



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

# PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS ASOCIADO A PLANES DE DESARROLLO.

**Agosto, 2019**

## Misión

Regular de manera eficiente y confiable la exploración y extracción de hidrocarburos en México para propiciar la inversión y el crecimiento económico.



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

## Visión

Ser un órgano regulador profesional, eficiente y confiable, de referencia internacional, que regule y promueva las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos de manera sustentable, para consolidar a México como una de las principales economías del mundo.

## TEMARIO

### Planes de desarrollo para la extracción

■ Rec. Primaria  
■ Sistema Artificial  
■ Rec. Secundaria  
■ Rec. Mejorada  
■ Volumen Remanente

■ Recuperación Terciaria  
■ Recuperación Secundaria  
■ Recuperación Primaria

**Artículo 44  
Ley de Hidrocarburos**

### 20 Campos prioritarios de Pemex para producción temprana

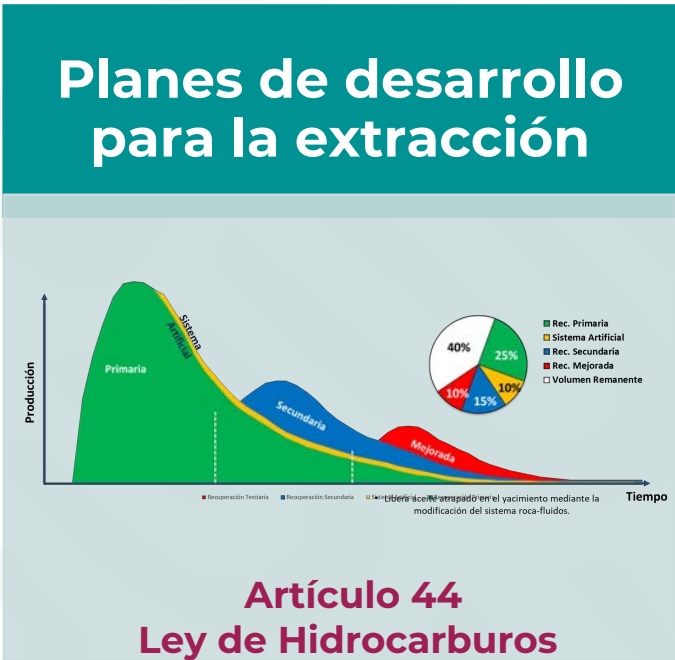
• 20 CAMPOS PRIORITARIOS

• 9 PLANES APROBADOS  
• 8 PLANES EN ANÁLISIS  
• RESUELVE EN 34 DÍAS NATURALES PROMEDIO

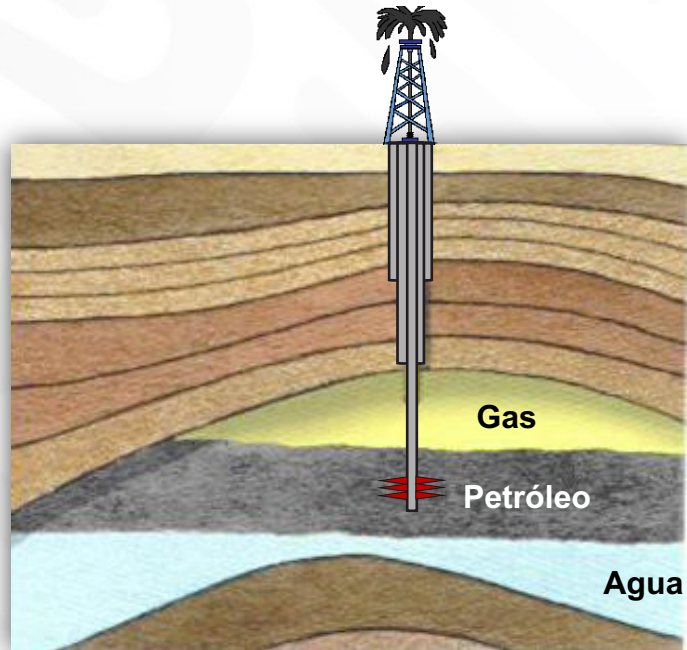
### Pronósticos de producción de aceite y gas, actividad física e inversión

■ TOTAL 30 ASIGNACIONES PRINCIPALES  
■ TOTAL 198 ASIGNACIONES  
■ TOTAL 7 MIGRACIONES  
■ TOTAL R1-L2  
■ TOTAL 20 ASIGNACIONES

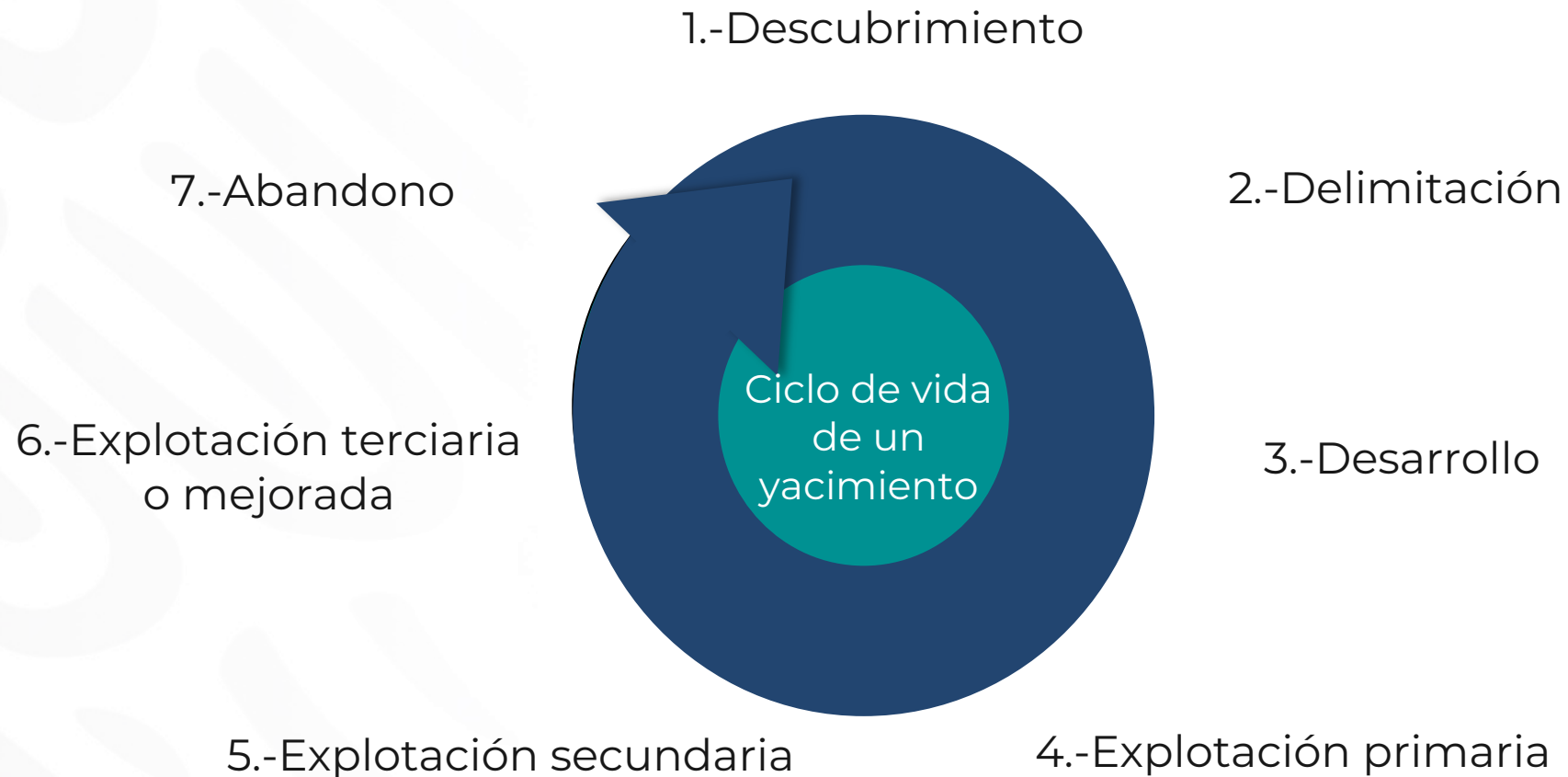
## TEMARIO

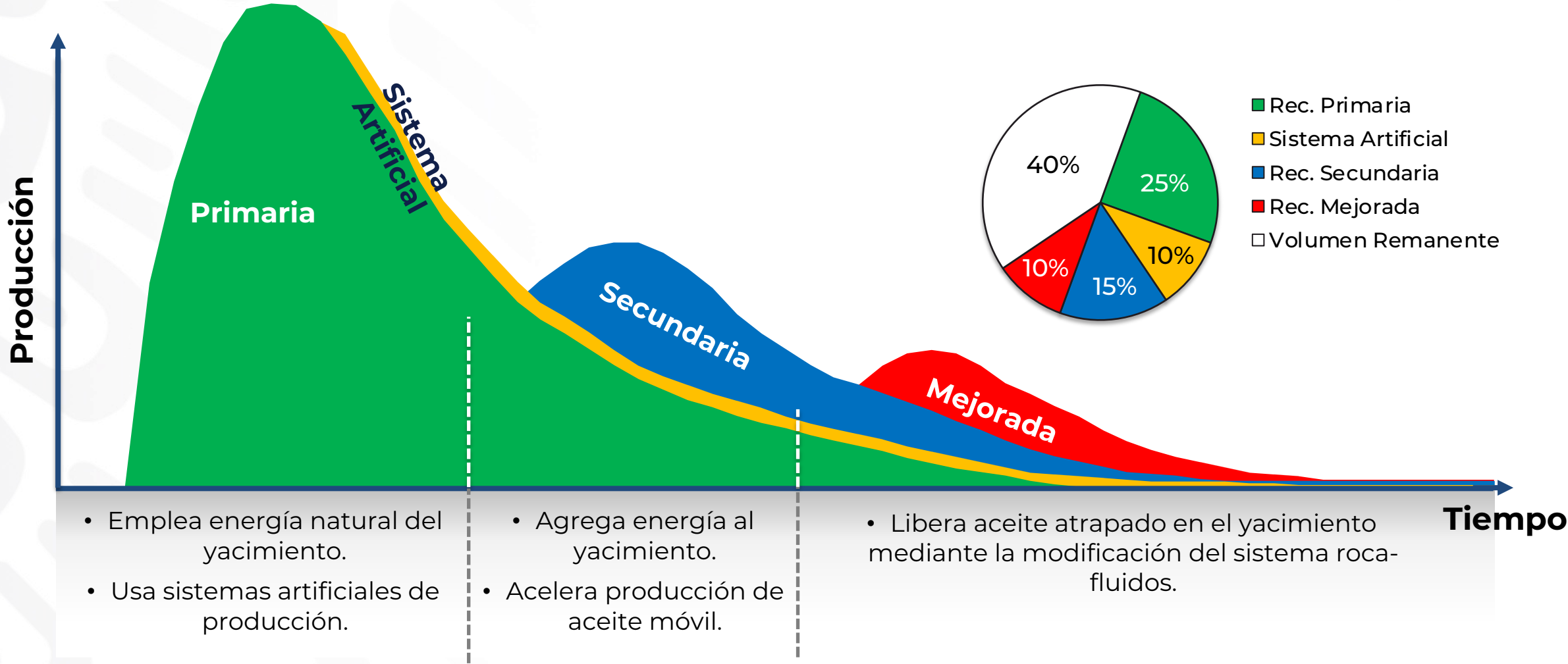


Se entiende por yacimiento a la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema comunicado hidráulicamente.



Identificar el tipo de yacimiento y los hidrocarburos contenidos en el mismo, ayuda a definir e implementar estrategias adecuadas para su desarrollo que se ejecutarán durante la vida productiva del yacimiento.





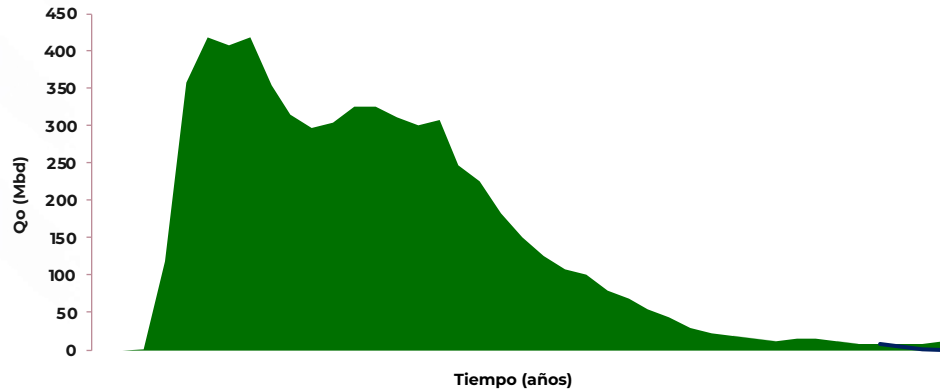
La **Administración Moderna de Yacimientos** admite y evalúa la necesidad de implementar procesos de recuperación secundaria y mejorada en la etapa temprana de la vida del yacimiento para cumplir su objetivo

El Factor de recuperación es la relación del volumen de petróleo o gas producido entre el volumen original de petróleo o gas en el yacimiento.

$$\text{FR a la Fecha de Cálculo} = \frac{\text{Producción acumulada de petróleo o gas a una fecha (Np, Gp)}}{\text{Volumen original de petróleo o gas en el yacimiento (N, G)}}$$



Volumen original



Producción acumulada a una fecha dada

Factor de recuperación  
30%



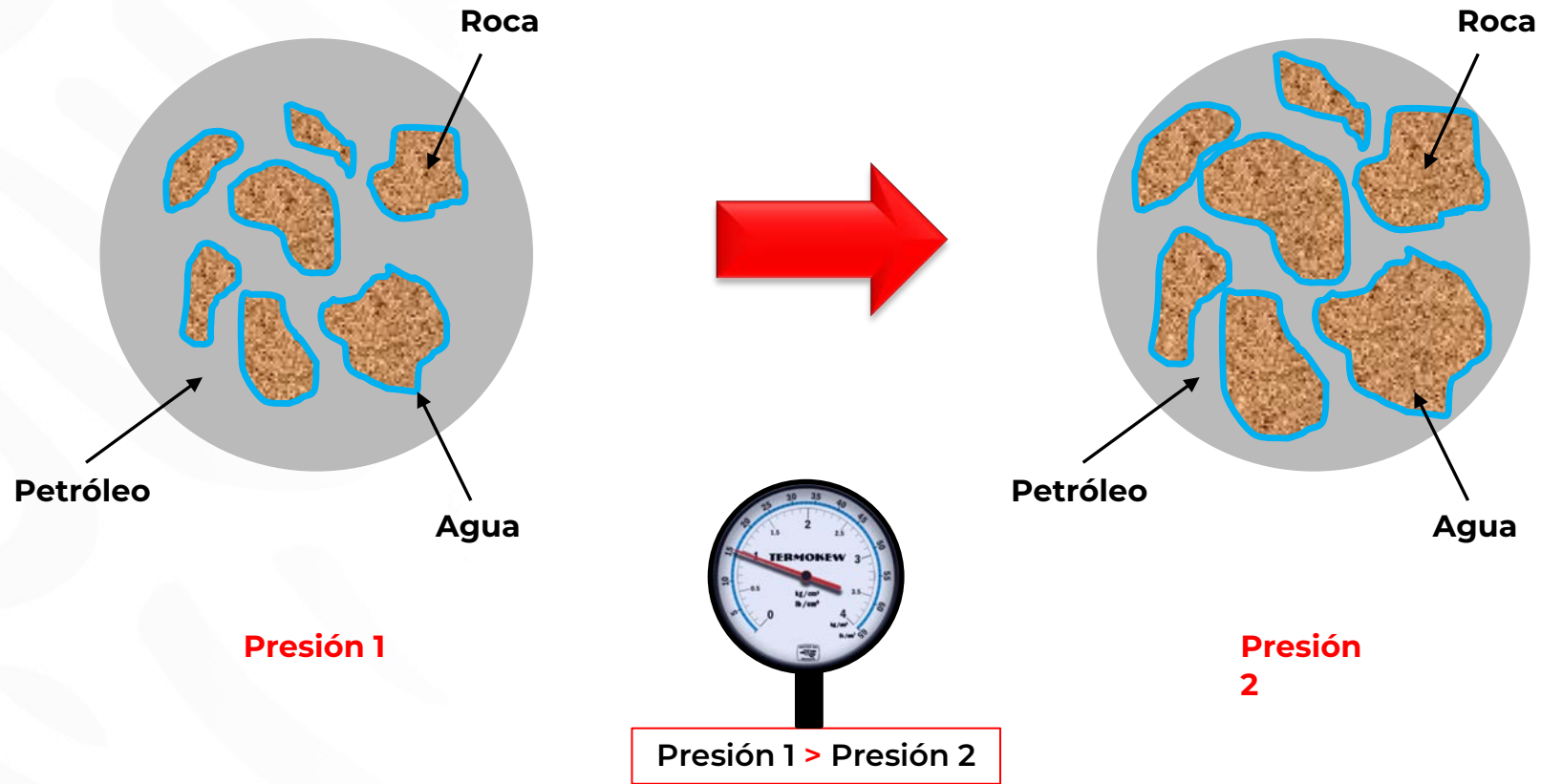
Los yacimientos de hidrocarburos se han agrupado considerando diversos factores, por lo que han surgido las siguientes clasificaciones.

- 1) De acuerdo con el tipo de roca almacenadora
- 2) De acuerdo con el tipo de trampa
- 3) De acuerdo con el tipo de fluidos almacenados
- 4) De acuerdo con la presión original del yacimiento
- 5) De acuerdo al tipo de empuje predominante**

- Por expansión de los fluidos y la roca
- Por expansión del gas disuelto liberado
- Por expansión del gas
- Por segregación gravitacional
- Por empuje hidráulico
- Por empuje artificial

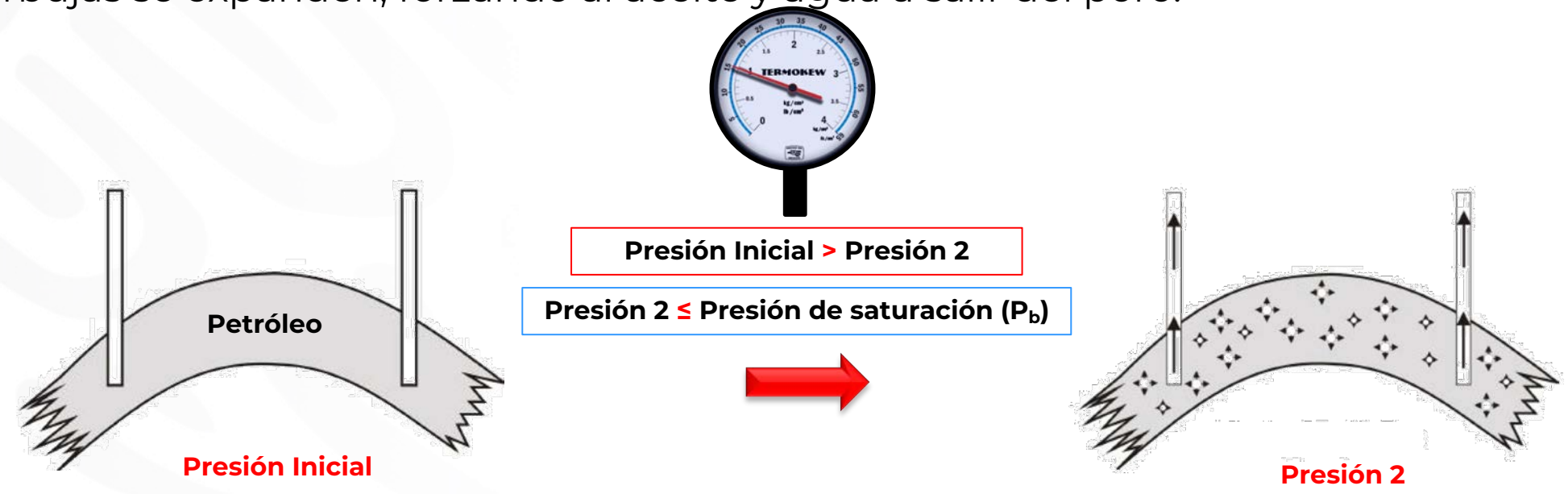
**Por empuje combinado**

Este mecanismo de empuje se debe a la expansión de los fluidos y los granos de la roca, resultado de la declinación de la presión del fluido contenido en los poros, denominada presión de poro.



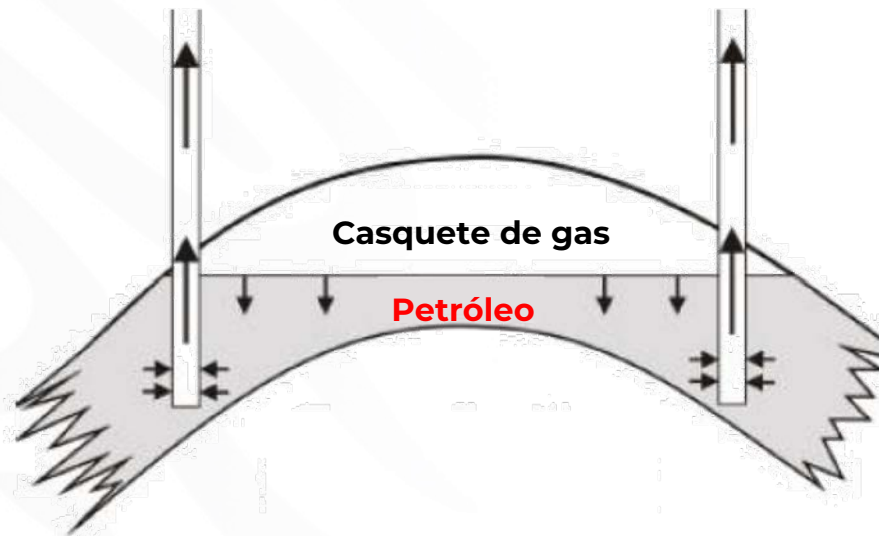
Este empuje es también conocido como Empuje de gas en solución, empuje interno de gas, o mecanismo de depresionamiento.

En este tipo de yacimientos, la principal fuente de energía es el resultado de la liberación de gas del petróleo y su expansión a medida que la presión del yacimiento declina, es decir que, a medida que la presión cae por debajo de la presión de saturación, gas es liberado dentro de los poros, dando como resultado que estas burbujas se expanden, forzando al aceite y agua a salir del poro.



Un yacimiento con capa de gas generalmente se beneficia, de alguna manera, del empuje de gas disuelto. Sin embargo, su principal fuente de energía es la expansión de la capa de gas existente en la cima del yacimiento.

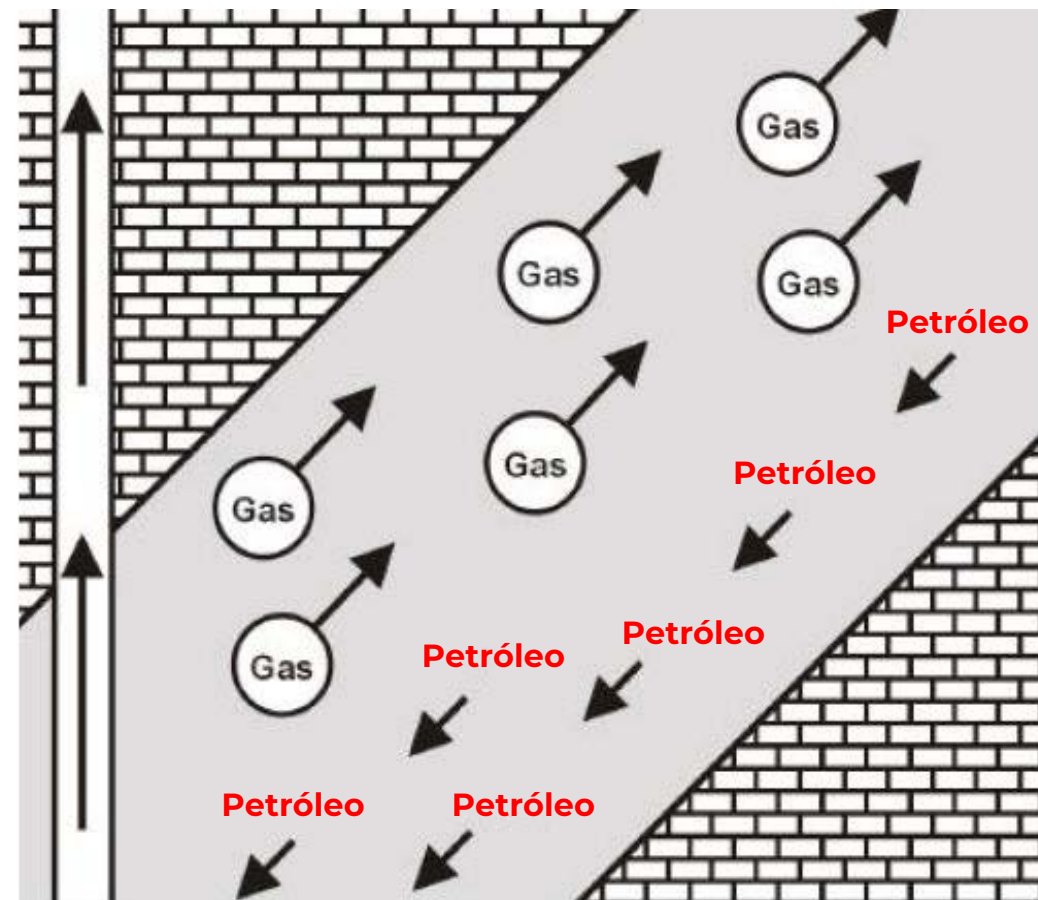
Debido a su alta capacidad del gas a expandirse a medida que la presión disminuye, la presión del yacimiento declina lentamente.



Presión yacimiento < Presión de saturación ( $P_b$ )

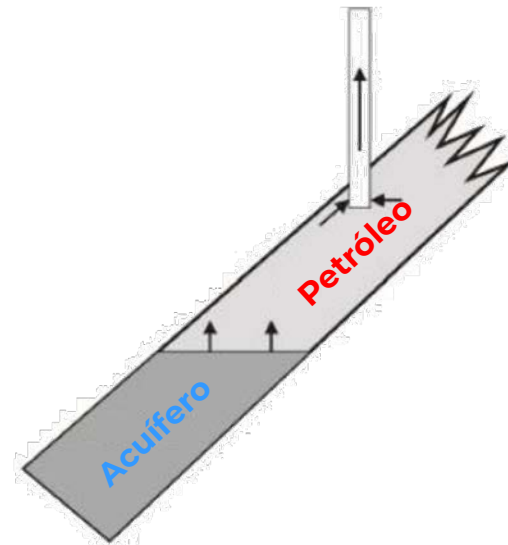
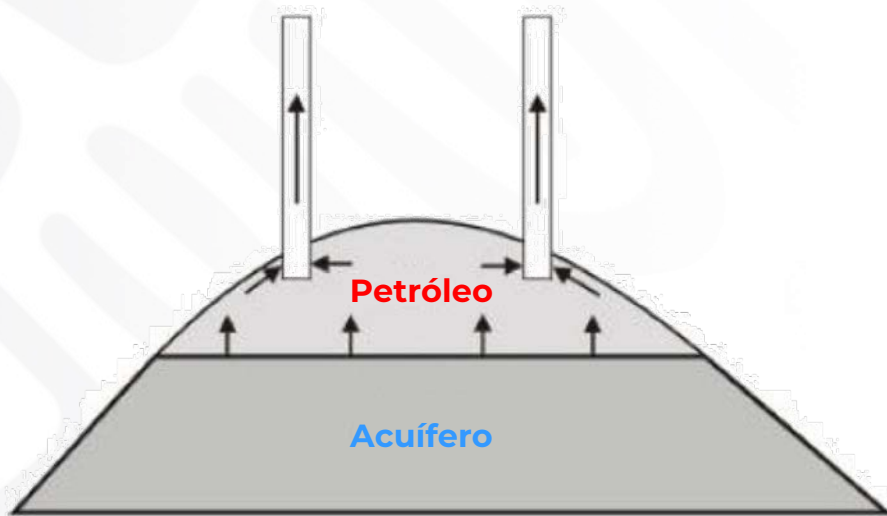
La diferencia de densidades entre el gas, aceite y agua causa una segregación natural en el yacimiento. Este mecanismo es relativamente débil y lento, pero llega a ser bastante efectivo a medio y largo tiempo.

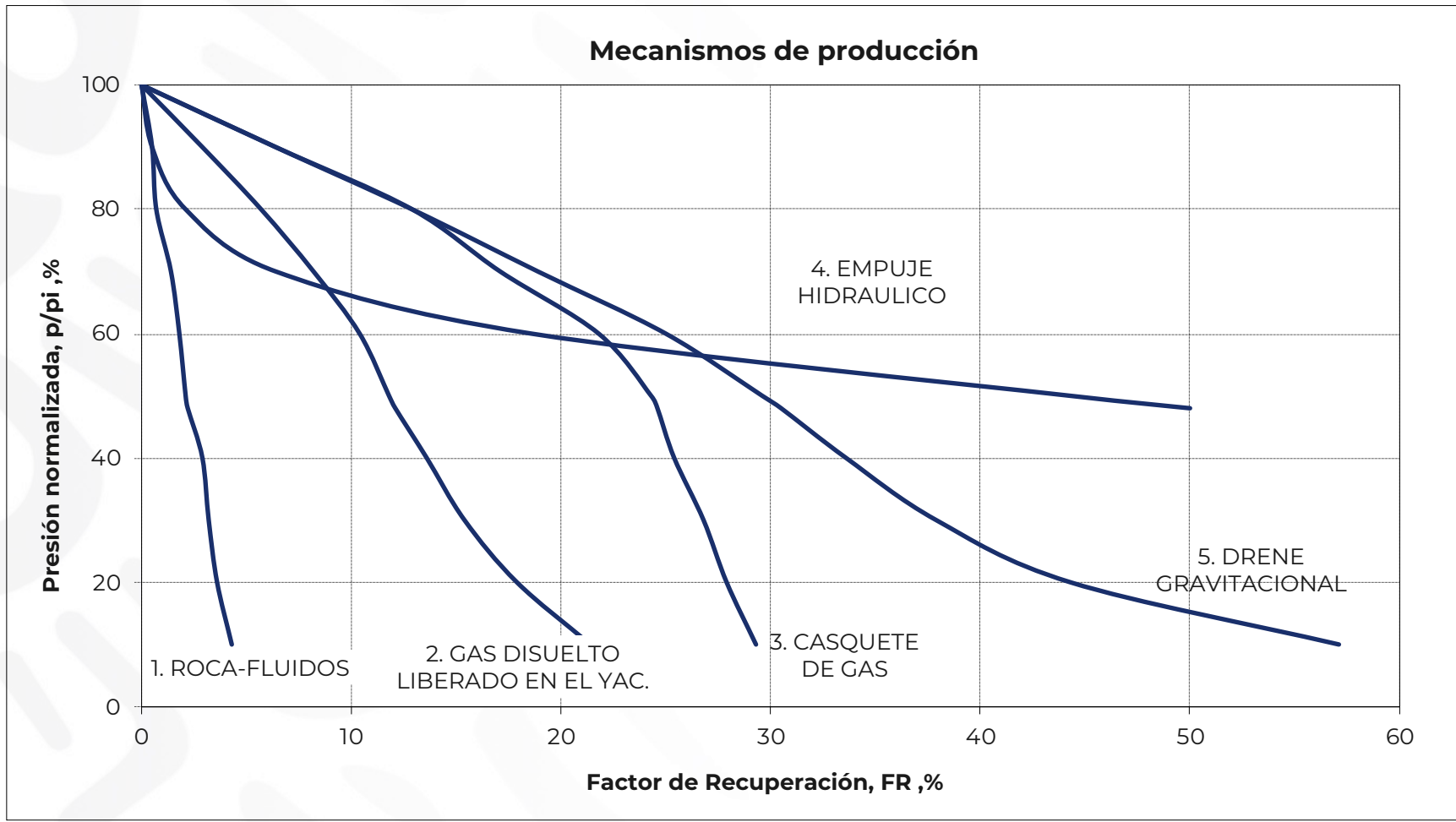
Dos condiciones mejoran su funcionamiento: Yacimientos con espesores grandes y alta permeabilidades verticales.



La energía en el yacimiento es proporcionada por la compresibilidad del acuífero en contacto con el hidrocarburo. A medida que el aceite es producido, el acuífero se expande, soportando la caída de presión. Por supuesto que el empuje del gas disuelto y la capa de gas contribuyen al mantenimiento de la energía del yacimiento.

Existen dos tipos de acuíferos: de fondo y laterales..





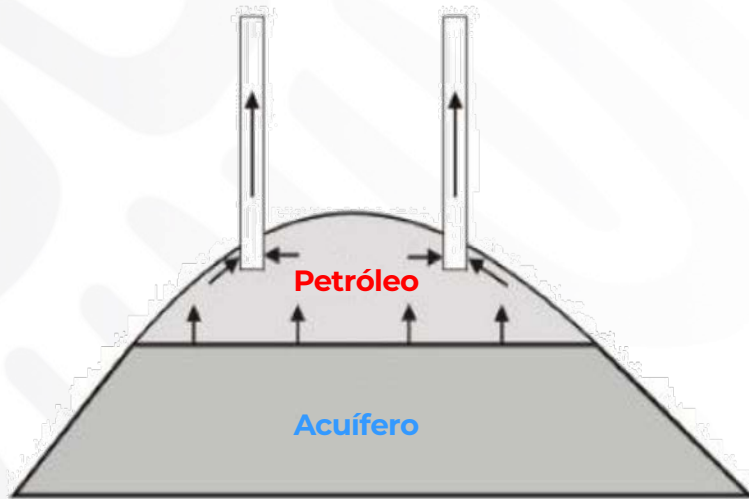
## Energía propia del yacimiento

1. Expansión roca y fluidos
2. Empuje por gas disuelto
3. Expansión del casquete de gas
4. Empuje hidráulico
5. Drene gravitacional

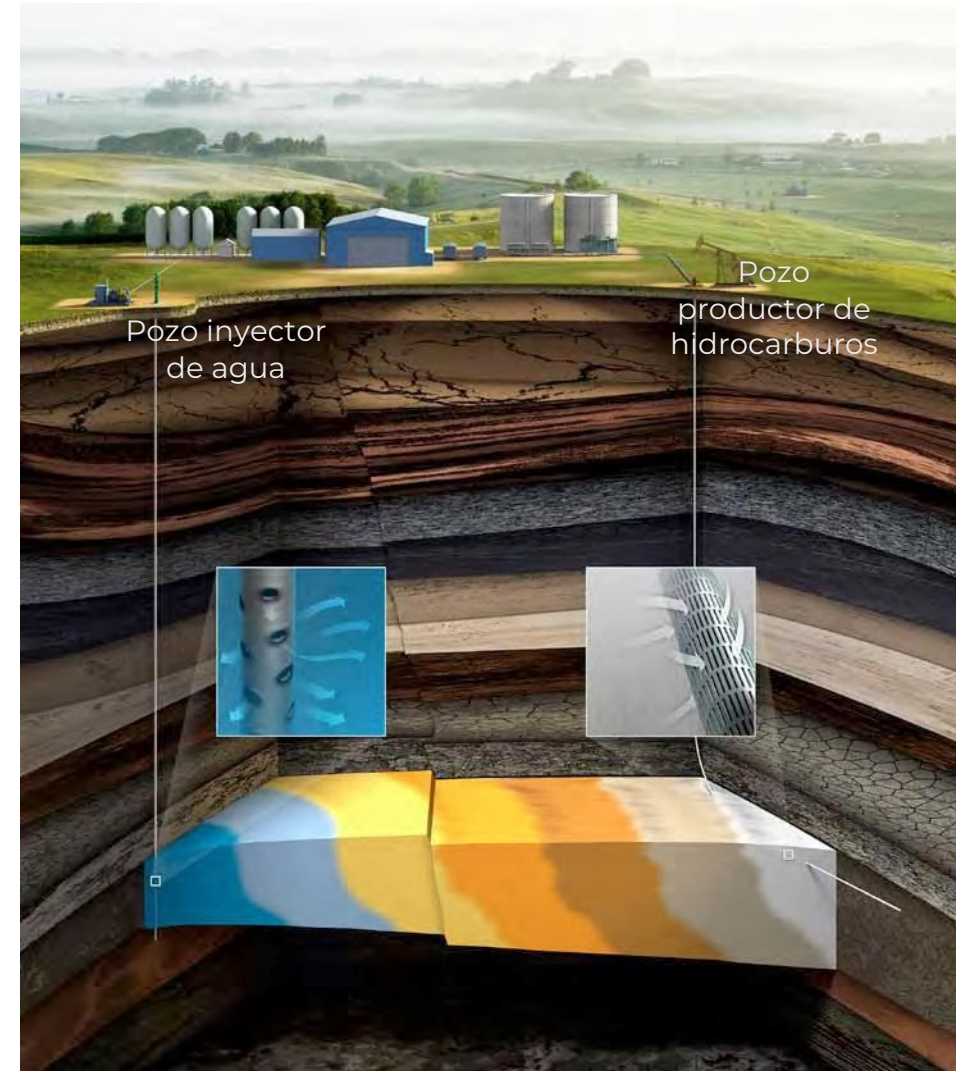
Fuente: Satter and Thakur, Integrated Petroleum Management, Pennwell Books, 1994

**Energía adicional para el yacimiento**, con el objetivo de **mantener la presión** y aumentar la recuperación de hidrocarburos.

- **Inyección de agua o gas**



Ejemplo (inyección de agua)

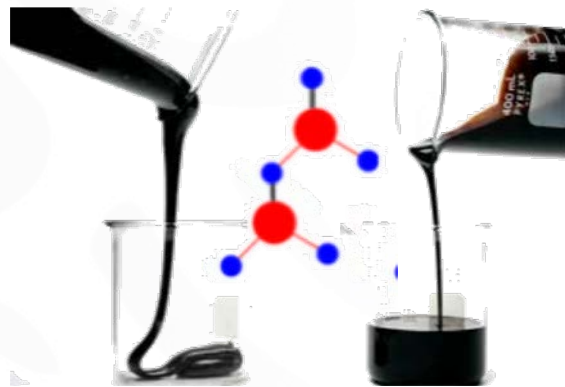


Fuente: <https://petrotecnologias.wordpress.com/2014/06/29/recuperacion-mejorada-de-petroleo-eor-parte-i/>

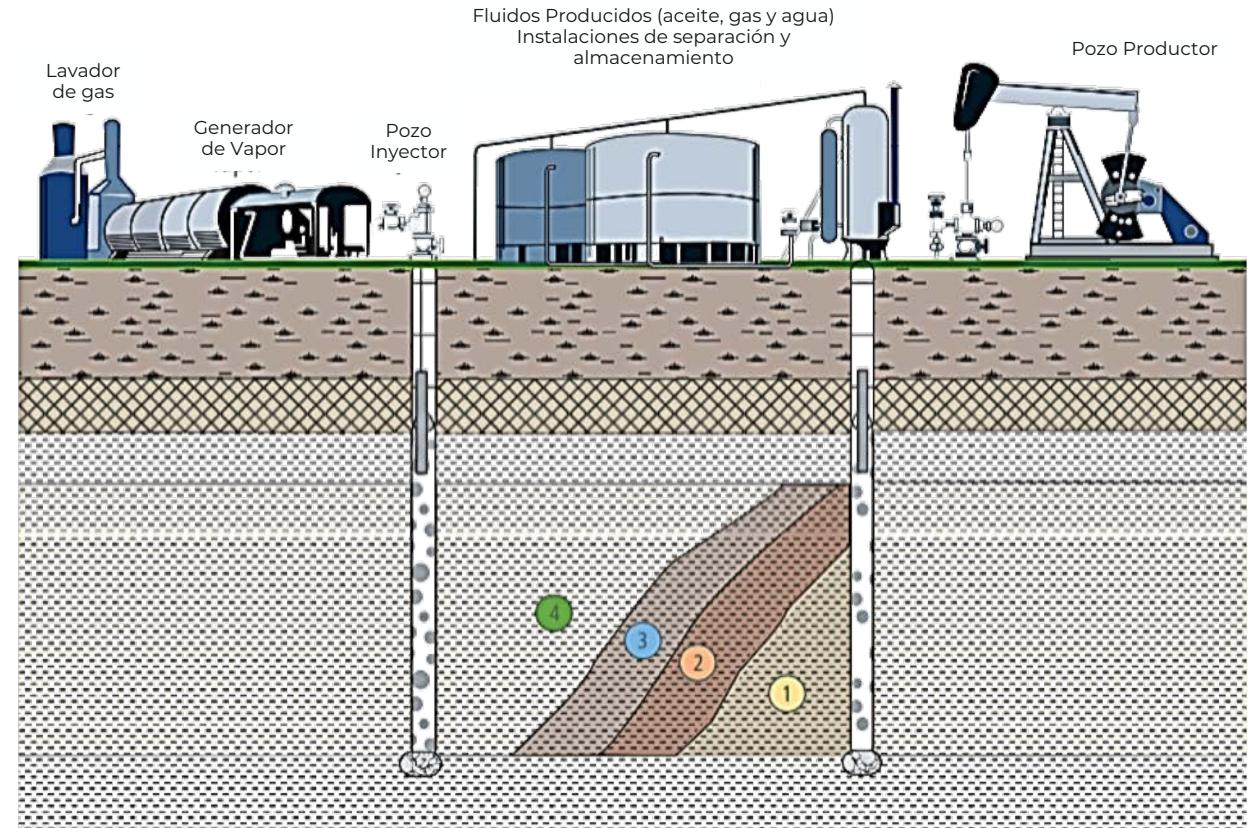


Recuperación de aceite obtenida al **inyectar materiales que normalmente no están presentes** en el yacimiento, o materiales que comúnmente **están en el yacimiento pero que son inyectados a condiciones específicas** con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento.

- Químicos
- Térmicos
- Miscibles



Ejemplo de método térmico (inyección de vapor)

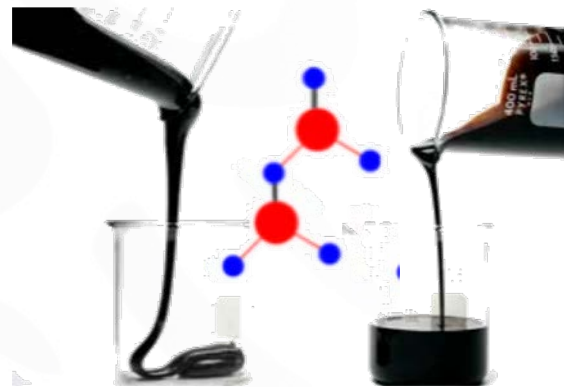


- |   |   |   |                                 |
|---|---|---|---------------------------------|
| ① | Zona de aceite y agua a temp. cercana a la del yacimiento | ③ | Zona de agua caliente           |
| ② | Zona de aceite calentado                                  | ④ | Zona de vapor y agua condensada |

Fuente: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/149844/IOR\\_EOR\\_published.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/149844/IOR_EOR_published.pdf)

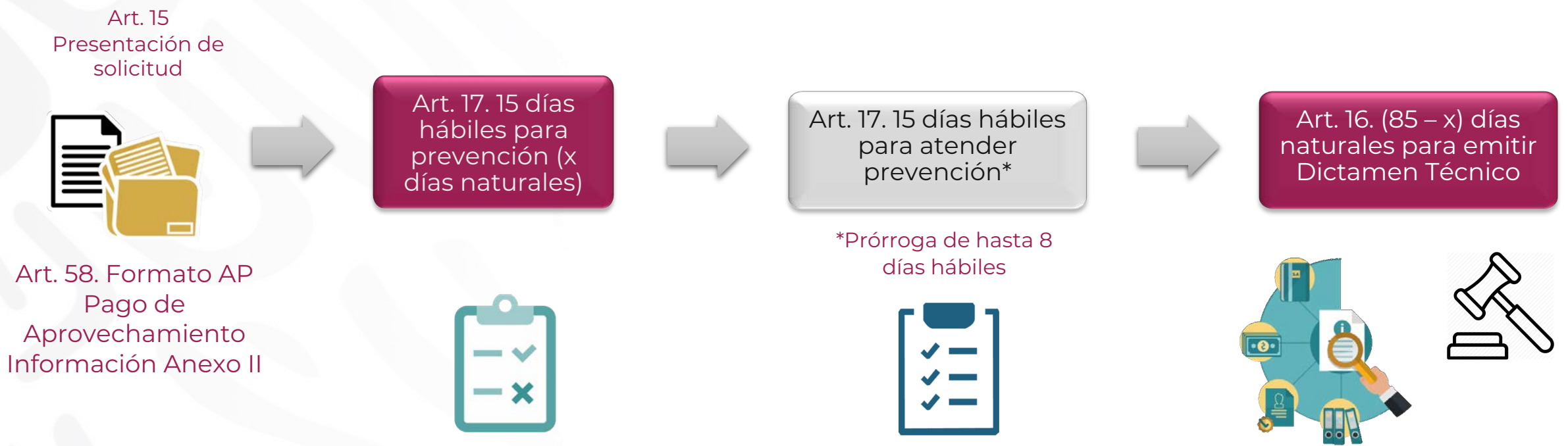
Recuperación de aceite obtenida al **inyectar materiales que normalmente no están presentes** en el yacimiento, o materiales que comúnmente **están en el yacimiento pero que son inyectados a condiciones específicas** con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento.

- Químicos
- Térmicos
- Miscibles



- Documento en el cual el Operador Petrolero describe de manera secuencial las actividades relacionadas con la Extracción, en razón de una Asignación o Contrato del que es titular. Lo anterior en términos de la fracción XV del artículo 4 y el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, de los Lineamientos y con la información y el nivel de detalle del Anexo II o IV, según corresponda, así como de la Normativa emitida por la Comisión

## Reuniones de trabajo, audiencias o comparecencias



## Artículo 44 Ley de Hidrocarburos



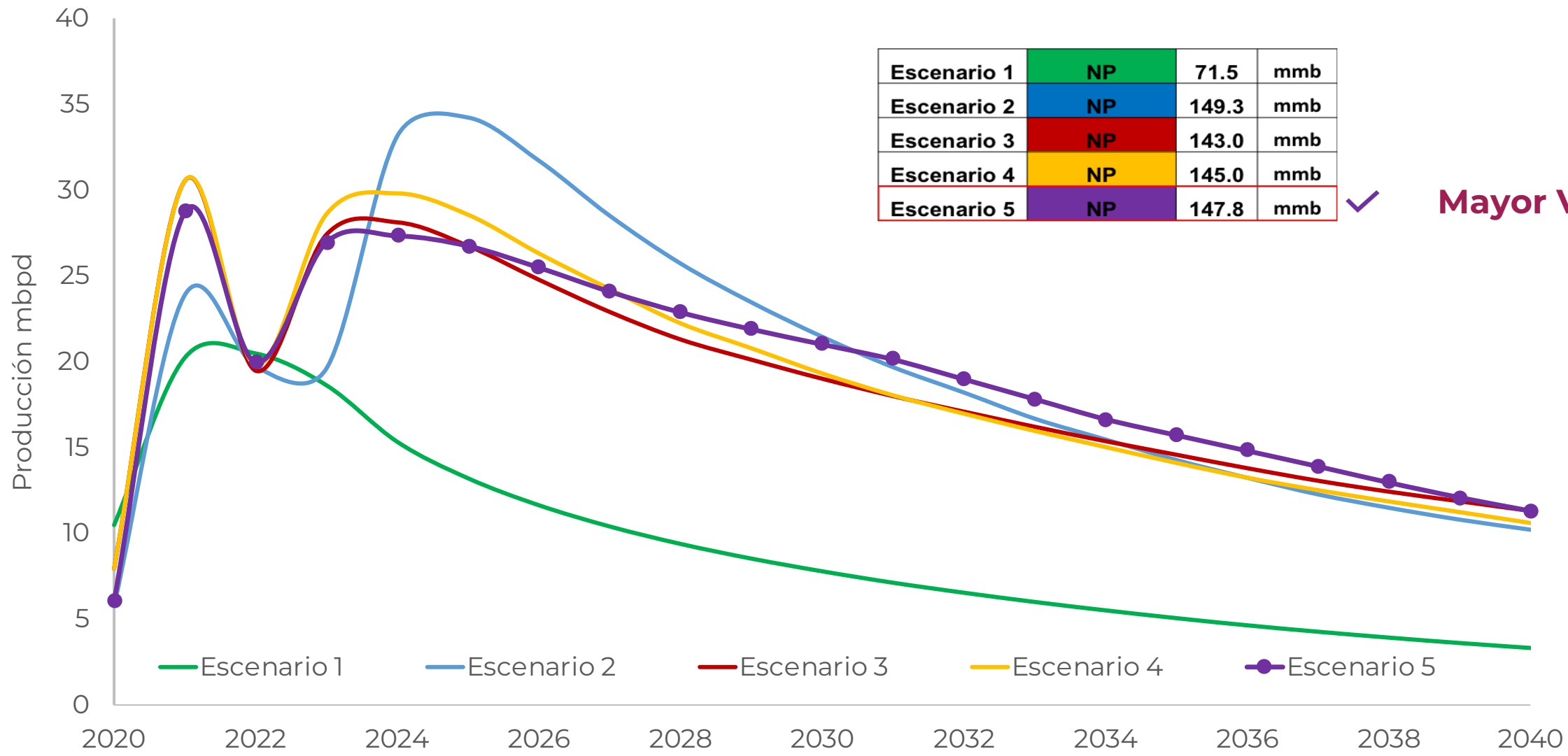
## Extracción

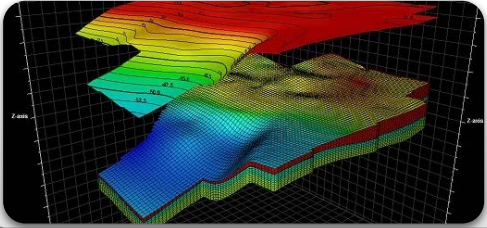


Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



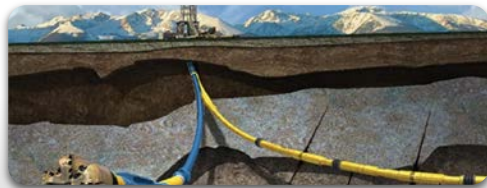
**MAXIMIZACIÓN DEL VALOR DE LOS HIDROCARBUROS EN EL TIEMPO**





## Mapas y modelos del yacimiento

Análisis de la información del yacimiento para establecer el modelo estático y dinámico del yacimiento



## Tipo de Pozo

Tipo y trayectoria de pozos a perforar para desarrollar el campo  
Espaciamiento de los pozos programados a perforar



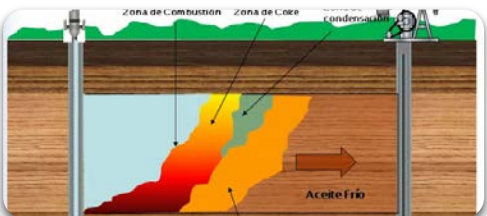
## Recuperación Primaria

Flujo natural debido a la energía propia del yacimiento o a algún mecanismo de empuje  
Sistemas artificiales de producción



## Recuperación Secundaria

Inyección de agua/gas  
Mantenimiento de presión del yacimiento



## Recuperación Mejorada

Métodos químicos  
Métodos térmicos  
Métodos miscible



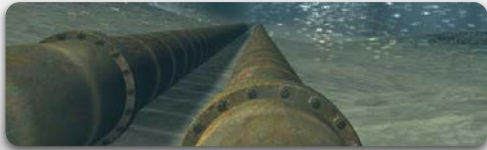
## Instalaciones

Construcción de instalaciones para el manejo de los hidrocarburos, respecto los pronósticos de producción de aceite y gas



## Procesamiento de hidrocarburos

Contar con las instalaciones con la capacidad total de procesamiento de hidrocarburos, de acuerdo al pronósticos de producción de aceite y gas.



## Transporte y manejo

Contar con las instalaciones adecuadas para el transporte y manejo del hidrocarburos esperados, incluyendo el manejo y transporte de agua



## Mecanismos de medición en tierra

Medición técnica y de referencia en fluidos monofásicos.



## Aprovechamiento de gas

Contar con las instalaciones y establecer las formas para aprovechar más del 98% del gas natural asociado producido



## Evaluación económica

Análisis económico del proyecto en función de indicadores económicos ( VPN, VPI, TIR, VPN/VPI )

## Supuestos de Modificación (Art. 62)

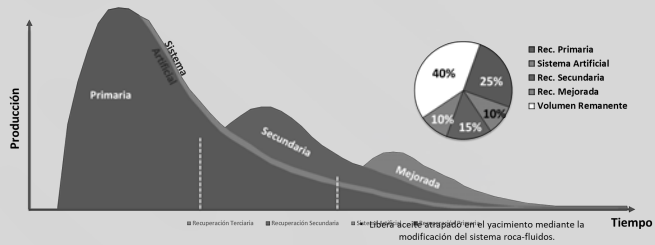
- I. Unificación determinada por SENER
- II. Variación en número de pozos.
- III.  $\pm 15\%$  inversión en el Plan.
- IV.  $\pm 30\%$  del volumen a producir en un año.
- V. Declaratoria de comercialidad dentro del Área de Extracción
- VI. Declaratoria de comercialidad fuera del Área de Extracción
- VII. Implementación de un método de RS o EOR
- VIII. Cambio en la meta de aprovechamiento de gas
- IX. Cambios en las condiciones de seguridad industrial, operativa, protección al medio ambiente.
- X. Caso Fortuito o Fuerza Mayor

El Operador Petrolero podrá solicitar modificación del Plan de Desarrollo si derivado de cambios técnicos o económicos, los objetivos del Plan aprobado se modifican



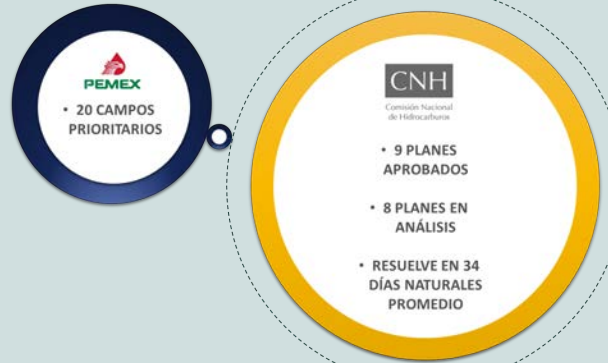
## TEMARIO

### Planes de desarrollo para la extracción

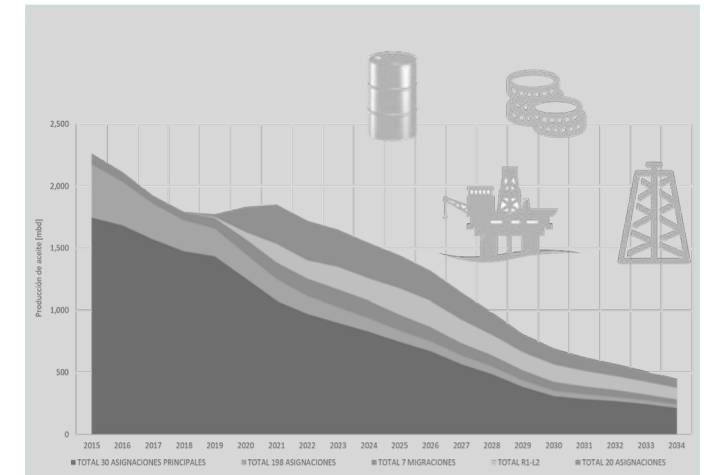


Artículo 44  
Ley de Hidrocarburos

### 20 Campos prioritarios de Pemex para producción temprana



### Pronósticos de producción de aceite y gas, actividad física e inversión





# CAMPOS PRIORITARIOS PRODUCCIÓN TEMPRANA



**• 20 CAMPOS PRIORITARIOS**



Comisión Nacional de Hidrocarburos

- 9 PLANES APROBADOS**
- 8 PLANES EN ANÁLISIS**
- RESUELVE EN 34 DÍAS NATURALES PROMEDIO**

No.	Campo
1	Xikin
2	Chocol
3	Esah
4	Cheek
5	Cahua
6	Ixachi
7	Uchbal
8	Manik NW
9	Mulach
10	Hok
11	Cibix
12	Octli
13	Teekit
14	Tetl
15	Jaatsul
16	Koban
17	Pokche
18	Suuk
19	Tlacame
20	Valeriana

Nota: datos al 5 de agosto de 2019



# CAMPOS PRIORITARIOS PRODUCCIÓN TEMPRANA

No.	Campo
1	Xikin
2	Chocol
3	Esah
4	Cheek
5	Cahua
6	Ixachi
7	Uchbal
8	Manik NW
9	Mulach
10	Hok
11	Cibix
12	Octli
13	Teekit
14	Tetl
15	Jaatsul
16	Koban
17	Pokche
18	Suuk
19	Tlacame
20	Valeriana

## CAMPOS TERRESTRES



4

## CAMPOS COSTA FUERA



16

## TIPO DE YACIMIENTO

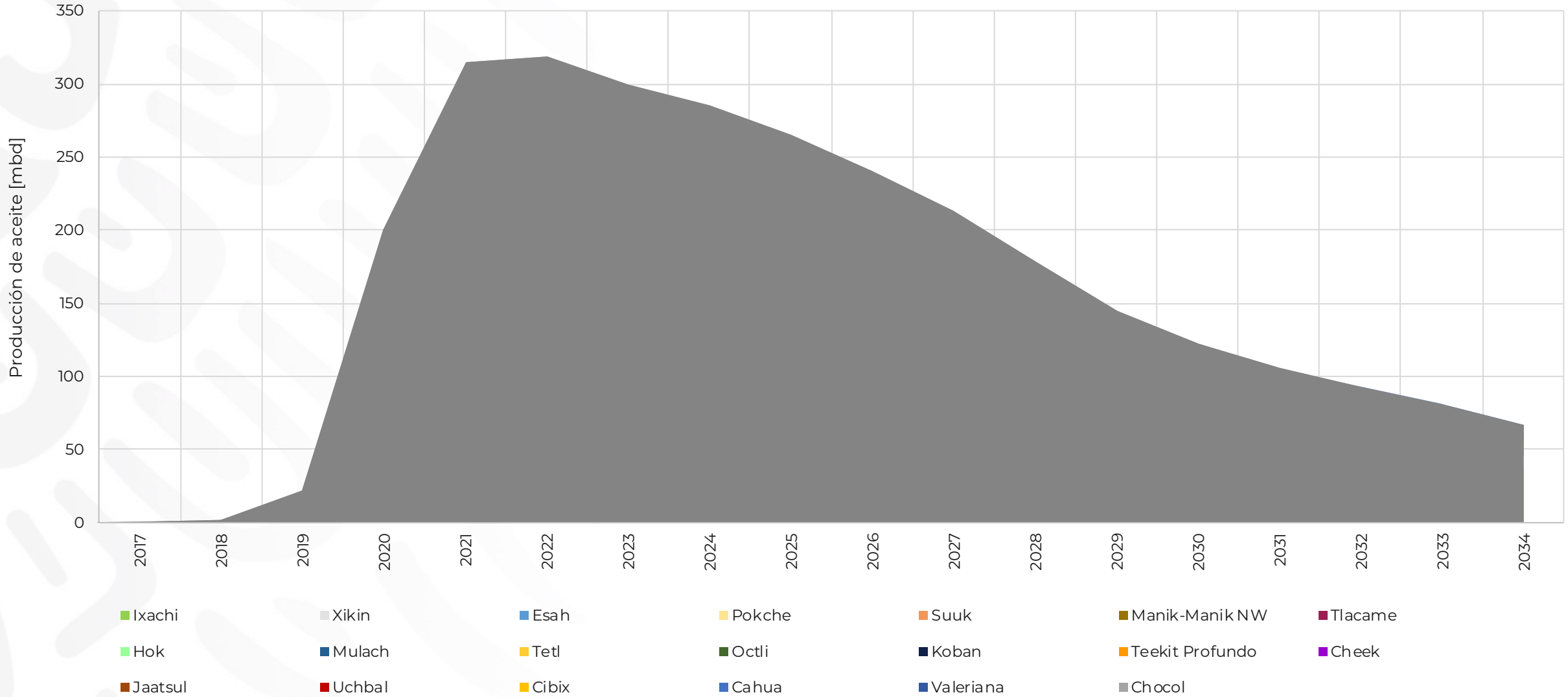
- 2 ACEITE VOLATIL
- 1 ACEITE NEGRO
- 2 GAS Y CONDENSADO
- 1 GAS SECO

- 2 ACEITE VOLATIL
- 14 ACEITE NEGRO
- 2 GAS Y CONDENSADO



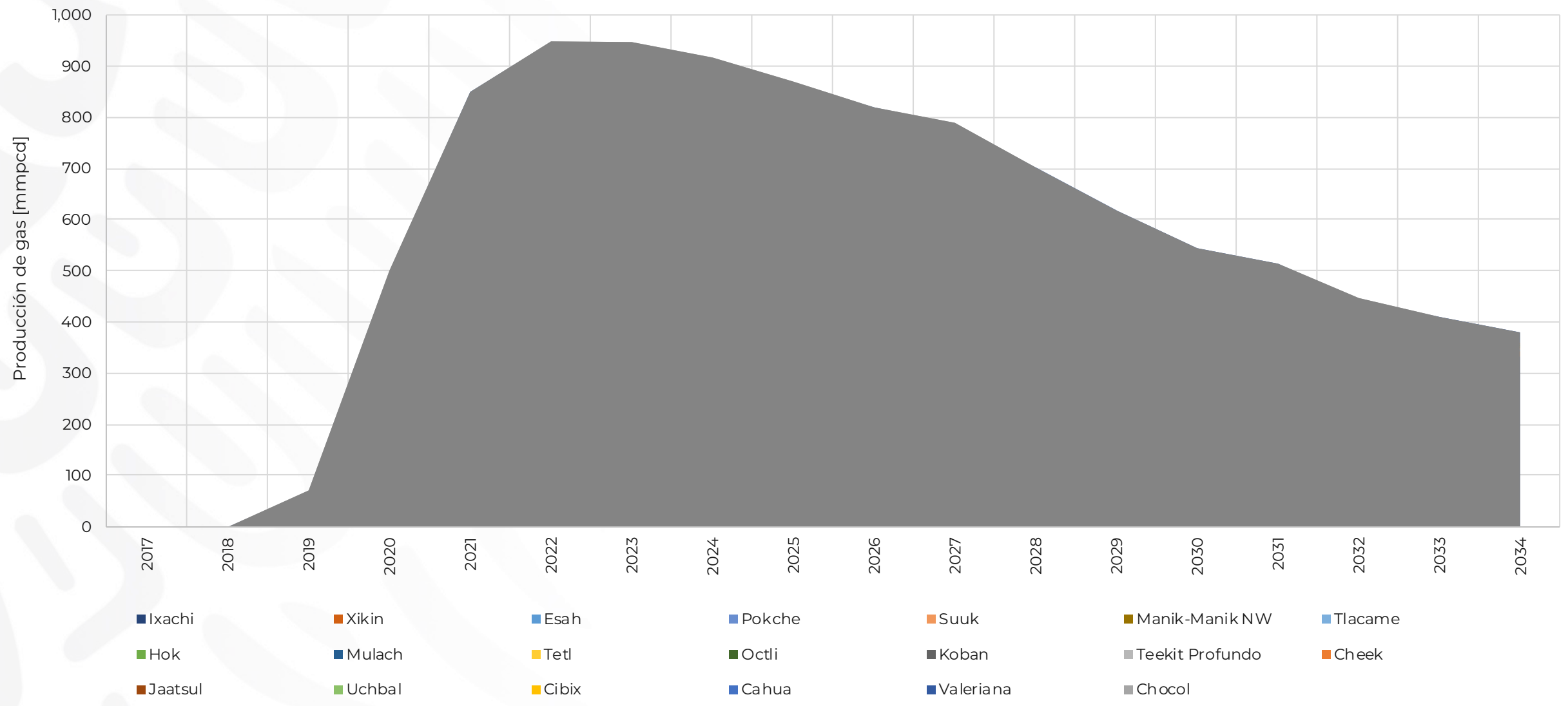


## PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE ACEITE





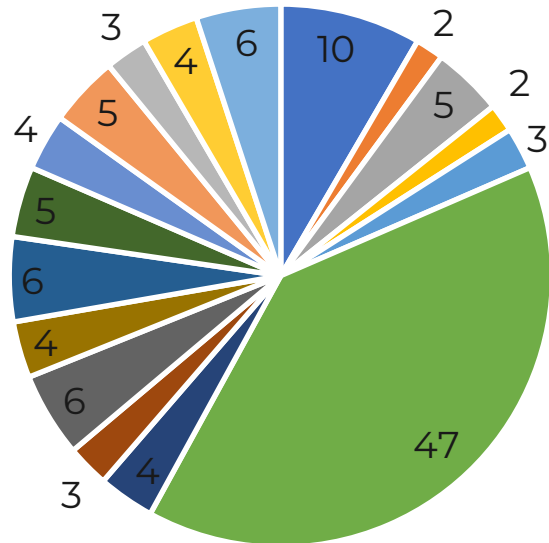
## PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE GAS





**Perforaciones**

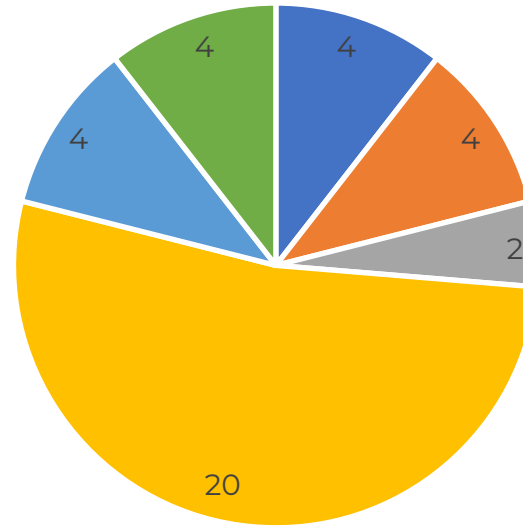
**119**



- Xikin
- Cahua
- Mulach
- Teekit
- Suuk
- Chocol
- Esah
- Uchbal
- Manik
- Cibix
- Octli
- Tlacame
- Tetl
- Koban

**Reparaciones mayores**

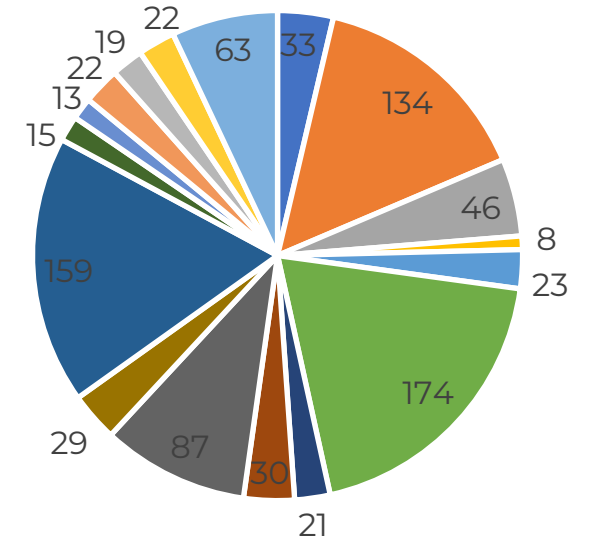
**38**



- Chocol
- Cahua
- Octli
- Esah
- Cibix
- Teekit

**Reparaciones menores**

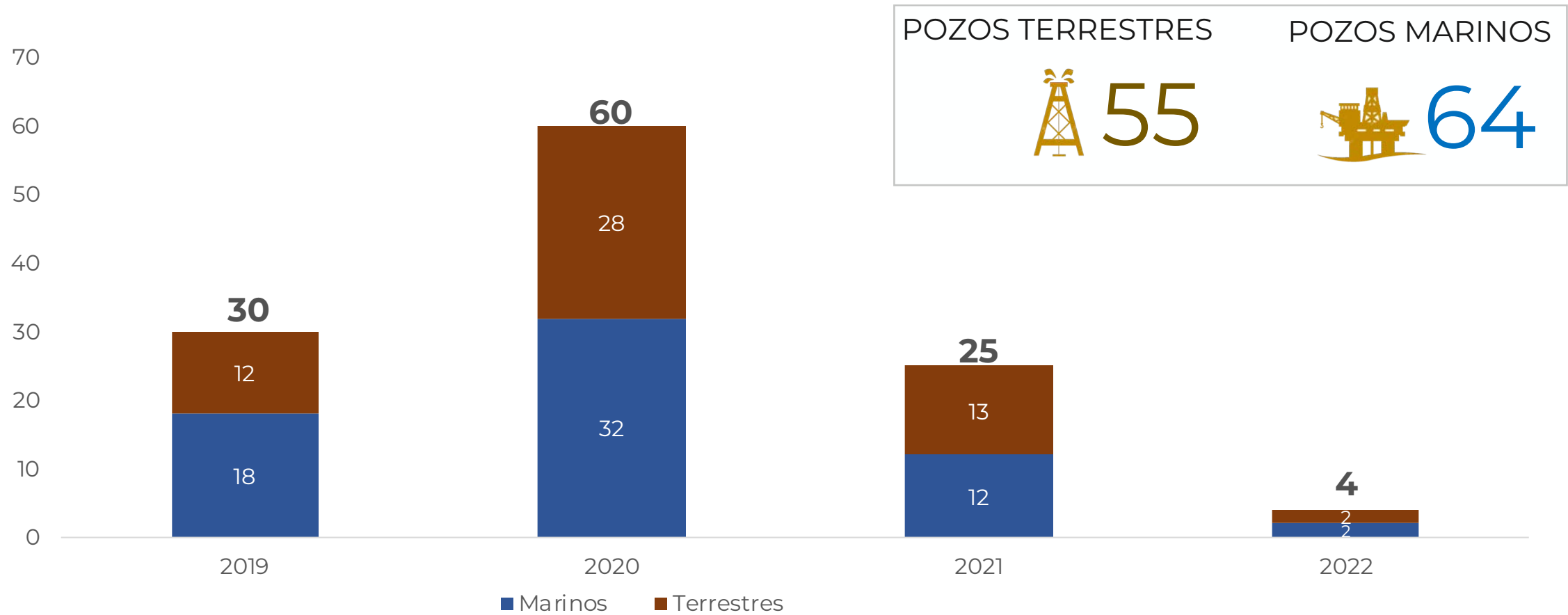
**898**



- Xikin
- Cahua
- Mulach
- Teekit
- Suuk
- Chocol
- Esah
- Uchbal
- Manik
- Cibix
- Octli
- Tlacame
- Tetl
- Koban



# PERFORACIÓN DE POZOS DE LOS 17 CAMPOS PRESENTADOS ANTE CNH



POZOS TERRESTRES  55

POZOS MARINOS  64

**POZOS APROBADOS EN PLANES DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN**



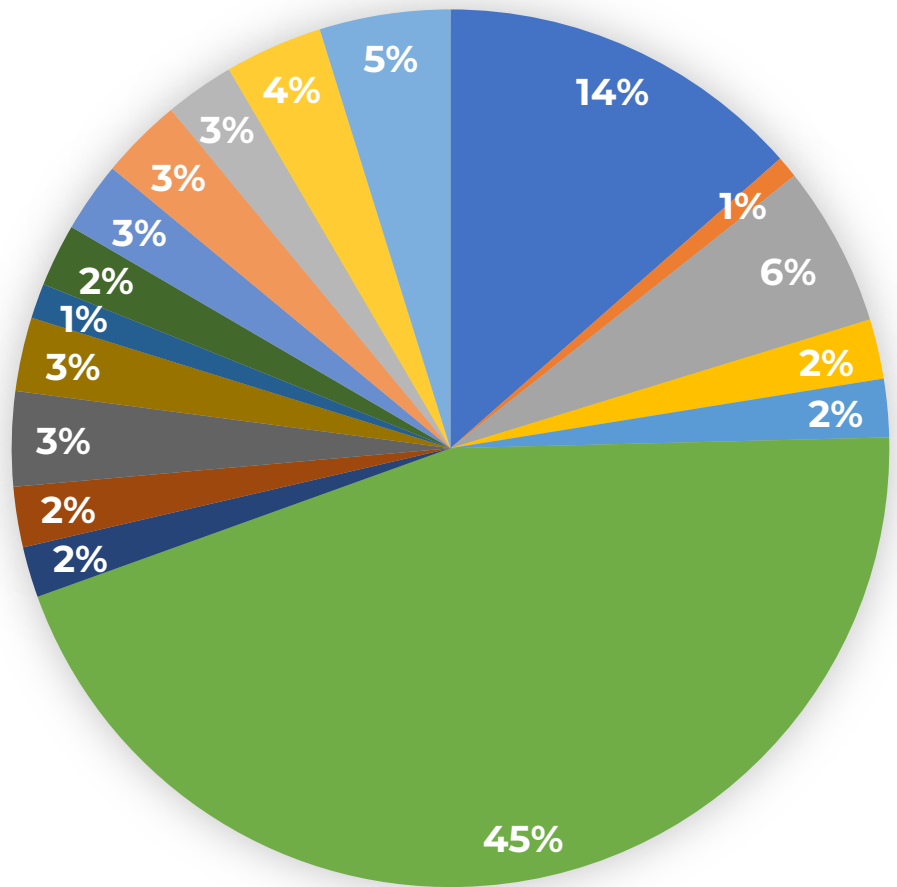
119

**POZOS TOTALES**





# INVERSIÓN Y GASTO OPERATIVO DE LOS 17 CAMPOS PRESENTADOS ANTE CNH



- Xikin
- Chocol
- Esah
- Cheek
- Cahua
- Ixachi
- Uchbal
- Manik
- Mulach
- Hok
- Cibix
- Octli
- Teekit
- Tlacame
- Tetl
- Koban
- Suuk

**14,265** **COSTO TOTAL** (MILLONES DE DÓLARES)

No.	Campo	Costo total mmUSD
1	Xikin	1,929.69
2	Chocol	115.43
3	Esah	845
4	Cheek	314
5	Cahua	306
6	Ixachi	6,404.57
7	Uchbal	266.53
8	Manik NW	317.46
9	Mulach	497.72
10	Hok	387.74
11	Cibix	183.98
12	Octli	330.5
13	Teekit	369.78
14	Tlacame	430.05
15	Tetl	364.88
16	Koban	514.92
17	Suuk	686.76
<b>TOTAL</b>		<b>14,265</b>

## TEMARIO

### Planes de desarrollo para la extracción

Producción vs. Tiempo

- Rec. Primaria
- Sistema Artificial
- Rec. Secundaria
- Rec. Mejorada
- Volumen Remanente

40% 25% 10% 15%

Artículo 44  
Ley de Hidrocarburos

### 20 campos prioritarios de Pemex para producción

PEMEX  
• 20 CAMPOS PRIORITARIOS

CNH  
Comisión Nacional de Hidrocarburos

- 9 PLANES APROBADOS
- 8 PLANES EN ANÁLISIS
- RESUELVE EN 34 DÍAS NATURALES PROMEDIO

### Pronósticos de producción de aceite y gas, actividad física e inversión

Producción de aceite (mmbbl)

2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034

- TOTAL 30 ASIGNACIONES PRINCIPALES
- TOTAL 198 ASIGNACIONES
- TOTAL 7 MIGRACIONES
- TOTAL R1-L2
- TOTAL 20 ASIGNACIONES



# ASIGNACIONES PRODUCTORAS



## ASIGNACIONES COSTA FUERA



41

### TIPO DE YACIMIENTO

- 36 ACEITE
- 5 GAS NO ASOCIADO

## ASIGNACIONES TERRESTRES

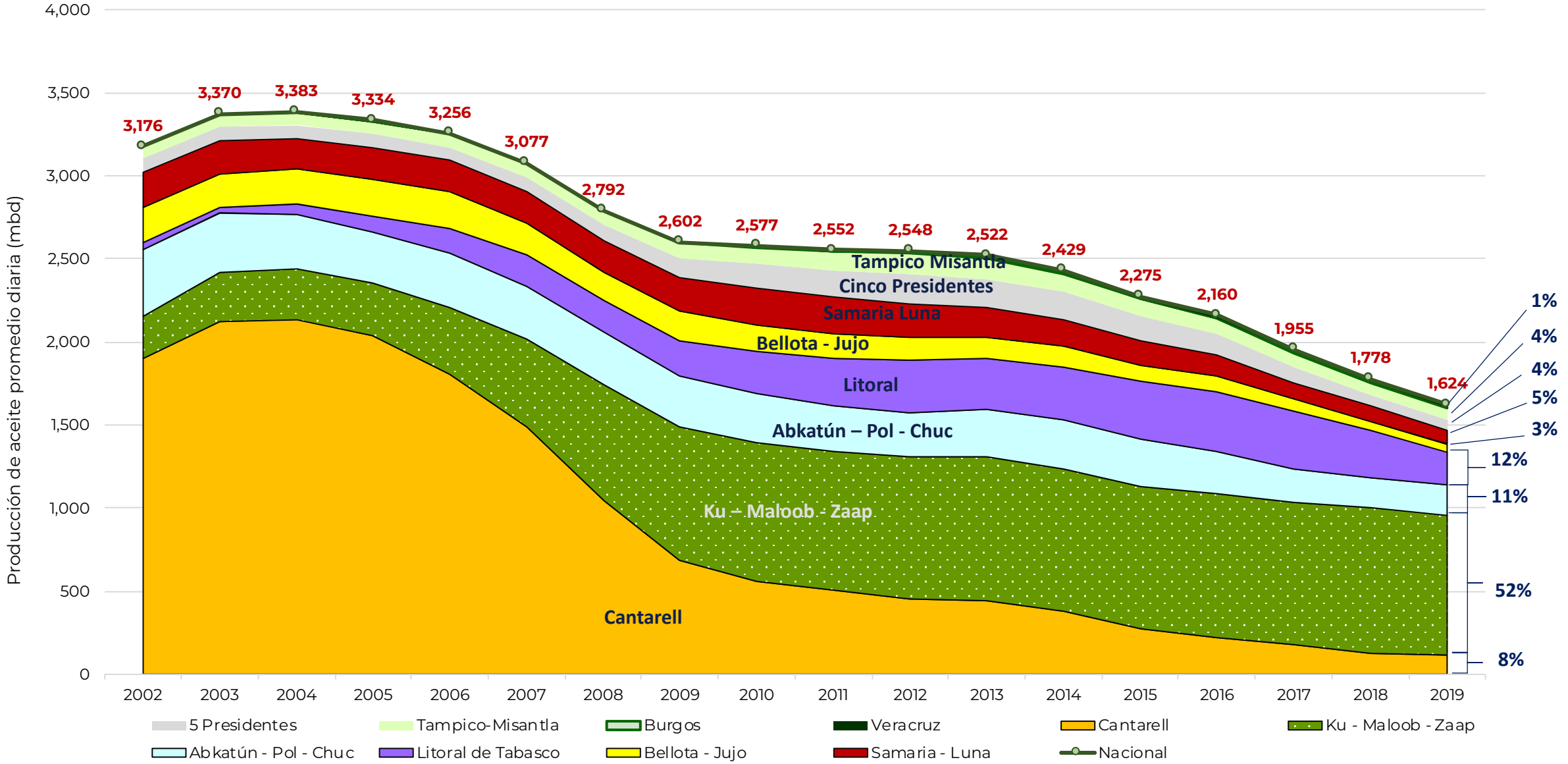


187

- 106 ACEITE
- 81 GAS NO ASOCIADO

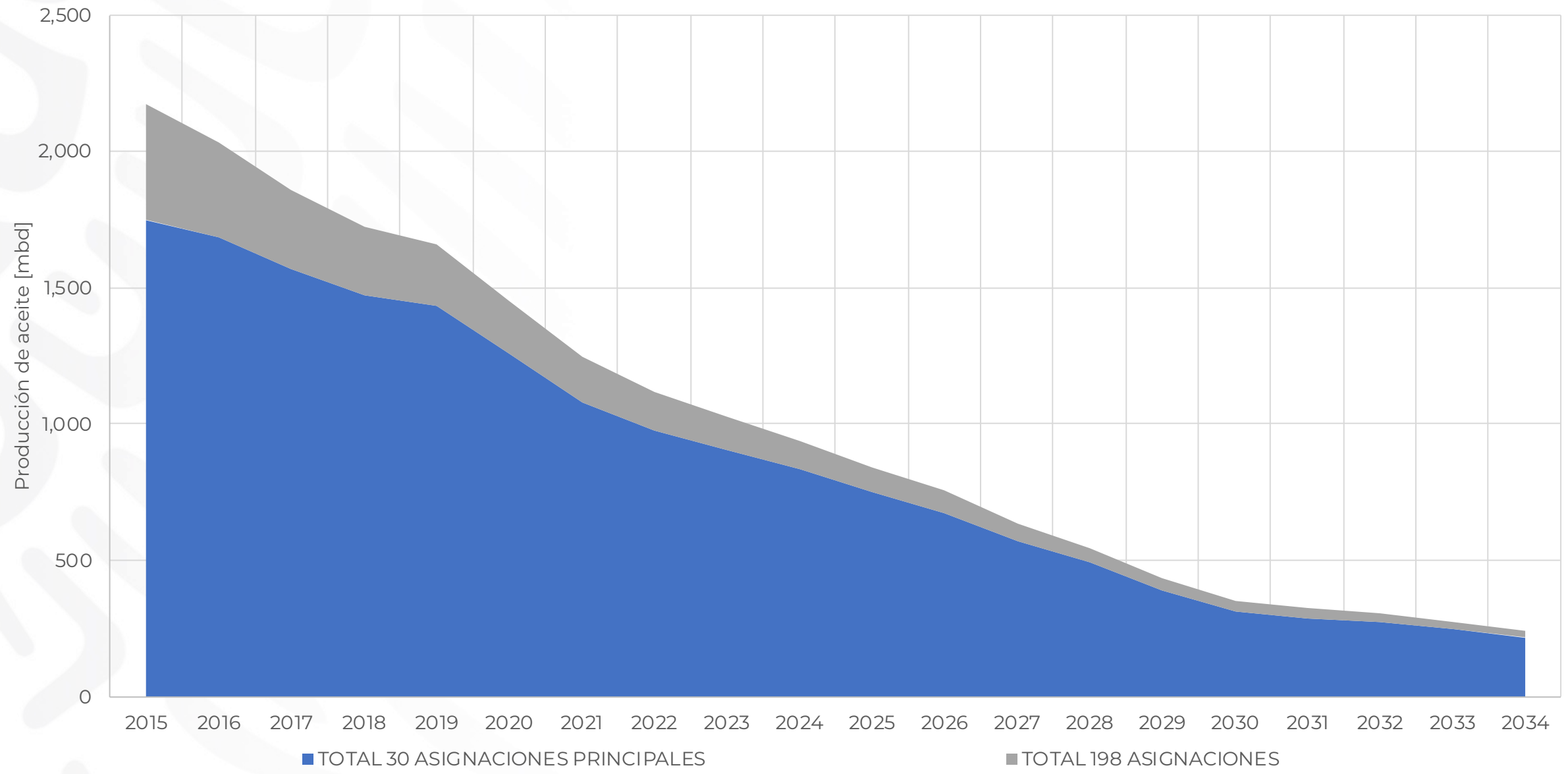


# HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PEMEX



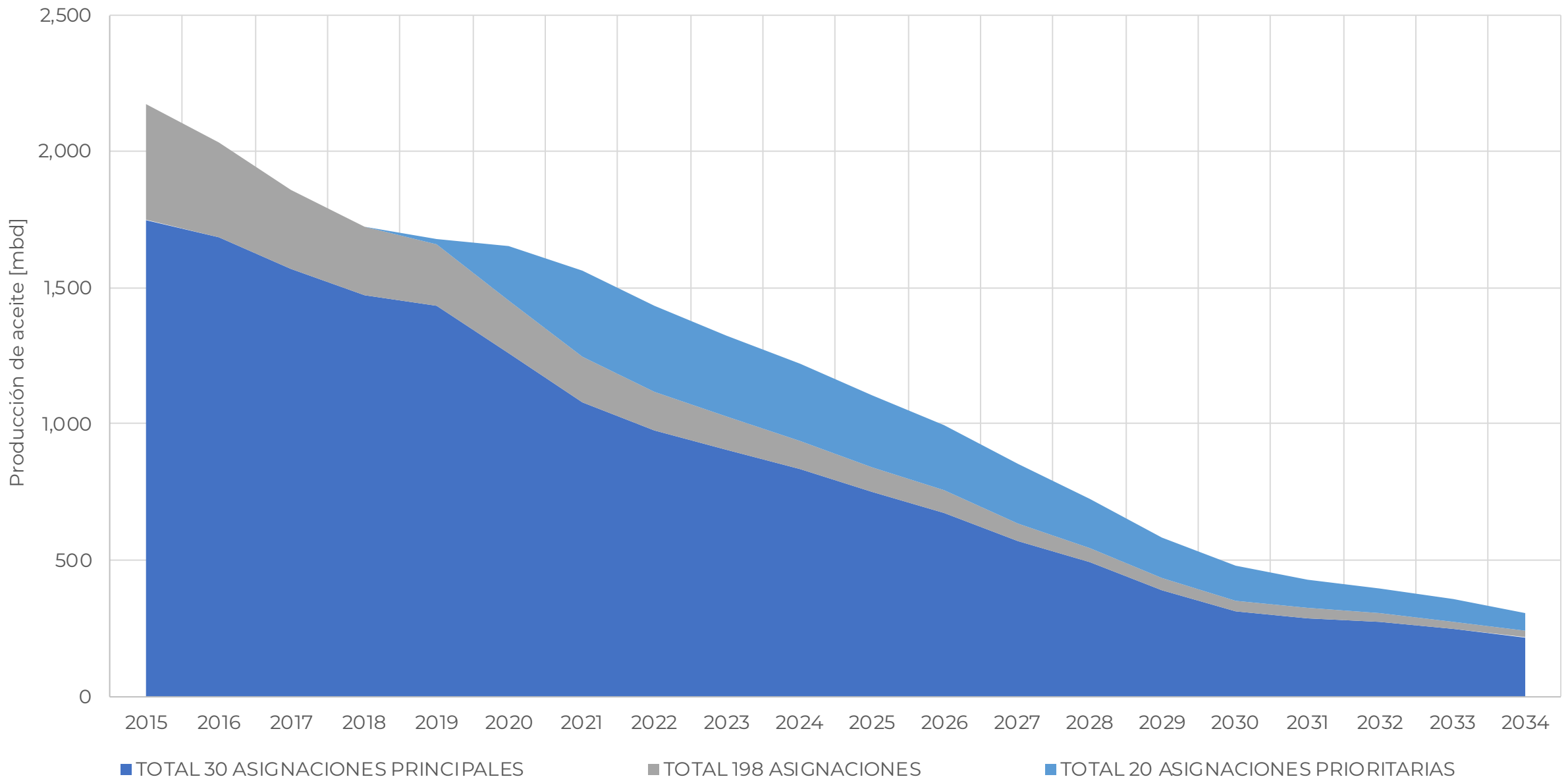


# PERFIL DE PRODUCCIÓN 228 ASIGNACIONES





# PERFIL DE PRODUCCIÓN 228 ASIGNACIONES + 20 CAMPOS PRIORITARIOS





## ASOCIACIONES CON SOCIO



2

- CNH-A3-CÁRDENAS-MORA/2017
- CNH-A4-OGARRIO/2018

## MIGRACIONES CON SOCIO



4

- CNH-M2-SANTUARIO-EL GOLPE/2017
- CNH-M3-MISIÓN/2018
- CNH-M4-ÉBANO/2018
- CNH-M5-MIQUETLA/2018

## MIGRACIONES SIN SOCIO

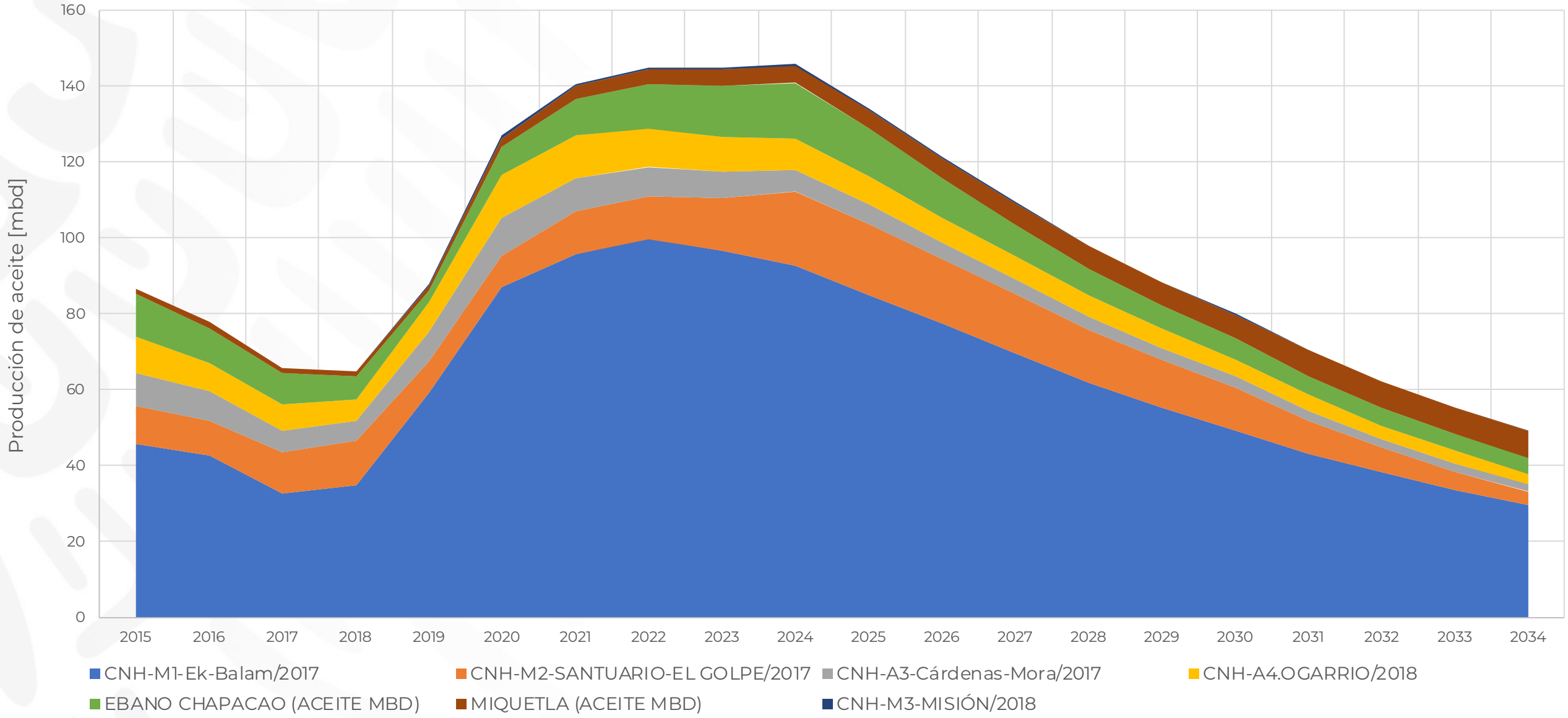


1

- CNH-M1-EK-BALAM/2017



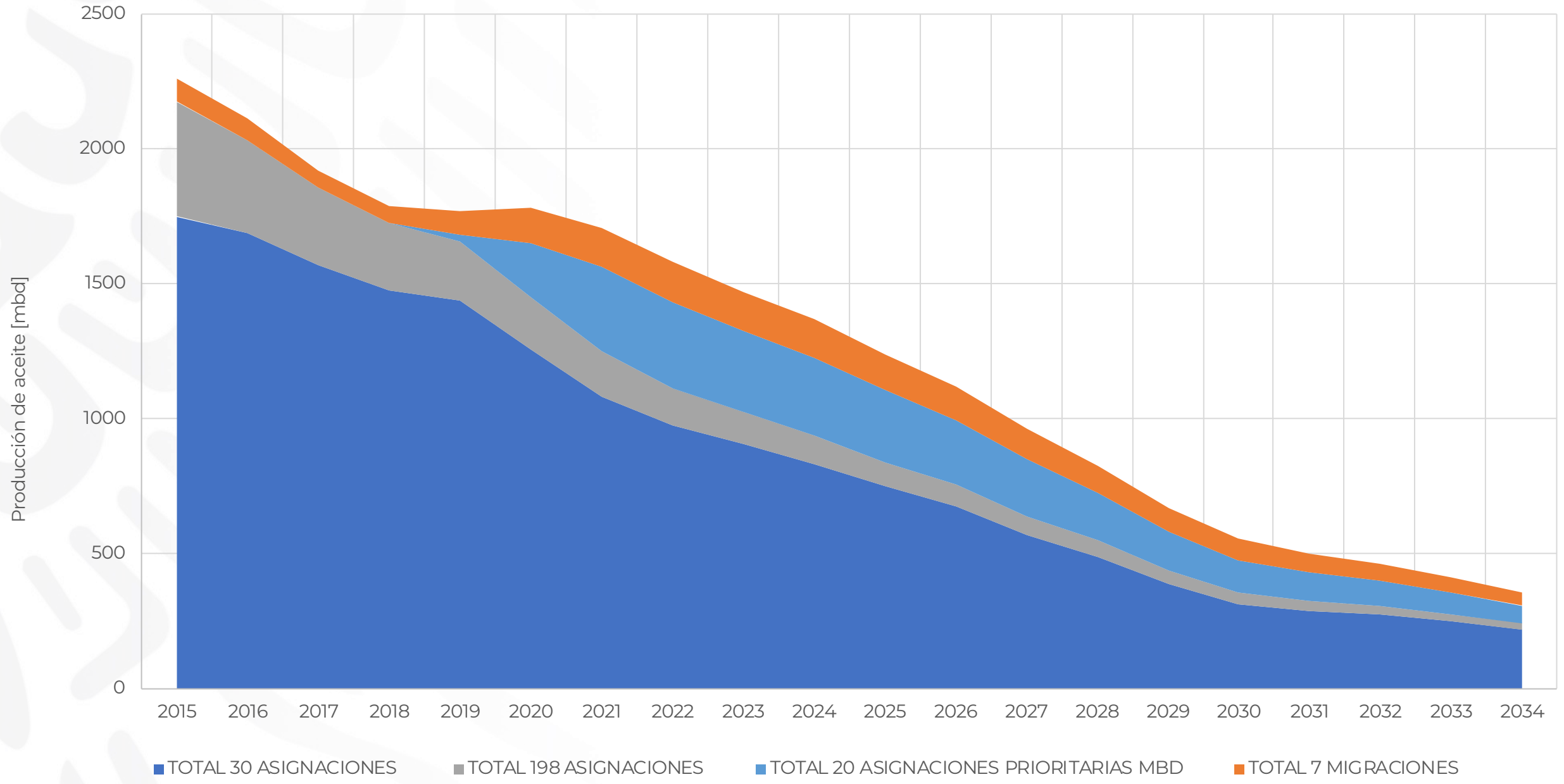
# PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN MIGRACIONES







# PERFIL DE PRODUCCIÓN 228 ASIGNACIONES + 20 PRIORITARIAS + MIGRACIONES





Contrato CNH-R01-L02- A2/2015.



Contrato CNH-R01-L02- A1/2015.



Contrato CNH-R01-L02- A4/2015.

**PLANES DE DESARROLLO**  
Fecha de aprobación y Resolución

**27 abril 2018**  
Resolución CNH.E.26.001/18

**Aprobación 31 de julio 2018**  
Resolución CNH.E.45.001/18

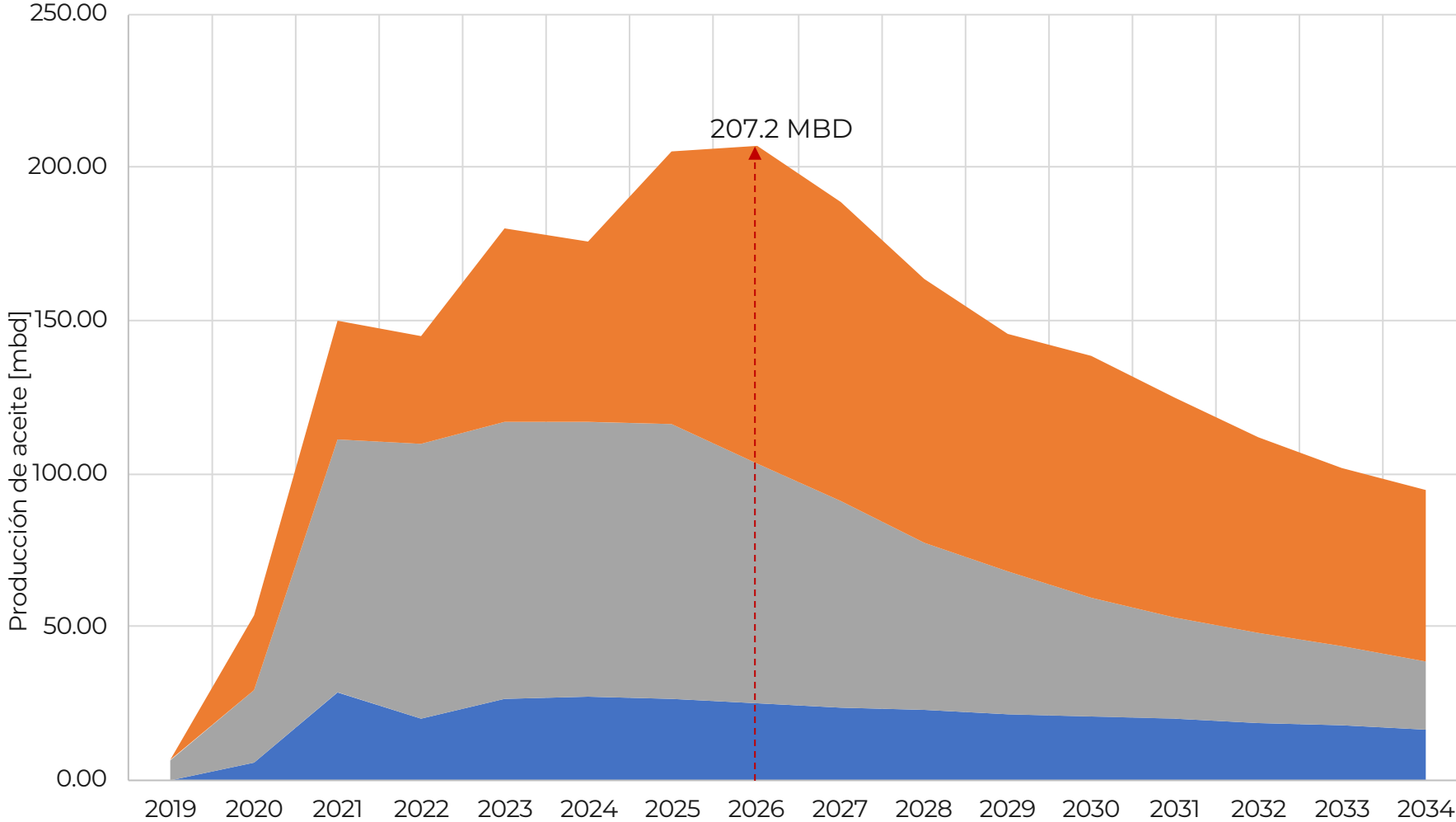
**Modificación 28 de junio 2019**  
Resolución CNH.E.35.0018/19

**29 enero 2019**  
Resolución CNH.E.05.001/19



## PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN R.1.2

■ HOKCHI ■ ENI ■ FIELDWOOD



**17,630** COSTO TOTAL (MILLONES DE DÓLARES)



**VOLUMEN A RECUPERAR**  
**948.6** MMB DE ACEITE  
**834** MMMPC DE GAS



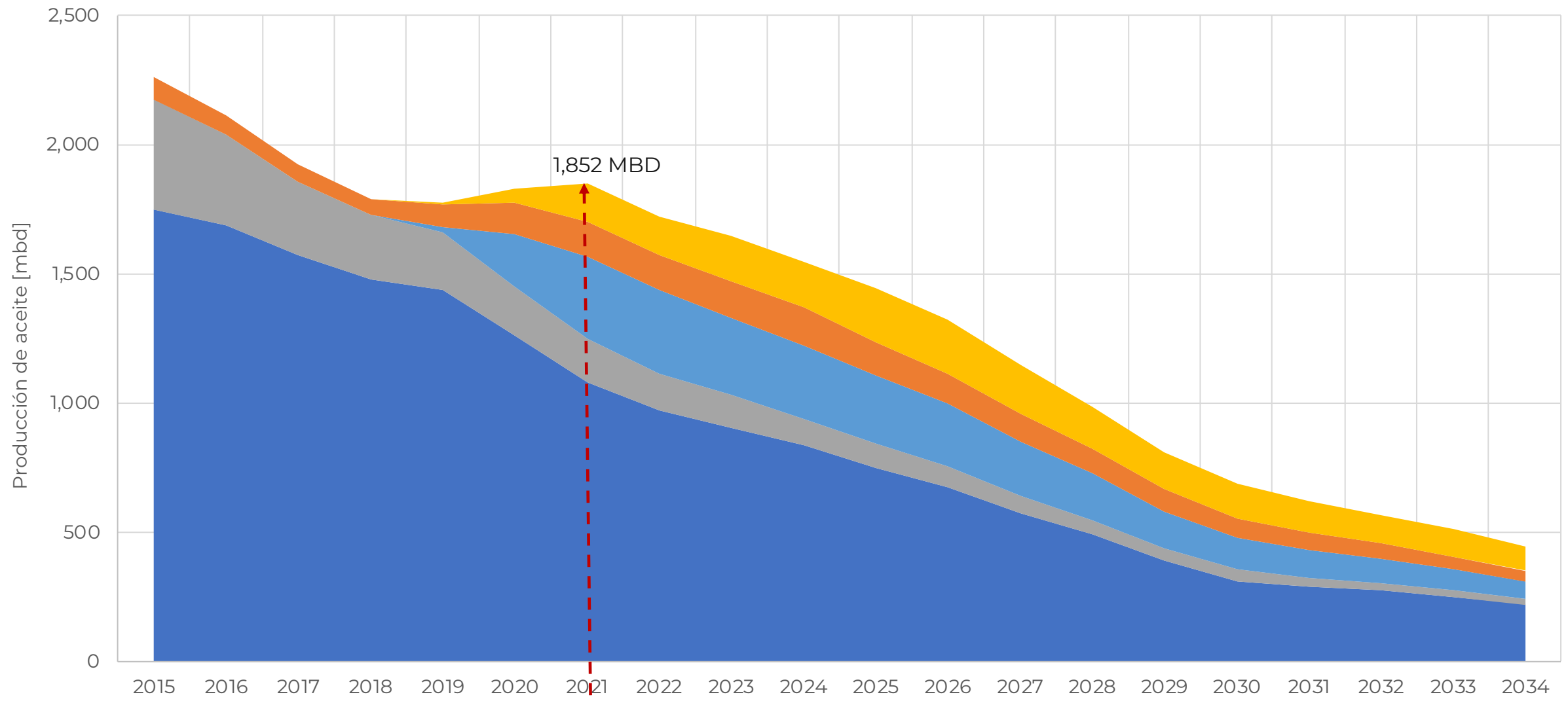
**INFRAESTRUCTURA**  
**10** PLATAFORMAS  
**11** DUCTOS  
**1** FPSO  
**2** PLANTAS DE PROCESO



**POZOS**  
**50** PRODUCTORES  
**17** INYECTORES



# PERFIL DE PRODUCCIÓN 228 ASIGNACIONES + 20 PRIORITARIAS + MIGRACIONES + RIL2



■ TOTAL 30 ASIGNACIONES PRINCIPALES ■ TOTAL 198 ASIGNACIONES ■ TOTAL 20 ASIGNACIONES PRIORITARIAS ■ TOTAL 7 MIGRACIONES ■ TOTAL R1-L2



Comisión  
Nacional de  
Hidrocarburos

[gob.mx/CNH](http://gob.mx/CNH)  
[hidrocarburos.gob.mx](http://hidrocarburos.gob.mx)  
[rondasmexico.gob.mx](http://rondasmexico.gob.mx)