricciones)

Polígono B: Áreas que requieren nominación para analizar si son APTAS para ofertar (análisis de restricciones socioambientales y de seguridad nacional)

Ronda Eólica Costa Afuera

Decálogo de logros



1. Liderazgo Regional en Energía Eólica Marina

Colombia se posiciona como pionero en Latinoamérica al desarrollar la primera ronda competitiva para proyectos de energía eólica costa afuera, estableciendo un precedente para la región en transición energética marina.



2. Coordinación Interinstitucional Exitosa

Se logró una articulación entre sectores tradicionalmente independientes: Defensa (DIMAR) y Minas y Energía (MME), junto con la ANH, creando un modelo de gestión intersectorial para proyectos estratégicos nacionales.



3. Participación Internacional Diversificada

El proceso atrajo empresas de clase mundial de 6 países diferentes (España, Dinamarca, Bélgica, Colombia, China y Reino Unido).



4. Marco Regulatorio Robusto y Adaptativo

Se construyó desde cero un marco normativo especializado con 7 adendas que perfeccionaron el proceso, demostrando capacidad de adaptación a las necesidades del mercado internacional y las condiciones técnicas específicas.



5. Proceso Competitivo Transparente y Eficiente

Se completó exitosamente la etapa de habilitación con 100% de empresas participantes habilitadas (8 de 8), representando 11 compañías con capacidades técnicas y financieras verificadas.



6. Gestión Técnica Especializada de Áreas Marítimas

Se procesaron y evaluaron 69 nominaciones de áreas en el Polígono B, con análisis técnicos detallados por DIMAR que incluyeron restricciones socioambientales y de seguridad nacional.



7. Atención Proactiva a Stakeholders

Se respondieron más de 913 consultas de empresas interesadas cuyos ajustes se reflejaron Pliegos Definitivos y 7 adendas, demostrando que se atienden a los inversionistas.



8. Modelo de Ocupación Temporal Innovador

Se diseñó un esquema de Permiso de Ocupación Temporal (POT) de 8 años que otorga seguridad jurídica para estudios de viabilidad, seguido de concesiones de 30 años con opción de prórroga, balanceando riesgo e inversión.



9. Avances en Política de Transmisión que facilita la adjudicación de áreas

Se establecieron lineamientos para desarrollar capacidad de transporte mediante el Comité Técnico Interinstitucional y la incorporación de proyectos OSW en los planes de expansión de transmisión de la UPME.



10. Mecanismo de Contratación de Largo Plazo

Para los inversionistas de la Ronda, el MME desarrolló un esquema de pago por diferencias (Resolución 40337 de 2025) que promueve la contratación de energía a largo plazo desde fuentes no convencionales.

Participantes Habilitados

Ronda Eólica

1	PARQUE EOLICO OFFSHORE VIENTOS ALISIOS S.A.S. E.S.P Blue Float Energy - España		Individual
2	CI GMF II COÖPERATIEF U.A. - Dinamarca Copenhagen Infrastructure Partners		Individual
3	JAN DE NUL N.V. - Bélgica		Individual
4	ECOPETROL S.A. - Colombia		Individual
5	POWERCHINA INTERNATIONAL GROUP LTD – China		Individual
6	CTG COLOMBIA HOLDING S.A.S. – China		Individual
7	OSW COLOMBIA S.A.S. – Reino Unido y Colombia Dyna Energy Latin America Ltda,Seynekun ESG Solutions S.A.S. y Enterprize Energy (UK) Ltd	 	Promesa de Sociedad Futura
8	DEME CELSIA OFFSHORE WIND S.A.S. Bélgica y Colombia Celsia Colombia S.A E.S.P y DEME Concessions Wind N.V.	 	Promesa de Sociedad Futura



Gracias