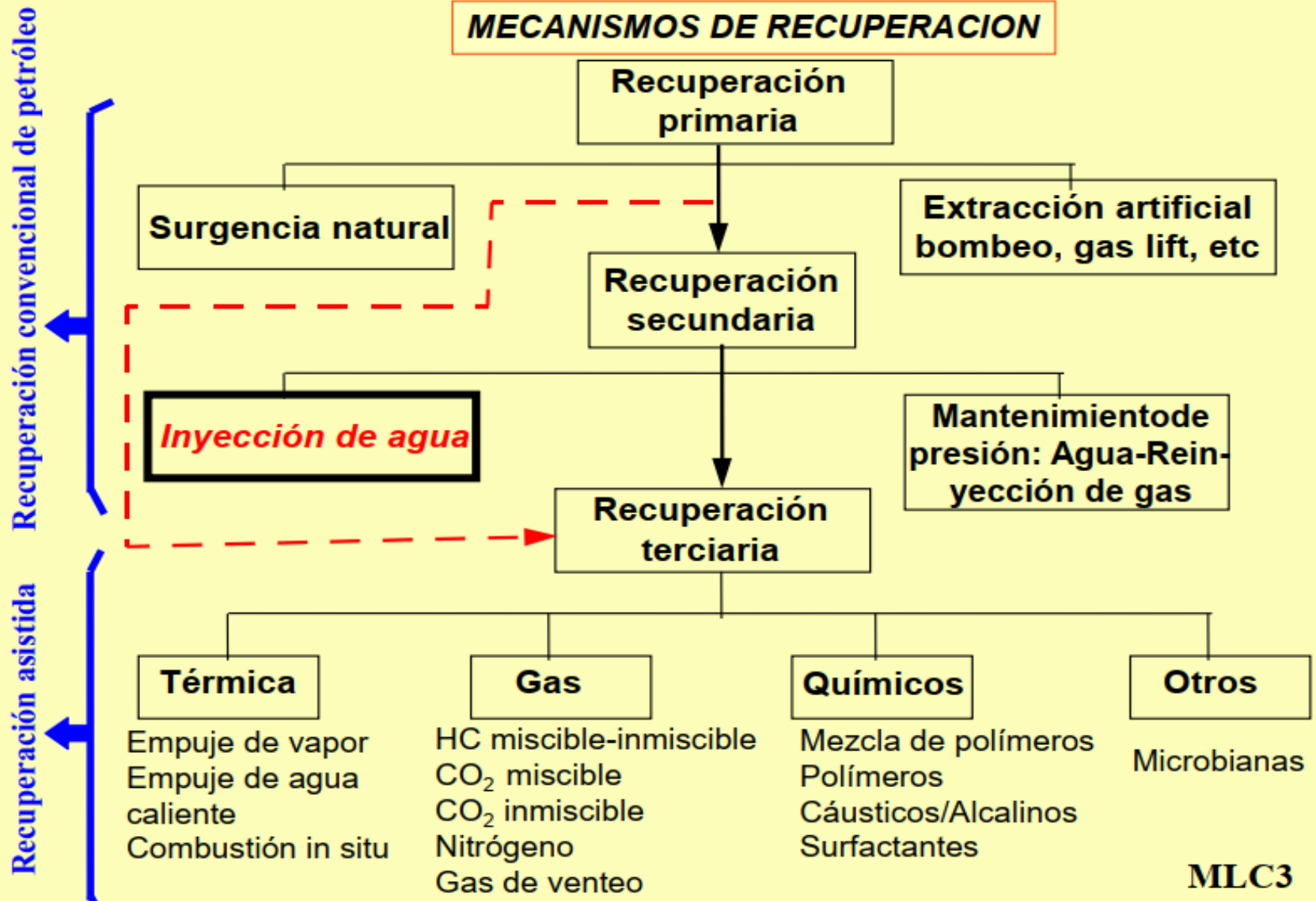


EOB

RESERVORIOS III

2024

MECANISMOS DE RECUPERACION



Selección del método EOR

Cuándo? Cómo?

Title:

API Gravity: Formation: Depth [feet]:

Oil viscosity [cP]: Thickness: Temperature [deg F]:

Oil Saturation, fraction: Composition: Permeability [mD]:

Summary Screening **Detail**

Properties	Nitrogen and flue gas	Hydrocarbon	Carbon Dioxide	Immiscible Gases	Miscellar/polymer, ASP, and alkaline flooding	Polymer flooding	Combustion	Steam
Oil API Gravity	> 35 Average 48	> 23 Average 41	> 22 Average 36	> 12	> 20 Average 35	> 15, < 40	> 10 Average 16	> 8 to 13.5 Average 13.5
Oil Viscosity (cp)	< 0.4 Average 0.2	< 3 Average 0.5	< 10 Average 1.5	< 600	< 35 Average 13	>10, <150	< 5,000 Average 1200	< 200,000 Average 4,700
Composition	High % C1-C7	High % C2-C7	High % C5-C12	Not critical	Light, intermediate, Some organic acids for alkaline floods	Not critical	Some asphaltic components	Not critical
Oil Saturation (%PV)	> 40 Average 75	> 30 Average 80	> 20 Average 55	> 35 Average 70	> 35 Average 53	> 70 Average 80	> 50 Average 72	> 40 Average 66
Formation Type	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Not critical	Sandstone preferred	Sandstone preferred	High porosity sandstone	High porosity sandstone
Net Thickness (ft)	Thin unless dipping	Thin unless dipping	Wide range	Not critical if dipping	Not critical	Not critical	> 10 feet	> 20 feet
Average Permeability (md)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	> 10 md Average 450 md	> 10 md Average 800 md	> 50 md	> 200 md
Depth (ft)	> 6000	> 4000	> 2500	> 1800	< 9000 Average 3250	< 9000	< 11500 Average 3500	< 4500
Temperature (deg F)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	< 200	< 200	> 100	Not critical

Plan de desarrollo yacimiento

Contexto

- ✓ político
- ✓ regional
- ✓ compañía

...



Riesgo

- ✓ Interno
- ✓ Externo
- ✓ Organizacional
- ✓ Cuantificable

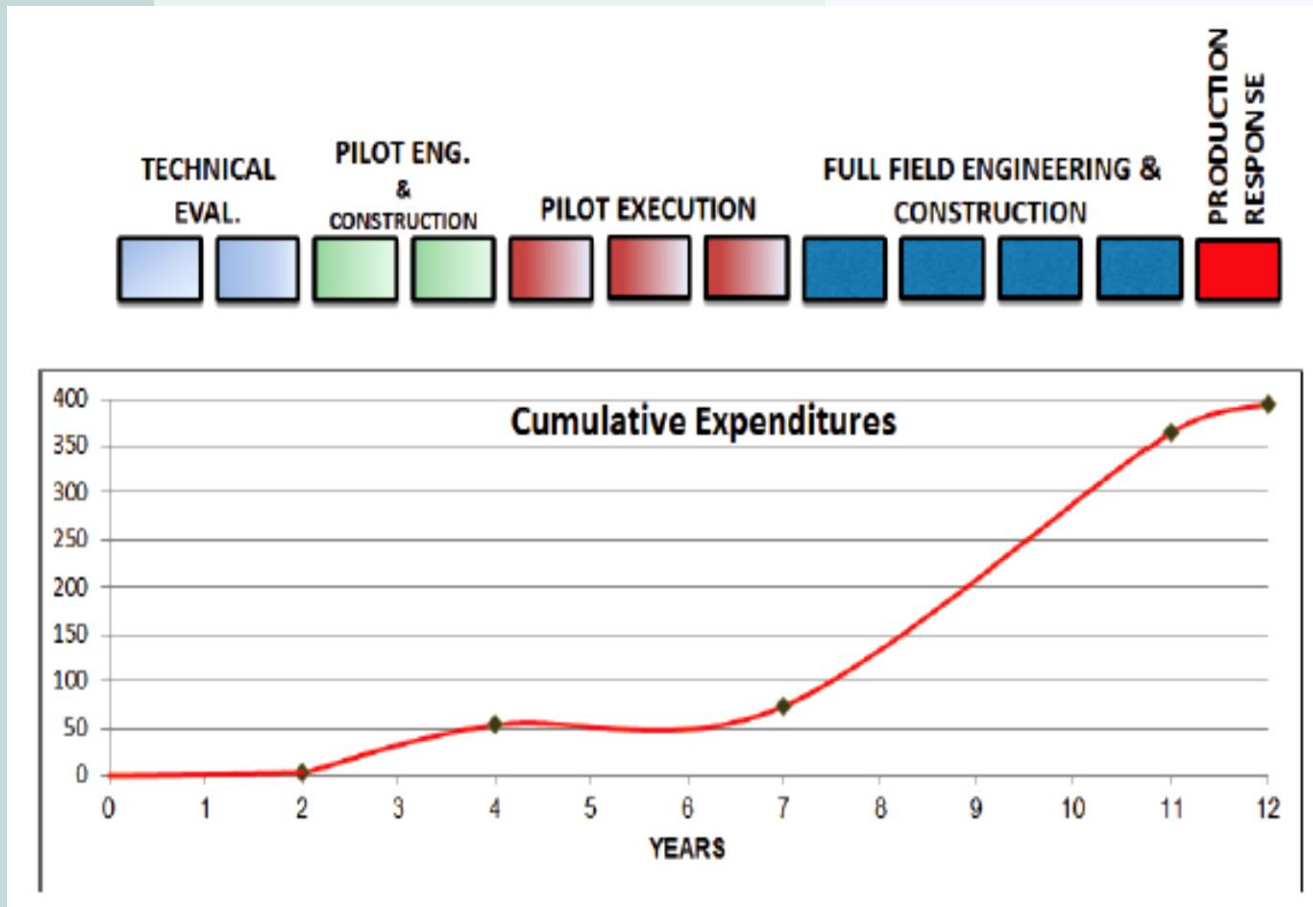
Economía

- ✓ **Crear la VISION EOR (estrategia)**
- ✓ **Cuantificar con distintos niveles de incertidumbre**

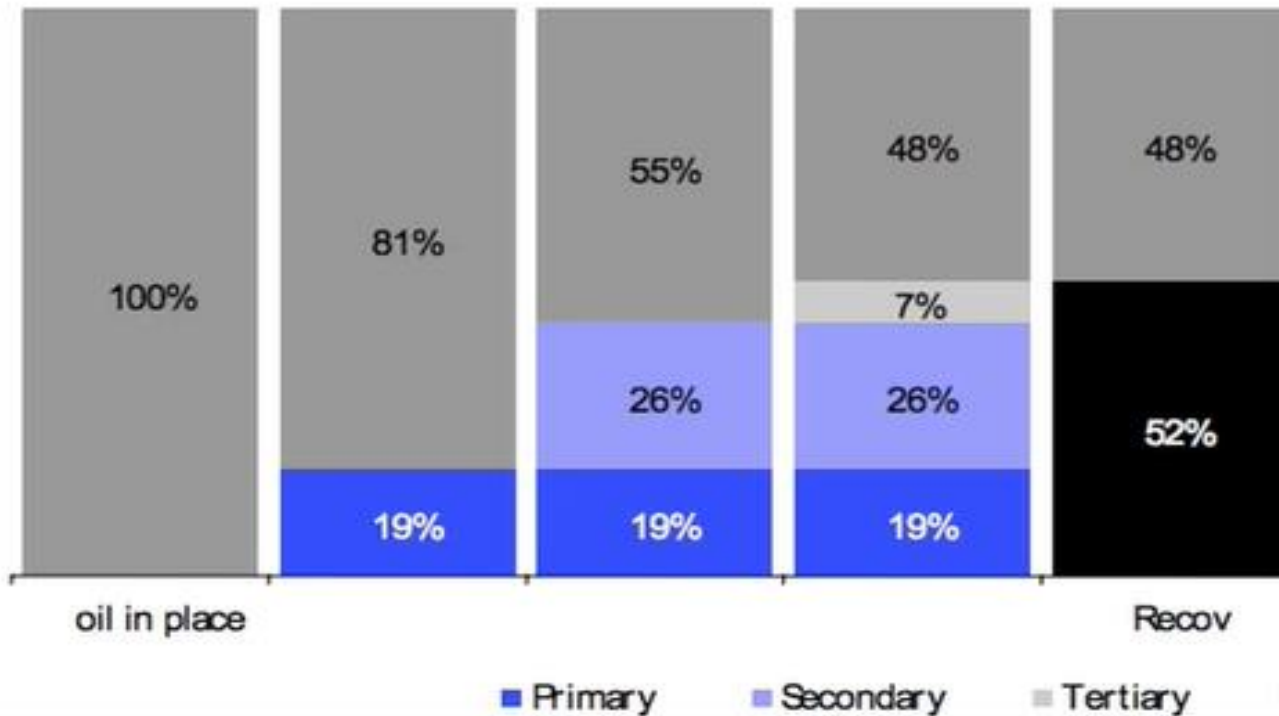
- ✓ **Generar un portafolio de posibles tecnologías/zonas a aplicar (¿cuál es viable?, ¿cuál da mayor petróleo incremental?) para un plan de desarrollo balanceado entre riesgo y economía.**
- ✓ **Planificación para la implementación.**
- ✓ **Identificar los riesgos y cuantificarlos (internos y externos).**
- ✓ **Pilotos y ensayos en campo**
- ✓ **Costo total (opex-capex) < 10U\$S /bbl viable Duración 1-3 años (en vez de 7 a 10 años)**

SOSTENIBILIDAD EOR

José Luis Mogollón-EOR

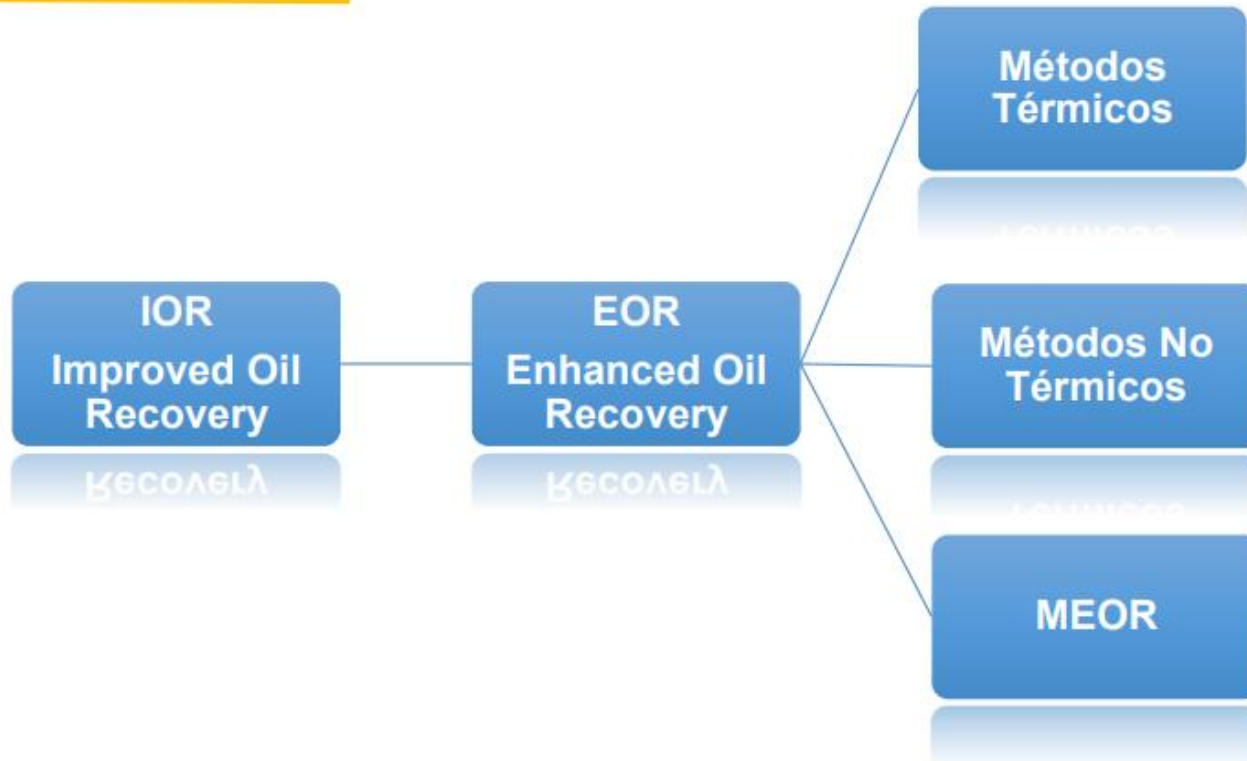


FR

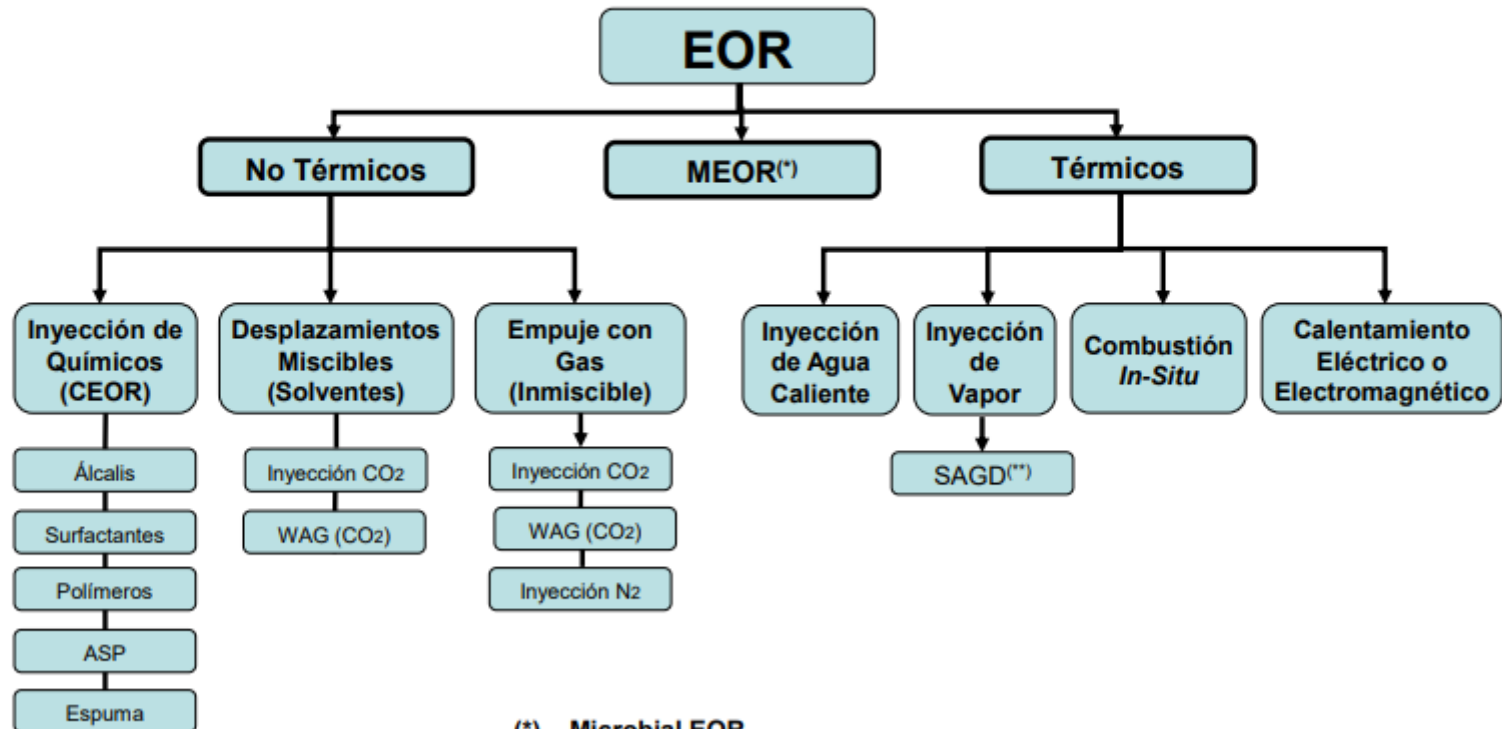


✓ Funcionan mejor con mayor S_o por lo tanto es necesario acortar los tiempos para la implementación

DEFINICIONES



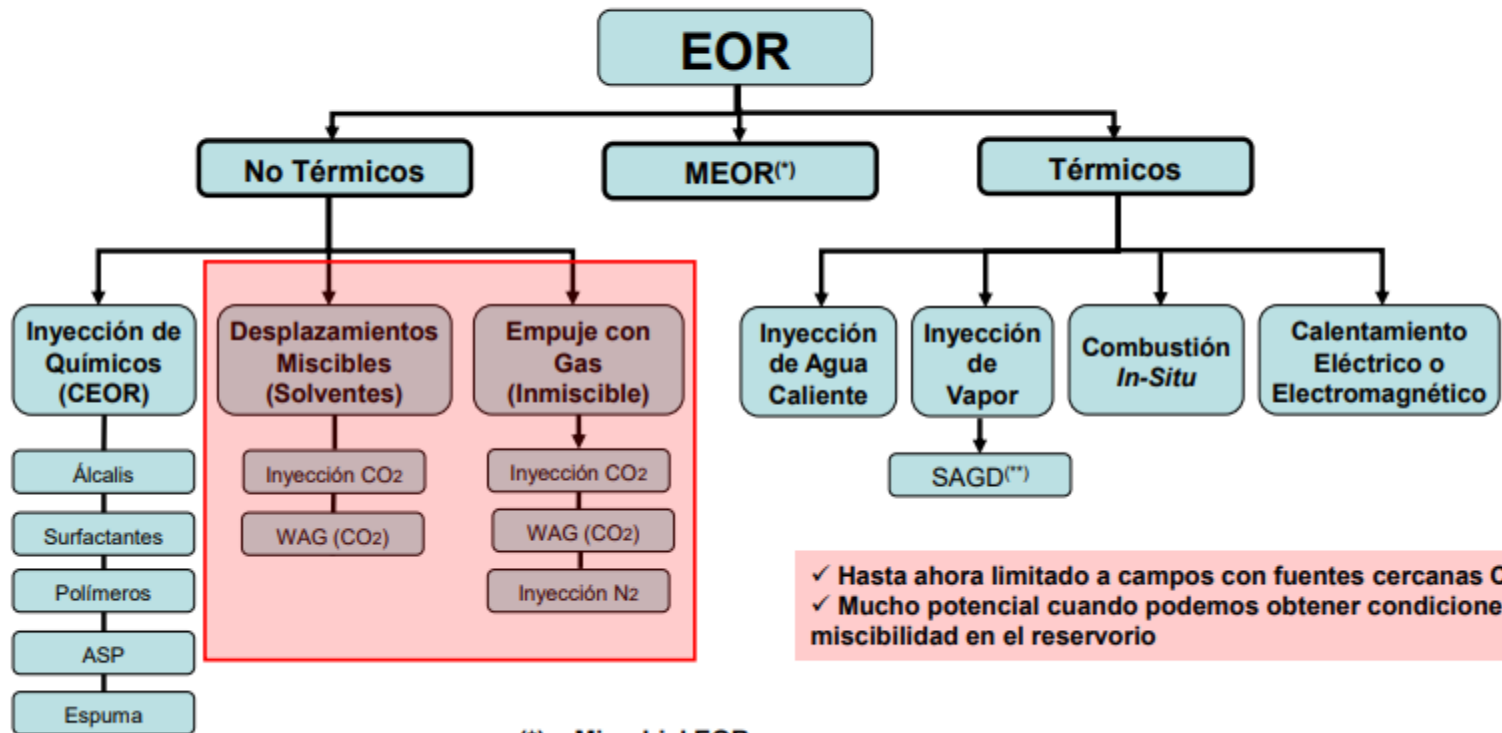
CLASIFICACION



(*) Microbial EOR

(**) Steam-assisted gravity drainage

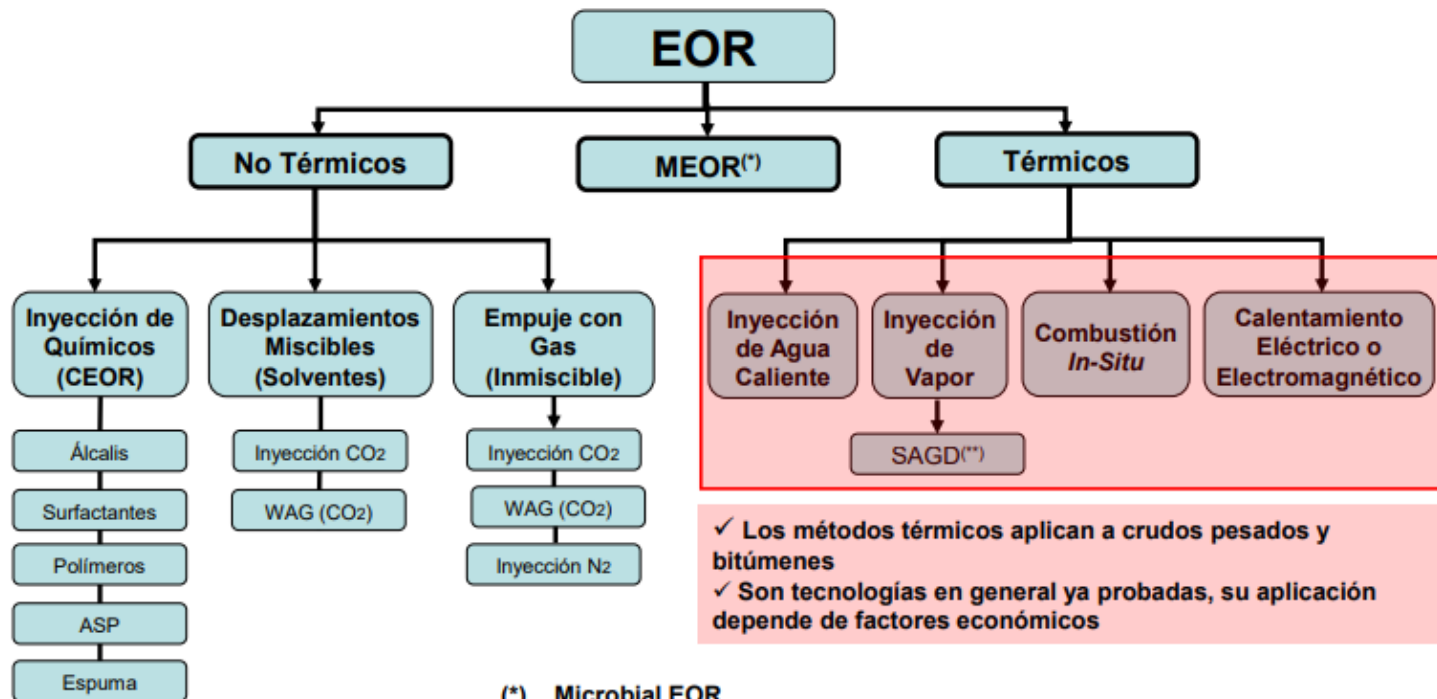
CLASIFICACION



(*) Microbial EOR

(**) Steam-assisted gravity drainage

CLASIFICACION

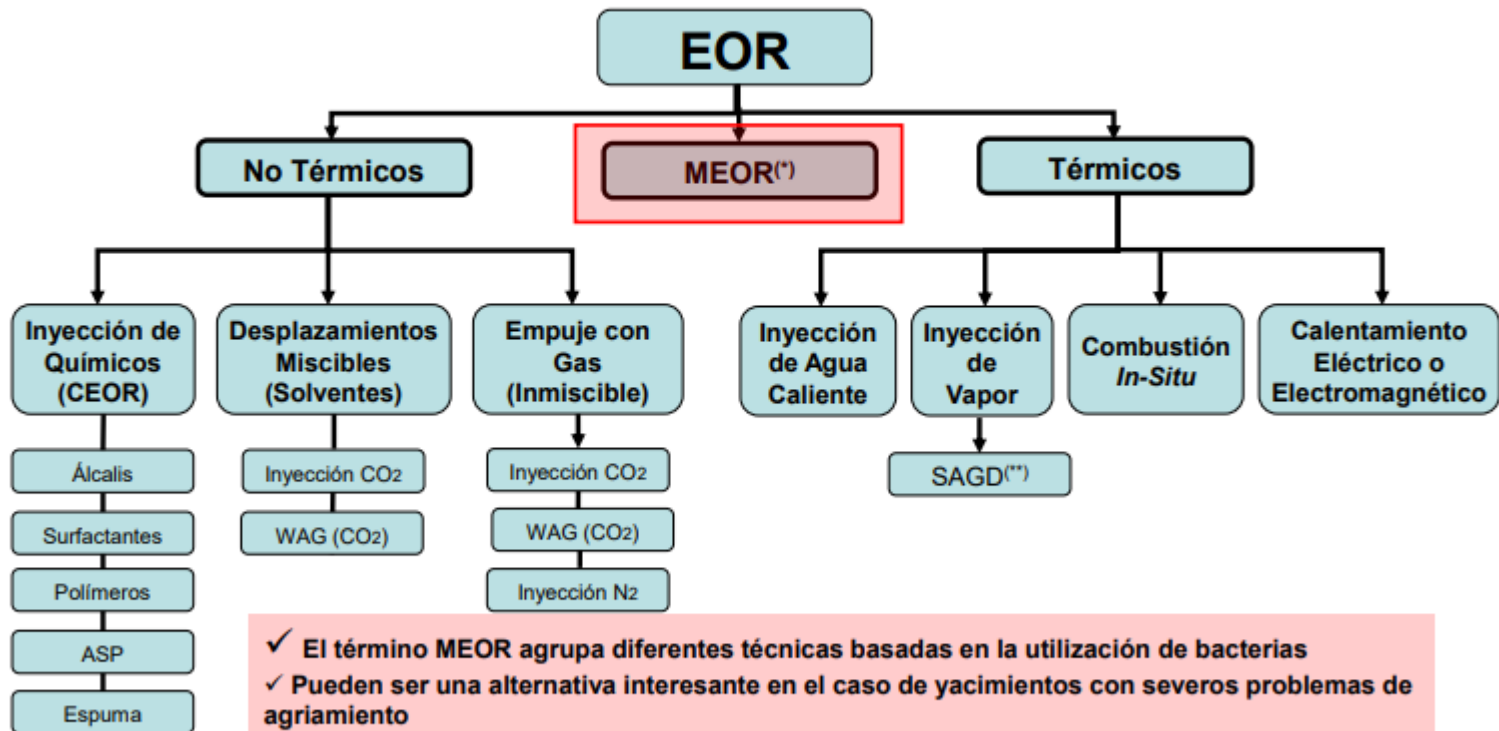


(*) Microbial EOR

(**) Steam-assisted gravity drainage

- ✓ Los métodos térmicos aplican a crudos pesados y bitúmenes
- ✓ Son tecnologías en general ya probadas, su aplicación depende de factores económicos

CLASIFICACION



- ✓ El término MEOR agrupa diferentes técnicas basadas en la utilización de bacterias
- ✓ Pueden ser una alternativa interesante en el caso de yacimientos con severos problemas de agriamiento

(*) Microbial EOR

(**) Steam-assisted gravity drainage

Eficiencia de desplazamiento

- ✓ Distribución de permeabilidades y heterogeneidades
- ✓ Relación de movilidades

$$M = \frac{k_{rinj} * \mu_o}{\mu_{inj} k_{ro}}$$

- ✓ Mojabilidad
- ✓ Sor

Mecanismos básicos de EOR

✓ Mejorar la relación de movilidades

✓ (disminuyendo μ_o , aumentando μ_w)

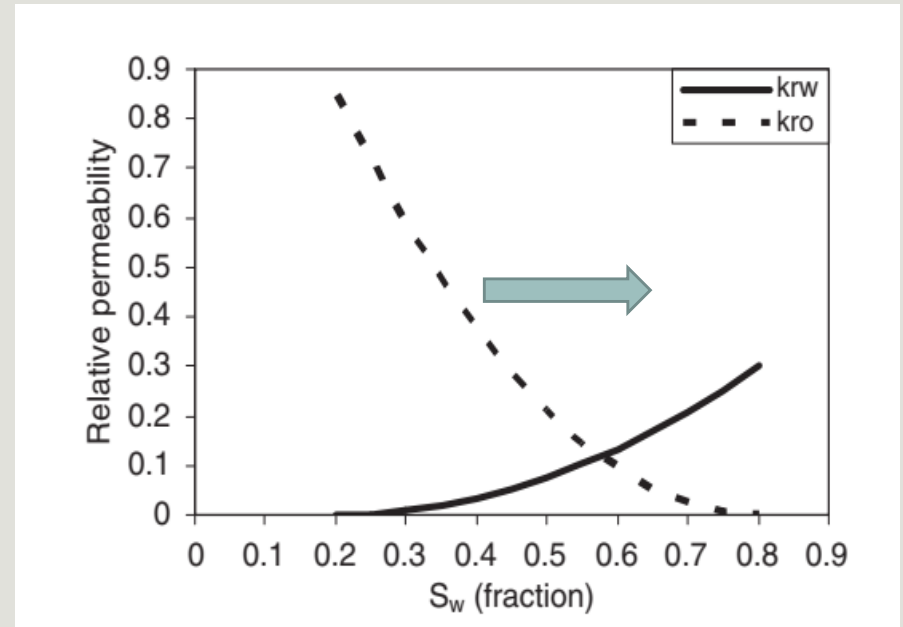
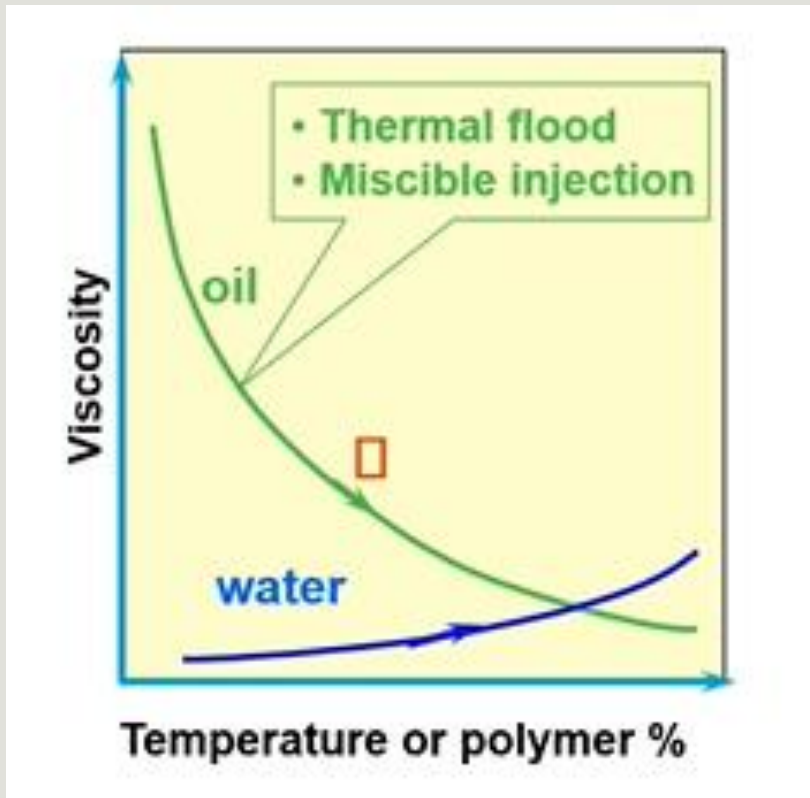
$$M = \frac{k_{rinj} * \mu_o}{\mu_{inj} k_{ro}}$$

✓ Disminuir la Sor

✓ Disminuir la tensión interfacial

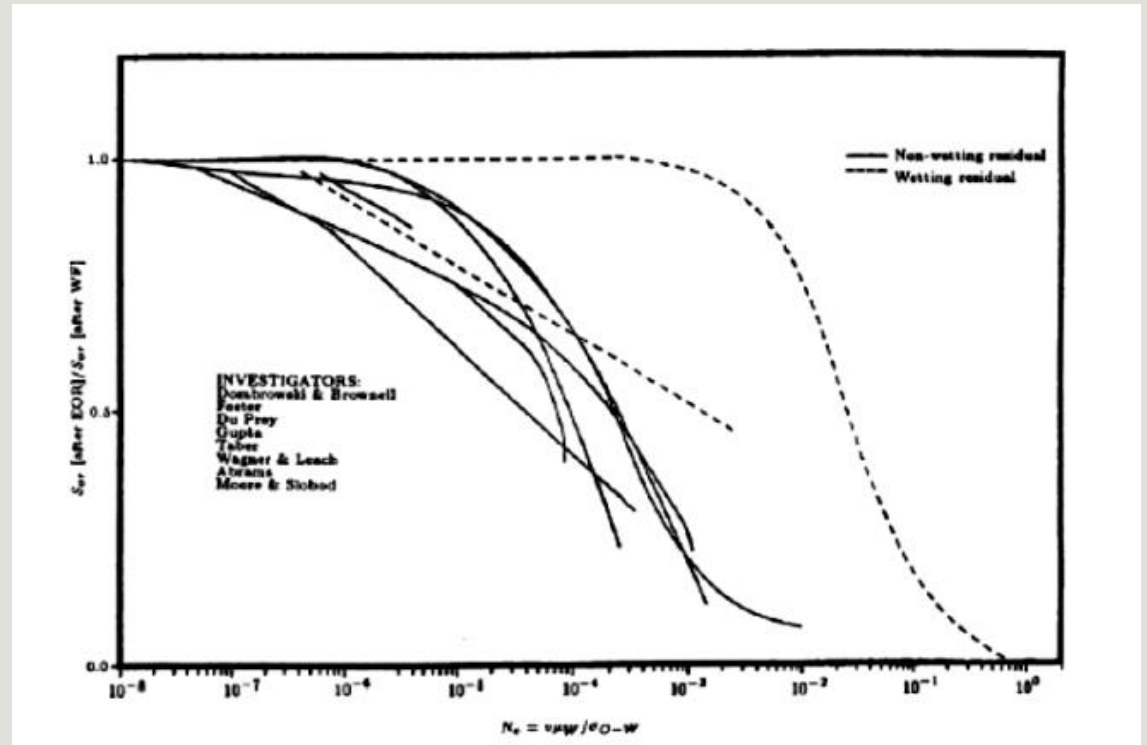
✓ Cambio en la mojabilidad

Mecanismos básicos de EOR



Número capilar

$$N_c = \frac{v\mu_w}{\sigma_{ow}}$$



Métodos térmicos

Principal Mecanismo de Inyección de vapor

Reducción de la viscosidad del petróleo

Mejora de la relación de movilidades

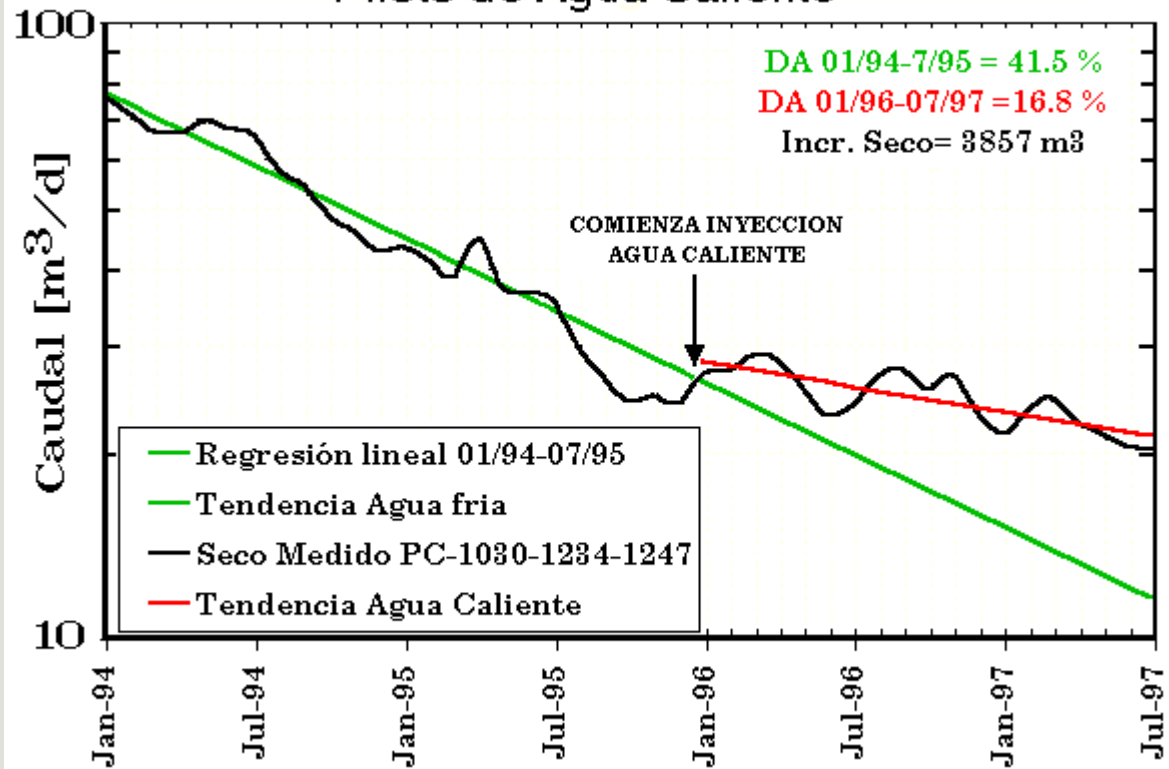
Principal dificultad: pérdida de calor

Principal Mecanismo de Combustion in situ

Se inyecta aire y se origina un frente de combustión que disminuye la viscosidad del petróleo

Difícil de modelar y de controlar

Piloto de Agua Caliente



Métodos químicos

Principal Mecanismo de Inyección de Polímeros

Incremento de la viscosidad del agua

Disminución de la movilidad del agua

Principales dificultades

Temperatura

Salinidades

Adsorción del polímero

FIN

Fuente: Juan Juri-Puliti-Mogollón
