

2do. Foro de expertos: Producción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales

Potencial de los recursos no convencionales en México

Presenta:
Leonardo Enrique Aguilera Gómez

Marzo 2025



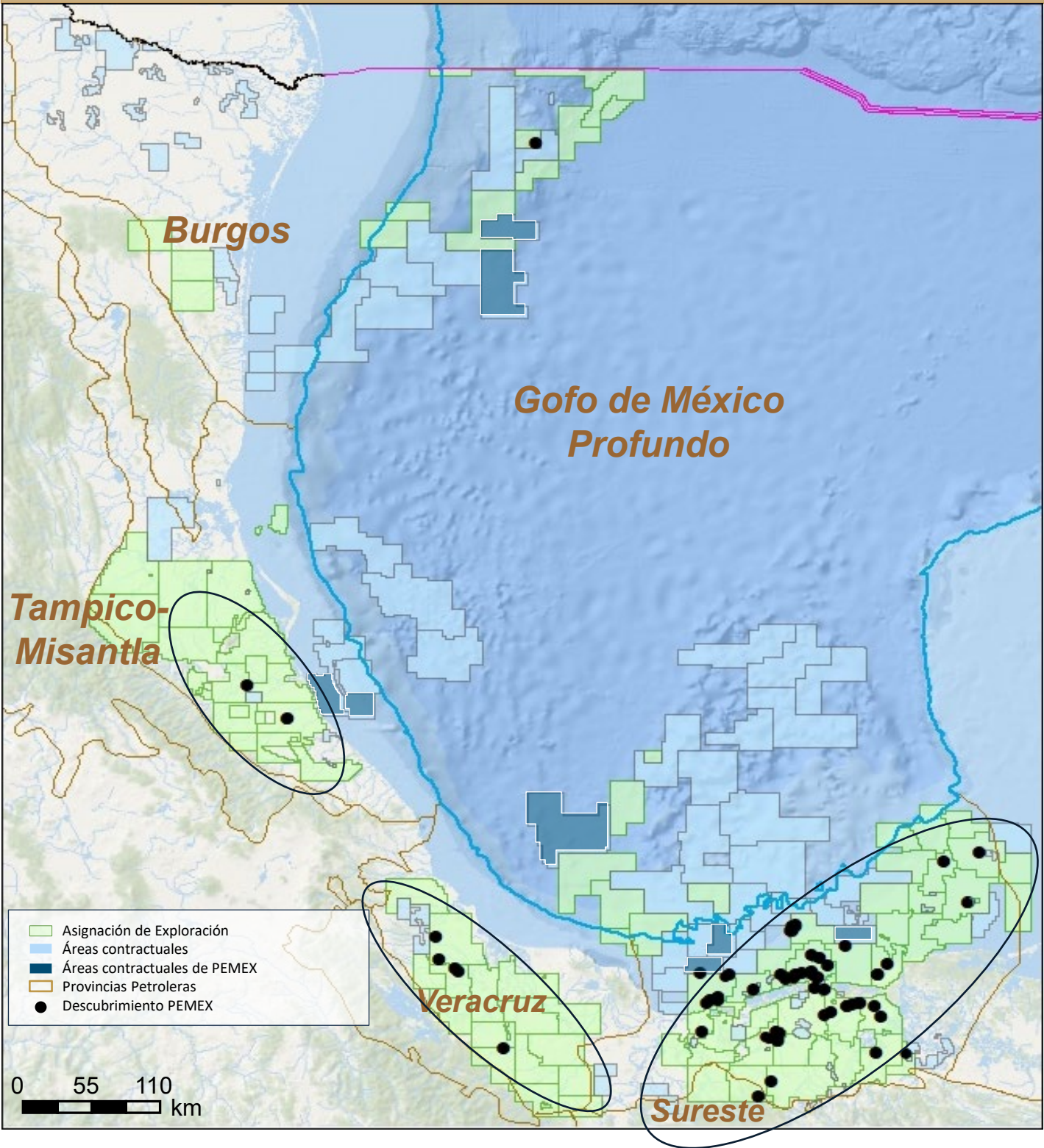
1 Antecedentes

2 Evaluación de Recursos prospectivos en Yacimientos de Baja Permeabilidad (YBP)

3 Retos principales

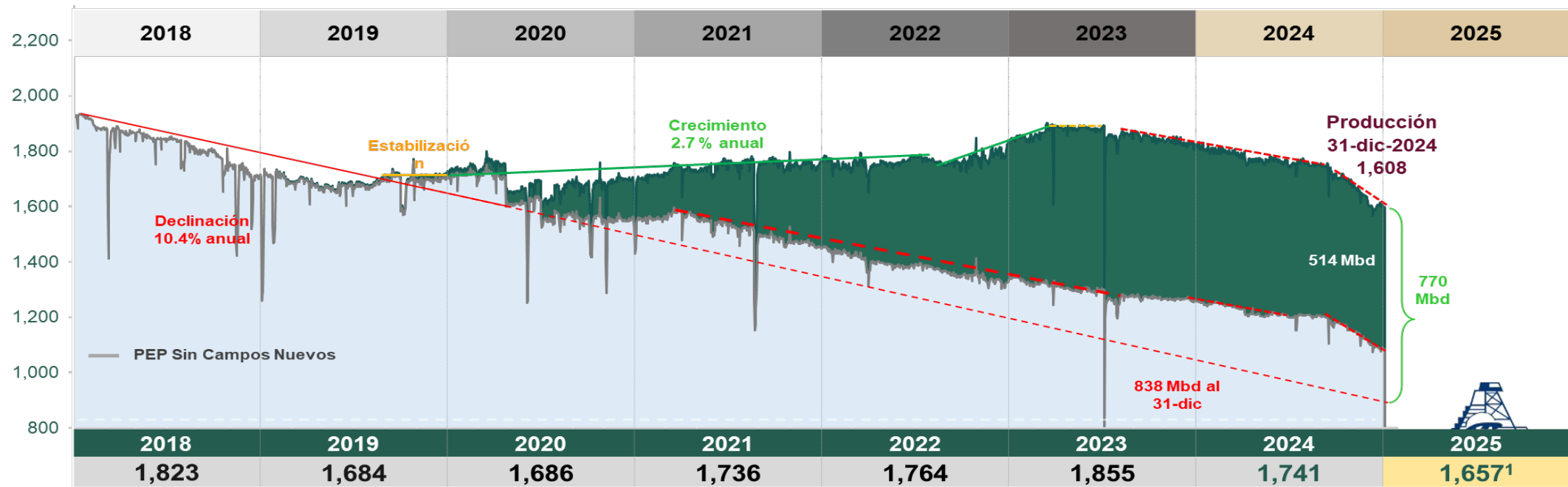
La estrategia de explorar y producir los plays convencionales en las cuencas terrestres y marina somera, permitió a Pemex revertir en corto plazo la declinación e incrementar la producción diaria, pero no ha sido suficiente para mantener la meta de 1.8 MMbd

Principales descubrimientos



- **Áreas de Exploración: 96** (89 Asignaciones y 7 áreas contractuales)
- **Pozos terminados: 210**
 - 71 productores comerciales
 - Éxito Geológico: 55%
 - Éxito Comercial: 33%
- **Recurso descubierto: 4,080 MMbpce**
 - Reservas 3P de 3,340 MMbpce (50 campos)
 - Recurso contingente: 740 MMbpce
- **Promedio volumétrico por localización a perforar se reduce de 22 a 9 MMbpce.**
- **Inversión ejercida: 231,400 MMpesos**
- **Costo de descubrimiento: se incrementó de 2.5 a 3.4 dólares/barril.**

Líquidos
Miles de barriles diarios



Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, Libros de Reservas de PEMEX
PEMEX Exploración y Producción

En el periodo 2014-2024 se incorporaron 6,674 Mmbpce como reservas 3P, lo que representa el 62% de la reserva producida en México estimada en 10,996 MMBpce

Incorporación de Reserva 3P: 6,674 MMBpce

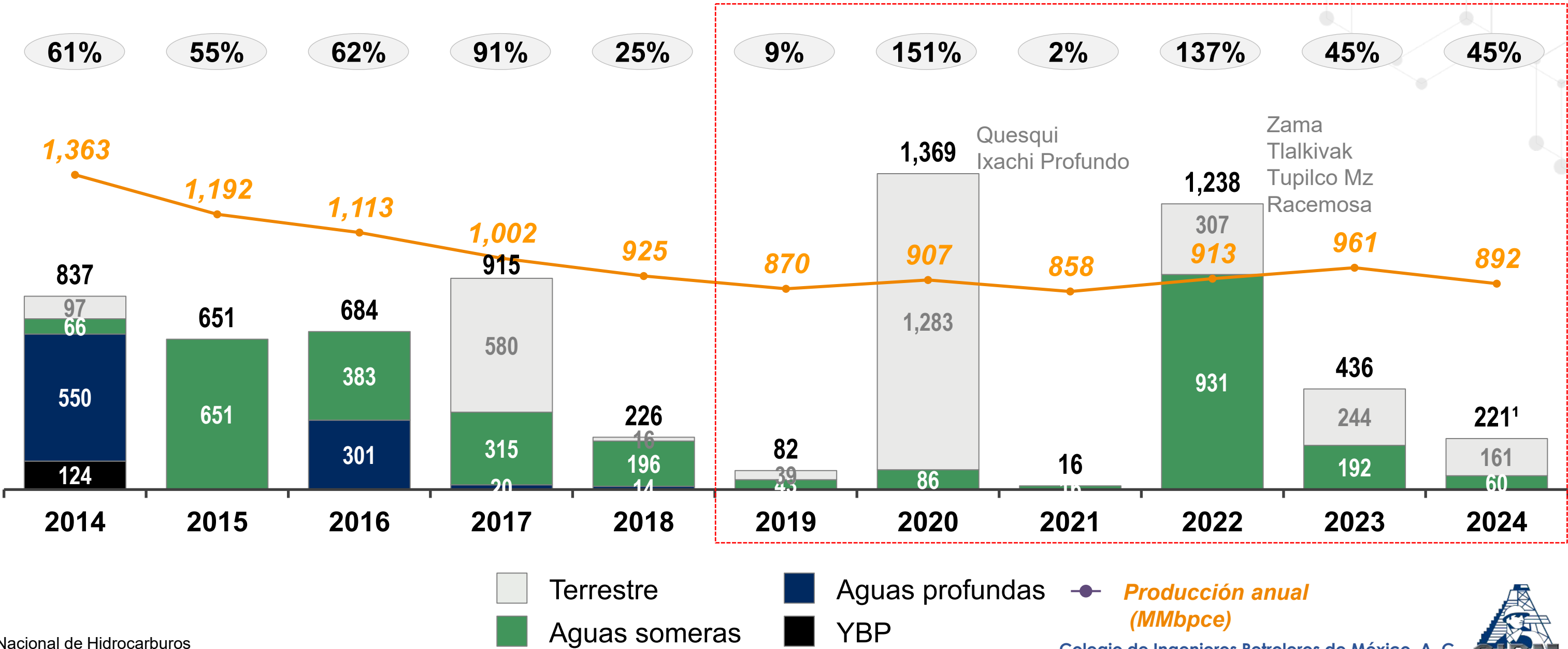
- PEMEX: 6,321 MMBpce (95%)
- Otros operadores: 350 MMBpce (5%)

Tasa Restitución de reservas

- 2014-2018: 59%
- 2019-2024: 62%

Tasa de restitución por descubrimientos

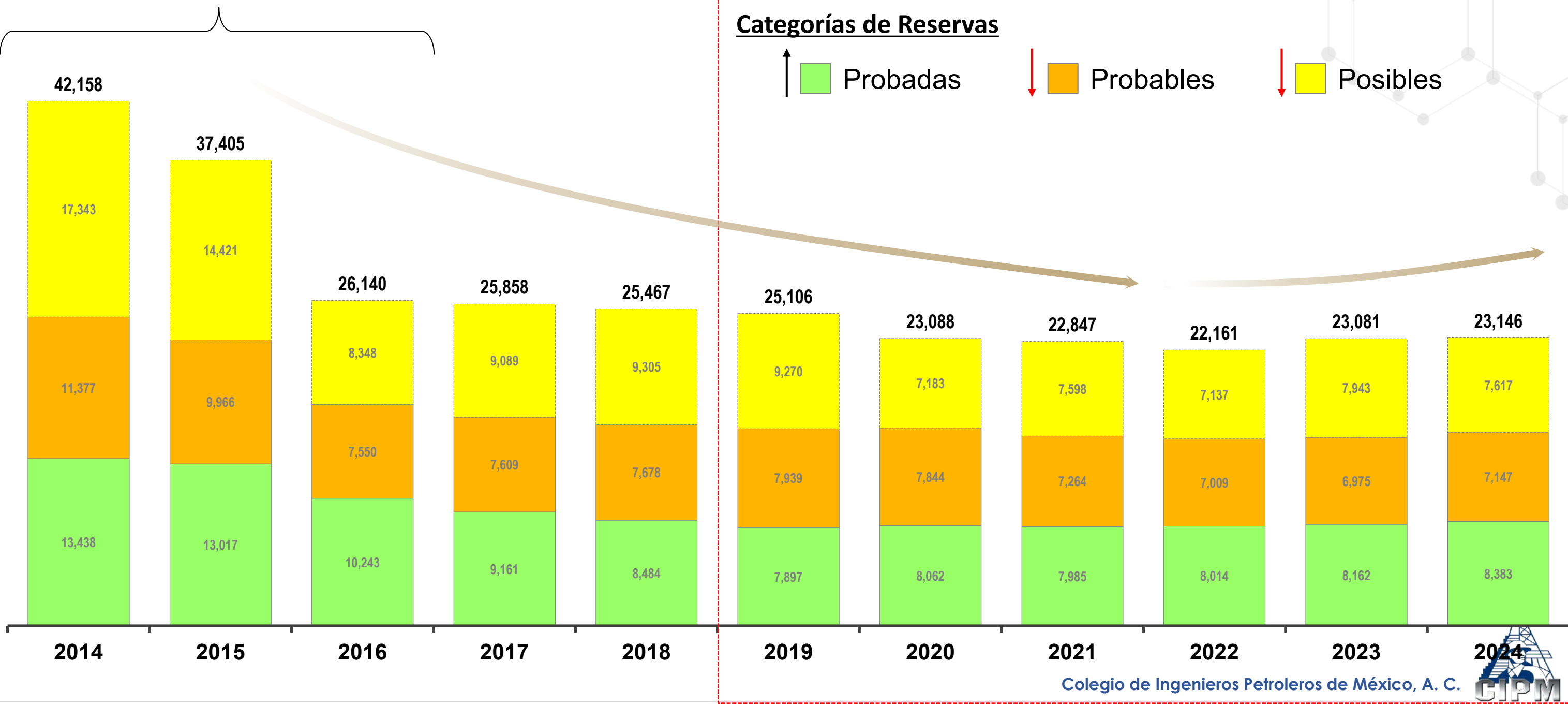
Incorporación de reservas 3P y producción anual MMBpce



FUENTE: 2014-2023, Comisión Nacional de Hidrocarburos
1. 2024, preliminar, solo PEP

Las reservas 3P de hidrocarburos del país disminuyeron entre 2018 y 2024 en el orden 2,300 MMbpce

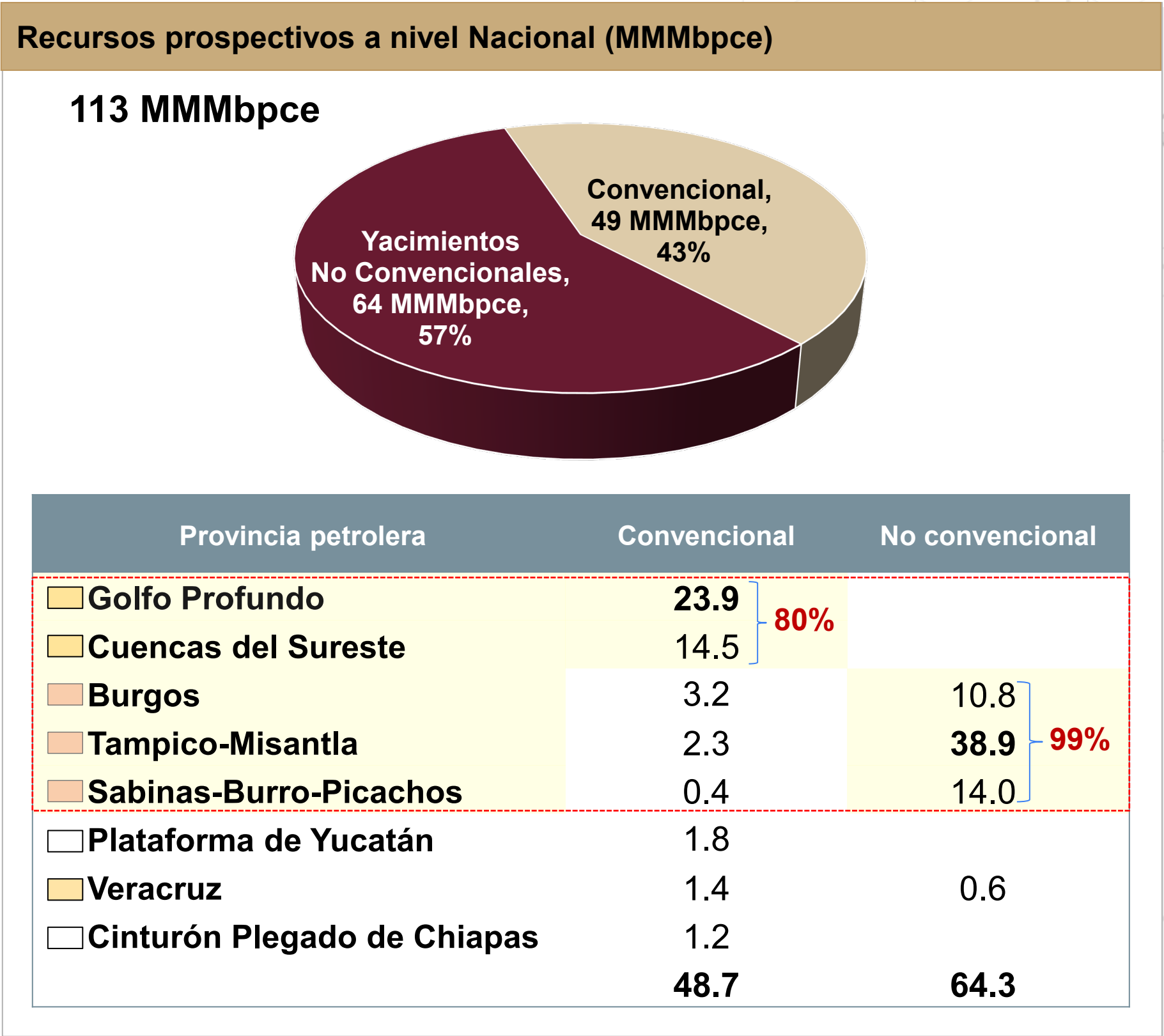
- Crisis económica: caída en los precios de los hcs. – Pemex menor inversión E&P, afectando su capacidad de reposición de reservas
- Cambio a metodologías más estrictas de evaluación de reservas
- Reclasificación de reservas a recursos contingentes (AP, AGL)



México cuenta con vastos recursos prospectivos en plays No Convencionales (YBP) y en Aguas Profundas, que permitirían a corto y mediano-largo plazo respectivamente, restituir las reservas 3P e incrementar la producción de hidrocarburos



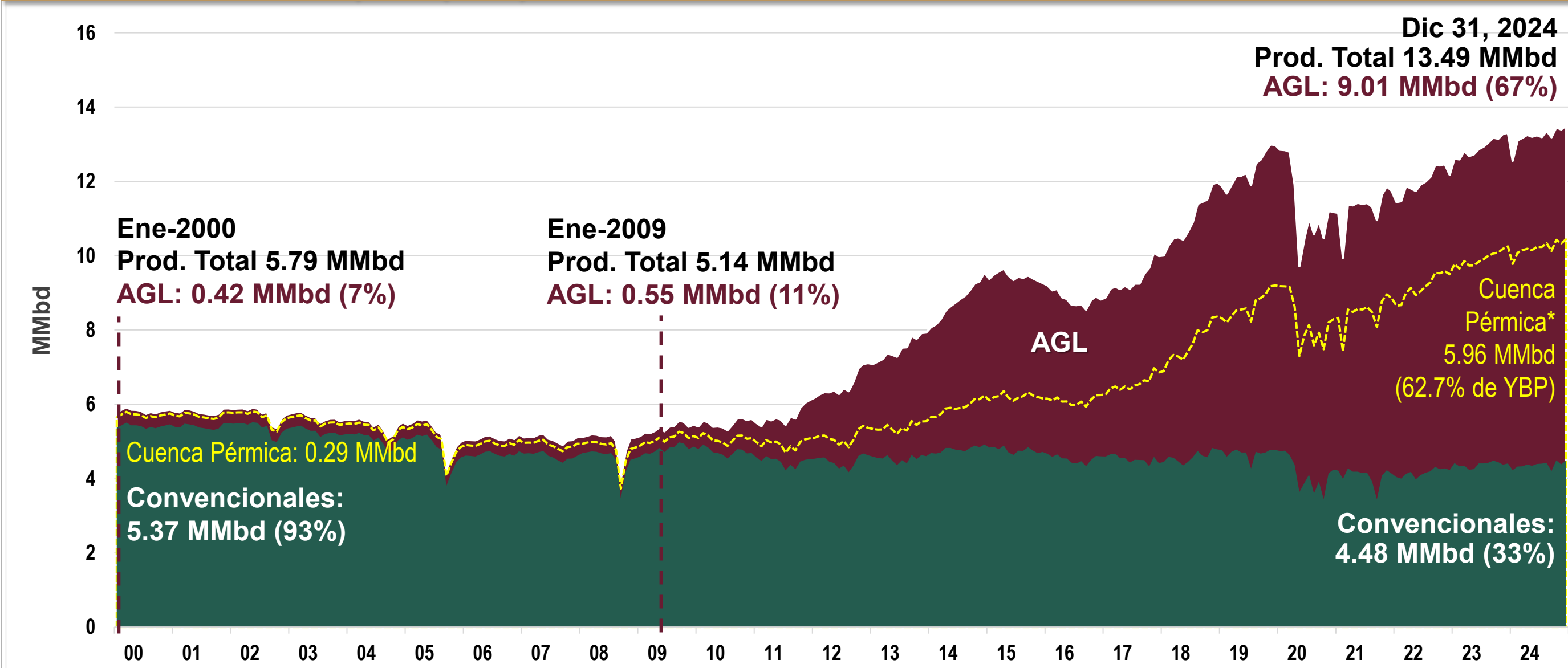
FUENTE: Comisión Nacional de Hidrocarburos (a marzo de 2021)



En EUA la actividad en los plays no convencionales permitió incrementar la producción nacional de 5.14 a 13.49 millones de barriles diarios en el periodo 2009-2024

La contribución del YBP se incrementó del 11% al ~67%, EUA pasó de ser importador a exportador de hidrocarburos

Producción nacional promedio diaria de aceite en Estados Unidos
Millones de barriles de aceite por día (MMbd)



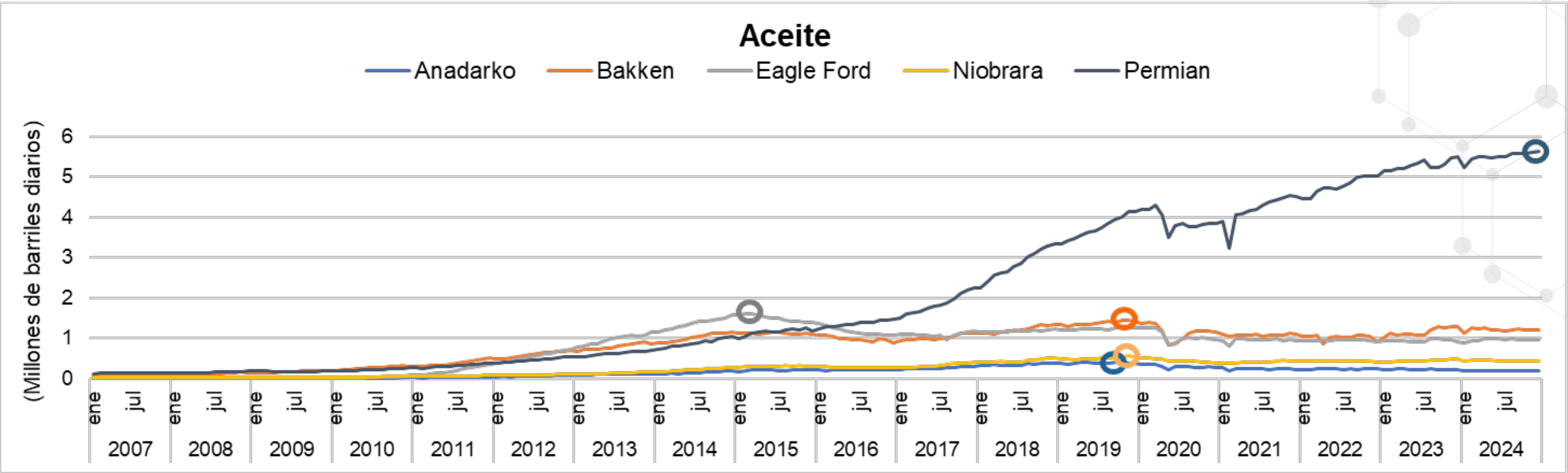
- Claves de éxito:**
- ✓ Innovaciones tecnológicas.
 - ✓ Mejores prácticas y lecciones aprendidas en Perforación y Terminación de pozos.
 - ✓ Industrialización de la Perforación y Terminación de pozos
 - ✓ Políticas Gubernamentales
 - ✓ Beneficios Fiscales

La Cuenca Pémica contribuye con más del 60% de la producción no convencional de Estados Unidos. La formación Wolfcamp del Pémico, es análoga por litología y contenido orgánico a la Formación Pimienta, del Jurásico Superior de México.

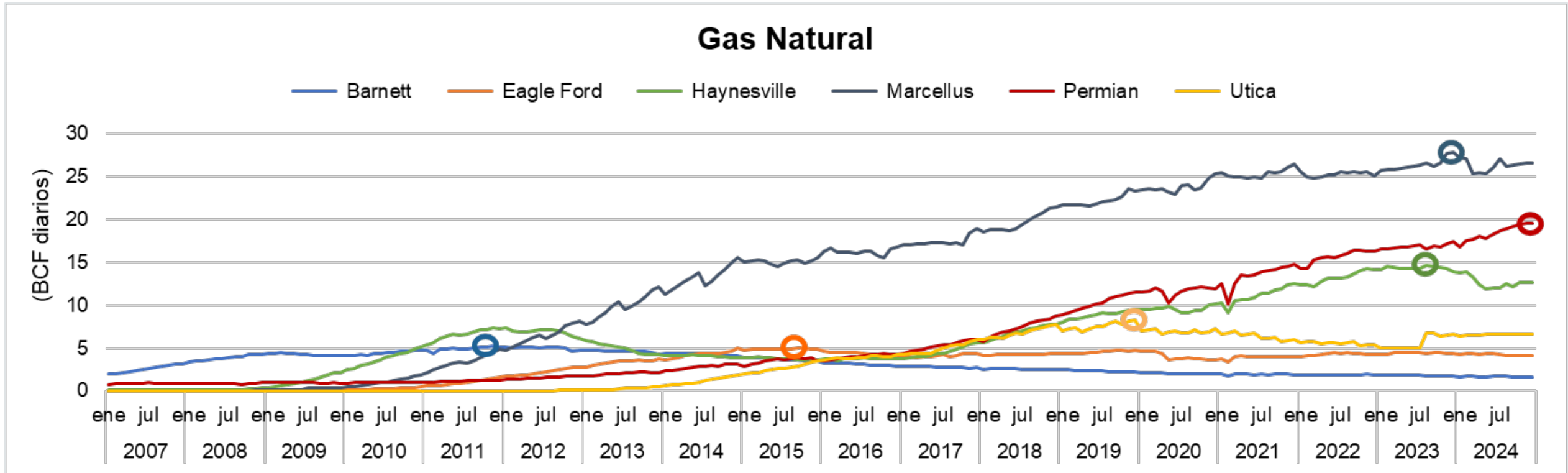
FUENTE: U.S. Energy Information Administration (<https://www.eia.gov/>), datos a enero de 2025

Con datos de la EIA a enero de 2025, en EUA se produjeron 9 MMbd de aceite y 85 MMMpcd de gas; en algunas cuencas ya se alcanzó el pico de producción

Play	Pico (MMBD)	Fecha Pico	Actual (MMBD)
Anadarko	0.43	sep-19	0.19
Bakken	1.46	oct-19	1.22
Eagle Ford	1.62	mar-15	0.97
Niobrara	0.57	nov-19	0.44
Permian	5.62	dic-24	5.62
Resto	0.56	dic-19	0.46
Total	8.90	dic-23	8.9



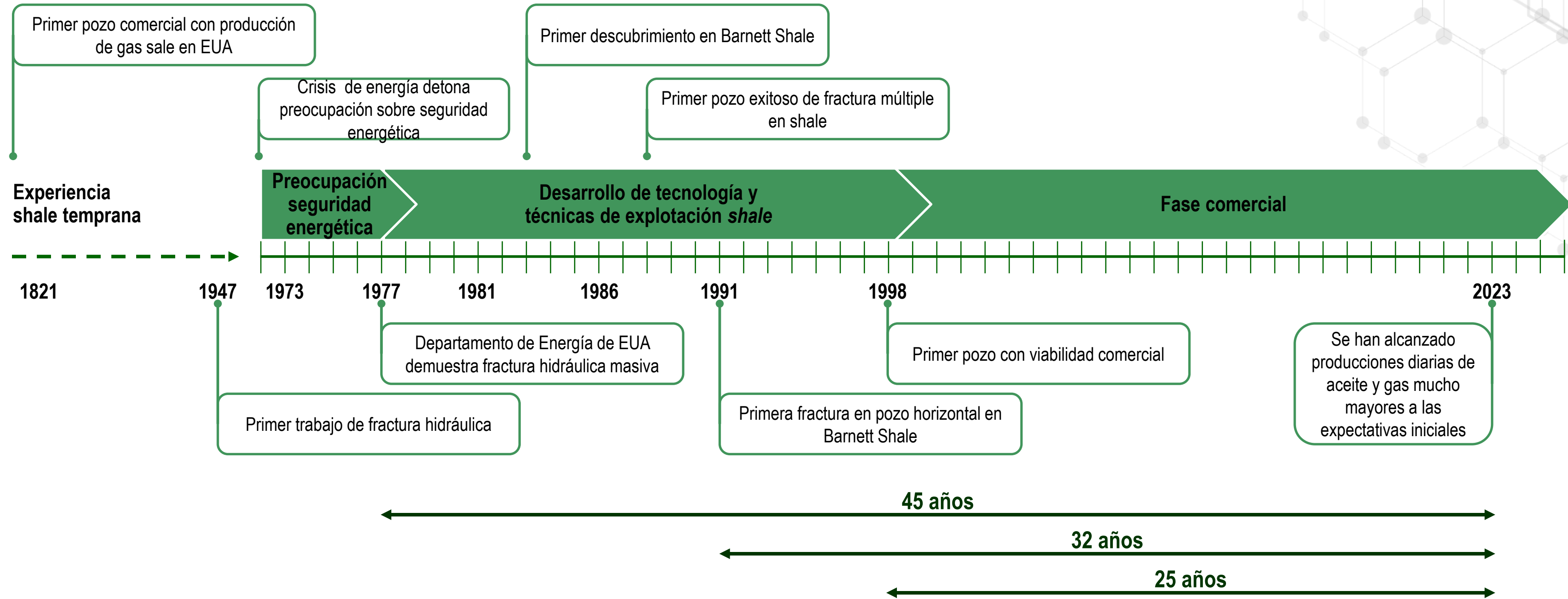
Play	Pico (BCFD)	Fecha Pico	Actualidad (BCFD)
Barnett	5.22	nov-11	1.65
Eagle Ford	4.98	sep-15	4.17
Haynesville	14.66	ago-23	12.63
Marcellus	27.82	dic-23	26.65
Permian	19.60	dic-24	19.60
Utica	8.24	dic-19	6.66
Otras	14.89	nov-19	13.36
Total	85.80	dic-23	84.72



FUENTE: U.S. Energy Information Administration (<https://www.eia.gov/>), datos a enero de 2025.



La producción de aceite y gas en yacimientos en lutitas de EUA responde a un proceso de aprendizaje de más de 45 años



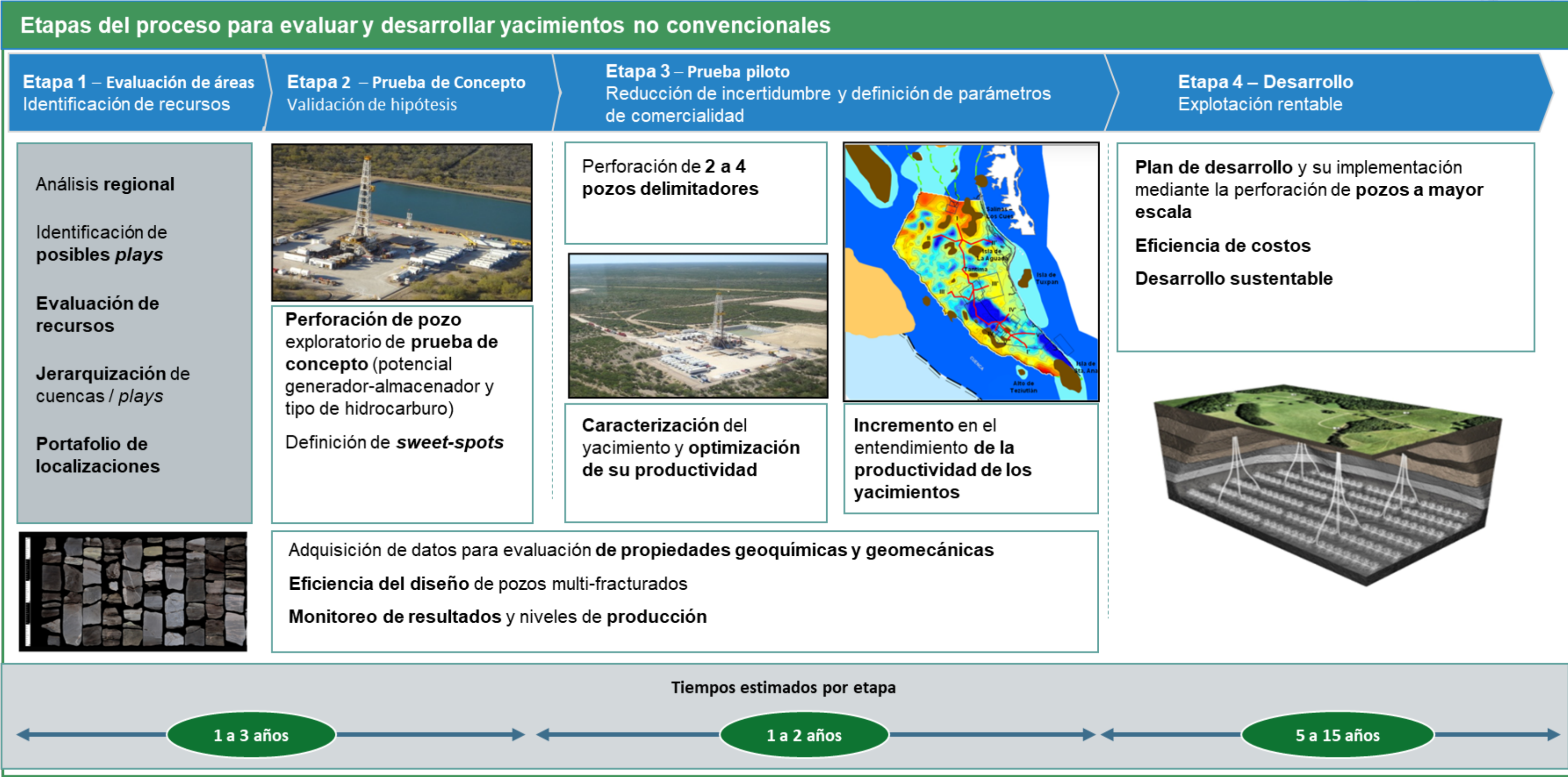
FUENTE: U.S. National Energy Technology Laboratory; Halliburton; Press Review

1 Antecedentes

2 Evaluación de Recursos prospectivos en Yacimientos de Baja Permeabilidad (YBP)

3 Retos principales

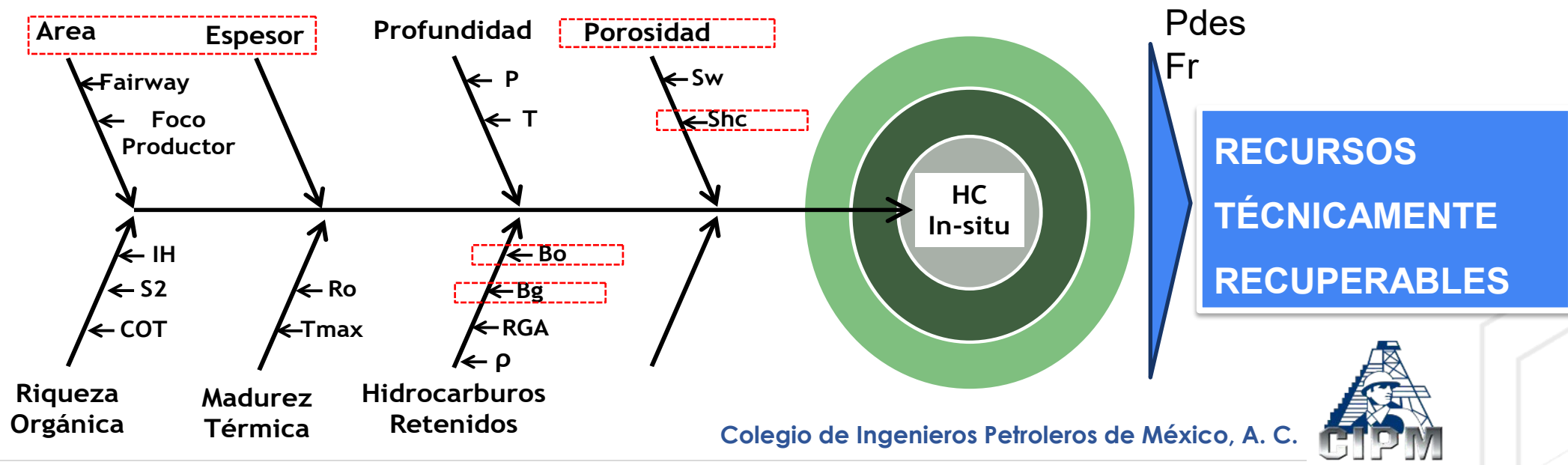
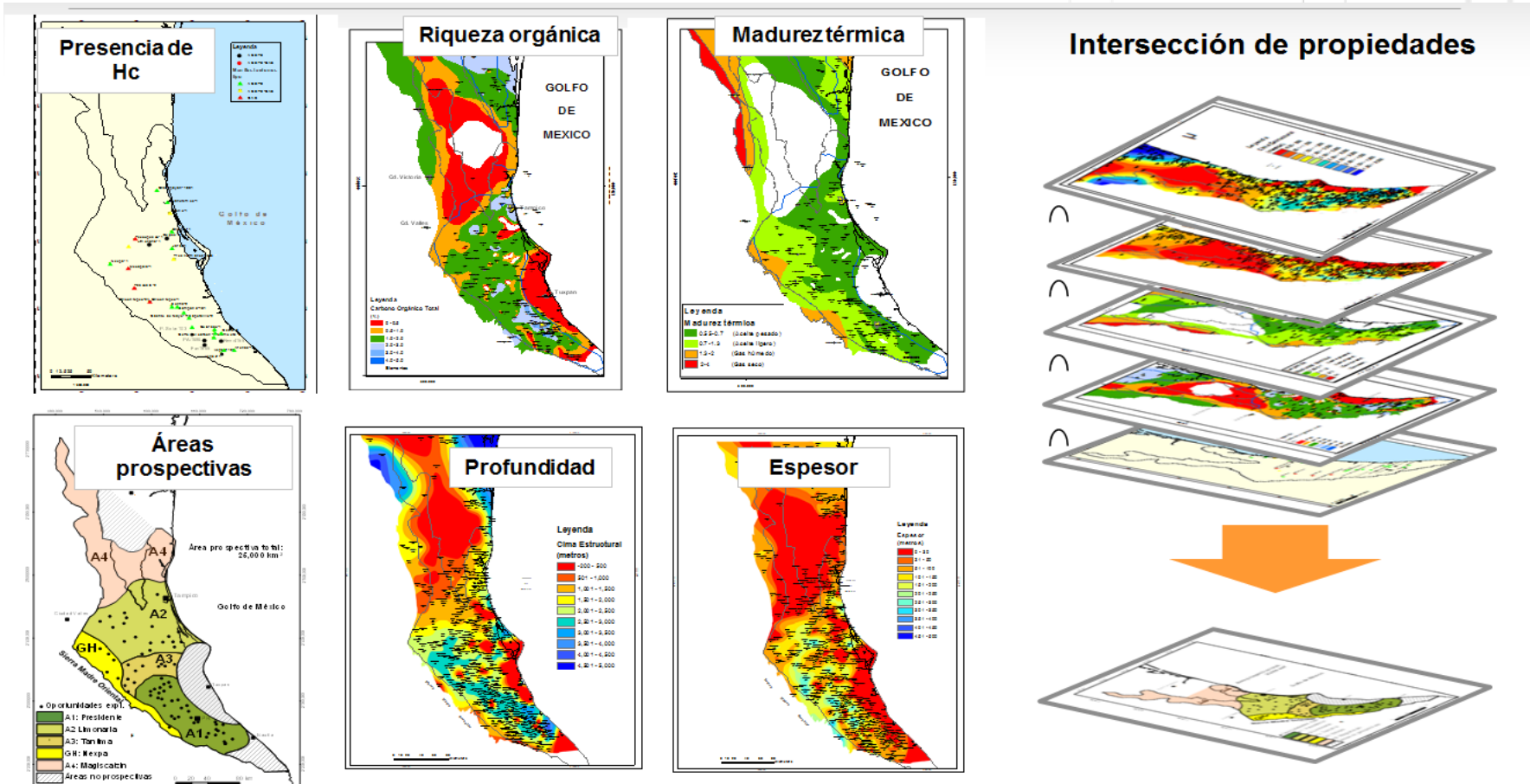
En México, Pemex inició en el año 2010 la evaluación del potencial de los Recursos No Convencionales, bajo el siguiente proceso



FUENTE: Dirección de Exploración, PEMEX Exploración y Producción, 2018. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C. 

La metodología de estimación de recursos prospectivos no convencionales se basa en dos aproximaciones, inicia con la evaluación de los plays de manera regional a través de áreas prospectivas y concluye con la evaluación volumétrica y de riesgo a nivel de oportunidad exploratoria

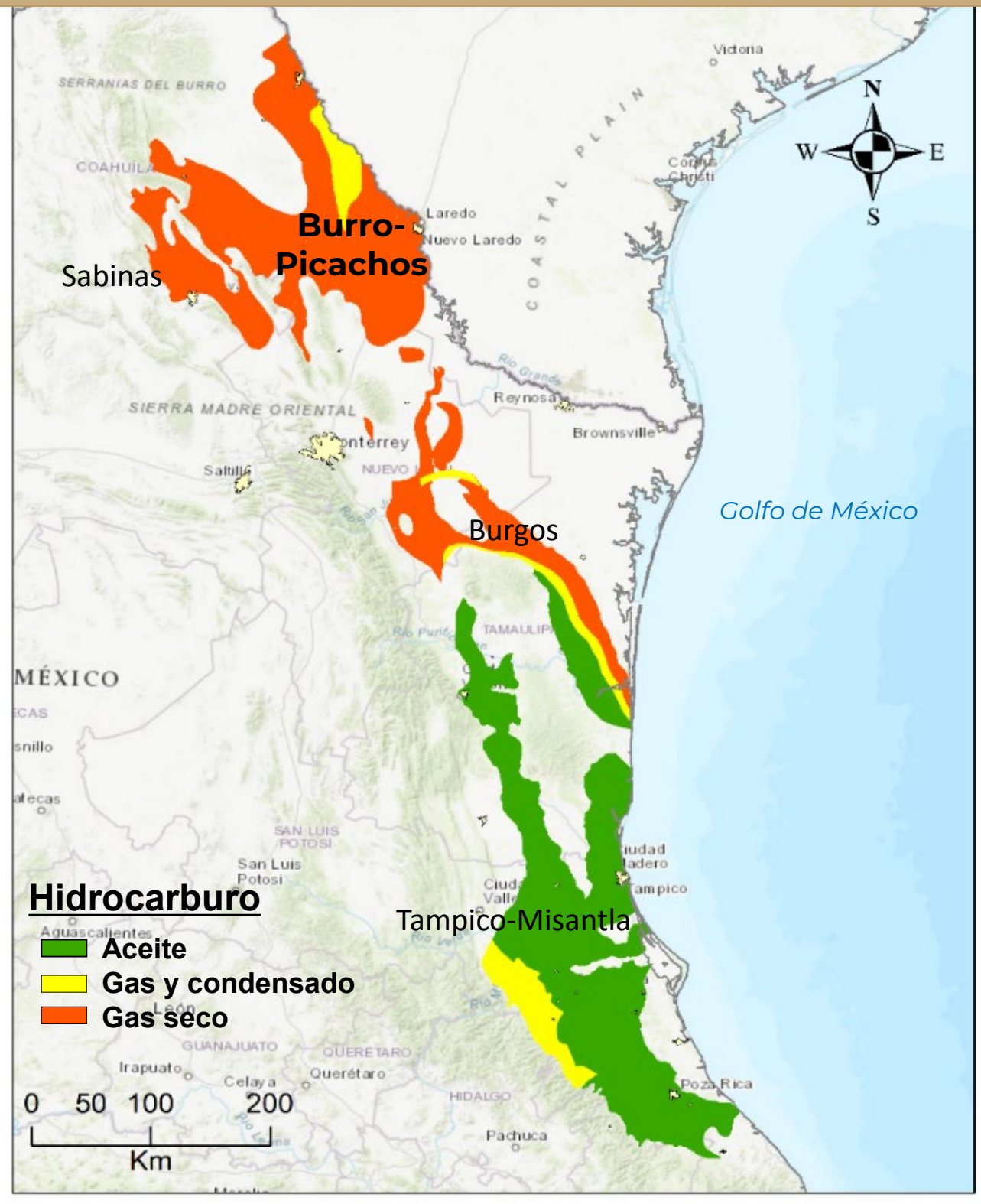
Metodología de evaluación de recursos prospectivos en plays no convencionales de aceite y gas en lutitas



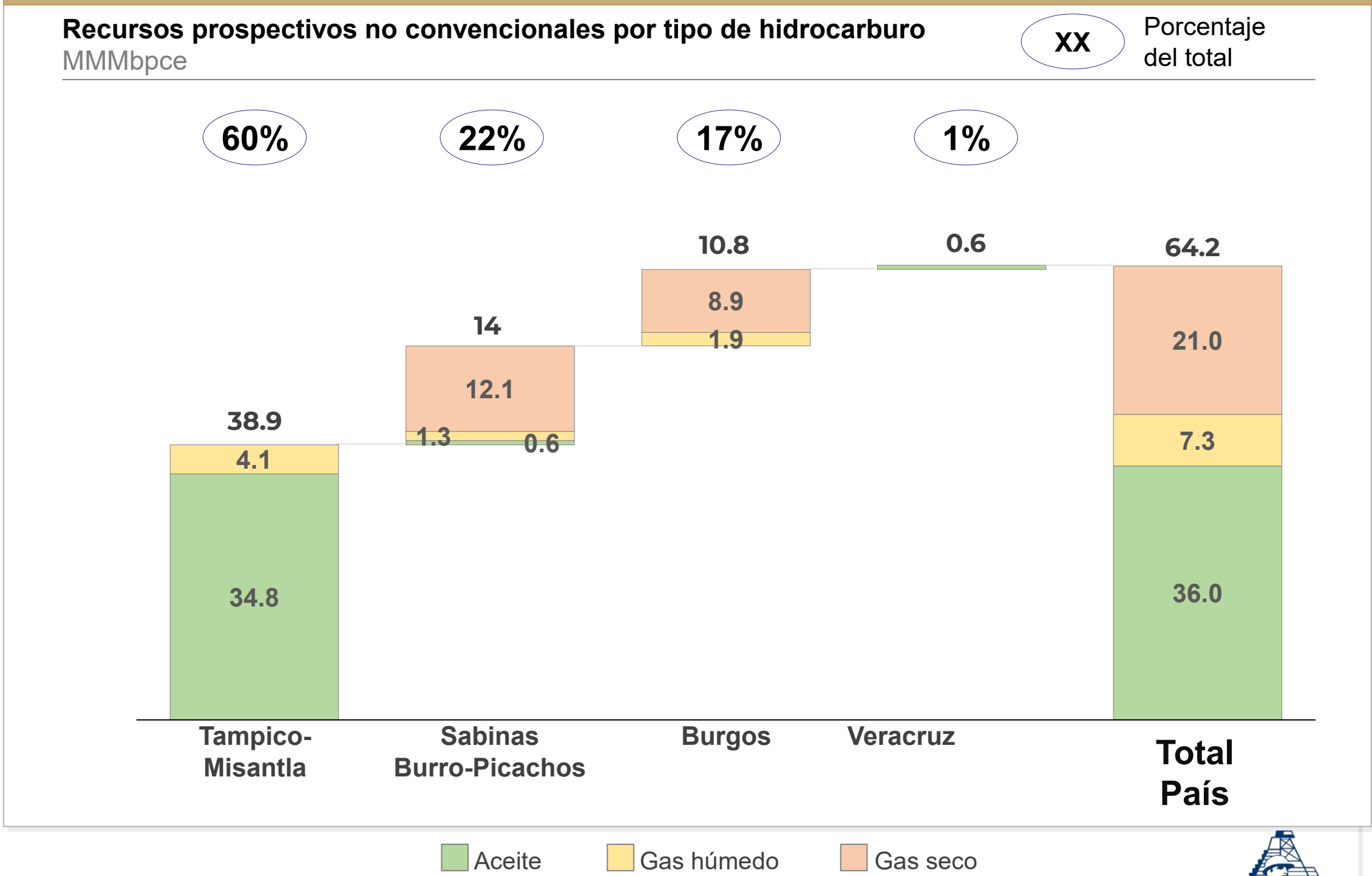
FUENTE: Subdirección de Exploración, PEMEX Exploración y Producción.

Estos estudios permitieron cuantificar recursos prospectivos No Convencionales (Yacimientos de Baja Permeabilidad) por ~64 MMMbpce

Provincias petroleras y tipo de hidrocarburo



Distribución del potencial de recursos prospectivos no convencionales

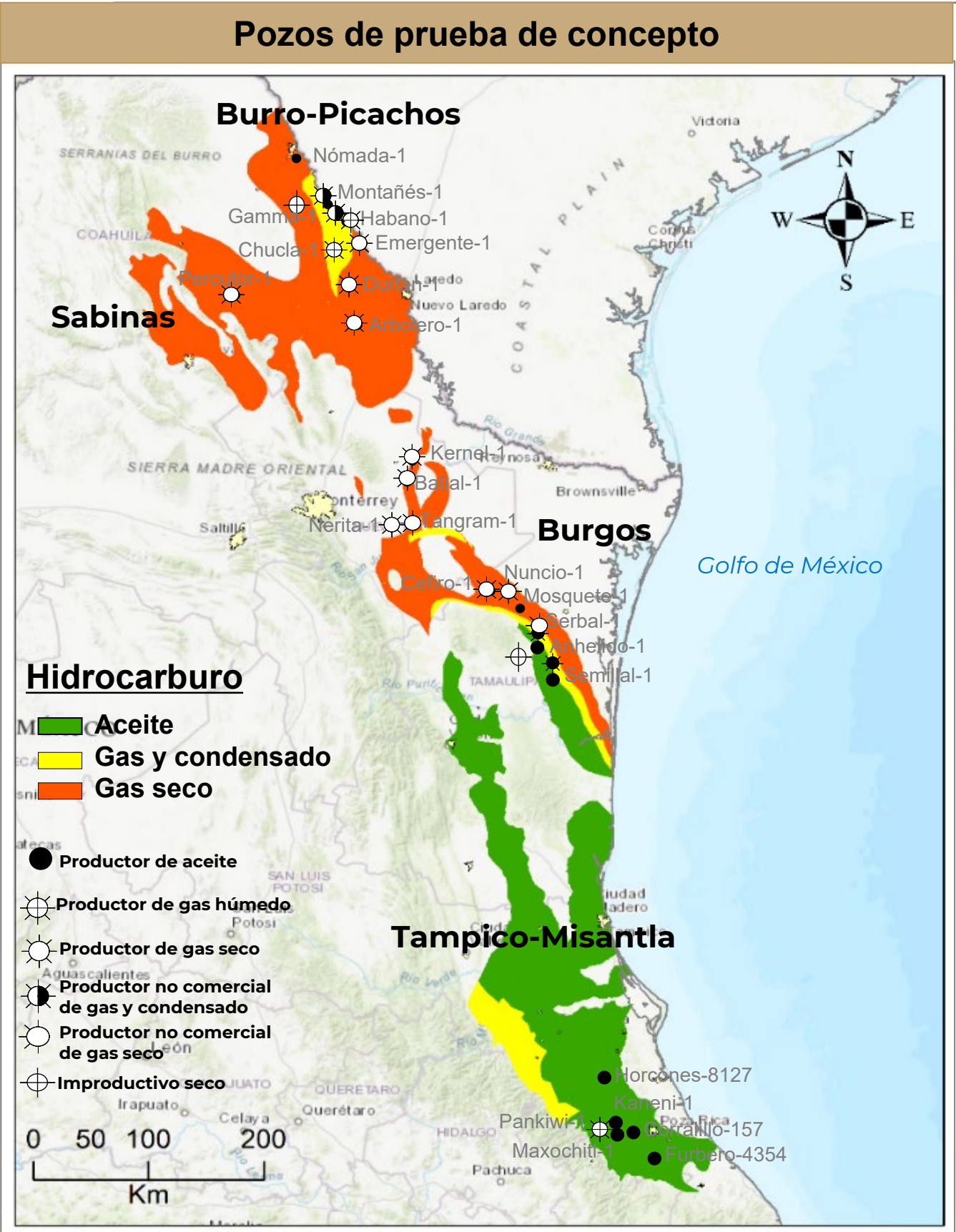


FUENTE: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C.

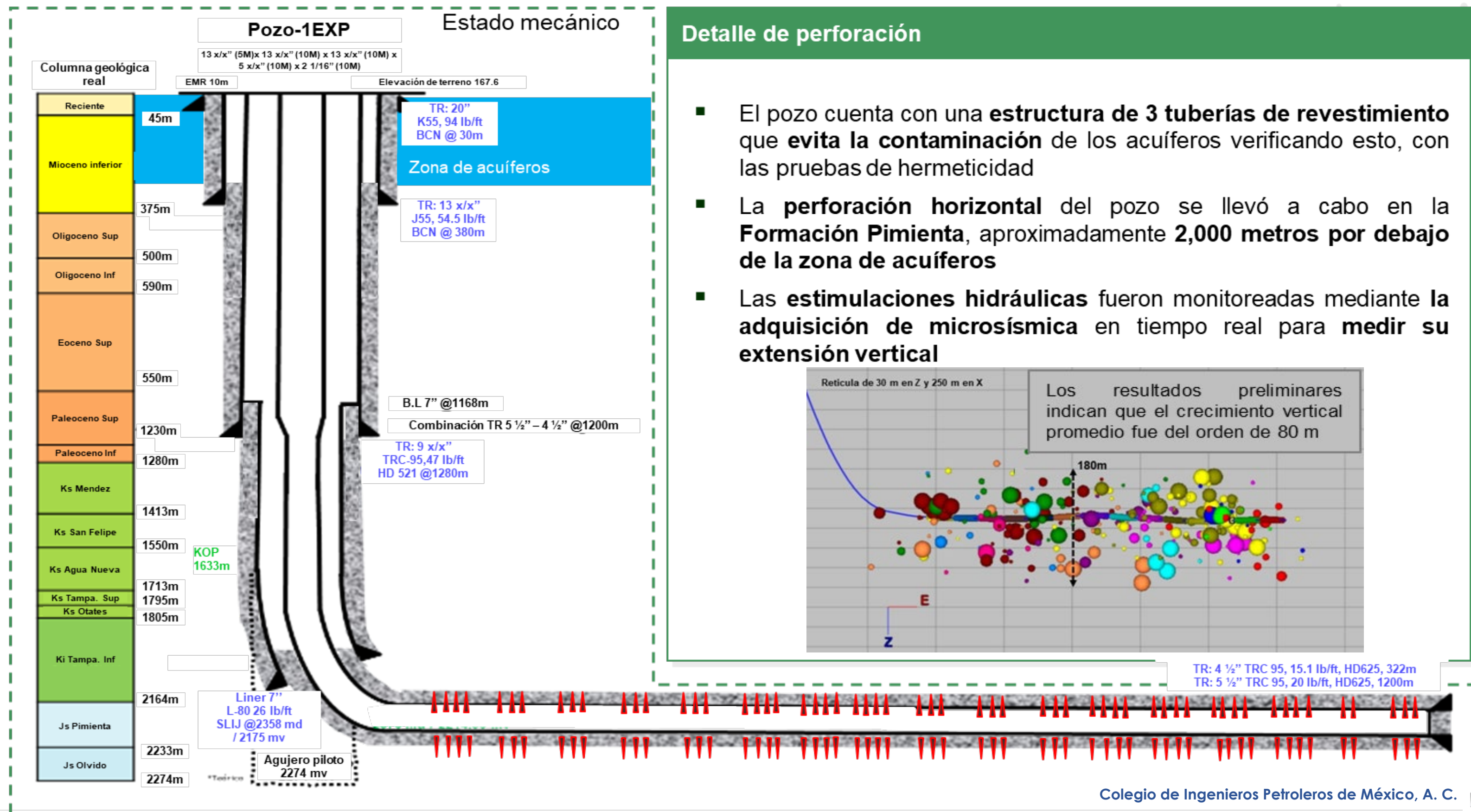


En estas cuencas, en el período 2010-2019 se terminaron 25 pozos de prueba de concepto lo que ha permitido iniciar la evaluación de los yacimientos en lutitas



Pozo	Objetivo	Tipo de Hidrocarburo	Qo (bpd)	Qg (MMpcd)
1. Emergente-1	KS Eagle Ford	Productor de gas seco	0	2.80
2. Percutor-1	KS Eagle Ford	Productor de gas seco	0	3.90
3. Habano-1	KS Eagle Ford	Productor de gas húmedo	0	4.60
4. Arbolero-1	JST Pimienta	Productor de gas seco	0	4.63
5. Montañés-1	KS Eagle Ford	Productor no comercial de gas húmedo	0	0.05
6. Nómada-1	KS Eagle Ford	Improductivo seco	0	0.00
7. Anhélido-1	JST Pimienta	Productor de aceite y gas	432	2.00
8. Chucla-1	KS Eagle Ford	Productor de gas húmedo	0	1.68
9. Durian-1	KS Eagle Ford	Productor de gas seco	0	3.56
10. Nuncio-1	JST Pimienta	Productor de gas seco	0	2.93
11. Gamma-1	KS Eagle Ford	Productor no comercial de gas húmedo	0	0.39
12. Tangram-1	JST Pimienta	Productor de gas seco	0	11.00
13. Céfiro-1	JST Pimienta	Productor de gas seco	0	12.18
14. Mosquete-1	JST Pimienta	Improductivo seco	0	0.00
15. Batial-1	JST Pimienta	Productor no comercial de gas seco	0	0.49
16. Kernel-1	JST Pimienta	Productor de gas seco	0	1.05
17. Nerita-1	JST Pimienta	Productor no comercial de gas seco	0	0.04
18. Serbal-1	JST Pimienta	Productor no comercial de gas seco	0	0.30
19. Furbero-4354	JST Pimienta	Productor de aceite y gas	278	0.37
20. Corralillo-157	JST Pimienta	Productor de aceite y gas	744	0.42
21. Horcones-8127	JST Pimienta	Productor de aceite y gas	289	0.71
22. Semillal-1EXP	JST Pimienta	Productor de aceite y gas	1,100	4.42
23. Maxochitl-1EXP	JSO Santiago	Productor de aceite y gas	450	0.67
24. Kaneni-1EXP	JST Pimienta	Productor de aceite y gas	1,932	2.22
25. Pankiwi-1EXP	JST Pimienta	Productor de gas y condensado	387	3.45

En la perforación y terminación de pozos se aseguró que el diseño y ejecución cumplieran con la regulación vigente

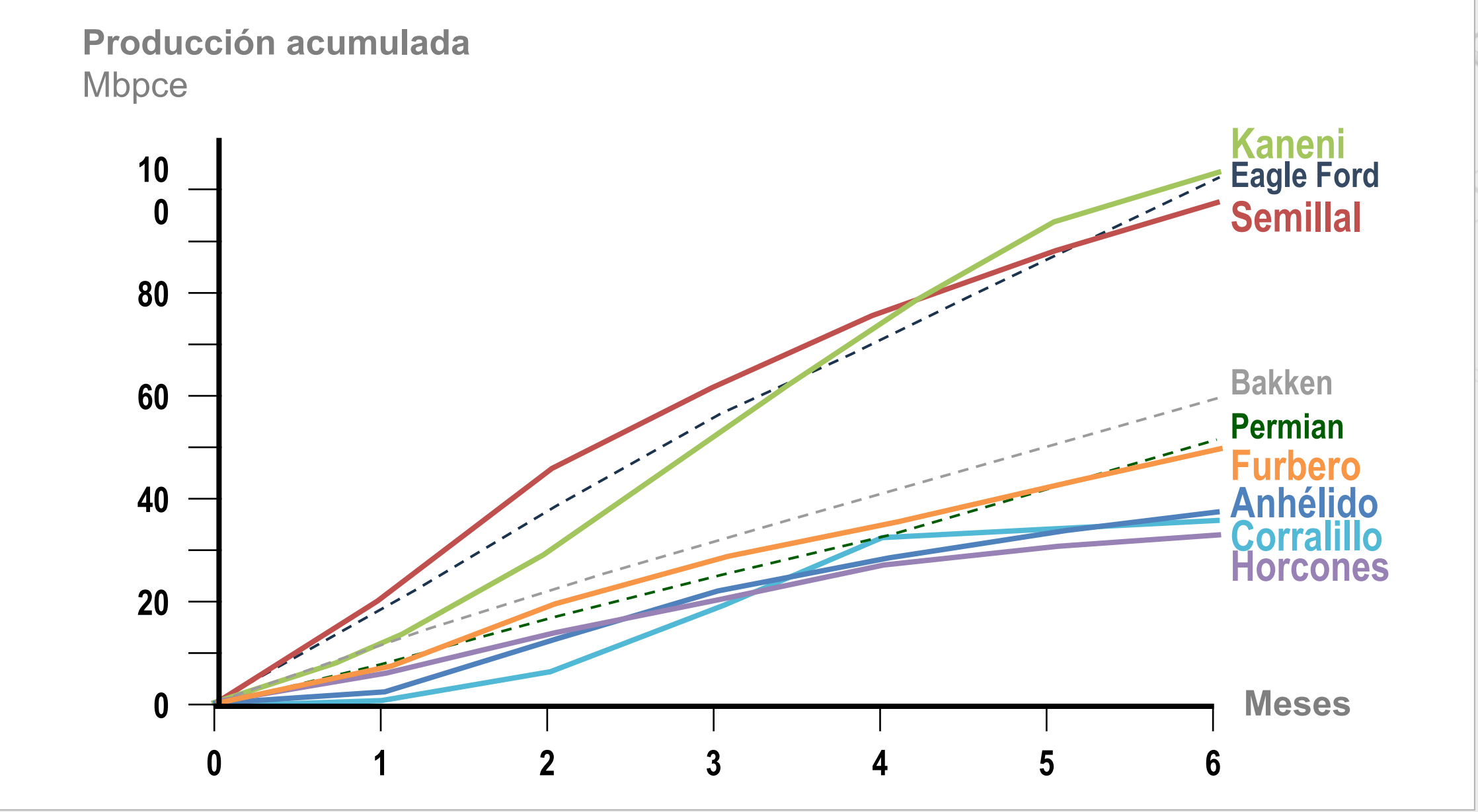


La producciones acumuladas de los pozos en los primeros seis meses se ubican dentro del rango de las obtenidas en las prolíficas cuencas de *Eagle Ford* y *Bakken*

Principales cuencas en México y EUA



Producción inicial acumulada promedio por pozo en yacimientos no convencionales



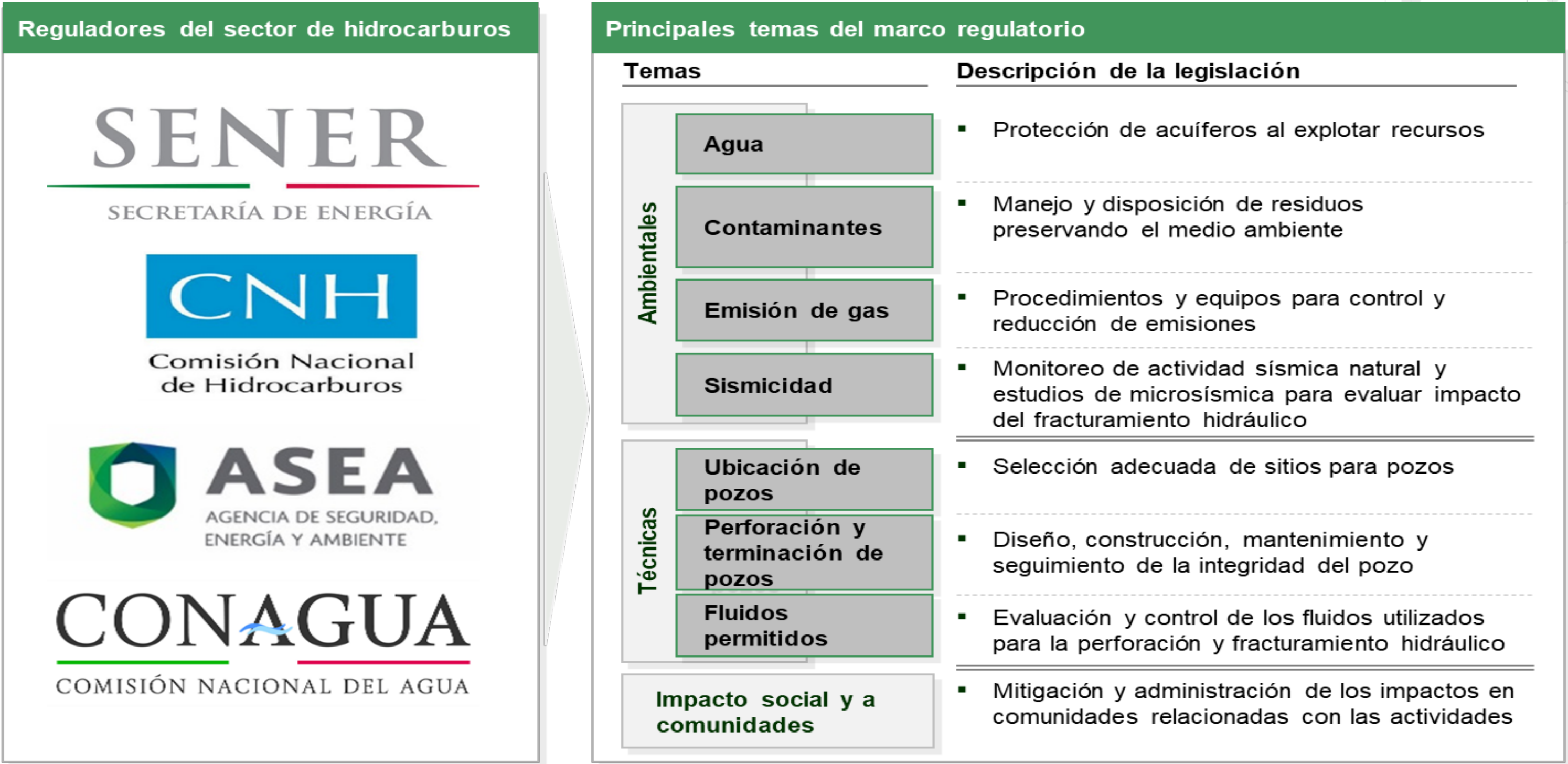
1. Producción promedio de pozos no convencionales (terminados y en producción) en cada región

FUENTE: RS Energy Group – Noviembre, 2018

Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C.

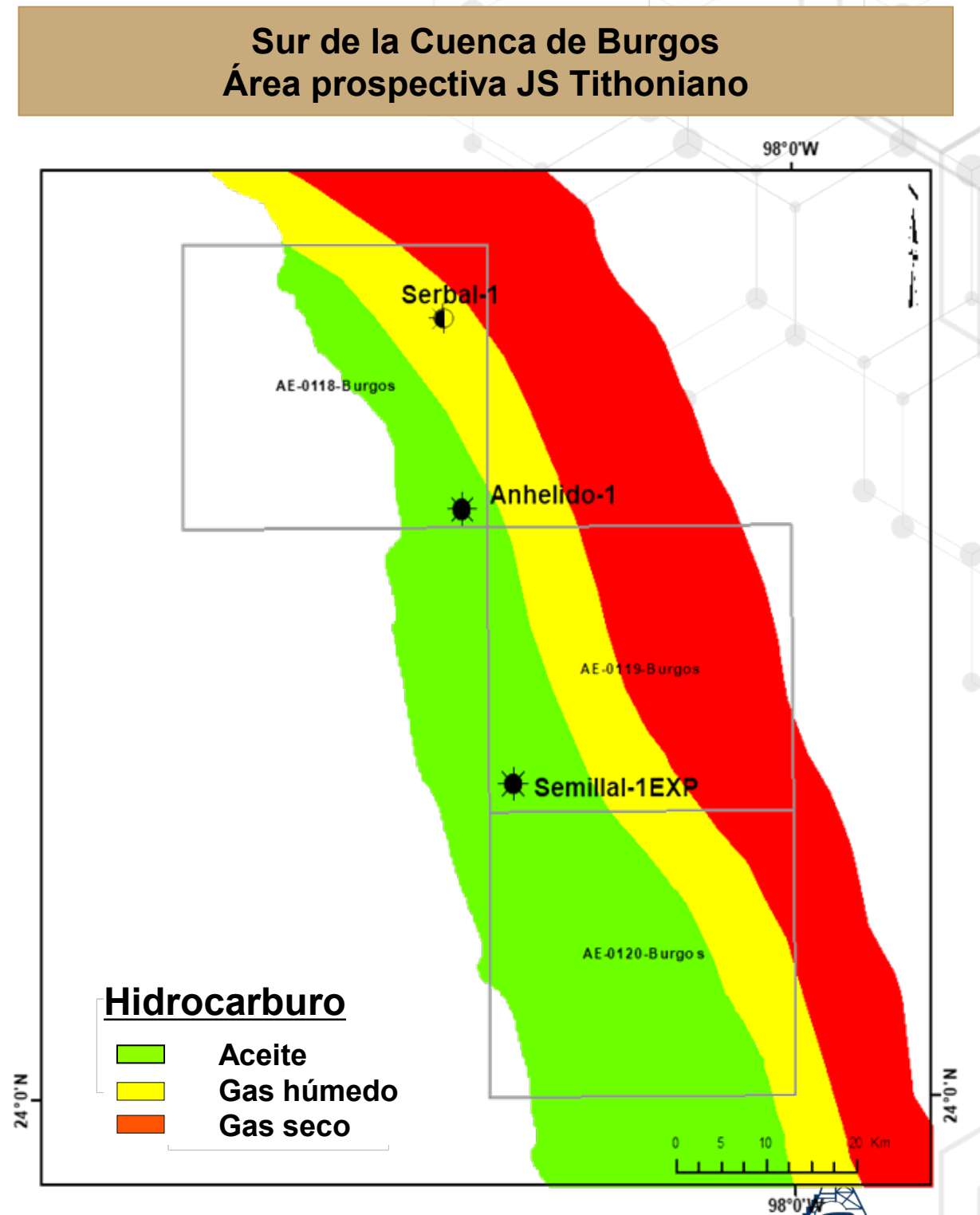
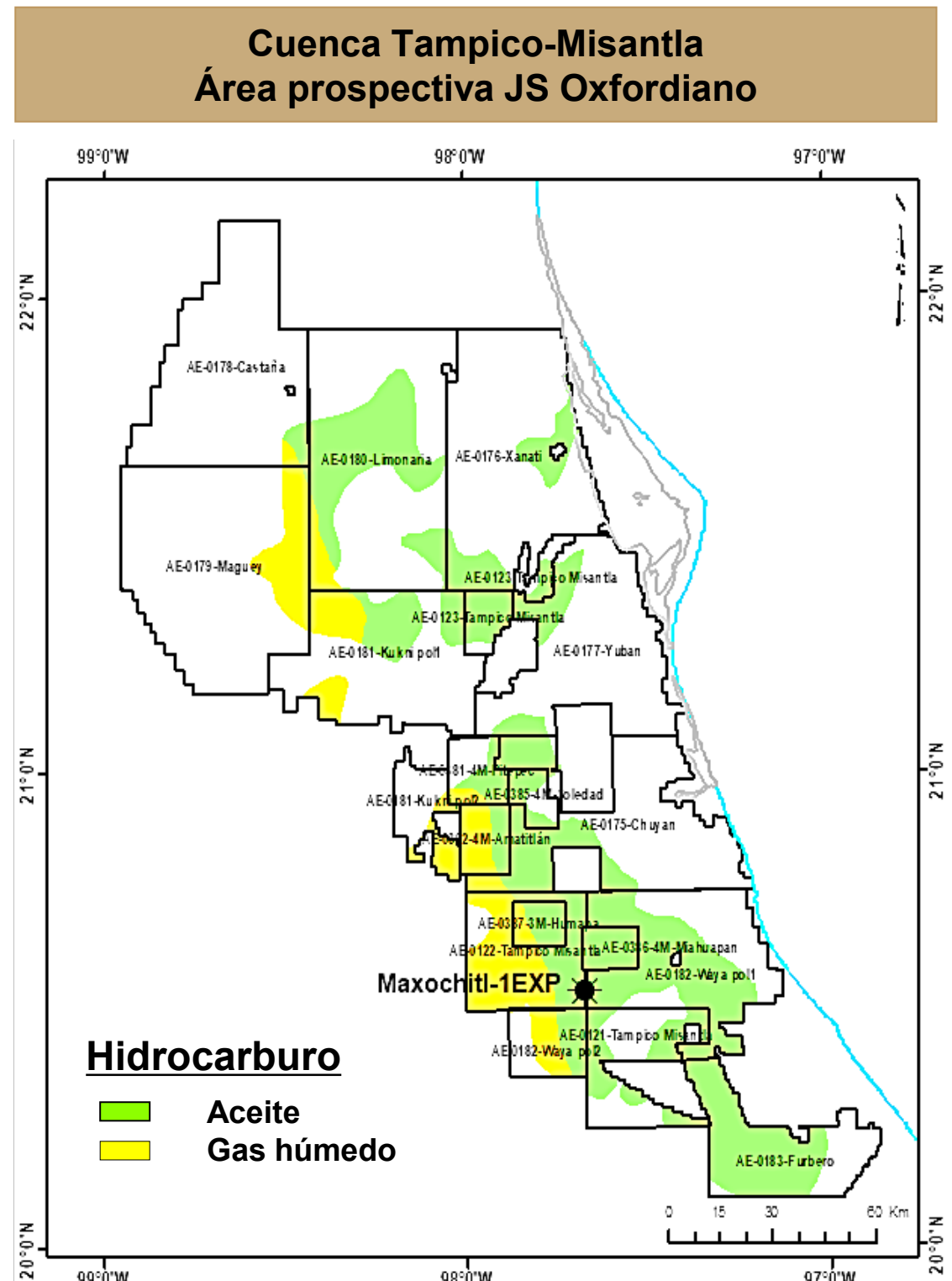
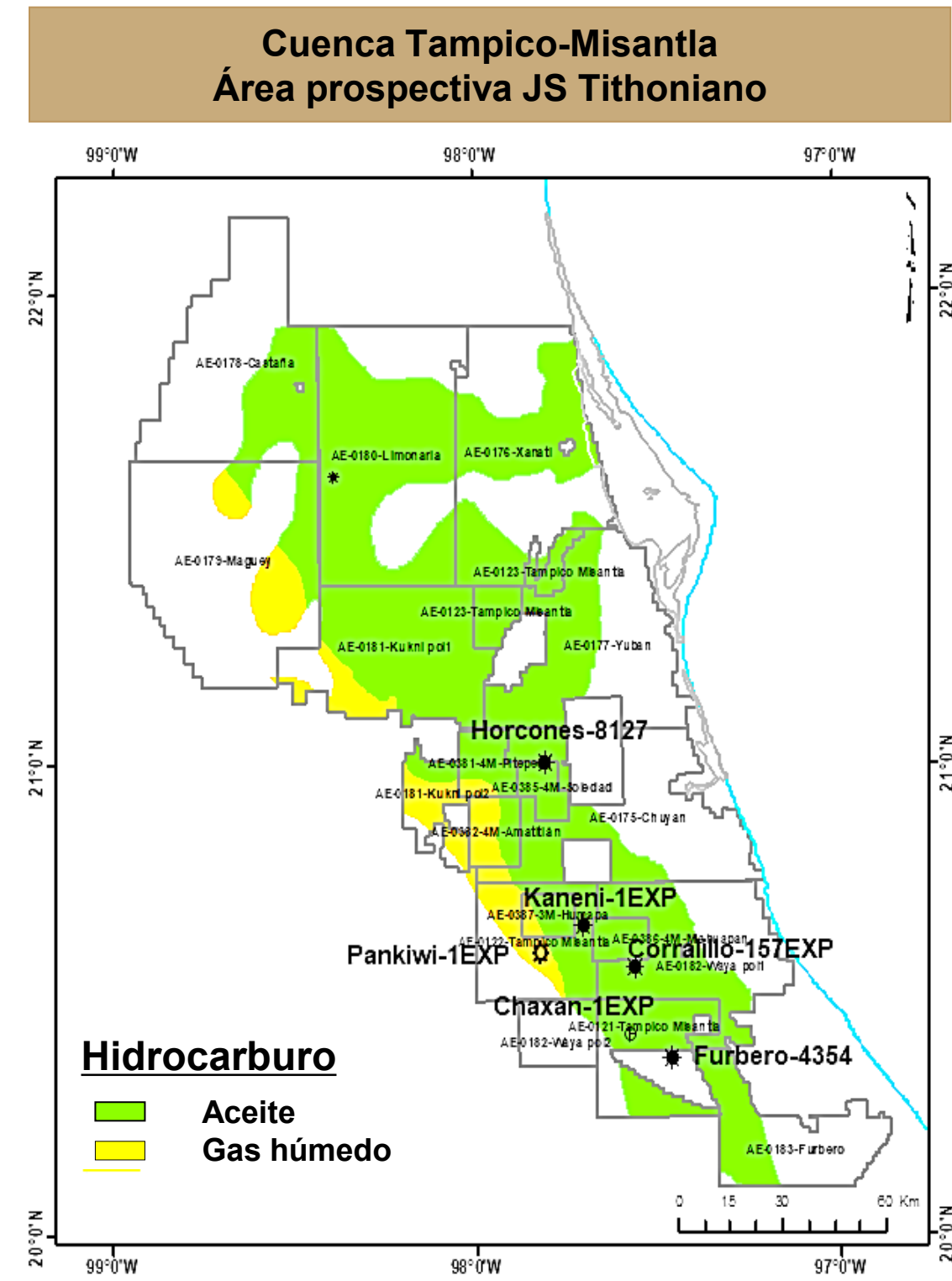


En el año 2017, en México se actualizó la regulación para explotar estos yacimientos, considerando las mejores prácticas a nivel internacional



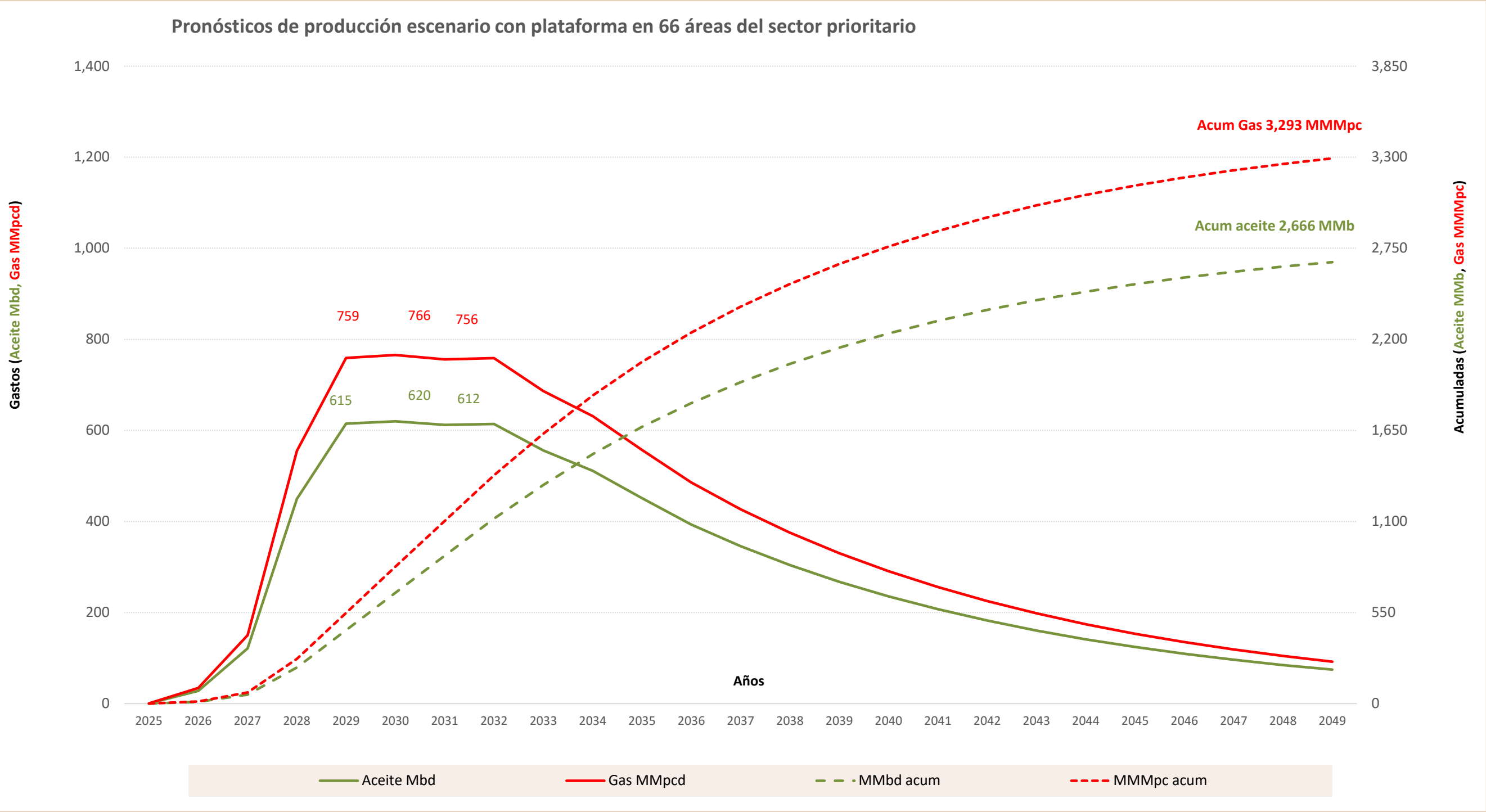
FUENTE: DOF 16 de marzo de 2017

Con los resultados de los pozos se jerarquizaron las áreas con mayor viabilidad económica y se han cuantificado recursos por ~32 MMMbpce tan solo en las 21 Asignaciones de PEMEX



FUENTE: Subdirección de Exploración, PEMEX Exploración y Producción, 2022.

Considerando uno de los sectores prioritarios, es factible recuperar una producción del orden de 600,000 bpd de aceite y 758 MMpcd en plazo de 4 años



Consideraciones:

- 5 pruebas de concepto exitosas, con recursos 3C del orden 940 MMbpce
- 66 áreas prospectivas identificadas (oportunidades y localizaciones) en sector
- Recurso prospectivo medio 2,690 Mmbpce
- Se consideró optimización (curva de aprendizaje) del tiempo y costo de perforación y terminación de pozos.
- Número de equipos máximo 32 (2028)

Retos

- Licencia social
- Cadena de suministro
- Régimen fiscal

Plataforma de producción (años 2029 - 2032)	616 Mbd / 758 MMpcd
N. Pozos	1,321

1 Antecedentes

2 Evaluación de Recursos prospectivos en Yacimientos de Baja Permeabilidad (YBP)

3 Retos principales

Para capturar el valor en este tipo de yacimientos de manera sostenible, se requiere hacer frente a diversos retos

Comparativo de Condiciones entre EUA y México		EUA	MÉXICO
Certidumbre Técnica	Calidad y conocimiento de los recursos / reservas		
Factores Técnicos	Disponibilidad de Infraestructura		
	Acceso tecnológico		
Factores Sociales	Tenencia de la tierra		
	Requerimientos de la comunidad		
Marco regulatorio	Acceso a agua		
	Ambientales		
Factores Económicos y de Negocio	Régimen Fiscal		
	Disponibilidad de capital / priorización		
	Cadena de suministro local		
	Precios de aceite y gas		

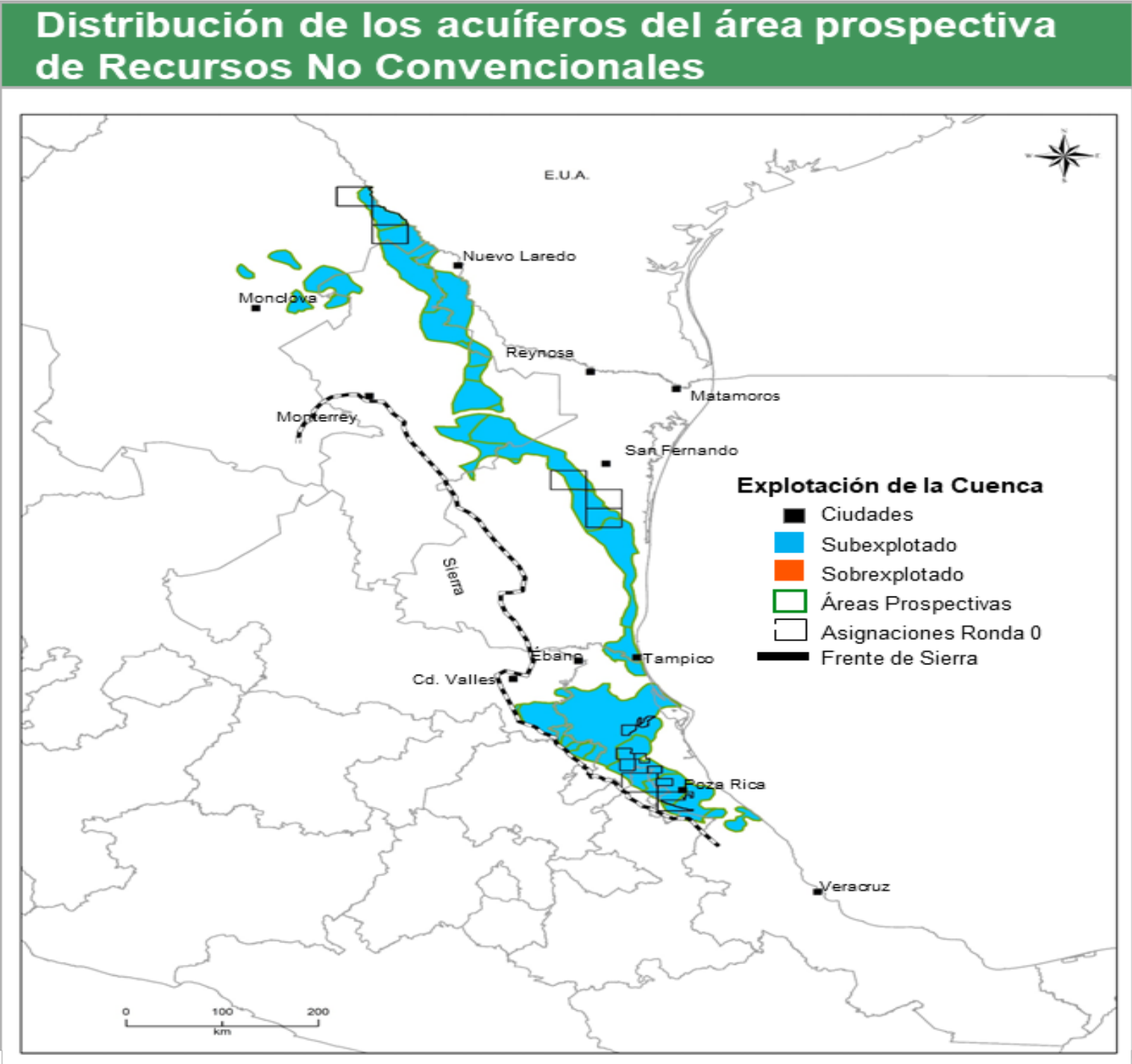
Resuelto

En progreso

Barreras por atender

FUENTE: Subdirección de Exploración, PEMEX Exploración y Producción, 2025.

Las áreas de mayor potencial se ubican en cuencas subexplotadas en el uso de los recursos hídricos renovables

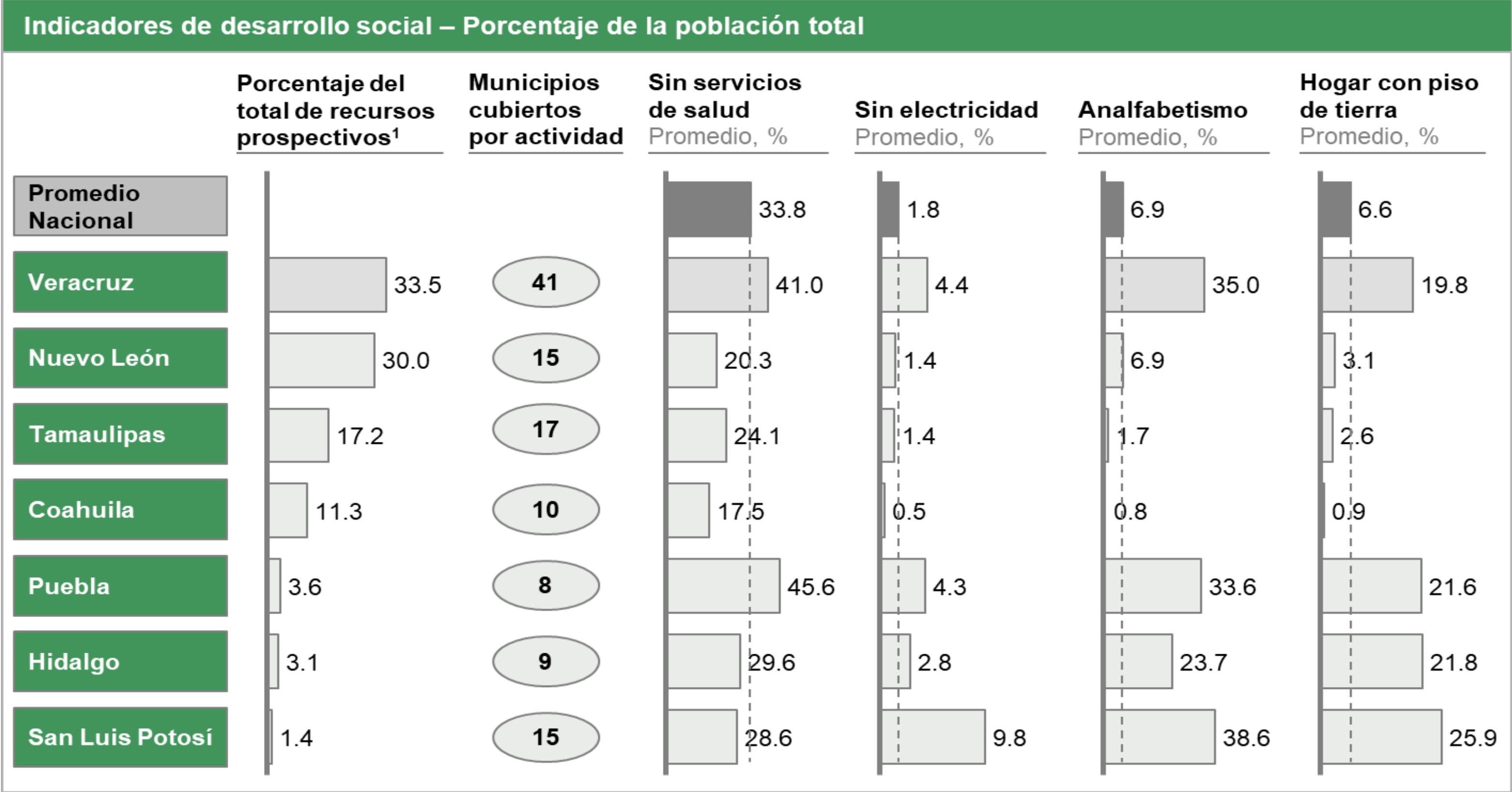


Análisis de utilización de agua		
Estado (municipios)	Porcentaje del total de recursos prospectivos %	Utilización del agua renovable ¹ %
Veracruz (41)	33.5	11
Nuevo León (15)	30.0	47
Tamaulipas (17)	17.2	48
Coahuila (10)	11.3	59
Puebla (8)	3.6	22
Hidalgo (9)	3.1	32
San Luis Potosí (15)	1.4	19

Las técnicas de fracturamiento hidráulico han evolucionado, de tal manera que actualmente es posible el uso de agua congénita tratada, reduciendo significativamente el uso de recursos hídricos renovables

FUENTE: Dirección de Exploración PEP y CONAGUA

Implementar una estrategia en la que los beneficios sociales de la exploración y explotación de los no convencionales se enfoquen resolver los requerimientos de fondo de las comunidades



FUENTE: Sistema Nacional de Información Municipal, INEGI



La estrategia actual tiene como objetivo asegurar la restitución de la reserva producida y alcanzar la meta de producción de 1.8 millones de barriles diarios de hidrocarburos líquidos

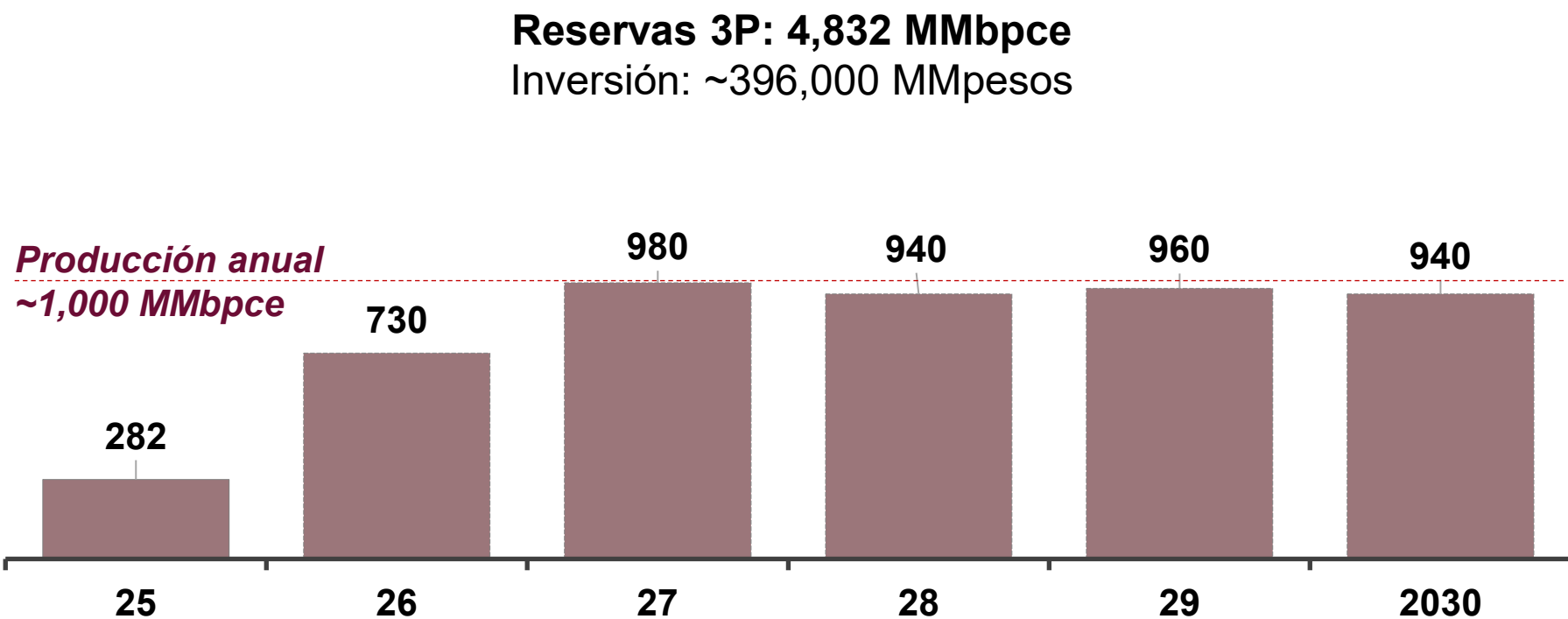
Pozos
exploratorios
(número)



Éxito Comercial
(promedio)



Incorporación de
reservas 3P
MMbpce



Se propone:

- Complementar la estrategia de exploración en **Cuencas del Sureste y Veracruz**, con actividad en **Yacimientos de Baja Permeabilidad en las Cuencas Tampico Misantla y Sur de Burgos**.
- Solicitar nuevas Asignaciones en Burgos
- Acelerar el desarrollo de 12 campos descubiertos (reservas 3P - 453 Mmbpce).
- **Proyectos mixtos** de exploración y extracción, privilegiando la producción de aceite.

Fuente: Subdirección de Exploración, PEP (2025: POT-I y 2026-2030: Cartera Ciclo Planeación 2024 Esc. Medio)

Para capturar a corto plazo el valor de los recursos no convencionales es necesario...

- 1** Mantener la **Exploración** enfocada en realizar **pruebas de concepto y programas piloto** para demostrar comercialidad, incorporar reservas y transferir a desarrollo los descubrimiento en el AGL; **actualizar los modelos de evaluación regional de recursos y jerarquización de áreas prospectivas.**
- 2** **Acortar la curva de aprendizaje**, adecuando al entorno de México lecciones aprendidas y mejores prácticas implementadas en cuencas análogas en EUA y Argentina, pero **nunca obviar pasos del proceso.**
- 3** Implementar una estrategia integral para **solventar los retos de la licencia social.**
- 4** **Definir un régimen fiscal adecuado que** promueva la actividad en zonas de gas seco, gas húmedo y aceite.
- 5** Apoyarse en **Proyectos Mixtos**, para hacer sinergia con terceros e implementar una cadena de suministros eficiente.
- 6** **Aprender del pasado: el proyecto demandará la perforación intensiva de pozos, que será exitosa si y solo si se sustenta en modelos geológicos del subsuelo actualizados.**



Gracias



Ingeniería por México