Foro de Expertos de la Industria Petrolera 2023

Grupo Táctico 1: Exploración
Visión de una Estrategia Exploratoria Integral

Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros 1949

AMGE

CIPM

Academia de Ingeniería México

SPE International Sección México

AIPM

Septiembre 29, 2023

Grupo Táctico 1: Exploración

Leonardo Enrique Aguilera Gómez

- Ing. Geólogo
- M.I. Exploración de Recursos Energéticos del Subsuelo
- Subdirector de Exploración, PEP
- Presidente Nacional de la AMGP

José Antonio Escalera Alcocer

- Ing. Geólogo
- Consultor independiente
- Ex-Director de Exploración, PEP
- Ex-Presidente Nacional de la AMGP

Adán Oviedo Pérez

- Ing. Geólogo
- M.I. Exploración de Rec. Energéticos del Subsuelo
- Consultor independiente
- Ex-Administrador de Exp, y Ex-Coordinador Subdir. Técnica de Exp, PEP
- Ex-Presidente Nacional AMGP

Humberto Salazar Soto

- Ing. Geofísico
- M.I. Proyecto Petroleros
- Gerente de Estudios Geofísicos, PEP
- Presidente Nacional de la AMGE

Agenda

1. Estrategia actual y resultados de Exploración
2. Áreas de oportunidad
3. Nuevas tecnologías en la exploración
4. Comentarios finales sobre los retos de la EEI

Objetivo y Alcances de la Estrategia Exploratoria Integral

Objetivo

Definir una **Estrategia Exploratoria Integral** que incluya áreas maduras y áreas frontera que permita asegurar la incorporación de reservas de aceite y gas para cubrir las necesidades de producción del país en el mediano y largo plazo.

Alcances

Presentar propuestas de proyectos exploratorios a nivel nacional que complementen la estrategia actual y permita incrementar la tasa de restitución de reservas de aceite y gas para fortalecer la producción de hidrocarburos y que se ponga a consideración en la definición de la política energética.

Enfoque actual de la Estrategia Exploratoria 2019-2023

Provincias Petroleras de México

Petróleos Mexicanos[1]

- **Asignaciones de Exploración: 111**
- **Áreas terrestres y aguas someras** en zonas con alta prospección de aceite, donde se cuenta con **instalaciones** para obtener **producción temprana.**
- Exploración **cercana a campos maduros** y **delimitación acelerada**.
- **Fortalecimiento de la cartera exploratoria**, mediante estudios de plays en áreas frontera: aguas profundas, aceite y gas en lutitas.
- **54 descubrimientos con recursos estimados de ~3,600 MMbpce; 39 campos** con reservas estimadas de **~2,800 MMbpce**, destacan: Quesqui, Tupilco Profundo, Ixachi Profundo.

Áreas contractuales[2]:

- **108 contratos en ejecución[3].**
- **24 descubrimientos**, con recursos estimados superiores a **1,800 MMbpce**, destacan:
  - Aguas Someras: Zama, Xaxamani, Sáasken, Sayulita, Yoti Oeste.
  - Aguas Profundas: Cholula, Polok, Chinwol.
  - Terrestres: Treviño.
- **4 contratos no vigentes y 23 en proceso de terminación anticipada[2] o devolución en áreas contractuales** con baja prospectividad o donde no se tuvieron descubrimientos económicamente rentables.

1 Fuente: Subdirección de Exploración, PEP
2 Fuente: Seguimiento de Contratos (Agosto, 2023), Comisión Nacional de Hidrocarburos
3 Incluye 15 áreas contractuales donde PEMEX tiene participación

En 2019-2023, PEMEX ha realizado 54 descubrimientos en proyectos terrestres y de aguas someras con recursos estimados de 3,616 MMbpce, para incorporar reservas 3P de 2,876 MMbpce asociada a 39 campos

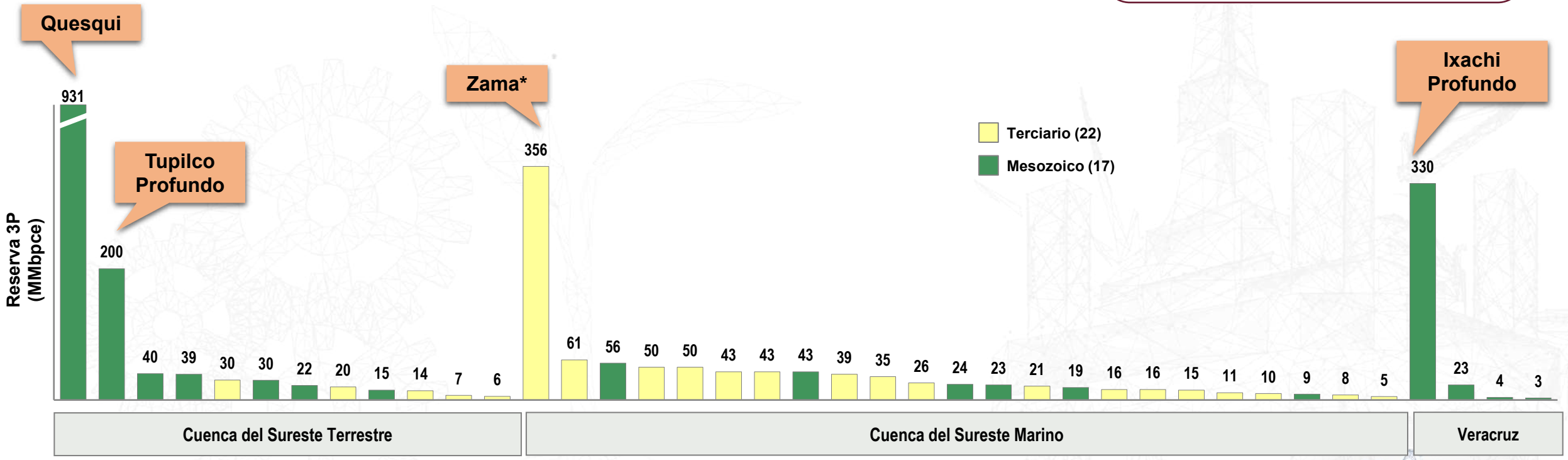
Recurso descubierto: 3,616 MMbpce

Reserva 3P 2,876 MMbpce [1]

Recurso contingente [2] 740 MMbpce

Desempeño 2019-2023:

- Inversión: ~7,050 MMdólares
- Éxito geológico: 58%
- Éxito comercial: 40%
- Costo de descubrimiento: ~2.6 dólares/bpce

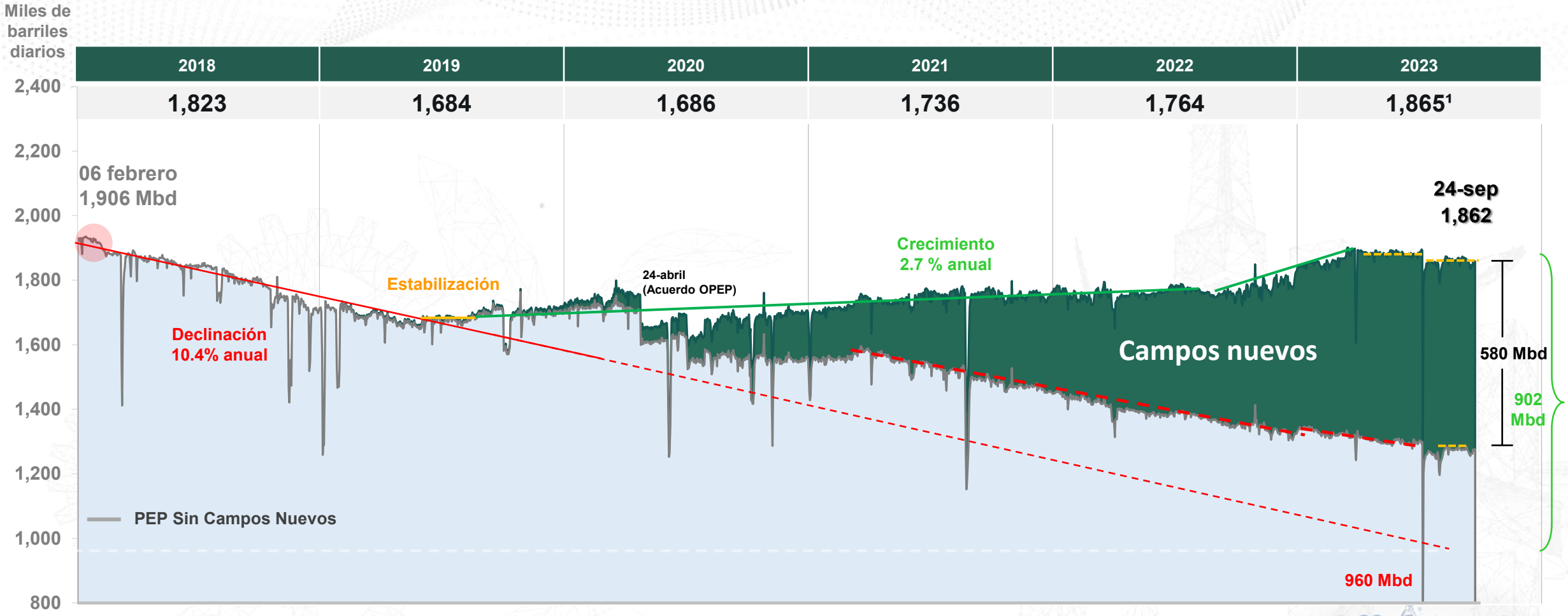


1. Considera descubrimientos 2023.
2. 15 descubrimientos con recurso contingente
* Reserva correspondiente a PEMEX en el área unificada. El campo fue descubierto en 2017 por el Consorcio Talos Energy, Premier Oil y Wintershall Dea

Fuente: Subdirección de Exploración, PEP

Estos descubrimientos permitieron revertir la tendencia de declinación de producción que se tuvo hasta 2018

Producción de hidrocarburos líquidos de PEMEX



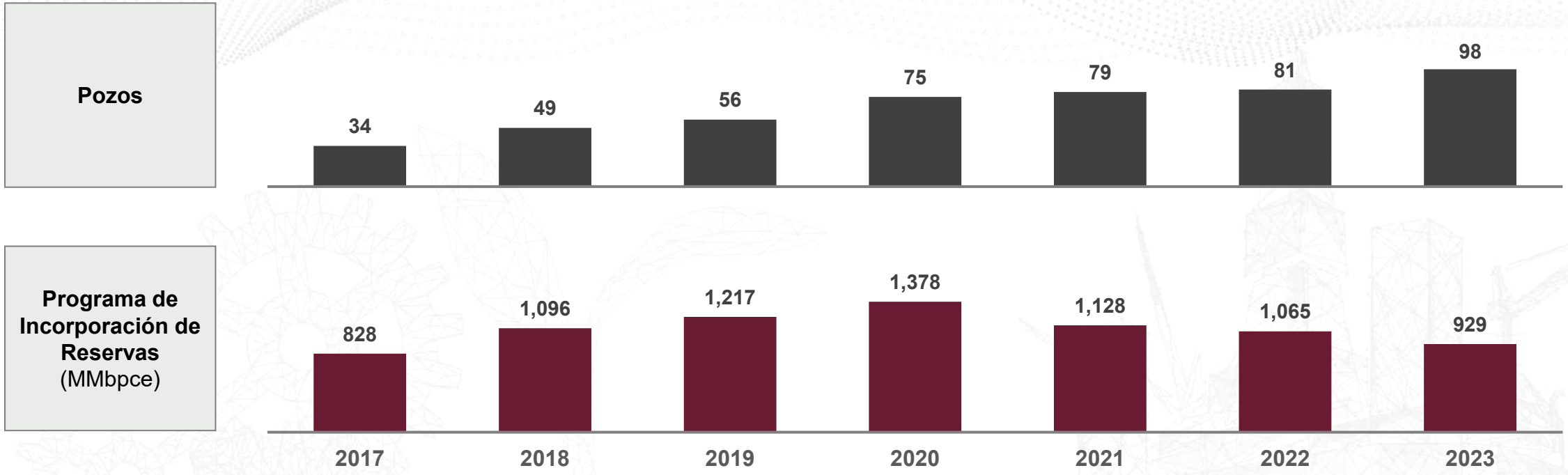
Fuente: PEMEX Exploración y Producción, Producción de PEP Sin Socios

1. Real ene + mejor proyección 2023

Foro de expertos de la Industria Petrolera
29 de septiembre de 2023

Al concentrar la estrategia en cuencas maduras, se requiere programar una mayor cantidad de pozos y recursos para mantener una incorporación de reservas superior a 950 MMbpce

Metas comprometidas por PEMEX durante el periodo 2017-2023

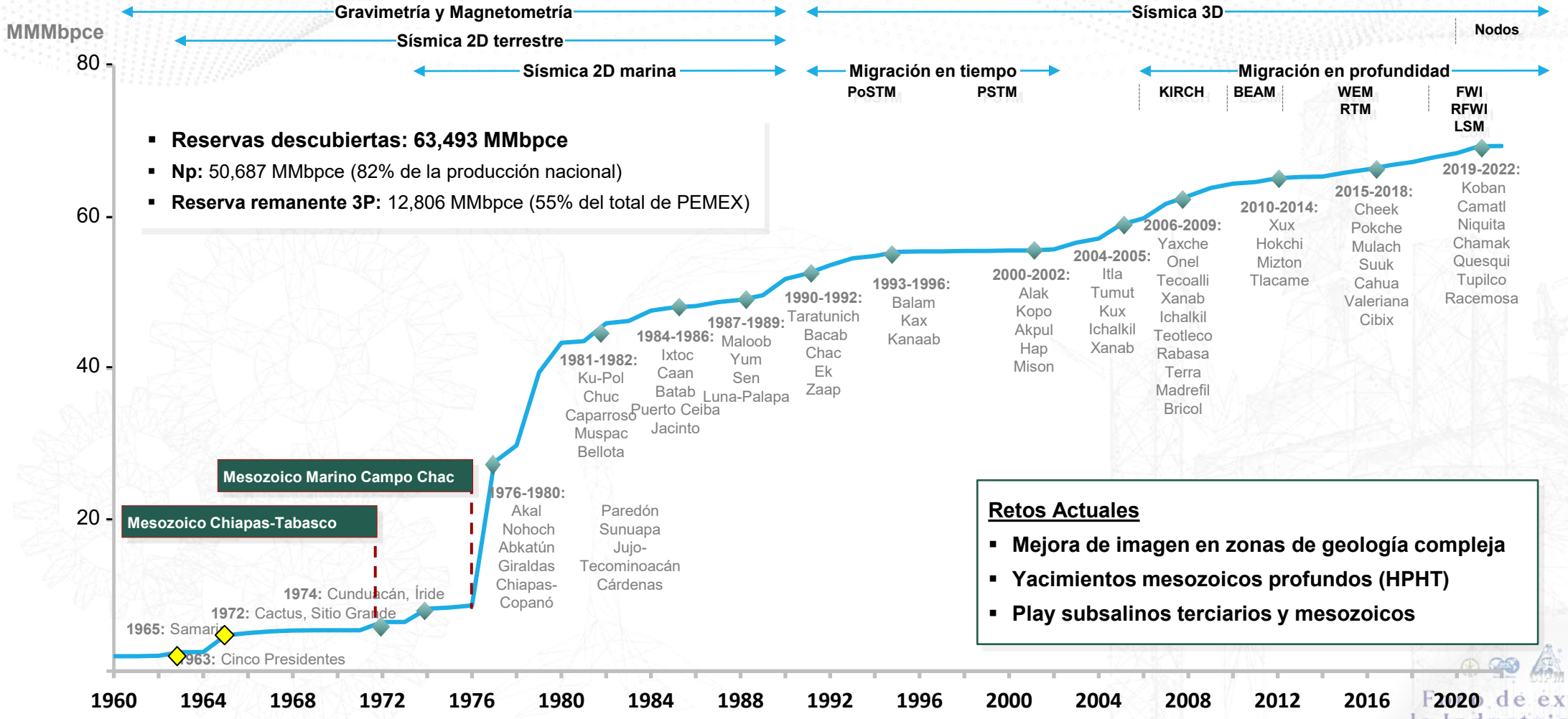


Para detener la tendencia a la baja y lograr un volumen de incorporación de reservas superior a 950 MMbpce es necesario perforar un mayor número de pozos en **áreas cercanas a campos de alta probabilidad geológica pero baja volumetría**, además de explorar en áreas más profundas en **plays subsalinos terciarios y mesozoicos de geología compleja con mayor volumetría, pero alto riesgo geológico**

Fuente: Subdirección de Exploración, PEP

La Exploración en provincias petroleras maduras demanda trabajo multidisciplinario de geocientíficos que innoven en la aplicación de conceptos geológicos y tecnología de punta

Reservas Originales acumuladas (MMMbpce) – Cuencas del Sureste



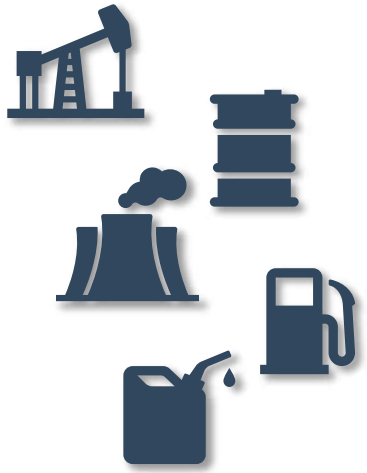
- **Reservas descubiertas: 63,493 MMbpce**
- **Np:** 50,687 MMbpce (82% de la producción nacional)
- **Reserva remanente 3P:** 12,806 MMbpce (55% del total de PEMEX)

Retos Actuales

- **Mejora de imagen en zonas de geología compleja**
- **Yacimientos mesozoicos profundos (HPHT)**
- **Play subsalinos terciarios y mesozoicos**

Fuente: Subdirección de Exploración, PEP

Premisas de la EEI para incrementar la producción para el periodo 2024-2030



PRODUCCIÓN DIARIA 2.5 MMbpd MÁS 8,000 MMpcg

1.6 a 2 MMbpd para abastecer Sistema Nacional de Refinación + Deer Park

500 a 900 Mbpd para exportación

DISMINUIR LA DEPENDENCIA DE GAS DE E.U.A.

RESTITUIR RESERVAS POR 1,500 MMbpce POR AÑO

¿ES ESTO POSIBLE?

¿QUÉ SE REQUIERE HACER PARA LOGRARLO?

Agenda

1. Estrategia actual y resultados de Exploración
2. **Áreas de oportunidad**
3. Nuevas tecnologías en la exploración
4. Comentarios finales sobre los retos de la EEI

Grupo Táctico 1: Exploración
Áreas de oportunidad: Plays Frontera/Hipotéticos y Crecimiento de Reservas

Costo de Descubrimiento

Riesgo
(Probabilidad)

EVITAR

Equipo reducido multidisciplinario permanente:
- *Análisis de cuencas sedimentarias*
- *Subsistema generador*
- *Extensión del Play fairway*
- *Identificación oportunidades*

Exploración Plays Frontera/Hipotéticos
- *Mediano/largo plazo*
- *Producción futura*
- *Gran volumen para Reposición*
- *Equipo reducido multidisciplinario*
- *Bajo costo de descubrimiento*
- *Golfo Profundo/Cuencas del Sureste*
- *Tampico-Misantla (No Convencional)*

E X P L O R A C I Ó N

Inversión constante: 15-20% Presupuesto anual de PEP

Gente, Tecnología, Procesos y Flujos de trabajo

Trabajo inter y multidisciplinario

Volumen
(Incertidumbre)

Exploración cercana a campos
- *Corto plazo*
- *Producción rápida*
- *Insuficiente Reposición*
- *Equipos multidisciplinarios (SWAT)*
- *Intensa labor (operación rápida)*
- *Atención Erosión de Valor (costo de descubrimiento)*

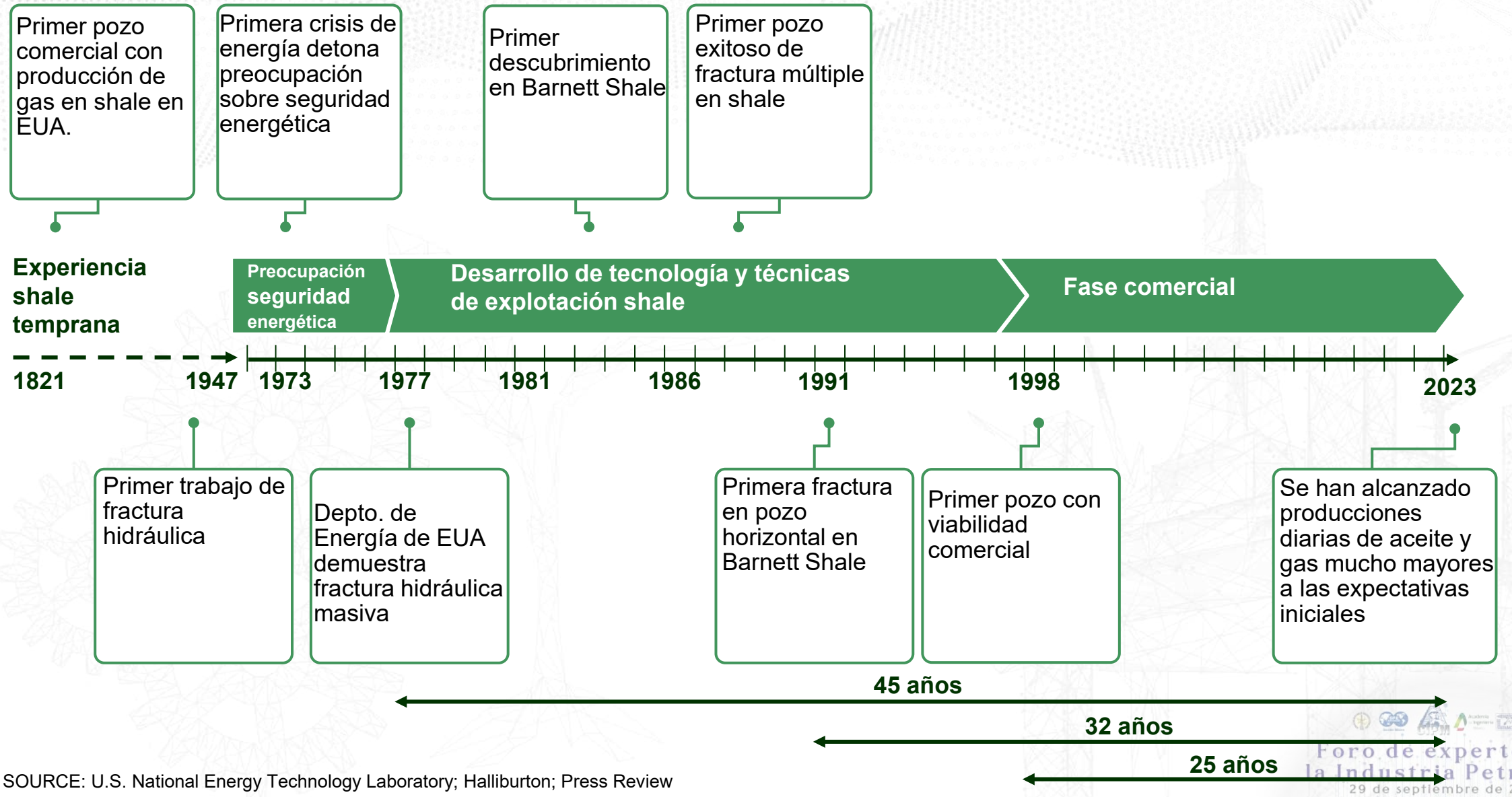
Reservas agregadas a un campo productor
- *Revisiones*
- *Ampliaciones*
- *Adiciones*
- *Aumentos*

→
- *Documentación temprana esquemas mantenimiento de presión*
- *Equipo transdisciplinario dedicado permanente*

Crecimiento de Reservas
(Trabajo transdisciplinario)

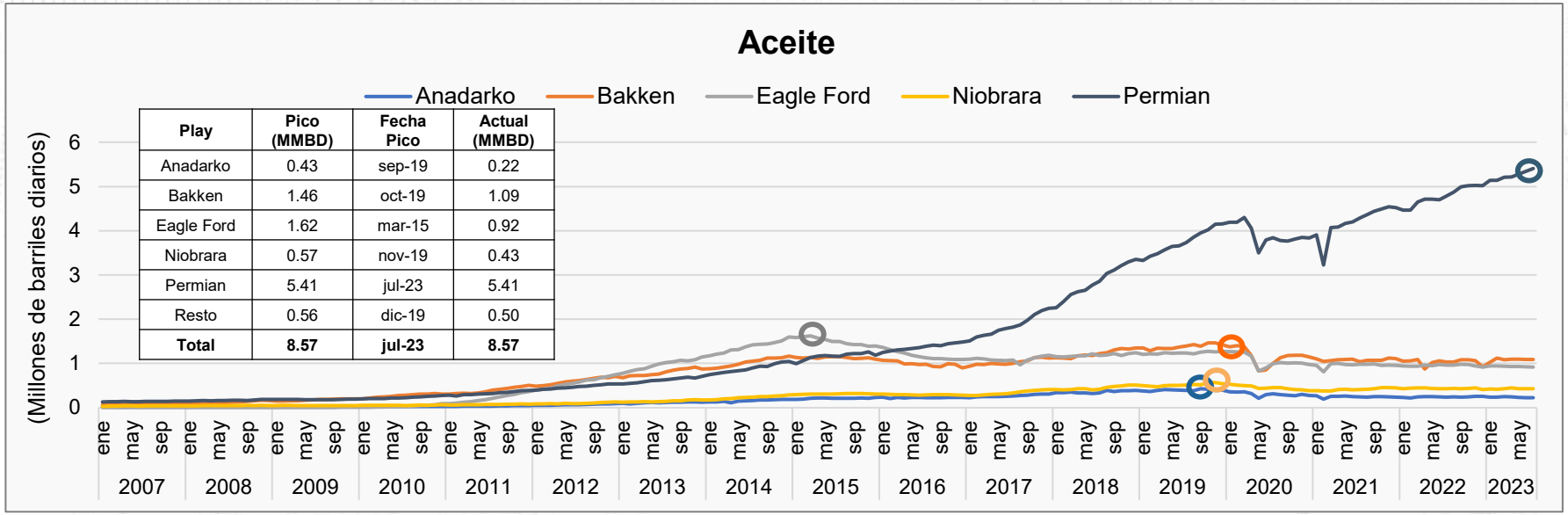
Foro de expertos de la Industria Petrolera
29 de septiembre de 2023

La producción de aceite y gas en yacimientos en lutitas de EUA responde a un proceso de aprendizaje de más de 45 años, alcanzando su fase comercial 25 años atrás

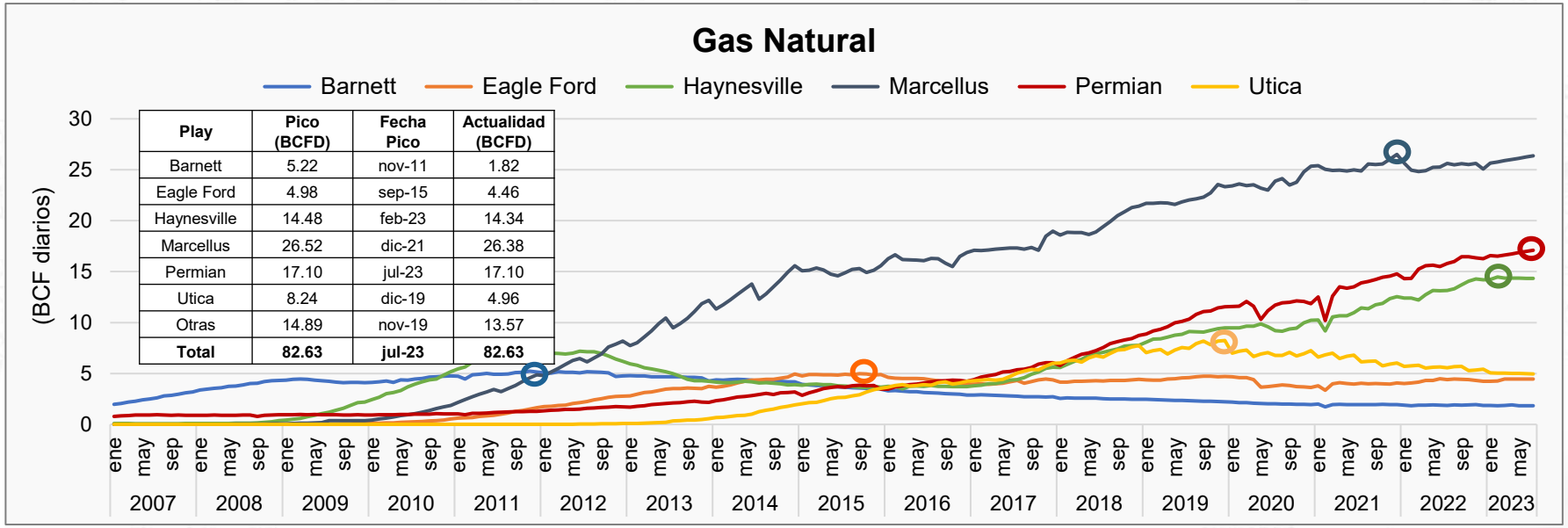


SOURCE: U.S. National Energy Technology Laboratory; Halliburton; Press Review

Con base en los datos a mayo de 2023 de la EIA, en EUA se produjeron 8.6 mmbd de aceite y 82.6 mmmpcd de gas. Se observa que en algunas cuencas ya se alcanzó el pico de producción



Play	Pico (MMBD)	Fecha Pico	Actual (MMBD)
Anadarko	0.43	sep-19	0.22
Bakken	1.46	oct-19	1.09
Eagle Ford	1.62	mar-15	0.92
Niobrara	0.57	nov-19	0.43
Permian	5.41	jul-23	5.41
Resto	0.56	dic-19	0.50
Total	**8.57**	**jul-23**	**8.57**



Play	Pico (BCFD)	Fecha Pico	Actualidad (BCFD)
Barnett	5.22	nov-11	1.82
Eagle Ford	4.98	sep-15	4.46
Haynesville	14.48	feb-23	14.34
Marcellus	26.52	dic-21	26.38
Permian	17.10	jul-23	17.10
Utica	8.24	dic-19	4.96
Otras	14.89	nov-19	13.57
Total	**82.63**	**jul-23**	**82.63**

Pico producción

Foro de expertos de la Industria Petrolera
29 de septiembre de 2023

En México por conducto de Pemex en el año 2010, se inició la evaluación del potencial de los recursos no convencionales bajo la siguiente metodología

Etapas del proceso para evaluar y desarrollar yacimientos no convencionales

Etapa 1 – Evaluación de áreas
Identificación de recursos

Análisis **regional**

Identificación de **posibles *plays***

Evaluación de recursos

Jerarquización de cuencas / *plays*

Portafolio de localizaciones

Etapa 2 – Prueba de Concepto
Validación de hipótesis

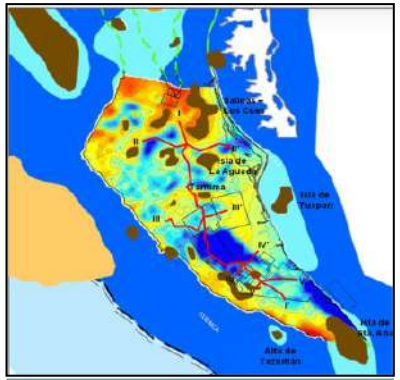
Perforación de pozo exploratorio de **prueba de concepto** (potencial generador-almacenador y tipo de hidrocarburo)

Definición de ***sweet-spots***

Etapa 3 – Prueba piloto
Reducción de incertidumbre y definición de parámetros de comercialidad

Perforación de **2 a 4 pozos delimitadores**

Caracterización del yacimiento y **optimización de su productividad**



Incremento en el entendimiento **de la productividad de los yacimientos**

Adquisición de datos para evaluación **de propiedades geoquímicas y geomecánicas**

Eficiencia del diseño de pozos multi-fracturados

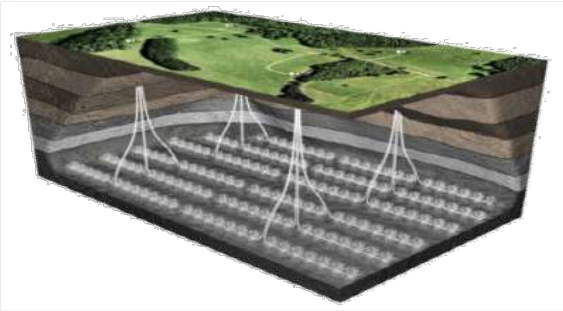
Monitoreo de resultados y niveles de **producción**

Etapa 4 – Desarrollo
Explotación rentable

Plan de desarrollo y su implementación mediante la perforación de **pozos a mayor escala**

Eficiencia de costos

Desarrollo sustentable



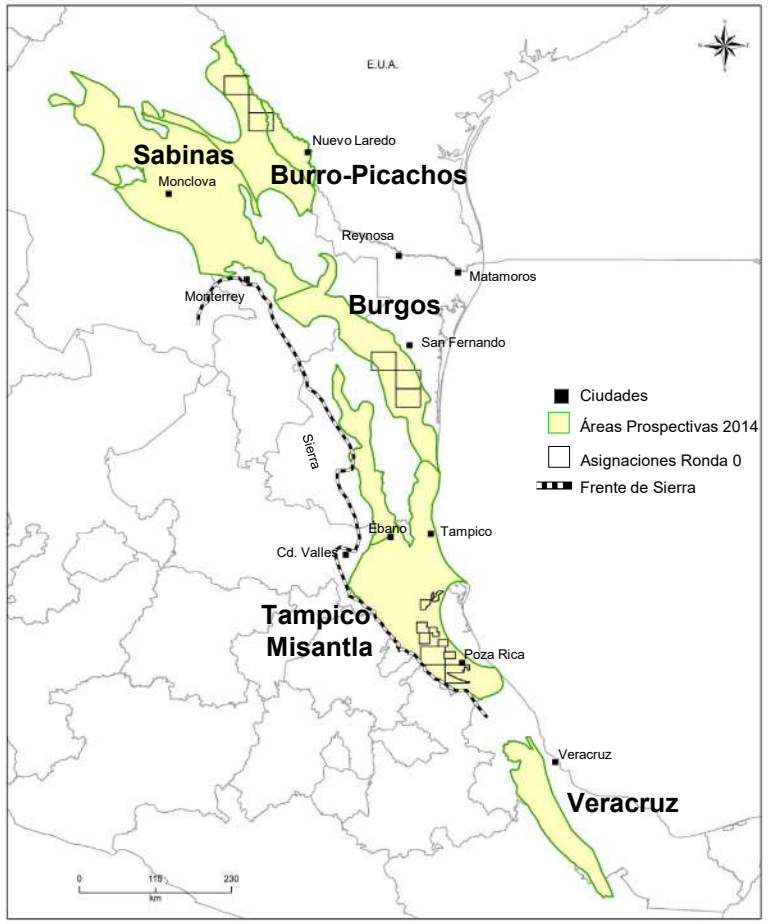
Tiempos estimados por etapa

1 a 3 años → 1 a 2 años → 5 a 15 años

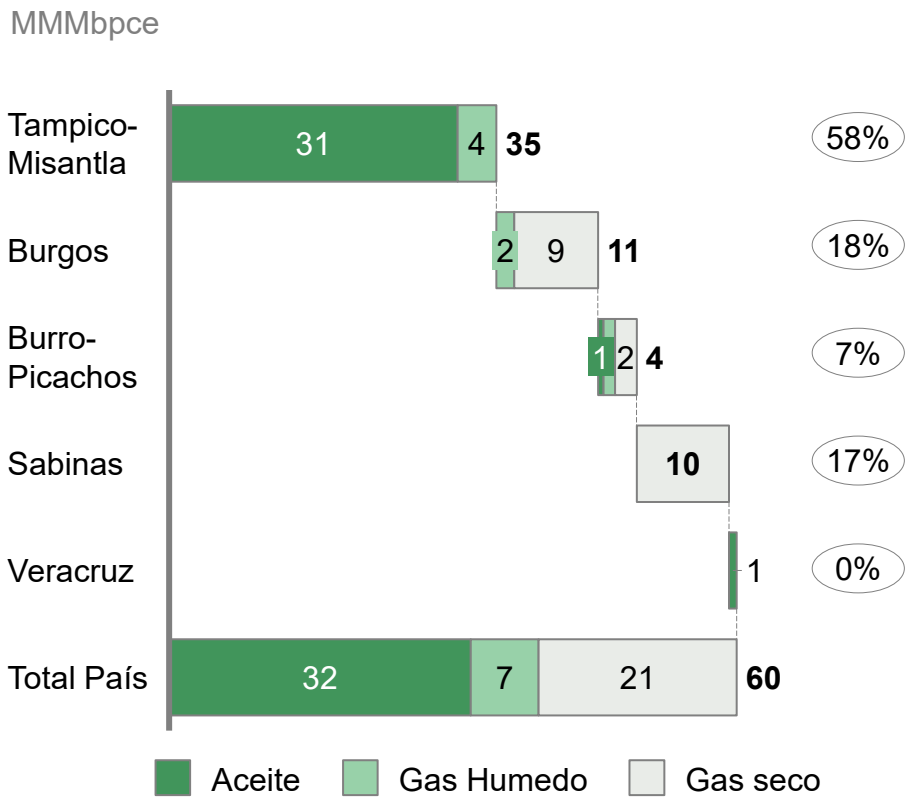
FUENTE: Dirección de Exploración, Pemex Exploración y Producción, 2018

Los estudios realizados permitieron cuantificar a nivel país, recursos prospectivos No Convencionales por ~60 MMMbpce distribuidos en una superficie de ~113,000 km²

Mapa de distribución del potencial de recursos prospectivos No Convencionales 2012



Distribución del potencial de recursos prospectivos No Convencionales por cuenca 2012



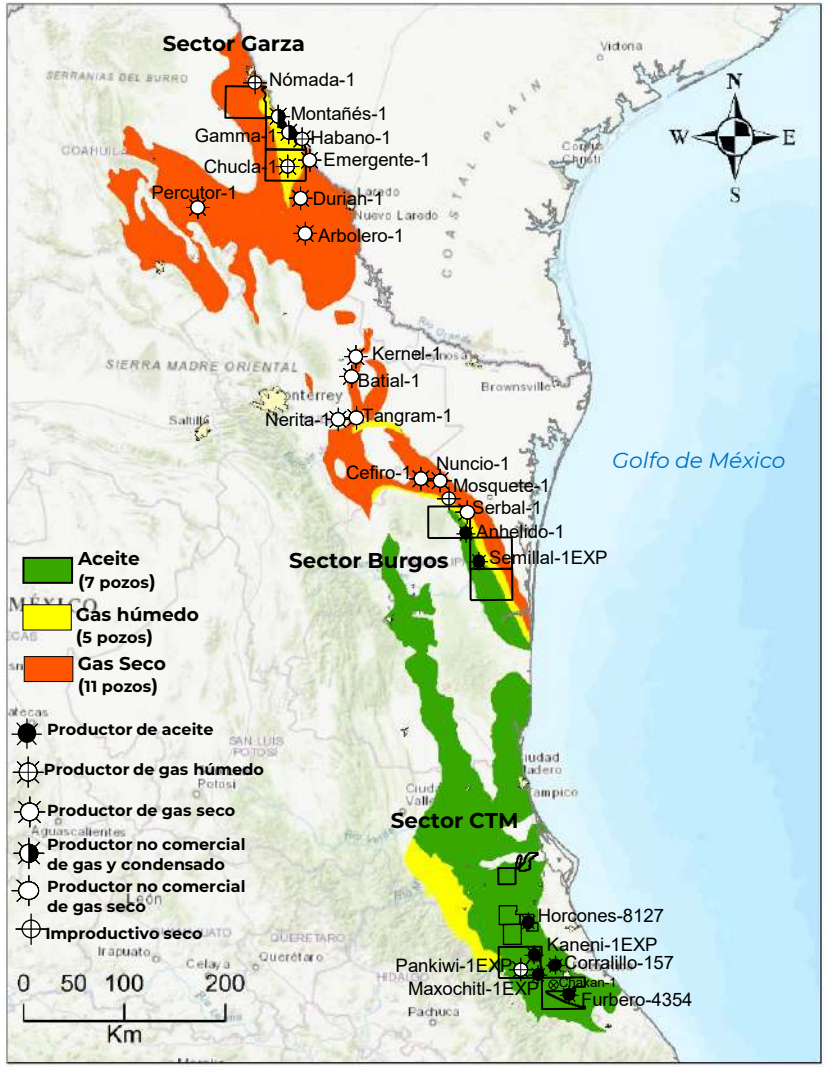
- Los recursos prospectivos en **yacimientos No Convencionales** representan más del **50% del potencial petrolero total** del país

FUENTE: Dirección de Exploración, Pemex Exploración y Producción, 2018

o de expertos de
la Industria Petrolera
29 de septiembre de 2023

En el período 2010-2019, se perforaron 25 pozos de prueba de concepto, con el fin de evaluar los plays No Convencionales, en las Provincias de Sabinas, Burro-Picachos, Burgos y Tampico-Misantla

Pozos de prueba de concepto

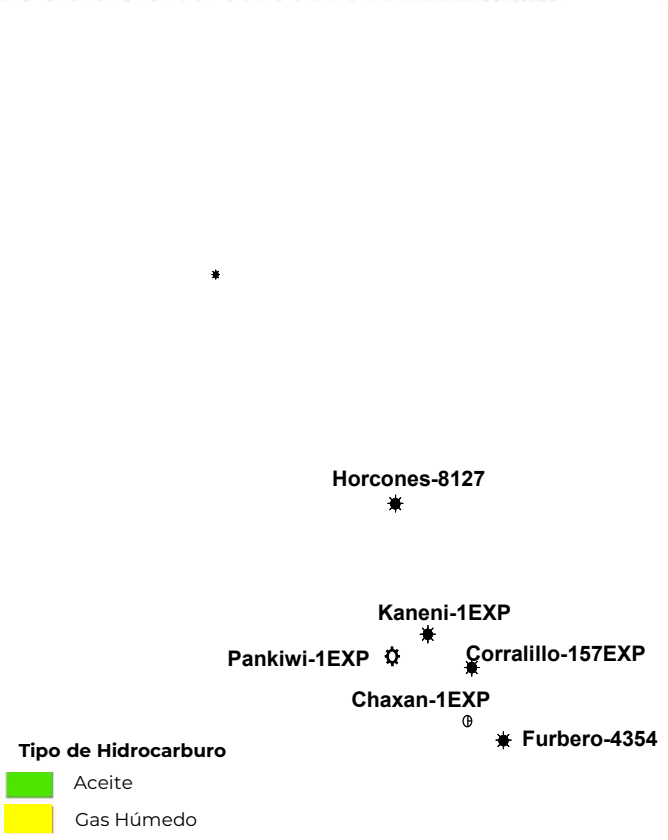


FUENTE: Subdirección de Exploración, PEP 2022

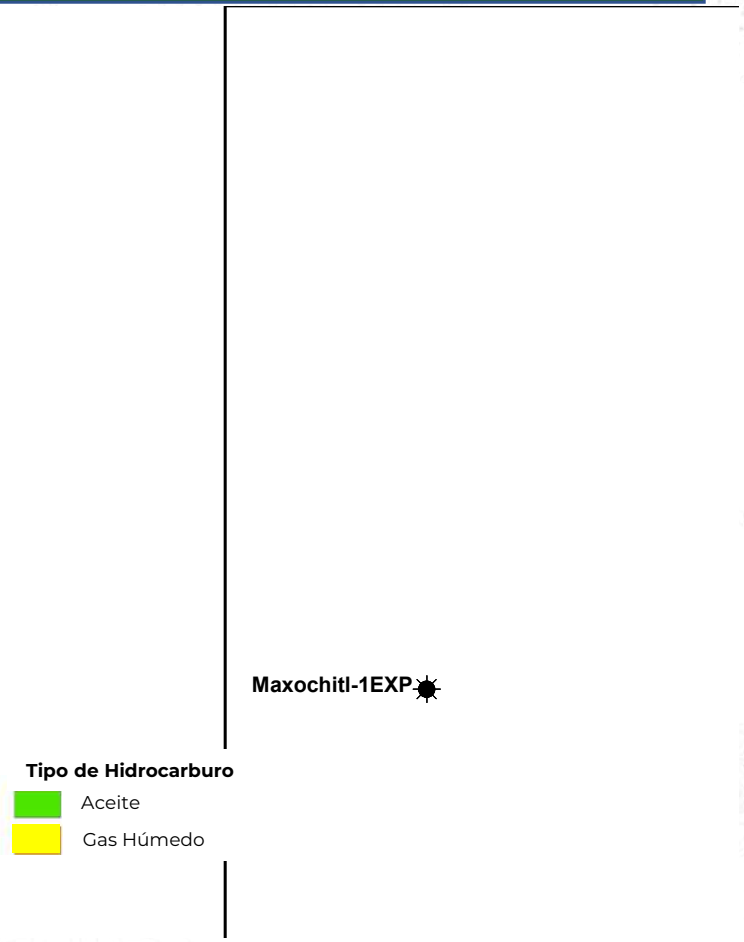
	Pozo	Objetivo	Tipo de Hidrocarburo	Qo (bpd)	Qg (MMpcd)
1	Emergente 1	KS Eagle Ford	Productor de gas seco	0	2.80
2	Percutor 1	KS Eagle Ford	Productor de gas seco	0	3.90
3	**Habano 1**	**KS Eagle Ford**	**Productor de gas húmedo**	**0**	**4.60**
4	Arbolero 1	JST Pimienta	Productor de gas seco	0	4.63
5	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	**Anhelido 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	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**	**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 (PMA-802)	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

Con los resultados de estos pozos se actualizaron los estudios, identificándose las áreas con mayor viabilidad económica, donde se cuantificaron recursos prospectivos del orden de 24 MMMBPCE

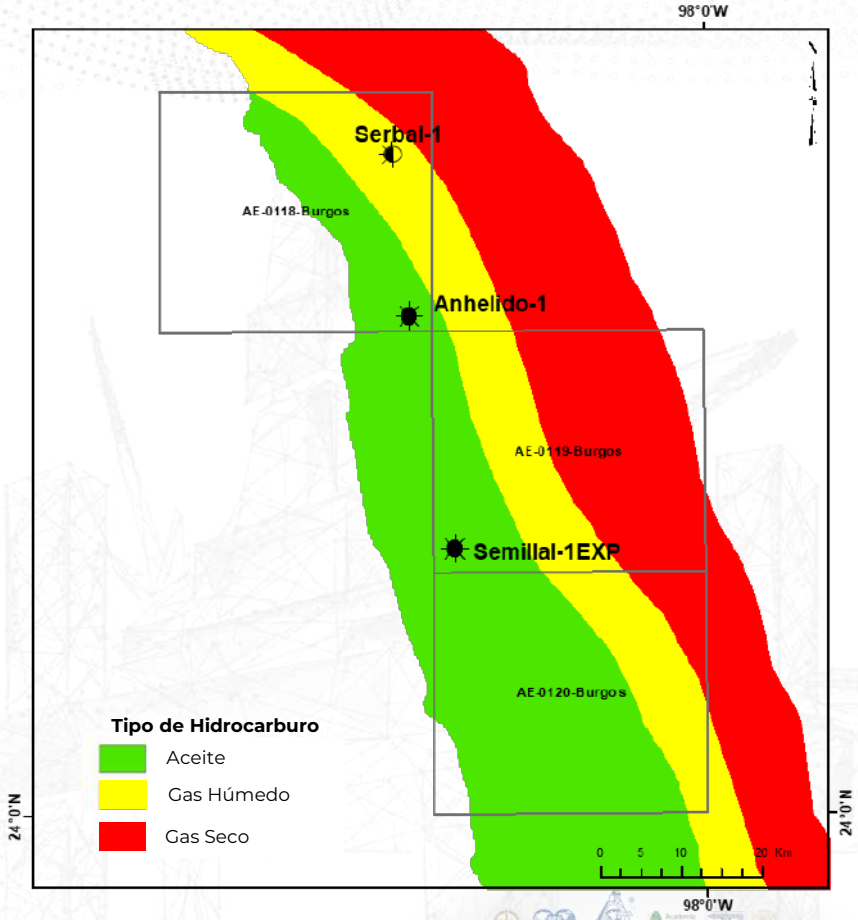
Cuenca Tampico –Misantla, área prospectiva
Js Tithoniano



Cuenca Tampico-Misantla, áreas prospectivas
Js Oxfordiano



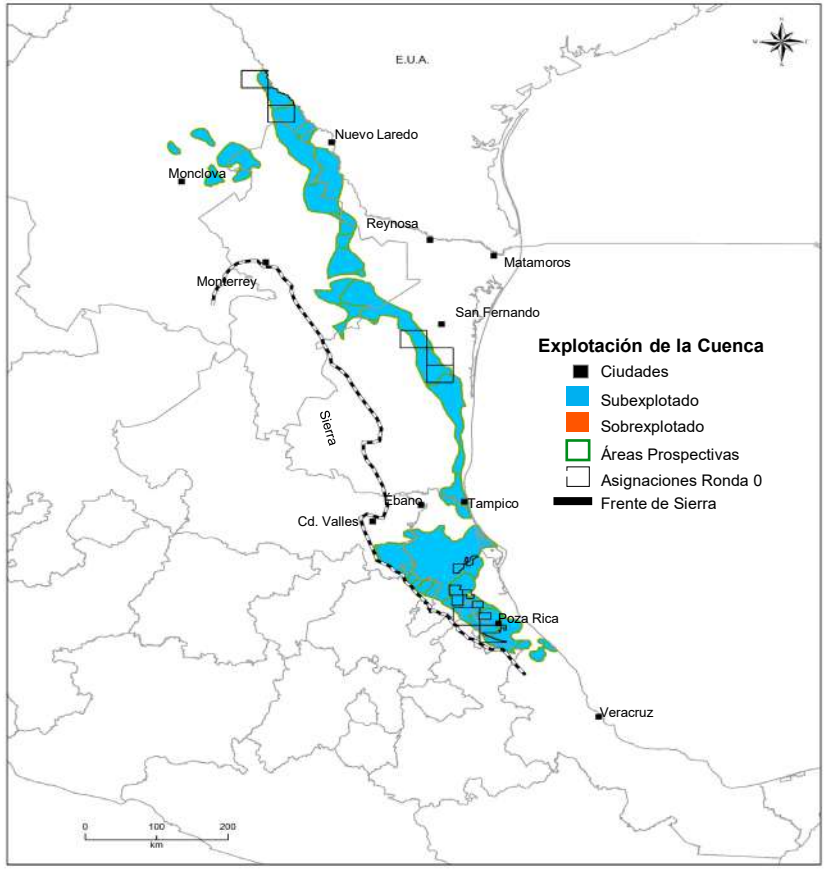
Sur de la Cuenca de Burgos, área prospectiva
Js Tithoniano



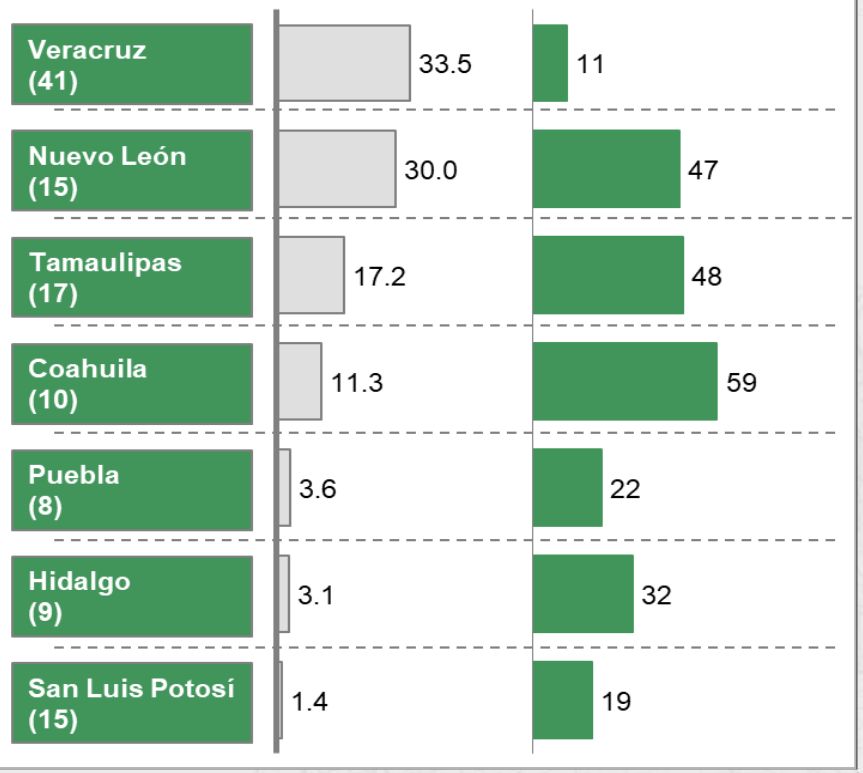
FUENTE: Subdirección de Exploración, Pemex Exploración y Producción, 2022

Por otro lado, es relevante que las áreas de mayor potencial de recursos prospectivos se ubican en cuencas subexplotadas en el uso de los recursos hídricos renovables

Distribución de los acuíferos del área prospectiva de Recursos No Convencionales



Análisis de utilización de agua



- Además, las técnicas de **fracturamiento hidráulico han evolucionado** y a la fecha la mayor parte del **agua utilizada es tratada y reciclada**, por lo que el **consumo de recursos hídricos renovables se ha reducido de manera significativa.**

FUENTE: Dirección de Exploración PEP y CONAGUA

En México para capturar el valor económico de estos recursos, privilegiando la armonía con las comunidades y el medio ambiente, se requiere hacer frente a diversos retos

Favorable | Medio | Desfavorable

Comparativo de condiciones entre EUA y México

		EUA	México
Geología	Calidad y conocimiento de los recursos/reservas	Favorable	Favorable / Medio
Marco regulatorio	Acceso a tierras	Favorable	Medio
	Acceso a agua	Favorable	Medio
	Ambientales	Favorable	Medio
	Régimen fiscal	Favorable	Desfavorable
Factores económicos y comerciales	Infraestructura	Favorable	Medio
	Desarrollo de industria regional de servicios petroleros	Favorable	Medio
	Acceso a tecnología	Favorable	Medio
	Disponibilidad de capital / priorización	Favorable / Medio	Medio
	Precios de aceite y gas	Favorable	Favorable

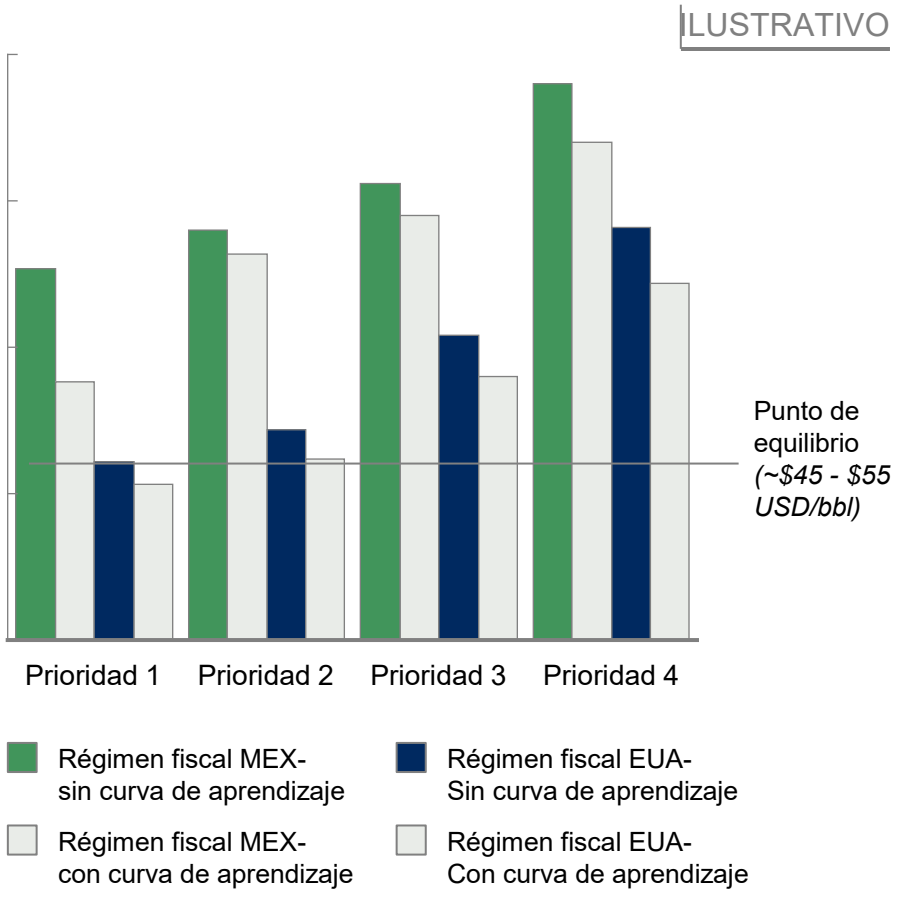
Ejemplo No Exhaustivo

FUENTE: Dirección de Exploración, Pemex Exploración y Producción, 2018

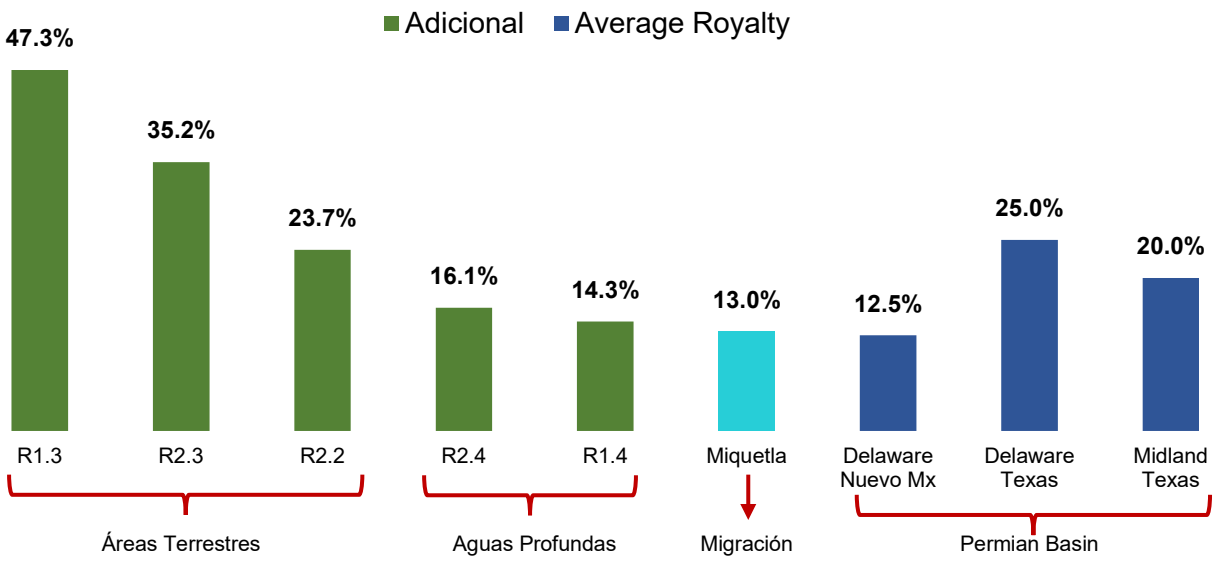
Un tema clave para capturar el valor de manera rentable y sustentable, es contar con un régimen fiscal competitivo a nivel mundial y enfocarse en una primera etapa a las áreas prioritarias

Ejemplo No Exhaustivo

Precio de equilibrio por nivel por régimen fiscal,
$USD/bbl



Regalías Observadas en Contratos de Licencia,
Promedio observado, %



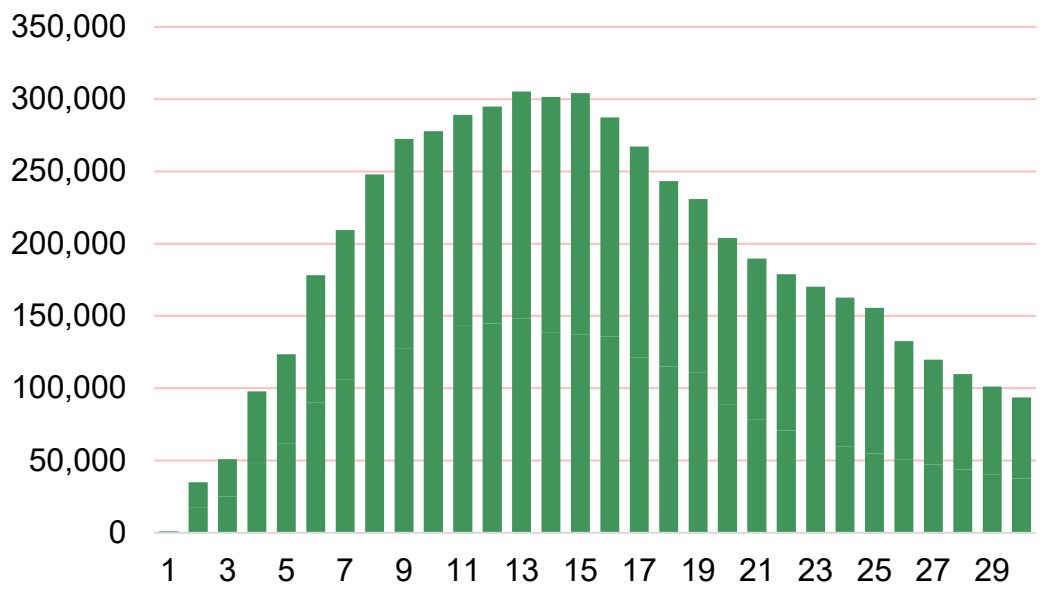
- Los Contratos pagan **Regalía Adicional** sobre todo el valor de la producción.
- Además, existe la **Regalía Base** que los contratos pagan en función del precio de venta:
  - El **Aceite** paga **7.5%** y se incrementa cuando el precio supera los **64.12 USD/b**, y
  - el **Gas No Asociado** inicia a pagar un porcentaje de esta regalía cuando el precio es **mayor $6.61 USD/mmBTU**

FUENTE: Dirección de Exploración PEP; CNH y DEP (Diavaz)

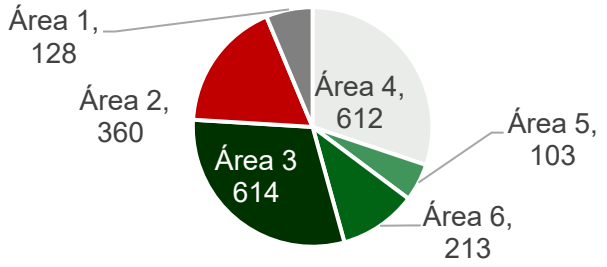
Finalmente, en el caso del área prioridad 1, y considerando el cumplimiento de las condiciones mencionadas, su desarrollo podría contribuir con ~300 Mbpced

Ejemplo No Exhaustivo

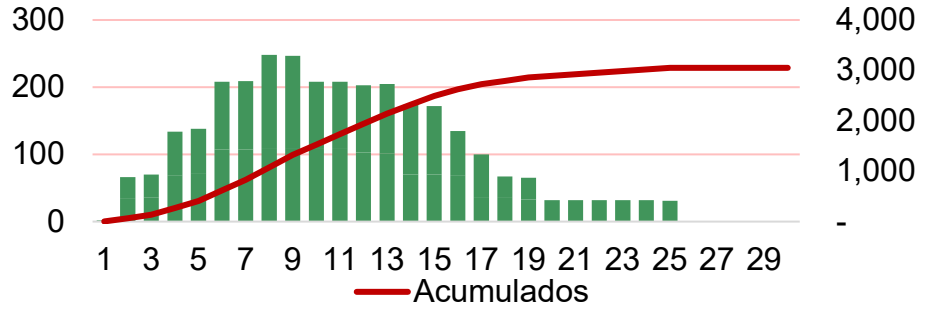
Proyección preliminar producción de YNC (Prioridad 1)
30 años, bpced



Recursos recuperables – Prioridad 1
MMbcpe



Pozos a perforar – Prioridad 1
pozos



Con base en la experiencia internacional (EUA), para **iniciar el ciclo de producción tomaría al menos 2 a 3 años** – esto a partir de que se hayan logrado **las condiciones necesarias para el desarrollo** de estos yacimientos:

- [x] Prueba piloto
- [x] Licencia social
- [x] Régimen fiscal
- [x] Curva de aprendizaje

FUENTE: Dirección de Exploración PEP, 2018.

[X] Condición no existente a la fecha

Foro de expertos de la Industria Petrolera
29 de septiembre de 2023

Área de Oportunidad en Yacimientos No Convencionales

¿Qué condiciones se requieren?

- **Para capturar el valor** e incentivar la explotación de estos recursos, es **fundamental**:
  - Realizar **las pruebas de concepto y proyectos piloto** para probar el potencial
  - Definir alternativas viables para **solventar los retos de licencia social**
  - Definir un **régimen fiscal adecuado** que promueva la actividad en áreas de gas seco, gas húmedo y aceite
  - Acelerar la **curva de aprendizaje** y adoptar **eficiencias** en la cadena de valor

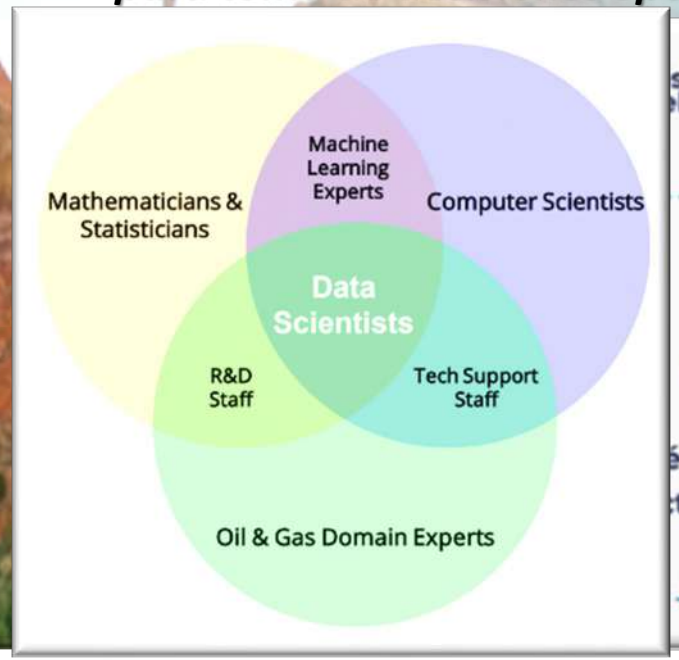
Agenda

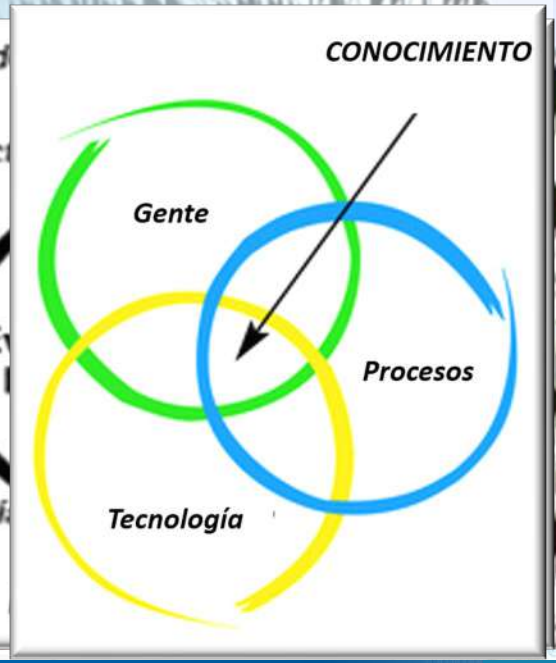
1. Estrategia actual y resultados de Exploración
2. Áreas de oportunidad
3. **Nuevas tecnologías en la exploración**
4. Comentarios finales sobre los retos de la EEI

Tecnologías Digitales

RETOS:

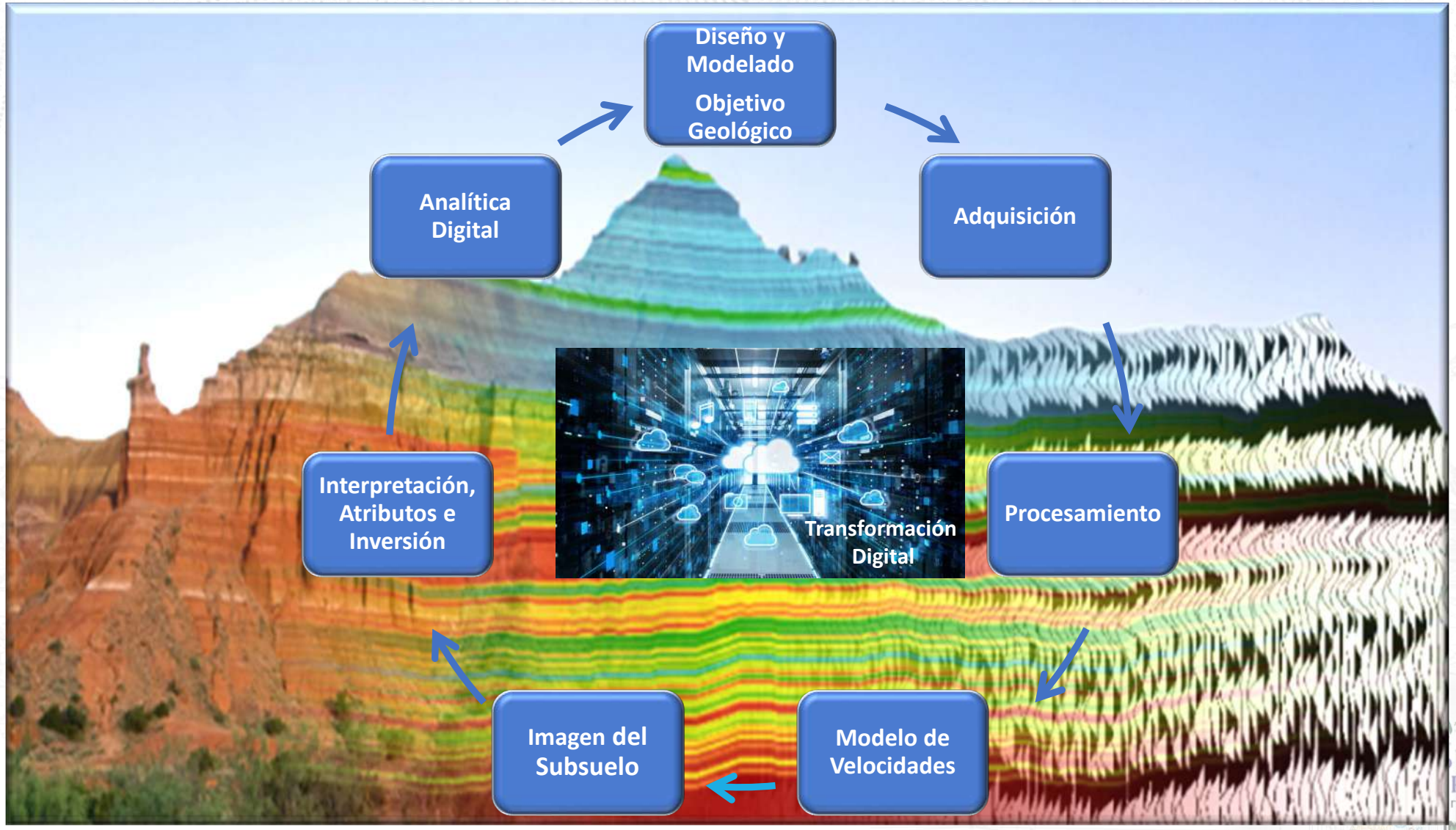
1. ***Exploración terrestre y marina en yacimientos convencionales y no convencionales, áreas frontera, zonas de geología compleja, mayor profundidad de investigación con imágenes del subsuelo de mayor resolución.***
2. ***Las nuevas tecnologías han permitido incrementar las reservas de hidrocarburos.***
3. ***Equipos multidisciplinarios y plataformas colaborativas utilizando tecnología digital, para toma de decisiones oportunas.***





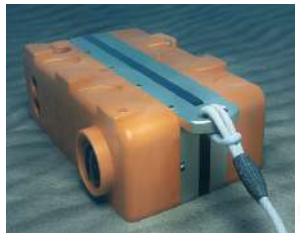
Grupo Táctico 1 : Exploración
Áreas de oportunidad: Estudios de Reconocimiento y Exploración Superficial

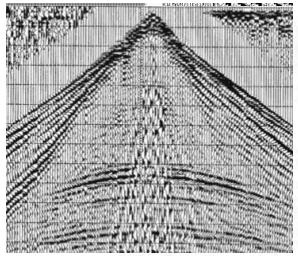
Tecnologías Digitales

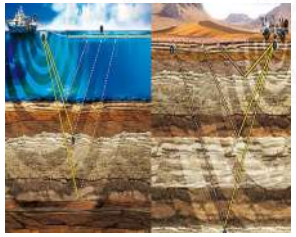


Grupo Táctico 1 : Exploración
Áreas de oportunidad: Estudios de Reconocimiento y Exploración Superficial

Tecnologías Digitales







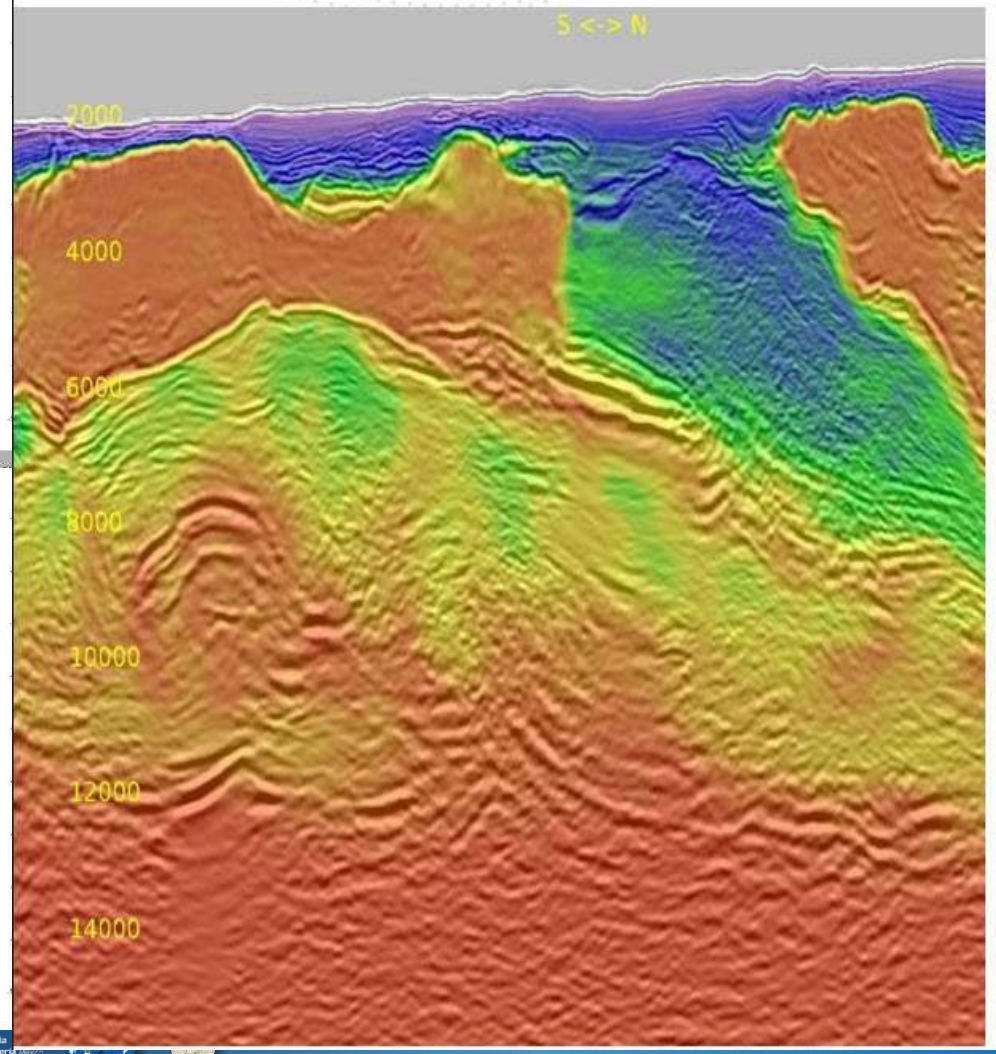
PARAMETRO	CABLE	e-Unite	Nodos
Personal requerido			
Control de calidad en tiempo real			✗
Velocidad de transferencia de Datos			Descarga en Rack USB (60 Mb/seg)
Peso y tamaño del equipo			
Ubicación por GPS			✓
Autonomía batería	(Baterías 75 AH)	(Batería Interna)	Hasta 50 días (Trabajando 12 horas/día)
Costo de operaciones	$ $ $ $ $	$ $ $ $	$ $ $

10^{24}	yotta	Y	1 000 000 000 000 000 000 000 000
10^{21}	zetta	Z	1 000 000 000 000 000 000 000
10^{18}	exa	E	1 000 000 000 000 000 000
10^{15}	peta	P	1 000 000 000 000 000
10^{12}	tera	T	1 000 000 000 000
10^{9}	giga	G	1 000 000 000
10^{6}	mega	M	1 000 000
10^{3}	kilo	k	1 000
10^{2}	hecto	h	100
10^{1}	deca	da	10
10^{0}			1

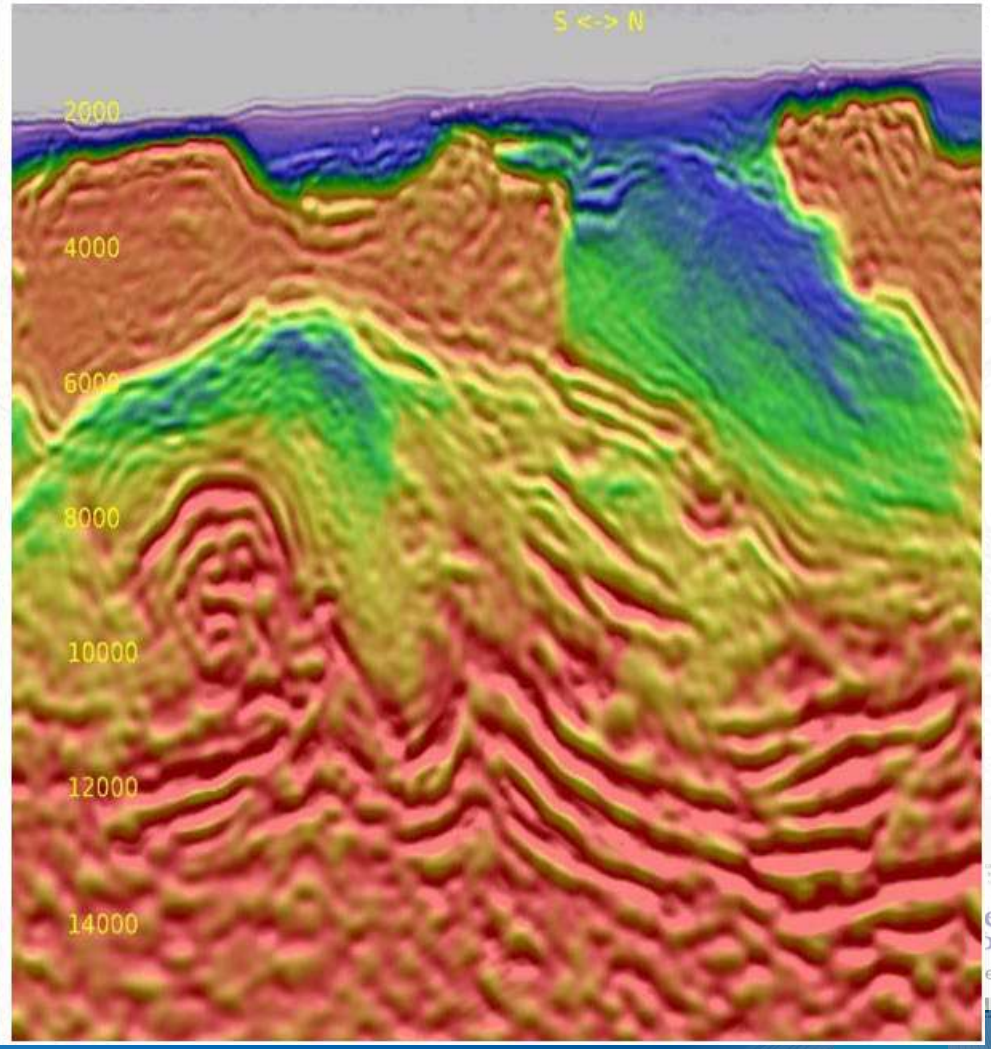
Grupo Táctico 1 : Exploración
Áreas de oportunidad: Estudios de Reconocimiento y Exploración Superficial

Tecnologías Digitales

Legacy: PSDM RTM@15Hz



Actual: 4ta iteración FWI Image



Grupo Táctico 1 : Exploración
Áreas de oportunidad: Estudios de Reconocimiento y Exploración Superficial

Tecnologías Digitales

Tecnologías Digitales

CONCLUSIONES:

1. ***Construcción de imágenes del subsuelo con mayor resolución y calidad.***
2. ***Tecnologías que permiten una operación de campo más rápida y segura.***
3. ***Optimización de tiempo en la ejecución de procesos con decisiones oportunas y de menor riesgo.***
4. ***Uso de plataformas digitales para almacenamiento, proceso y análisis de grandes volúmenes de datos en la generación de conocimiento.***
5. ***Certidumbre y eficiencia con la creación de equipos multidisciplinarios trabajando en espacios colaborativos digitales.***

Exploración que evoluciona a un flujo integral aplicando tecnologías digitales para reducir tiempos en la evaluación de prospectos

Flujos de trabajo optimizados

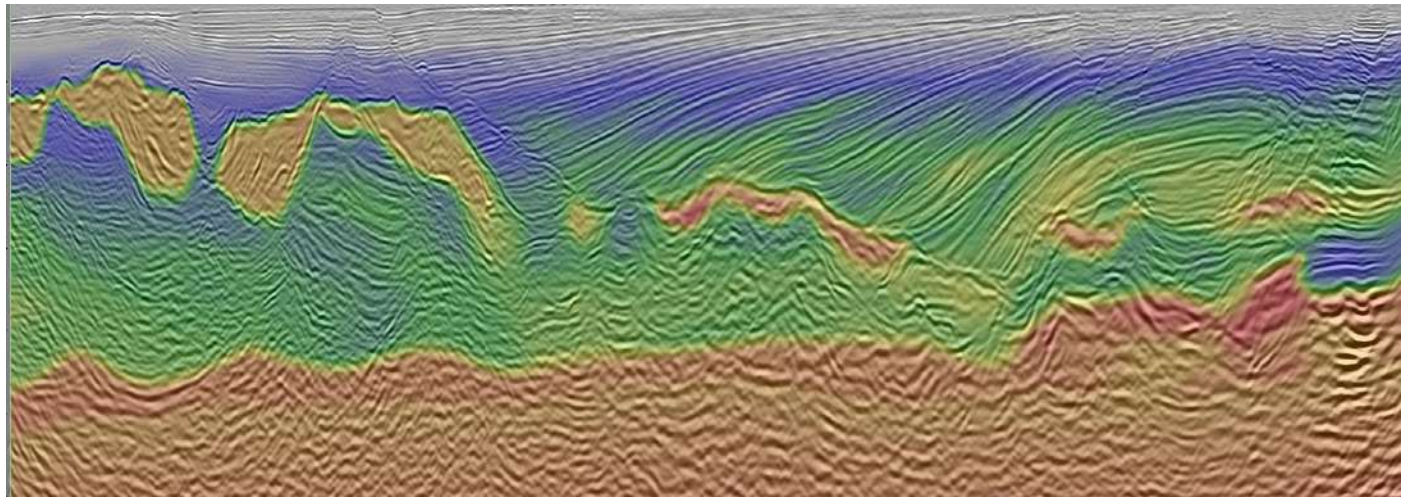
- Del entendimiento regional a los prospectos listos para perforar
- Detección de *leads y AOI* usando volúmenes tempranos
- Escenarios locales para resolver elementos críticos de riesgo *(imagen enfocada)*
- Documentación de prospectos

Todos trabajando en una Plataforma basada en la nube…
…y un centro dedicado de procesamiento de imagen sísmica

Plataforma digital

Tecnología de última generación

- Procedimientos y tecnologías de primer nivel para la construcción de modelos y mejoramiento de imagen
  - Multifísica
    - *Full Tensor Gradiometry*
    - CSEM
    - Inversión Petrofísica Conjunta
  - Física de rocas
  - *Full-Waveform Inversion* (FWI)
  - *Least-Squares* RTM

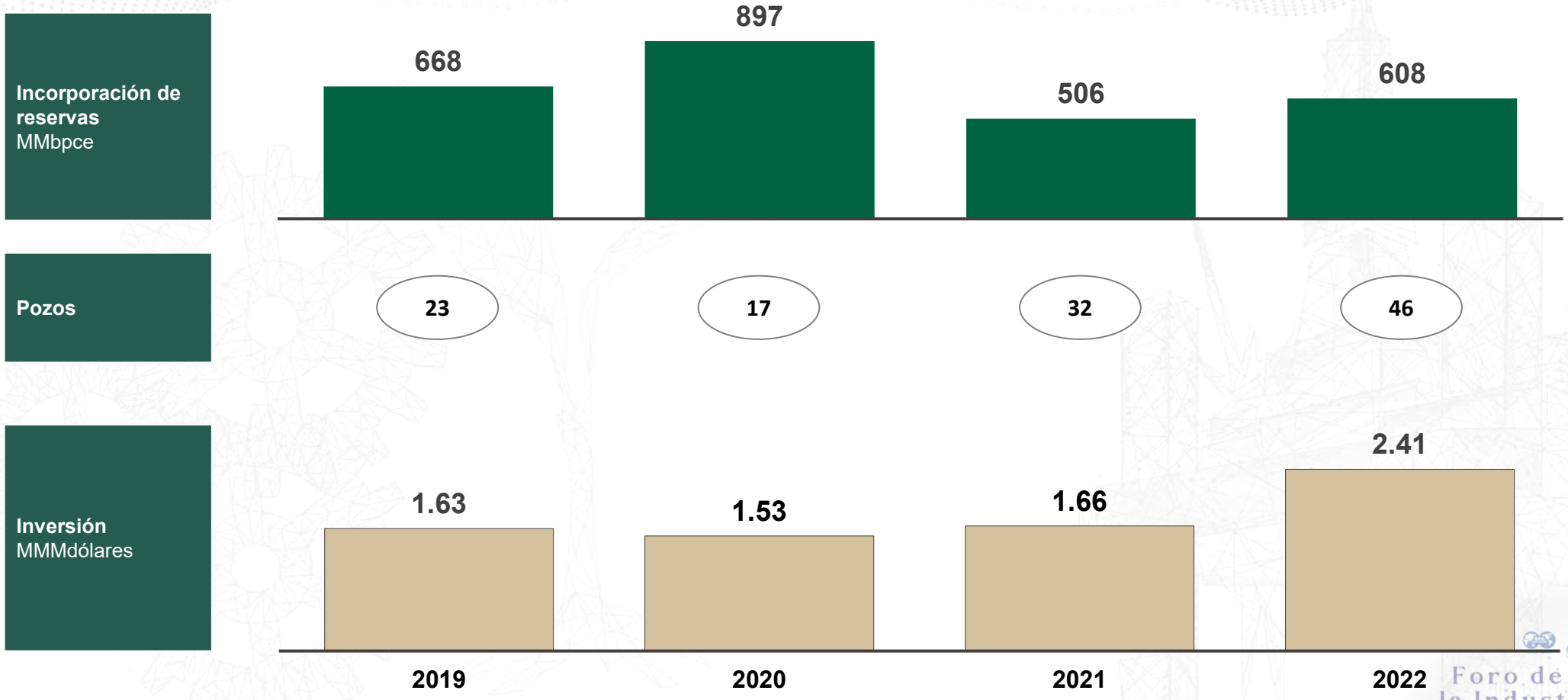


Agenda

1. Estrategia actual y resultados de Exploración
2. Áreas de oportunidad
3. Nuevas tecnologías en la exploración
4. **Comentarios finales sobre los retos de la EEI**

Durante los últimos años, las inversiones de PEMEX en Exploración se han mantenido del orden de 1.5 a 2.4 MMMdólares

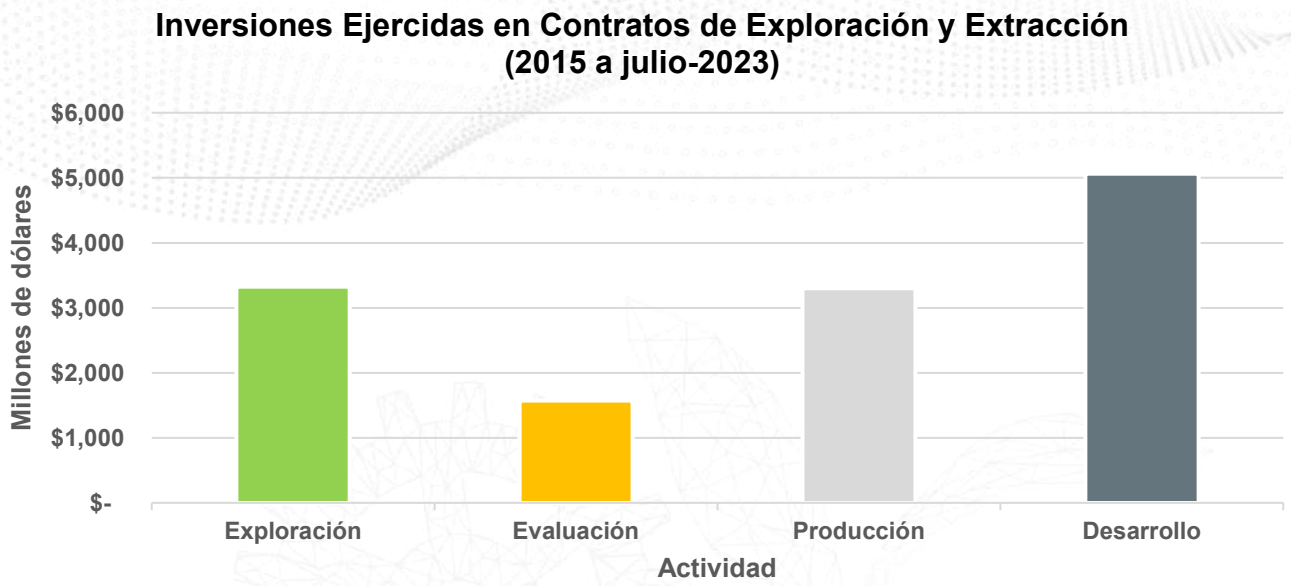
Inversiones de PEMEX en Exploración

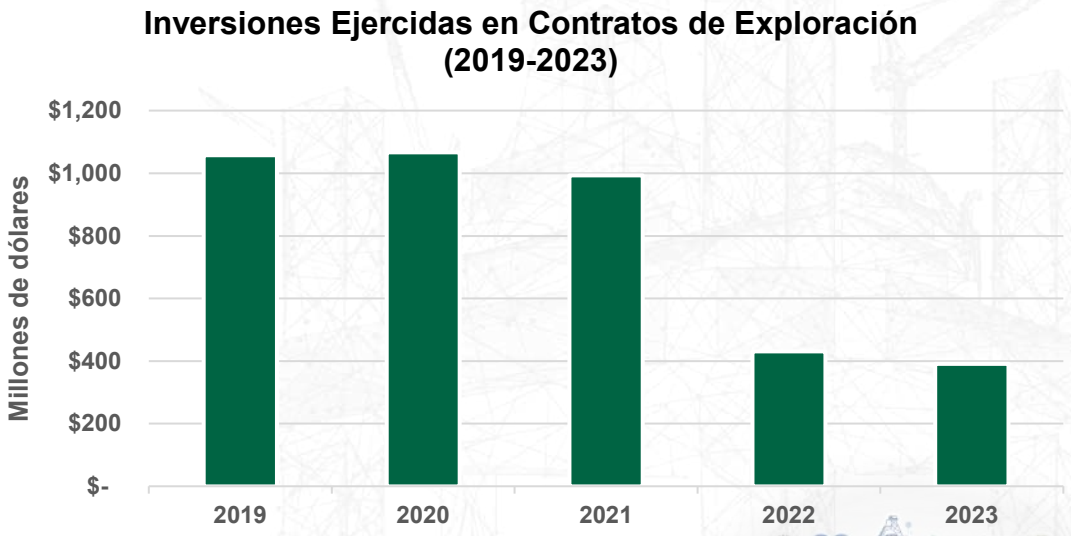


Fuente: Subdirección de Exploración, PEP

Foro de expertos de la Industria Petrolera
29 de septiembre de 2023

Inversiones de Operadores en Contratos de Exploración (bloques)





Datos: CNH (https:/www.gob.mx/cnh)

Resumen y discusión

Estrategia Exploratoria Integral

- **Aguas Someras** (Cuencas del Sureste)
- **Áreas Terrestres** (Cuencas de Veracruz, Tampico-Misantla (Convencionales) y del Sureste)
- **Áreas maduras**
  - Exploración cercana a campos con infraestructura
- **Áreas frontera**
  - **Aguas profundas**
  - **No convencionales**
  - **Pre-salino**

Tecnologías de última generación_ Digitales

- **Incrementar la Tasa de Restitución de Reservas**
- **Fortalecer la producción de hidrocarburos**

Documento

A ser considerado en la definición de la Política Energética 2024-2030

Grupo Táctico 1: Exploración
Visión de una Estrategia Exploratoria Integral

¡GRACIAS!