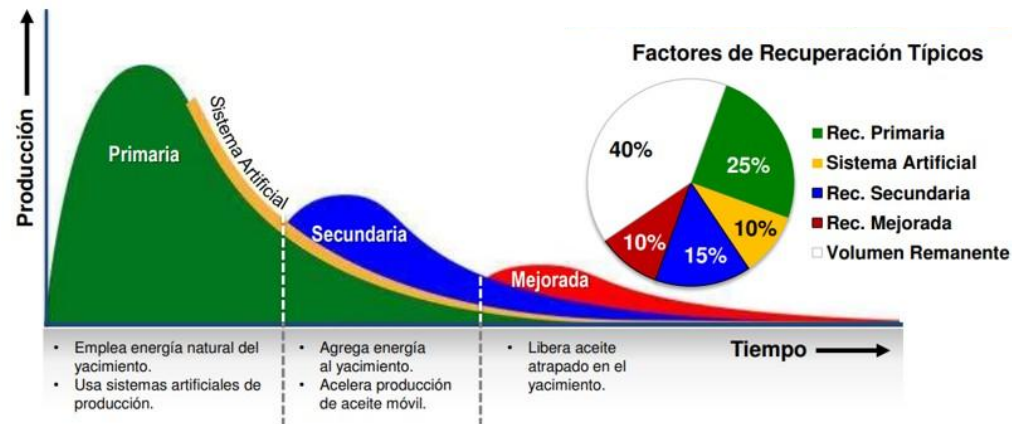




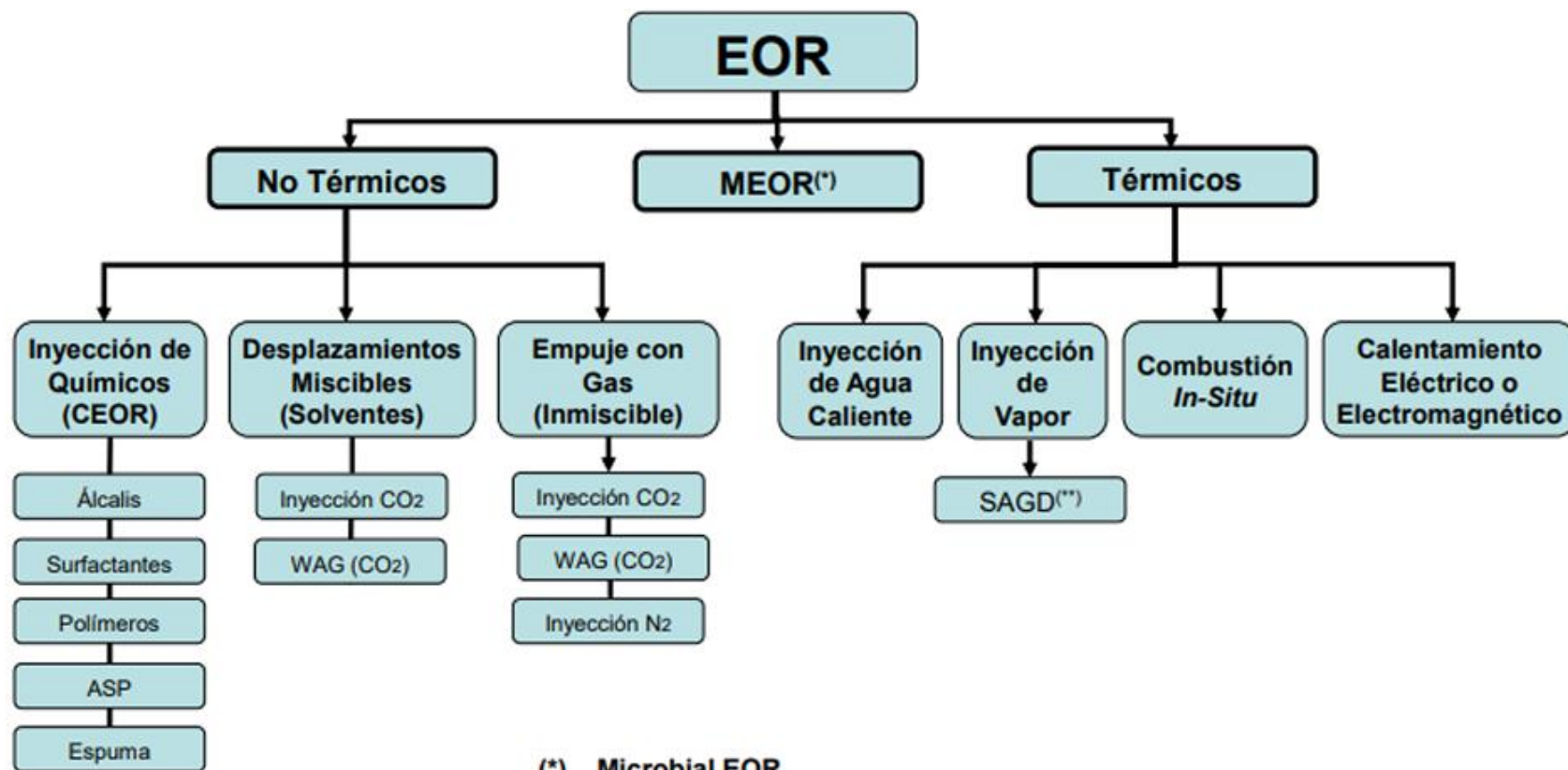
Recuperación Asistida (EOR)



Reservorios III

Mgter. Ing. Evanna Fuenmayor

La Recuperación Asistida, Terciaria o Mejorada (EOR)



(*) Microbial EOR

(**) Steam-assisted gravity drainage

La Recuperación Asistida, Terciaria o Mejorada (EOR)

Estos procesos considera cambios en las propiedades de la roca o del fluido.

Objetivo:



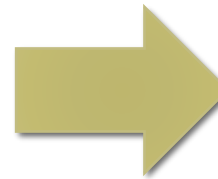
Mejorar la relación de movilidades
(disminuyendo μ_o o aumentando μ_w)

$$M = \frac{K_{rwy} \mu_o}{\mu_{iw} K_{ro}}$$

Disminuir la Tensión Interfacial

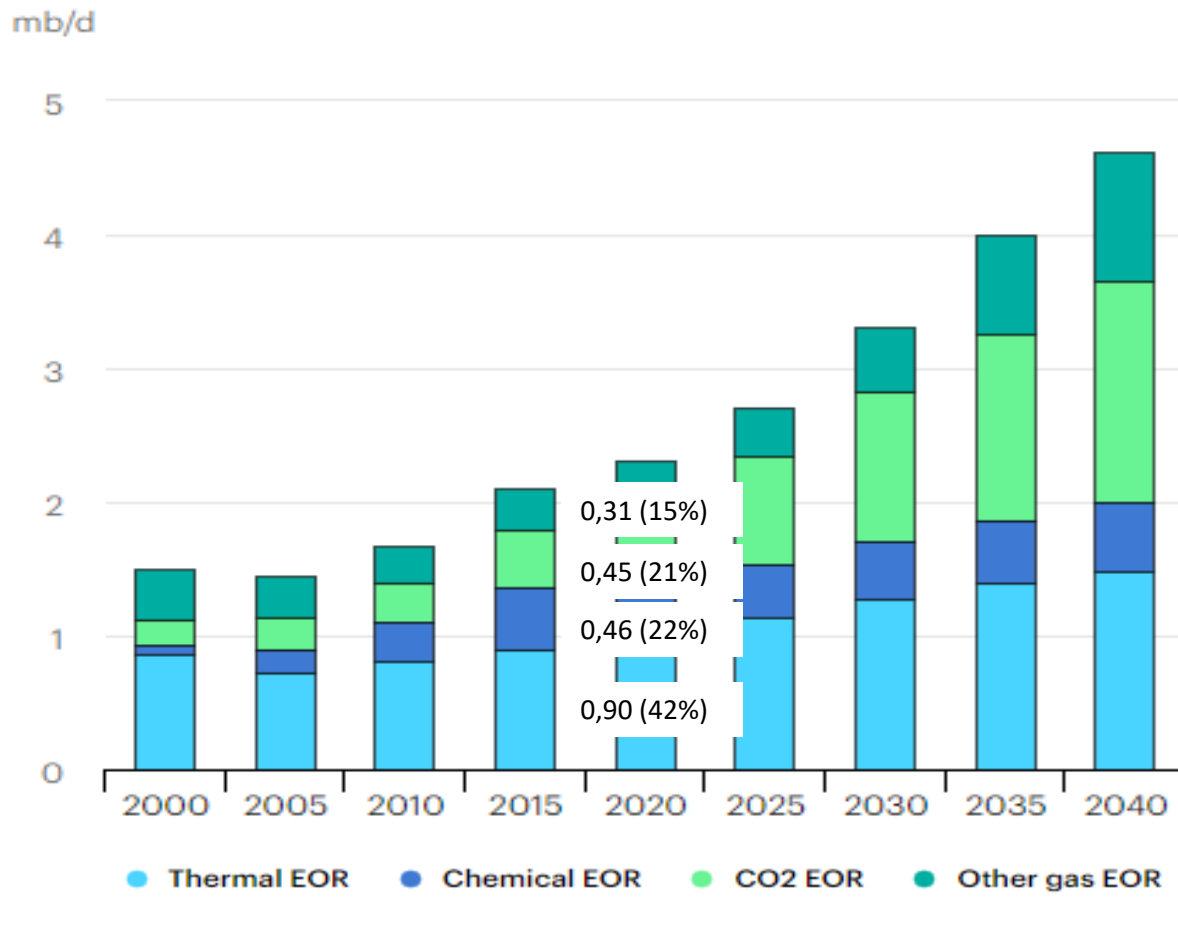
Cambio en la Mojabilidad

$$M_{w,o} = \frac{K_w / \mu_w}{K_o / \mu_o}$$

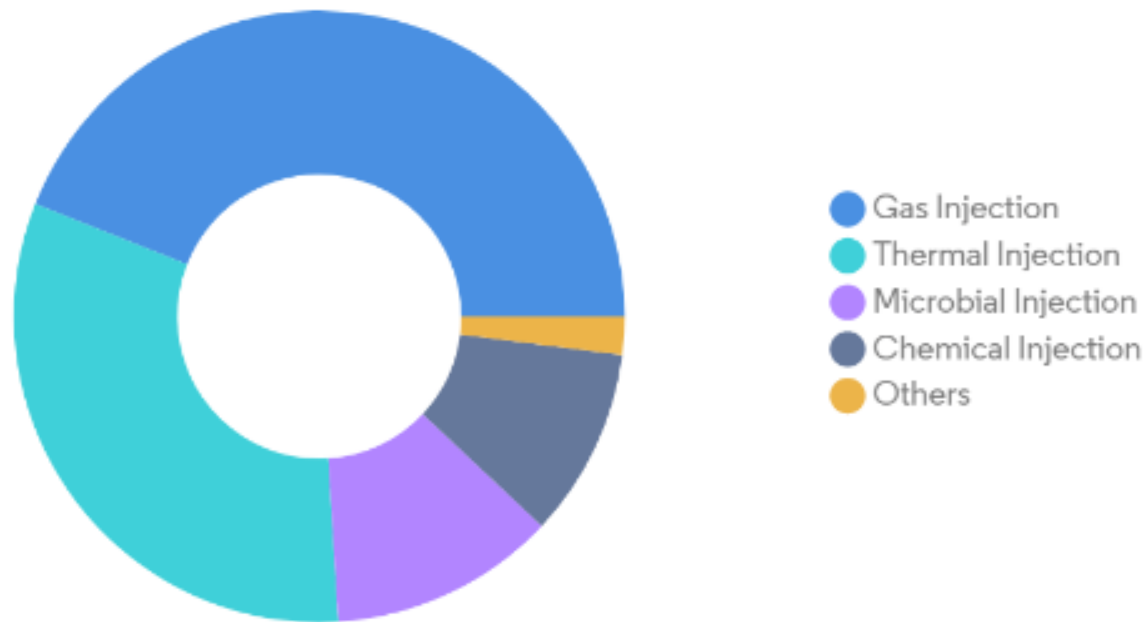


- Incrementar el %FR
- Disminuir SOR

EOR production in the New Policies Scenario, 2018-2040



Share of Enhanced Oil Recovery (EOR) Projects, in %, by Technology, Global, 2021



Source: Mordor Intelligence



Métodos Químicos en Argentina por YPF

Proyecto Mendoza

Ejecución

Desfiladero Bayo: Inyección de polímeros.

La Ventana: Piloto nano esferas.

Conceptuación y definición

Vizcacheras, papagayos: Inyección de polímeros, surfactante, nitrógeno,

Formación Barracas: Inyección ASP.

Loma Alta Sur: Inyección de geles y polímeros.

Visualización

Desfiladero Bayo Oeste: Inyección de polímeros.

Chachauen: SP

Puesto Molina: Inyección de polímeros.



Proyecto Golfo San Jorge

Ejecución

Manantiales Behr-Grimbeek: Inyección de polímeros.

Conceptualización y definición

Cañadón perdido: Inyección de polímeros.

Manantiales Behr Expansión polímeros, yacimiento El Trébol inyección de geles.

Visualización

El trébol: Inyección de polímeros.

Manantiales Behr Yac La Enramada: térmico.

Grimbeek: ASP.

Los Perales: Inyección de geles y polímeros.

Cañadón Seco-León: Inyección de polímeros.

Loma del Cuy: Inyección de polímeros.

Pico truncado: Inyección de geles y polímeros.

Proyecto Neuquén

Ejecución

Chihuido de la Sierra Negra:

Single Well Test / ASP.

Conceptualización y Definición

Señal Picada: Inyección de polímeros.

Visualización

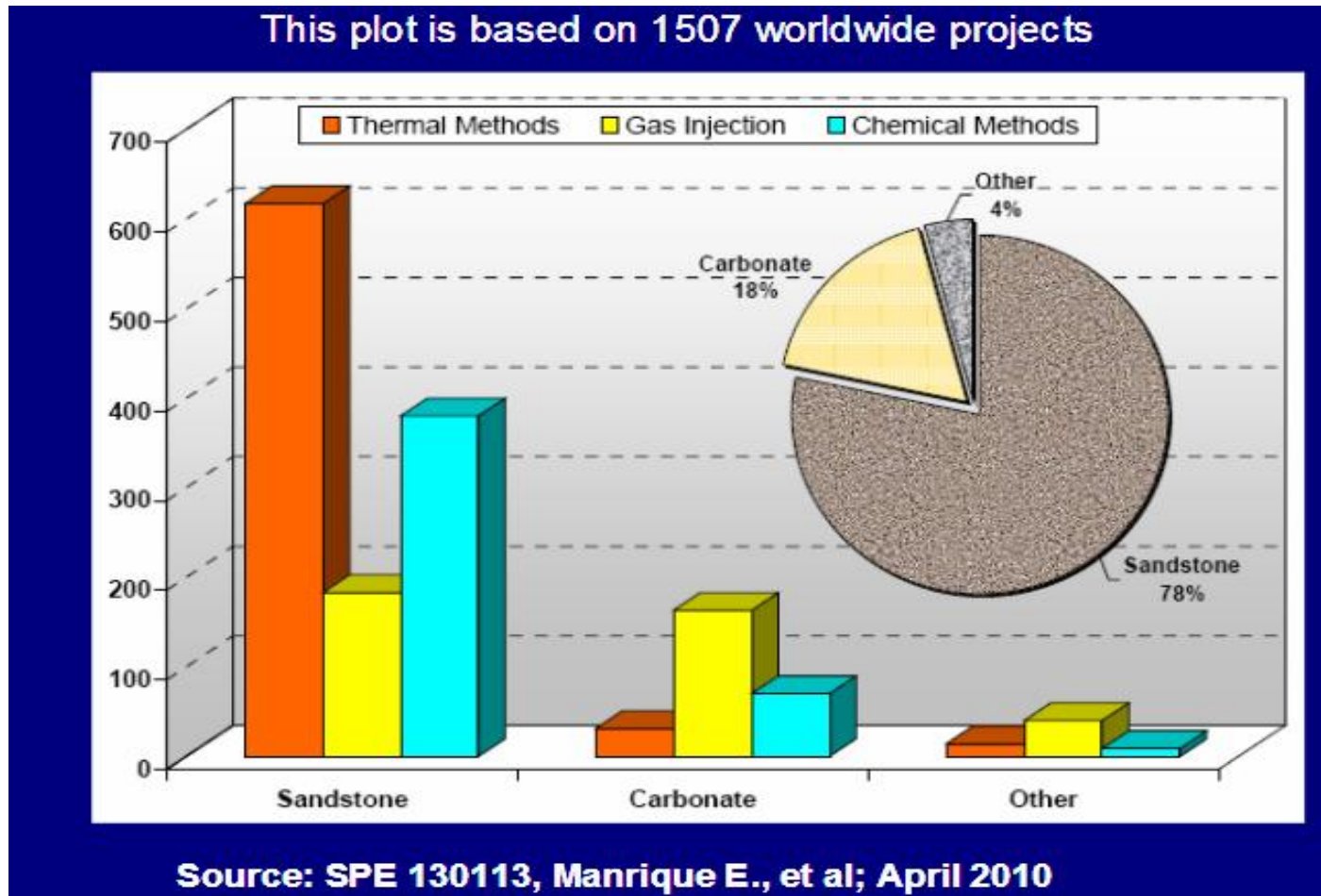
Aguada Toledo / Puesto Hernández: Inyección de polímeros.

Loma la Lata: Inyección de metanol.

Medanito: ASP.

Fuente: EOR: Una estrategia sustentable Por Lic. Ing. Sebastián Kaminszczyk e Ing. Andrés López Gibson (YPF S.A.) (2016).

EOR Por Litologías



Métodos Químicos

POLÍMEROS – ÁLCALIS - SURFACTANTES

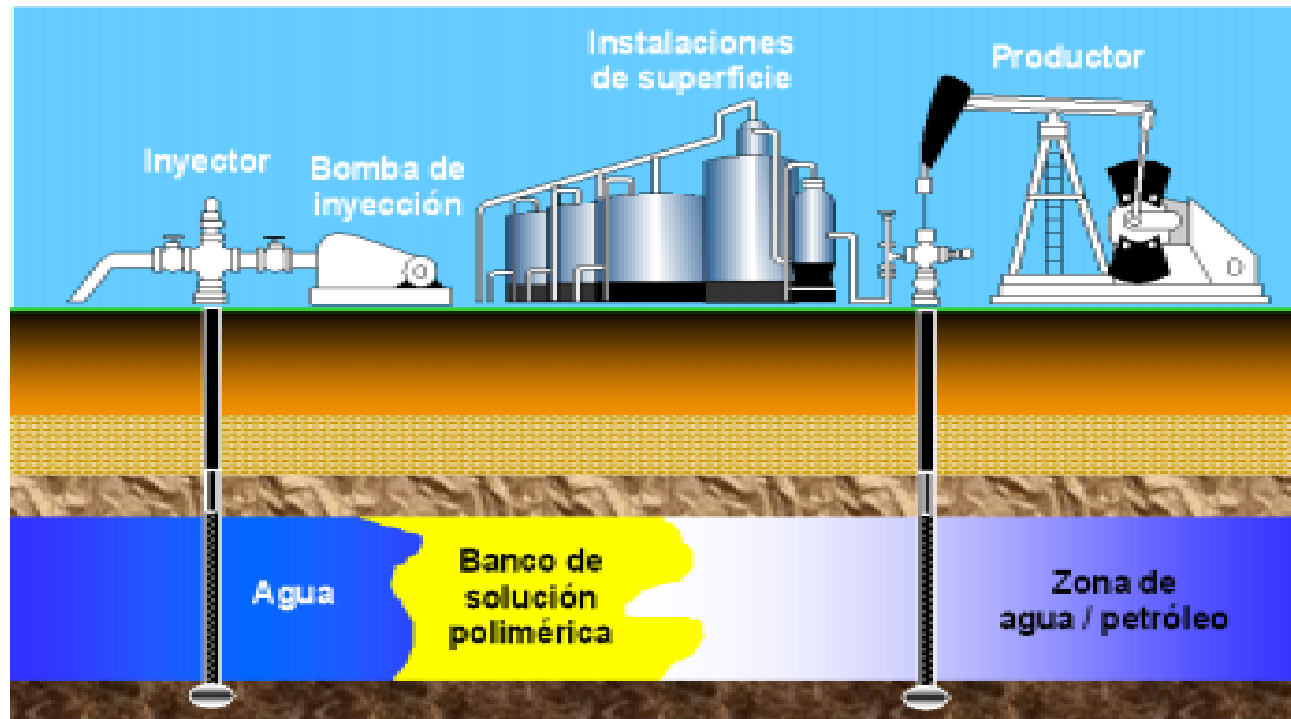


Inyección de Polímeros

Polímeros son macromolécula compuesta de unidades estructurales que se repiten (monómeros).

Los polímeros utilizados son solubles en agua:

- Polímeros Sintéticos: Poliacrilamidas (PAM), Poliacrilamida Hidrolizada (HPAM).
- Biopolímeros: Xantano.
- Polímeros naturales y sus derivados.



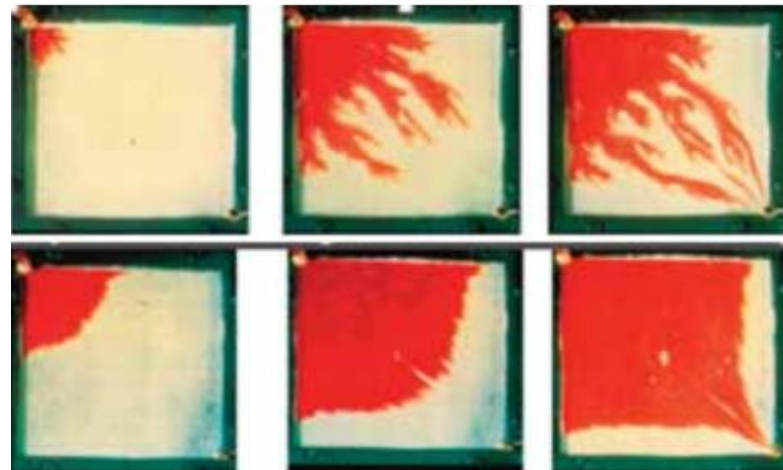
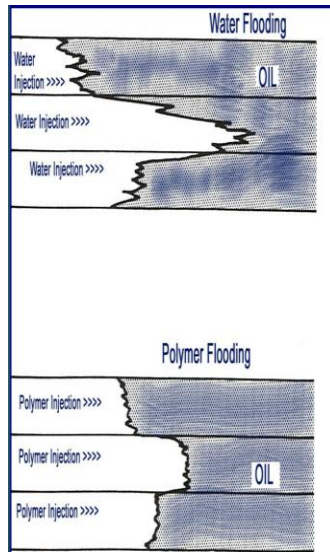
Inyección de Polímeros

Polímeros son macromolécula compuesta de unidades estructurales que se repiten (monómeros).

Inyección de Polímeros

$$M = \frac{K_w}{\mu_w}$$

- Incrementa el recobro por el aumento de la viscosidad del agua, disminución de su movilidad, de manera que, reduce el avance prematuro al pozo productor.

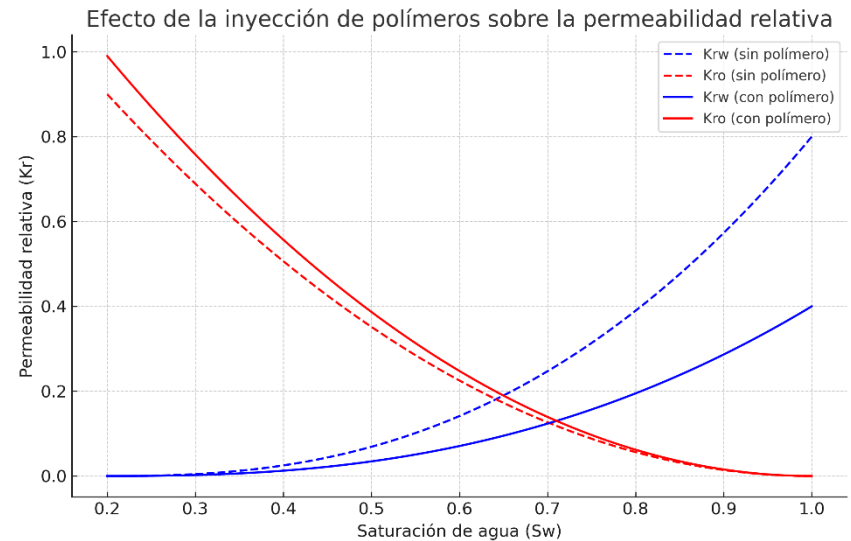
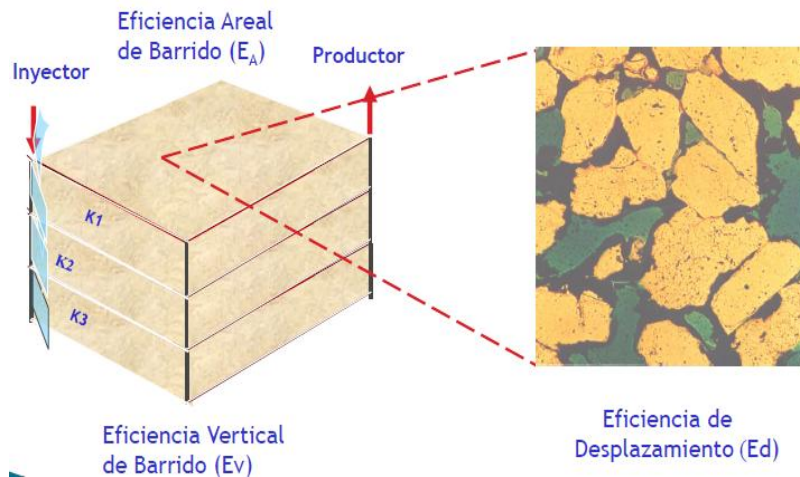


Desplazamiento Ineficiente

Desplazamiento Eficiente

Inyección de Polímeros

- Los polímeros disminuirán la permeabilidad relativa del agua y aumentarán la relativa al petróleo.
- Mejora la eficiencia del barrido areal y vertical.



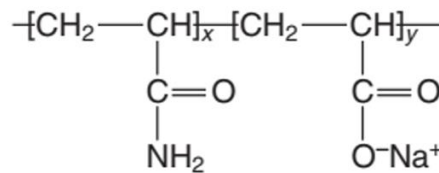
$$K_{rf} = K_f / K_a$$

$$K_f = Q * \mu * L / A * (\Delta P)$$

PROBLEMAS COMUNES QUE AFECTA LA EFECTIVIDAD DEL MÉTODO

1. Degradación: Es la ruptura de las cadenas moleculares del polímero, lo que disminuye su peso molecular y, por tanto, su **viscosidad**.

El Polímero sigue disuelto pero menos eficaz.



Inclusive el medio
poros



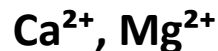
Temperatura

Un aumento de la temperatura disminuye la viscosidad



Salinidad y composición iónica del agua

Elevada salinidad, especialmente con iones divalentes, reduce la viscosidad



Cizallamiento mecánico

El cizallamiento generado durante el bombeo puede romper las cadenas del polímero, reduciendo la viscosidad



Presencia de bacterias

Algunas bacterias pueden degradar los polímeros, disminuyendo la viscosidad

PROBLEMAS COMUNES QUE AFECTA LA EFECTIVIDAD DEL MÉTODO

2. Precipitación: Es cuando el polímero se vuelve insoluble en el agua (o se separa de la solución) y **forma sólidos o geles** que pueden obstruir el sistema.

Causas

- **Alta salinidad y dureza** del agua.
- **pH inadecuado**
- **Temperaturas elevadas**
- **Compatibilidad deficiente** entre el polímero y el agua de dilución.



Daño a la formación

disminuyendo la permeabilidad efectiva y por lo tanto la inyectividad.

Problemas operativos en superficie

Los polímeros precipitados pueden **acumularse en líneas, válvulas o bombas**, provocando incrustaciones, taponamientos o un mantenimiento más frecuente.

Clasificación del agua	Dureza (mg/L de CaCO_3)
Agua blanda	0 – 60
Agua moderadamente dura	61 – 120
Agua dura	121 – 180
Agua muy dura	> 180

PROBLEMAS COMUNES QUE AFECTA LA EFECTIVIDAD DEL MÉTODO

3. Adsorción: Es cuando las moléculas del polímero se adhieren a las superficies sólidas del medio poroso, especialmente a los granos de arena o rocas del yacimiento.

Efectos negativos en el proceso de inyección:

1. Reduce la eficacia del proceso y aumenta costos, ya que se necesita más cantidad.
2. Si la adsorción es excesiva, puede bloquear parcialmente los poros, afectando la movilidad del fluido.

Algunas variables a considerar en su implementación

Análisis de laboratorio y campo



- **Degradación del polímero:** analizar si el polímero pierde viscosidad por temperatura, cizallamiento o salinidad.
- **Compatibilidad químico-mineralógica:** verificar que no haya precipitación o bloqueo por interacción con la roca o el agua.

Parámetros operativos del sistema de inyección



- **Concentración del polímero (ppm):** verificar que esté dentro del rango de diseño.
- **Viscosidad del fluido inyectado:** clave para asegurar un buen control de movilidad.
- **Tasa de inyección:** debe mantenerse estable y en línea con la capacidad del yacimiento.
- **Presión de inyección:** observar aumentos que puedan indicar bloqueo de poros o incompatibilidades.
- **Calidad del agua:** evitar incrustaciones, crecimiento bacteriano o degradación del polímero.

Algunas variables a considerar en su implementación

Monitoreo en el yacimiento



- **Presión**
- **Trazadores:** en algunos proyectos se usan para seguir el movimiento del polímero.
- **Modelado y simulación de yacimientos:** comparar producción real con escenarios simulados.

Variables de producción



- **Razón agua/petróleo (RAP):** una disminución puede indicar un mejor barrido.
- **Incremento en la producción de petróleo:** se espera una mejora progresiva tras el tiempo de recorrido.
- **Composición y propiedades de los fluidos producidos:** detectar la presencia del polímero en producción (breakthrough).
- **Tiempos de respuesta** (tiempo de llegada del polímero al pozo productor).

TRAZADORES

¿Dónde se usan estos equipos?

En laboratorio:

Para analizar muestras de producción recolectadas en campo.











Permite identificar concentración, tiempo de llegada, y comportamiento del trazador.

En campo (equipos portátiles):

Fluorímetros o detectores portátiles (para fluorescentes o radiactivos). Útiles para monitoreo rápido durante pruebas piloto.

En unidades móviles o laboratorios móviles:

Especialmente para trazadores radiactivos (por regulaciones de seguridad).

Tipo de trazador	Ejemplo	Equipo de detección
 Radiactivo <ul style="list-style-type: none"> • Trítio • NaI • fluoresceína 	Trítion, ^3Hr , ^{36}Sc NaBr, N/A fluoresceína	 Contador Geiger  Espectrómetro gamma
 Químico (soluble) <ul style="list-style-type: none"> • NaBr • fluoresceína 	Cromatografía iónica (IC) Espectrofotómetro UV-Visible	 Conocto-metro  Conductímetro
 Fluorescente	Rodamine B Fluoresceína	 Fluorímetro portátil o de laboratorio
 Isotópico estable	Espectrometría de masas (IRMS o GC-MS)	 Espectroscopía NMR

Polímeros: Criterios de Aplicación

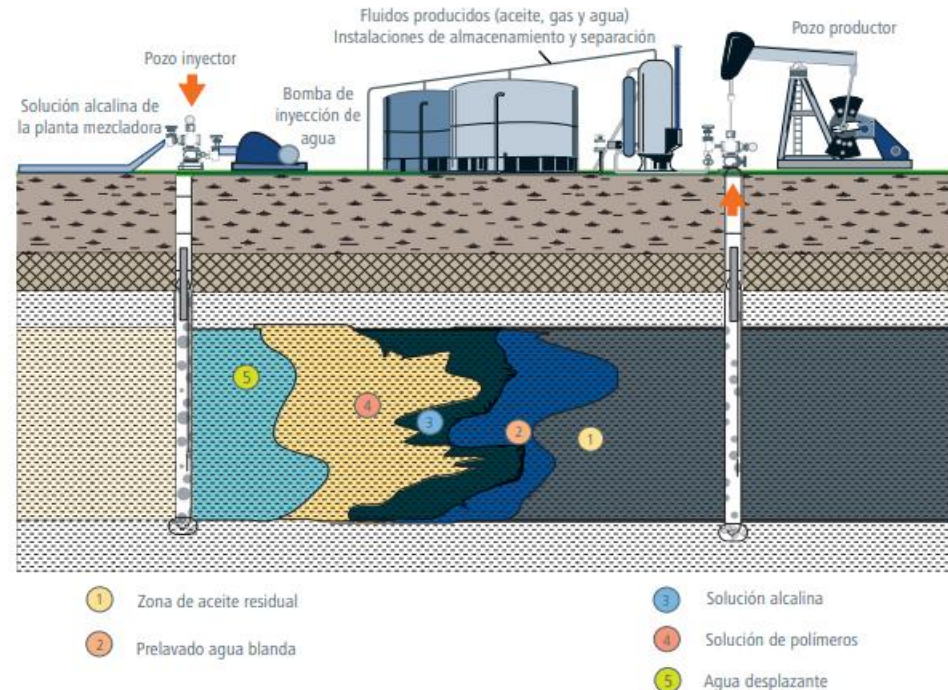
Parámetro	Valor Recomendado / Rango
Gravedad API del crudo	10 - 20° API
Viscosidad (cp)	<200 @ CY
Saturación de petróleo residual(SOR)	50 - 70%
Contenido de arcillas (%)	Bajo a moderado < 25
Permeabilidad (mD)	100 – 300
Temperatura del yacimiento	< 90 °C (194 ° - 200 °F)
Salinidad del agua (ppm)	10.000 – 20.000
pH objetivo en el yacimiento	9 – 11
Profundidad (ft)	< 9000
Espesor de Arena	No critico

Inyección de Álcalis

Consiste en inyectar una solución alcalina (PH básico lo cual significa que la solución tiene una concentración de **iones hidróxido (OH^-)** suficiente para ser alcalina.

Alcali Comunes:

- ☐ Hidróxido de sodio (NaOH)
- ☐ Silicato de sodio (Na_2SiO_3)
- ☐ Carbonato de sodio (Na_2CO_3)
- ☐ Bicarbonato de sodio (NaHCO_3)
- ☐ Entre otros



Fuente: Adaptada de Bailey, R.E. y Curtis, L.B.; Enhanced Oil Recovery; National Petroleum Council; Washington, D.C., Estados Unidos, 1984.

Inyección de Álcalis

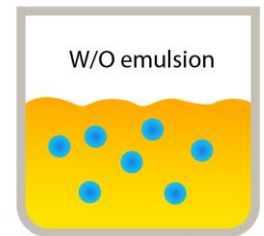
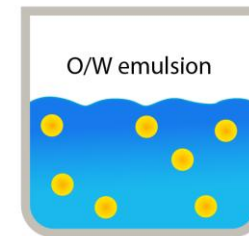
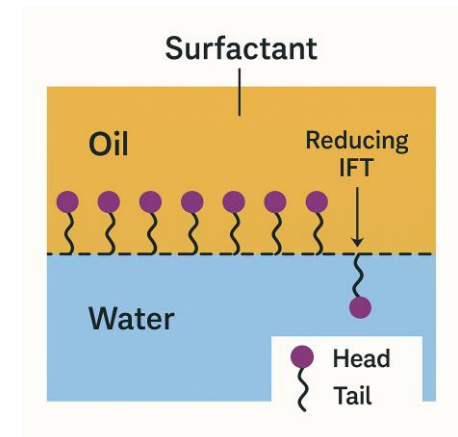
Generación de surfactantes naturales

Cuando los álcalis entran en contacto con ciertos ácidos orgánicos presentes en el crudo (por ejemplo, los ácidos nafténicos) para formar **jabones naturales** o **surfactantes** in situ.

La producción de petróleo ocurre por uno de los siguientes mecanismos:

- 1.- Reducción de la tensión interfacial.
- 2.- Alteración de la mojabilidad.
- 3.- Emulsión y entrapamiento del petróleo.

Todos estos mecanismos contribuyen a la movilidad del petróleo.

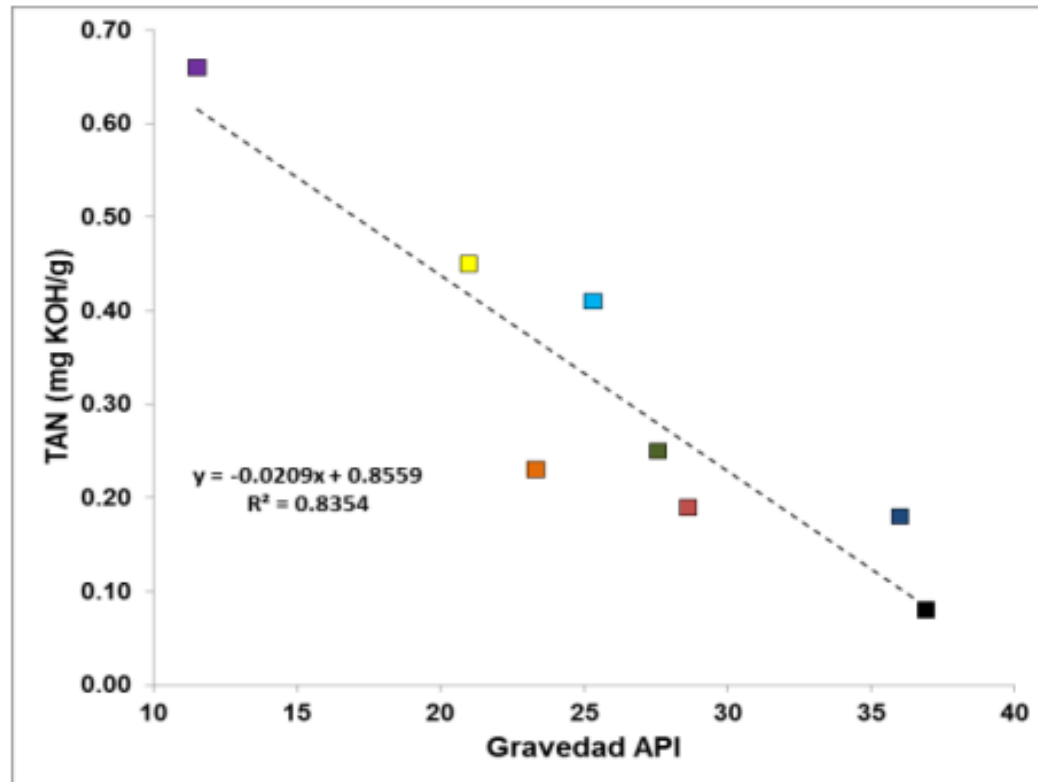


● Aceite

● Agua

Inyección de Álcalis

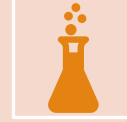
TAN (Número de ácido total) se define como los miligramos de KOH presentes en 1 gr de crudo. Cuando su valor excede 0.5 mg KOH/g se consideran con alta acidez.



Inyección de Álcalis: Monitoreo para evaluar su efectividad



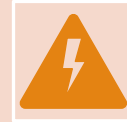
pH del agua producida: El álcali debe elevar el pH para facilitar la formación de surfactantes in situ. Monitorear este pH ayuda a confirmar que el álcali está llegando al frente de producción.



Concentración de iones (especialmente Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+}): Iones divalentes pueden reaccionar con el álcali y precipitar, reduciendo la eficiencia. Se debe monitorear para evitar incrustaciones (sales insolubles o carbonatos).



Producción de emulsiones: Una buena inyección de álcali puede generar emulsiones que indican formación de surfactantes naturales.




Tensión interfacial (IFT): Si se puede medir en laboratorio, una reducción en la IFT entre el crudo y el agua indica que el álcali está funcionando.




Análisis del crudo producido: Cambios en la composición del crudo (como reducción en acidez) también pueden indicar interacción efectiva con el álcali.

ALCALI, SURFACTANTE Y POLÍMEROS

El ASP es especialmente más efectivo en crudos pesados ¿por qué?



Los **polímeros** aumentan la viscosidad del agua inyectada, mejora el perfil de movilización.



Los **álcalis y surfactante** ayuda a reducir la IFT para movilizar el petróleo.

Inyección de Álcalis: Criterios de Aplicación

Parámetro	Valor Recomendado / Rango
Gravedad API del crudo	10 – 30° API
Número ácido (TAN)	> 0.5 mg KOH/g
Saturación de petróleo residual(SOR)	25%-35%
Contenido de arcillas	Bajo a moderado < 25%
Permeabilidad	> 100 mD
Temperatura del yacimiento	< 90 °C (194 ° - 200 °F)
Salinidad del agua (ppm)	10.000 – 20.000
pH objetivo en el yacimiento	9 – 11
Profundidad (ft)	< 9000
Espesor de Arena	No critico

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena

INYECCIÓN DE GASES

CO₂ – N₂

Desplazamientos Miscibles e Inmiscibles

- Desplazamiento Miscible
- Desplazamiento Inmiscible

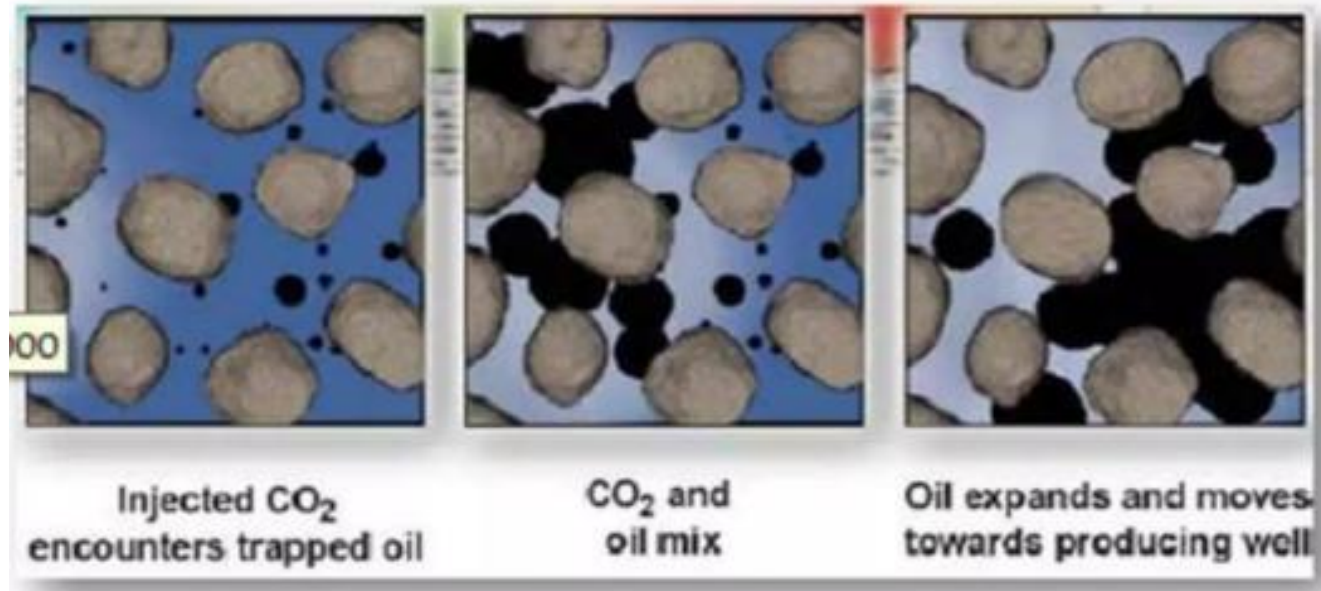


Dependerá de las condiciones del yacimiento, especialmente **presión, temperatura y tipo de crudo**.

Características	Proceso Miscible	Proceso Inmiscible
 Mezcla entre fluido e inyectado	Se mezcla completamente con el crudo	No se mezcla completamente
 Tensión interfacial	Se elimina o reduce drásticamente	Solo se reduce parcialmente
 Presión requerida	Requiere superar la Presión Mínima de Miscibilidad (MMP)	No requiere alcanzar la MMP
 Tipo de crudo ideal	Liviano o mediano	Pesado o muy viscoso
 Eficiencia de barrido	Alta (mayor recobro)	Moderada a baja
 Costos operativos	Más altos, pero con mayor rendimiento	Menores, pero con menor recuperación

Inyección de CO₂

Alta solubilidad del CO₂ en el petróleo.

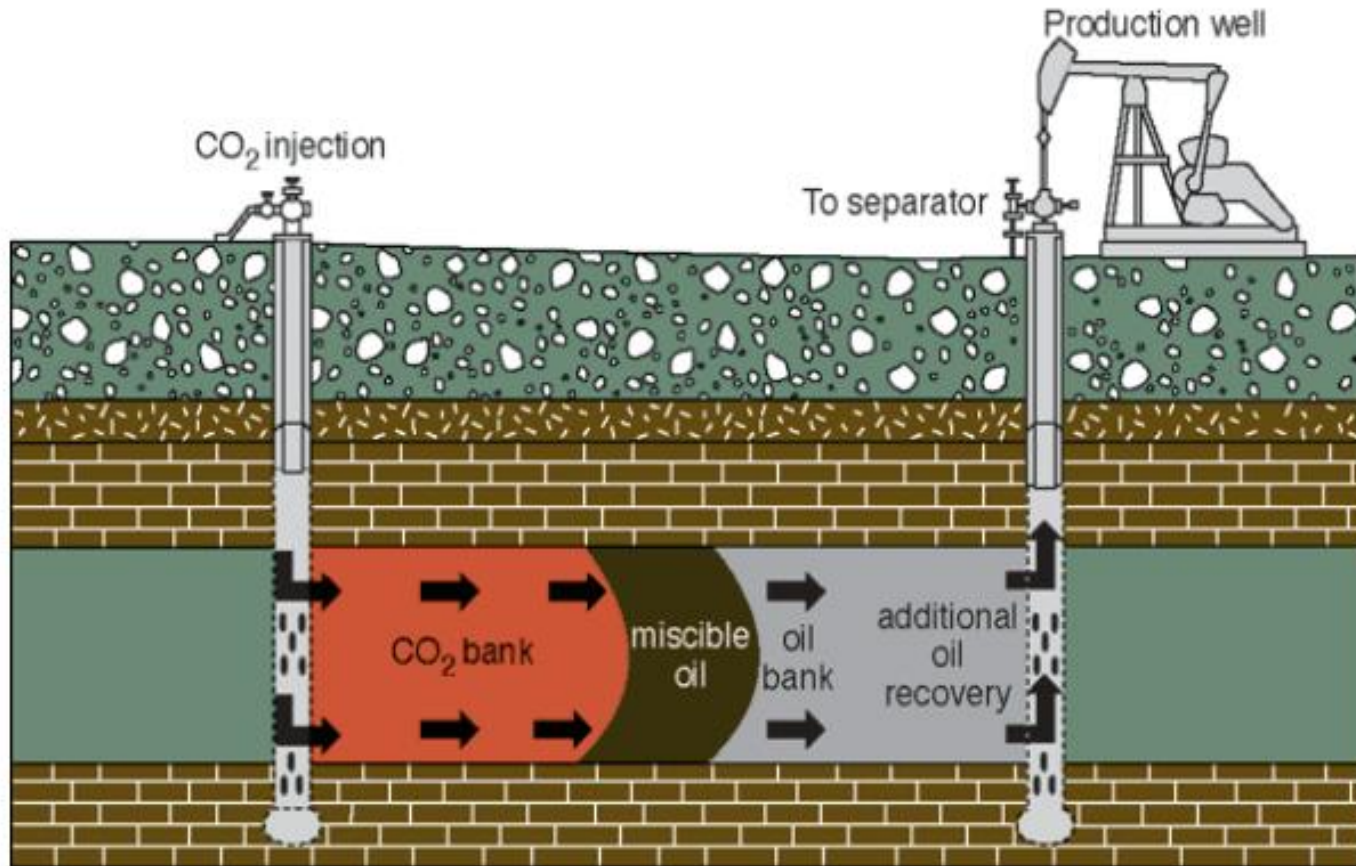


Reducción de la Viscosidad
Reducción de la Tensión Interfacial
Reducción de la densidad del petróleo y agua



Expansión del petróleo

Inyección Continua de CO₂

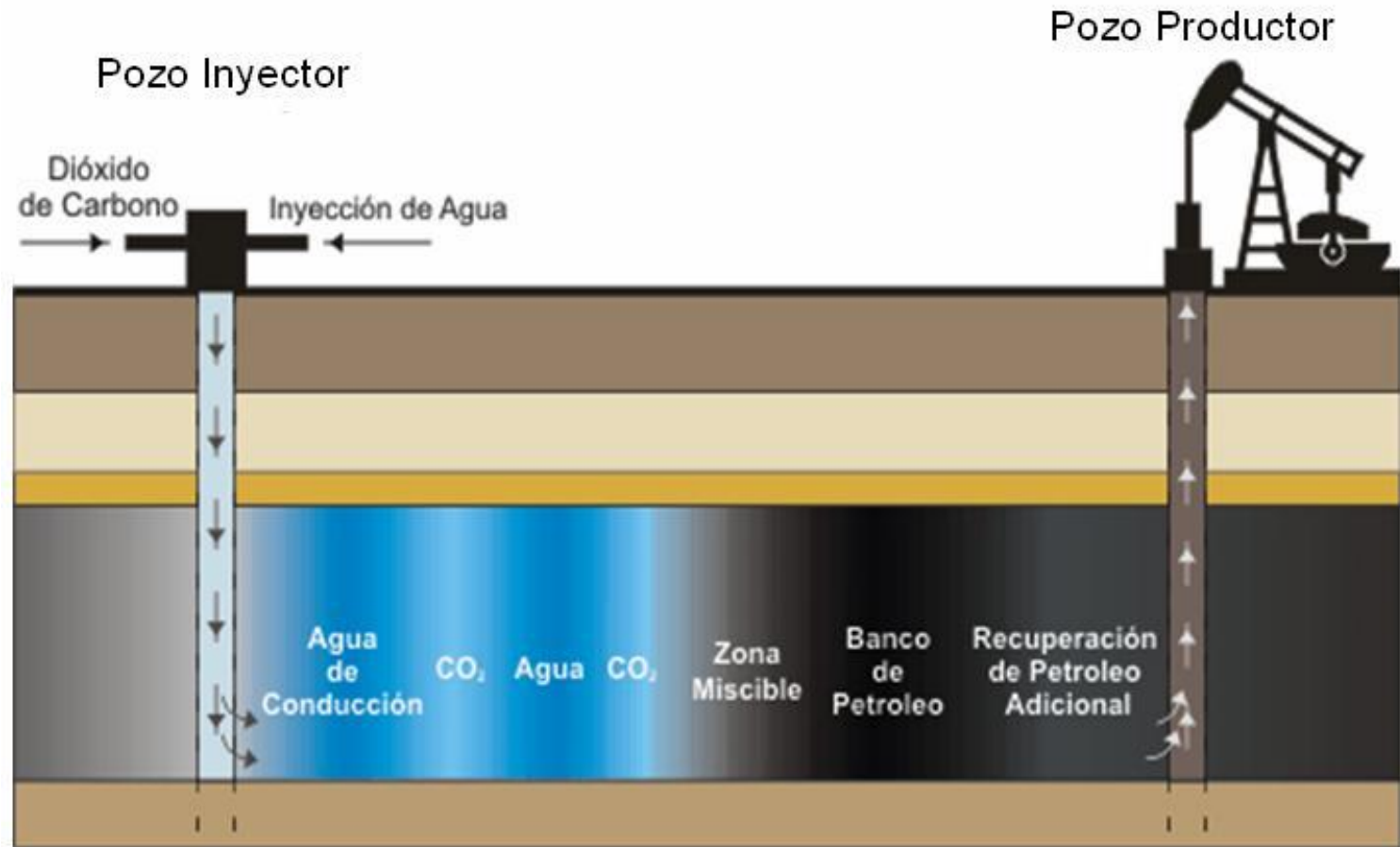


En crudos convencional el propósito es Reducir el SOR
En crudos pesados es reducir la viscosidad



Aumentar el % FR

Inyección Continua de CO₂

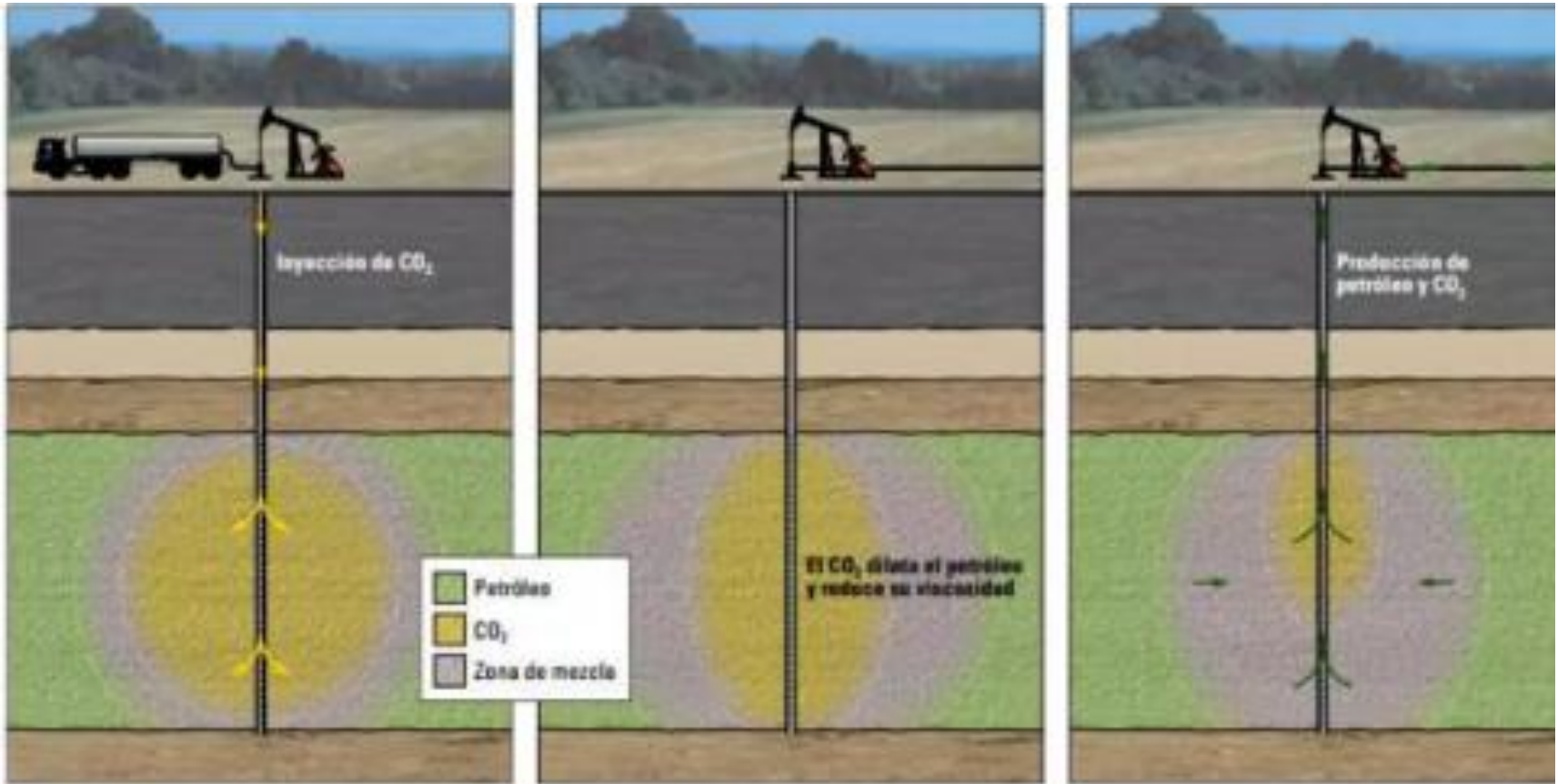


Inyección Alternada de CO₂

Inyección

Remojo

Producción



1 a 7 días

Días a semanas

Semanas a varios
meses

MEOR

INYECCIÓN DE BACTERIAS

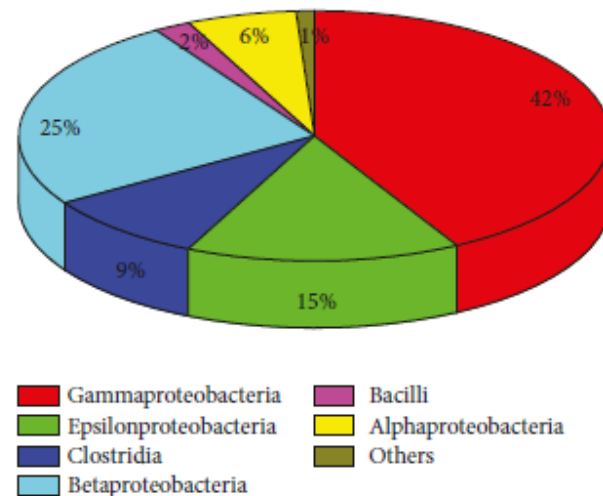
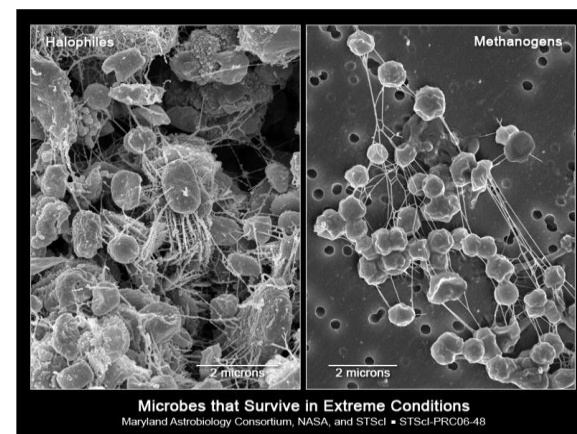
MEOR (Microbial Enhanced Oil Recovery)

La microbiología del petróleo, es definida como el estudio de la distribución de bacterias indígenas (autóctonas), su fisiología en condiciones de yacimiento e interacción con bacterias inyectadas (exógenas).

Los microorganismos o sus **metabolitos** (productos de su metabolismo) mejora la recuperación de petróleo en el yacimiento.

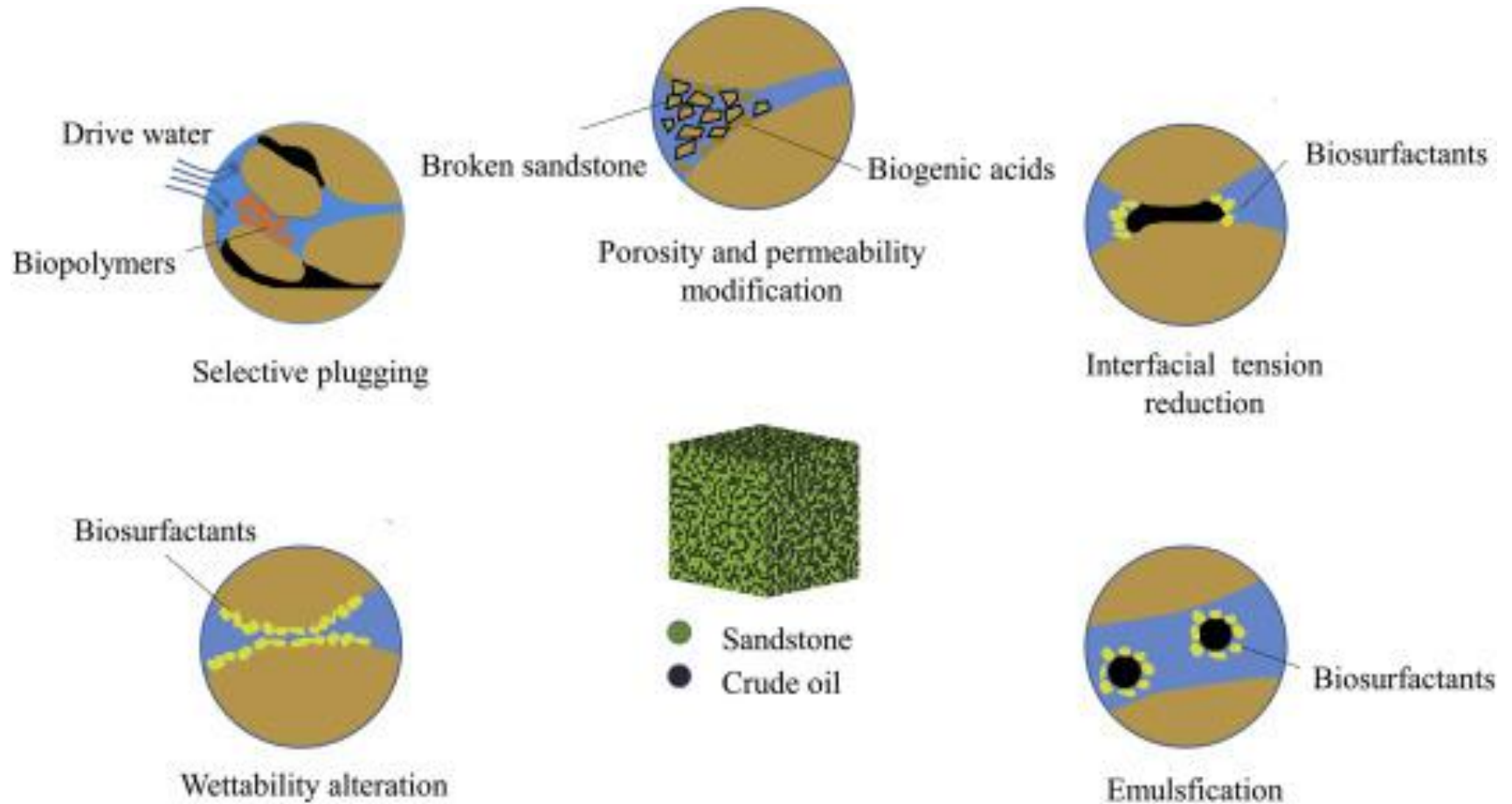
Los Nutrientes pueden ser :

- Fuentes de Nitrógeno (Nitrato)
- Fuentes de azúcar (Melaza)
- Fuentes de proteínas (fosfato)







Fuente: J. Lin, B. Hao, G. Cao et al., "A study on the microbial community structure in oil reservoirs developed by water flooding," Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 122, pp. 354–359, 2014.

MEOR (Microbial Enhanced Oil Recovery)



Efecto de los metabolitos micribianos en el Yacimiento

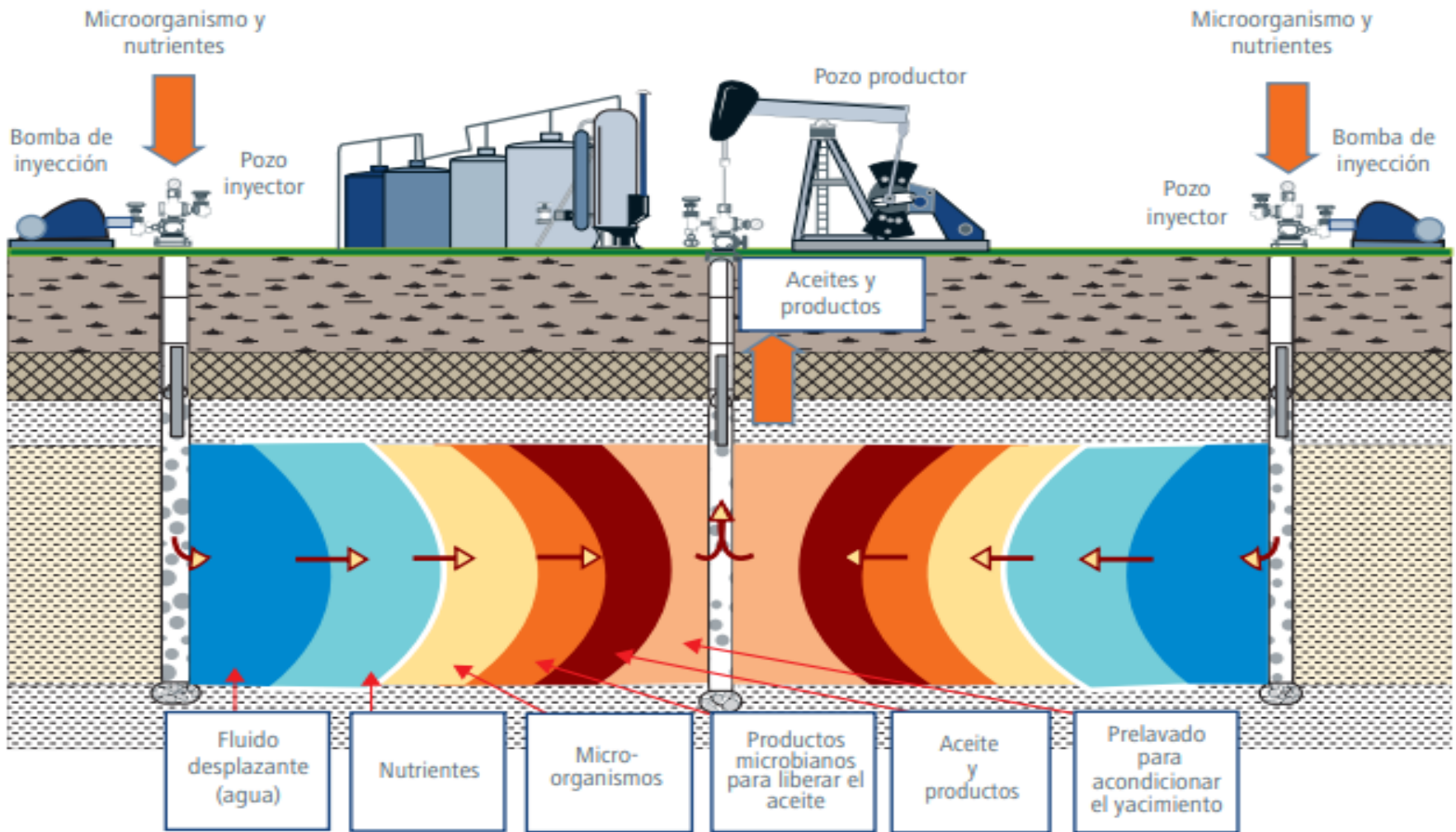
Metabolito	Efecto principal
 Bio-surfact-	Reducción de la tensión interfacial (IFT)
 Biogases	Incremento de la presión del yacimiento
 Ácidos orgánicos	Mejora de la permeabilidad de la roca
 Polímeros	Bloqueo de zonas de alta permeabilidad
 Alcoholes y solventes	Reducción de la viscosidad del crudo
 Enzimas	Degradación de compuestos pesados o ceras

Productos	Efecto	Microorganismo
Gases	'Represurización del yacimiento. 'Incremento en el volumen de aceite. 'Reducción de la viscosidad. 'Incremento de la permeabilidad causada por la solubilidad de las rocas carbonatadas.	'Clostridium acetobutylicum. 'Enterobacter aerogenes. 'Methanobacterium sp.
Solventes y ácidos	'Incrementan la porosidad en las rocas. 'Producen CO ₂ al reaccionar con carbonatos minerales.	'Clostridium spp. 'Enterobacter aerogenes.
Polímeros	'Control de movilidad. 'Taponamiento selectivo y no selectivo.	'Bacillus polymyxa. 'Brevibacterium viscogenes. 'Leuconostoc mesenteroides. 'Xanthomonas campestris.
Surfactantes	'Disminución de la tensión superficial. 'Emulsificación.	'Arthrobacter paraffineus. 'Bacillus licheniformis. 'Clostridium pasteurianum. 'Clorynebacterium fasciens. 'Pseudomonas rubescens.
Biomasa	'Taponamiento selectivo y no selectivo. 'Emulsificación mediante adhesión al gas. 'Ángulo de contacto variable en superficies minerales. 'Reducción de la viscosidad y punto de fluidez de aceite. 'Desulfuración del aceite.	'Bacillus licheniformis. 'Leuconostoc mesenteroides. 'Xanthomonas.

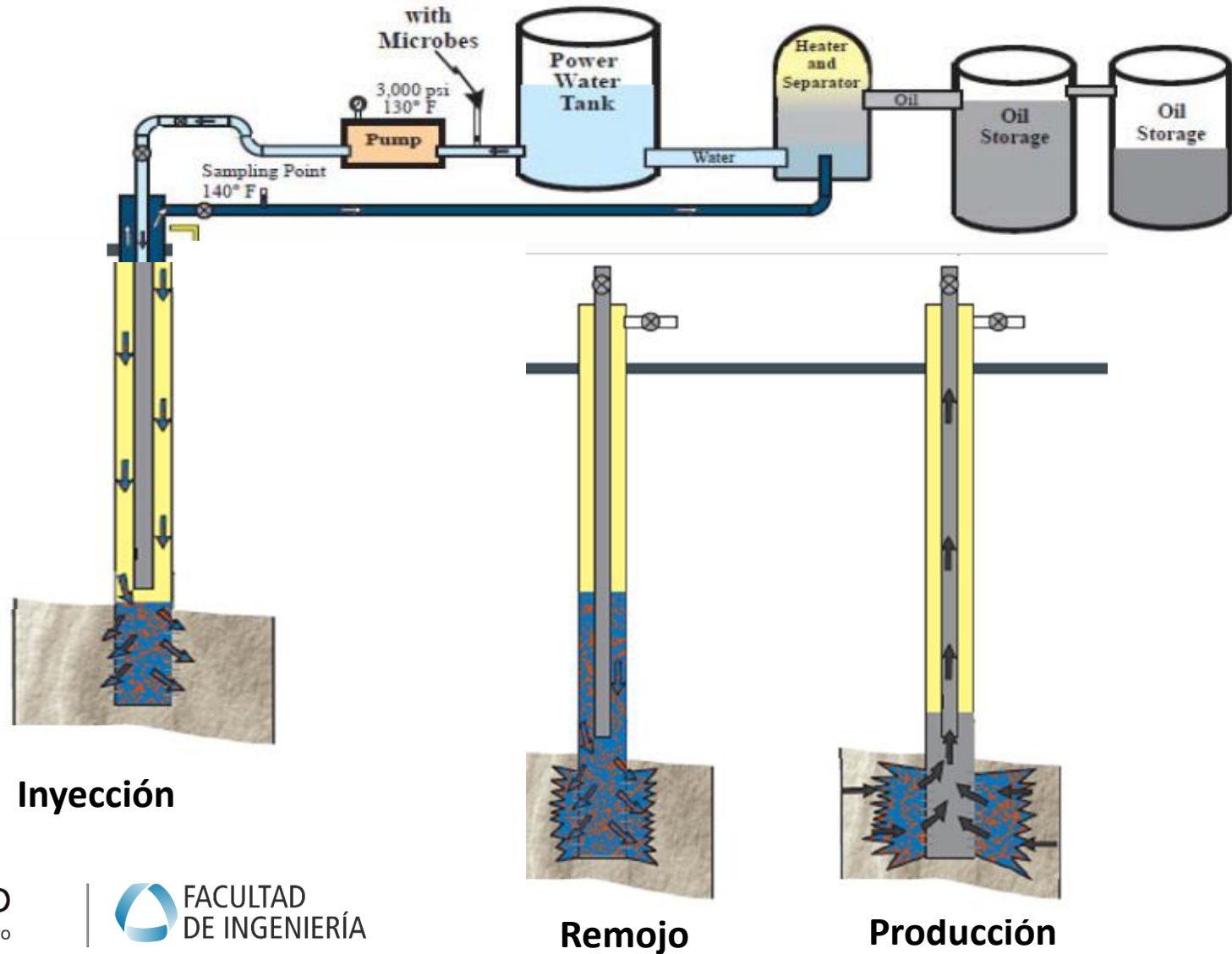
Inyección Continua

Se inyectan constantemente nutrientes y/o microorganismos vivos en los pozos de inyección .

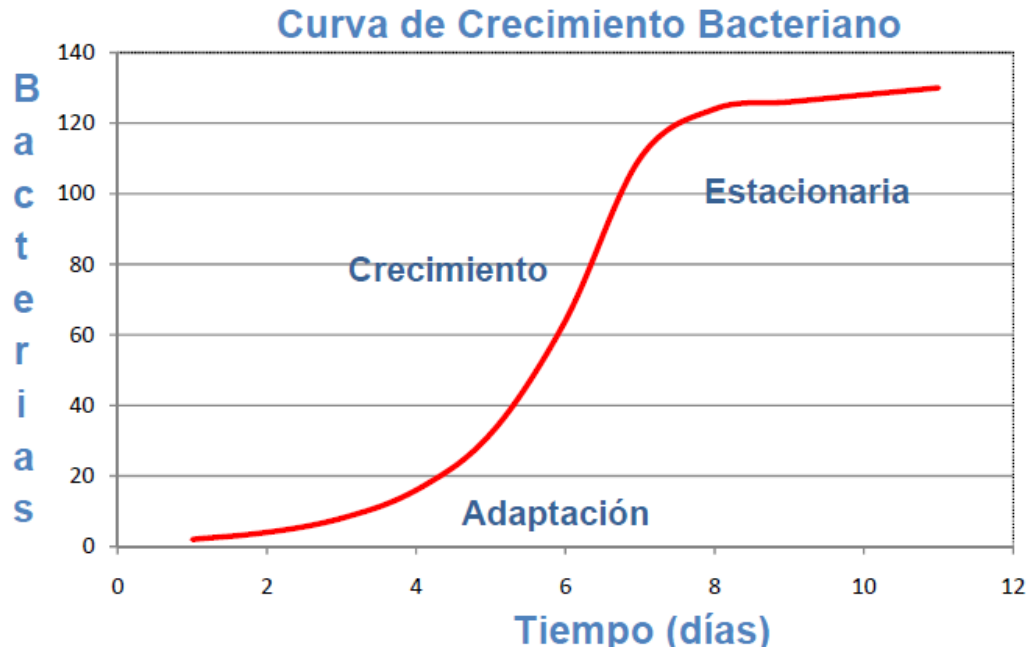
Objetivo: Mantener una población microbiana activa en el yacimiento, que produzca metabolitos útiles (biosurfactantes, gases, ácidos, etc.) a lo largo del tiempo.



Inyección Cíclica o Alternada (Cíclica Microbial Recovery)



Factores que afectan el Crecimiento de la Bacteria



Temperatura
(temp. Crítica = 80°C)

Salinidad
(≥ 300 g/l) y alta
concentración de calcio

PH
(6-8)

Presión del Yac.

Compatibilidad de las
bacterias con el
yacimiento

MEOR (Microbial Enhanced Oil Recovery): Criterios de Aplicación

Parameter	Value range	Optimum
Formation temperature (°C)	20-80	30-60
Crude viscosity (mPa·s)	10-500	30-150
Permeability (mD)	≥50	≥ 150
Porosity (%)	12-25	17-25
Brine salinity (g/L)	≥300	≥100
Wax content (%)	≥4	≥7
Water cut (%)	40-95	60-85
Total bacterial concentration in produced fluid (number/mL)	≥100	≥1000

Gravity API 10°

Fuente: J. He, Y. Wang, and G. Liang, Emerging Strategic Technology of the Oilfield Development, Petroleum Industry Press, 2018.

Métodos Térmicos

INYECCIÓN DE VAPOR – COMBUSTIÓN IN SITU

Métodos Térmicos

A Saber

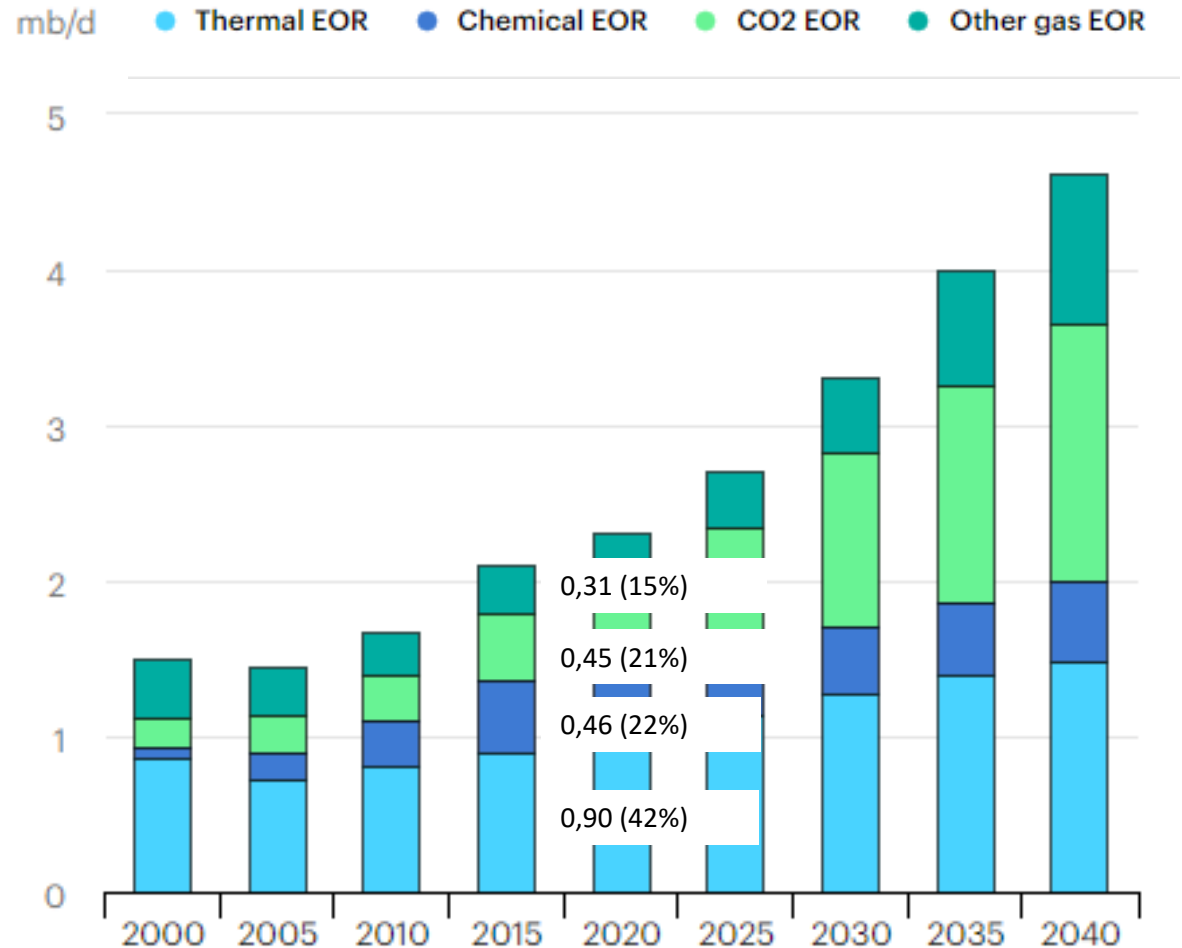
Los más avanzados de los procesos EOR

Realizados desde los años 1950

FR 30 – 70%

Fluidos Inyectados: agua caliente, vapor y aire

Son los más adecuados de implementar para crudos pesados, extra pesados y bituminosos.



Algunas Consideraciones

Porosidad

A medida que la porosidad aumenta, mayor es el volumen de petróleo y menor el volumen de roca que se calientan.

Profundidad

A medida que la profundidad aumenta, la presión de inyección requerida normalmente aumenta. Para vapor, esto se traduce en la necesidad de generadores de mayor capacidad y de mejor calidad del agua de alimentación.

Para aire, se traduce en un mayor número de etapas de compresión

Espesor

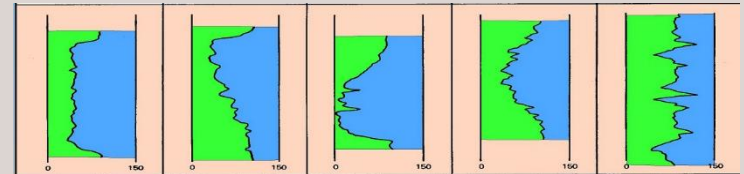
Este es un parámetro importante en todos los procesos térmicos.

La presencia de una buena roca sello (arcilla) al tope de la arena es importante para el confinamiento del vapor.

Unidades de flujo amplias y continuas.

Mineralogía

Arcillas sensibles al agua fresca (Baja salinidad) .



Procesos Físicos

Destilación



- ☐ Es el proceso de separar los componentes o sustancias de una mezcla líquida mediante el uso de la ebullición selectiva y la condensación.

Condensación

- ☐ Proceso que consiste en el paso de una sustancia en forma gaseosa a forma líquida

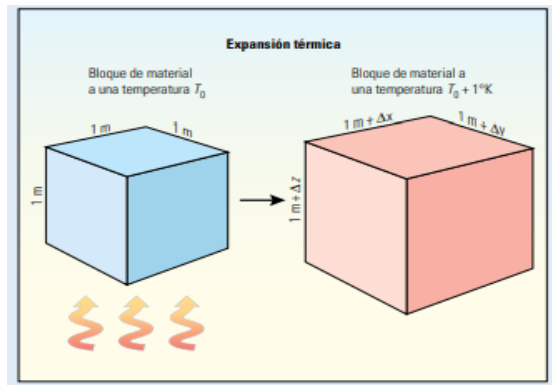
Vaporización

- ☐ Una sustancia cambia de estado líquido a estado gaseoso.

Expansión Térmica



- ☐ Relaciona las respuestas térmica y mecánica de la roca yacimiento mediante la determinación del grado de expansión de un volumen de roca a medida que se incrementa su temperatura.
- ☐ Los líquidos y gases al ser sometido a un aumento de la temperatura tienden a dilatarse debido a un aumento en la energía interna a nivel molecular.



Craqueo Térmico



- ☐ Descomponer el petróleo en fracciones más livianas a una temperatura y presión dada.
- ☐ Destrucción de los enlaces carbono-carbono para generar compuestos de peso molecular más bajo y la deshidrogenación, la cual es la ruptura de enlaces carbono-hidrógeno.

INYECCIÓN DE VAPOR

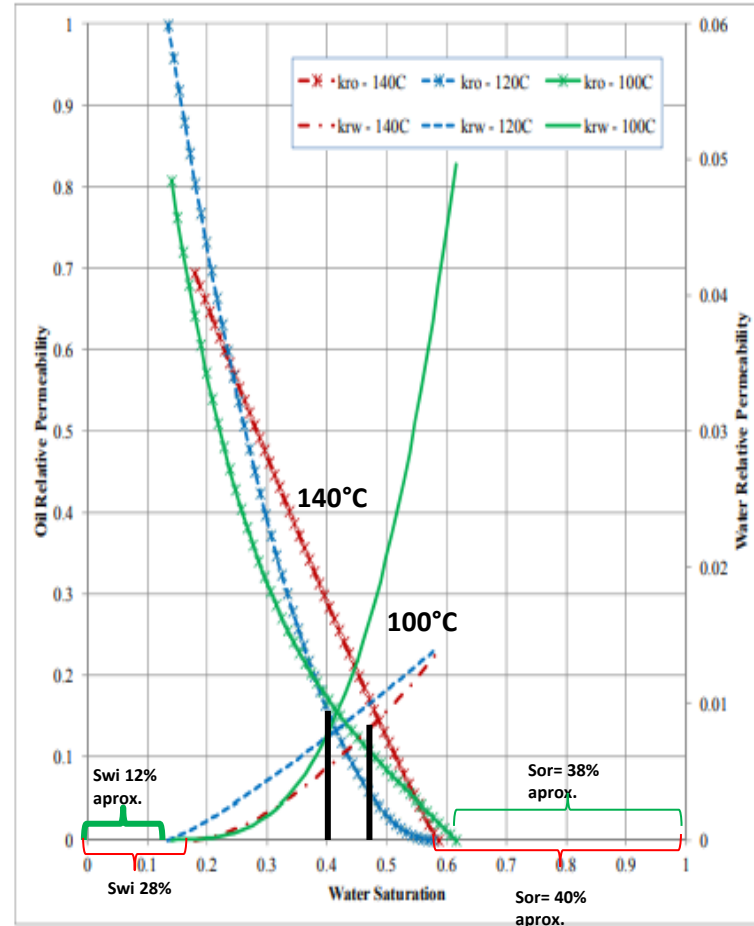
Es un proceso mediante el cual se suministra energía térmica al yacimiento inyectando vapor de agua. El proceso de inyección puede ser en forma continua o alternada.

Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo de este tipo de proceso son:

- Destilación con vapor.
- La expansión térmica de fluidos del yacimiento.
- Empuje por gas en solución.
- Reducción de la viscosidad del petróleo.

Método Térmicos

Mejora la relación de movilidad
(Efecto de la temperatura sobre la Kro/Krw)



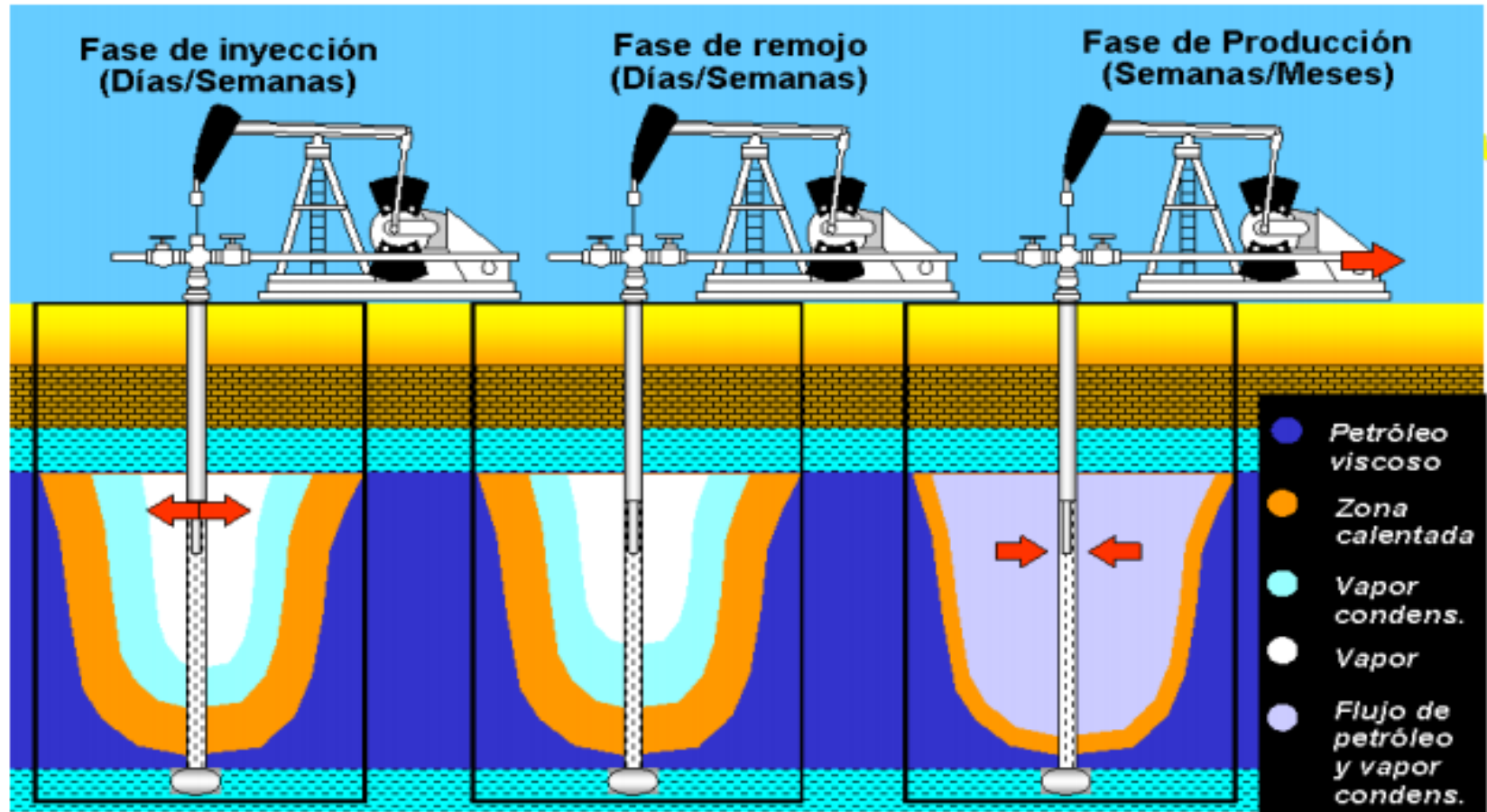
↑ T ↓ Disminuye el Sor

$$K_{rf} = K_f / K_a$$

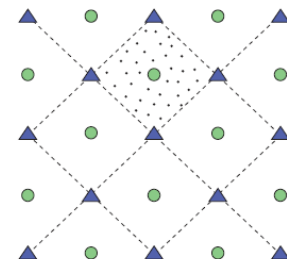
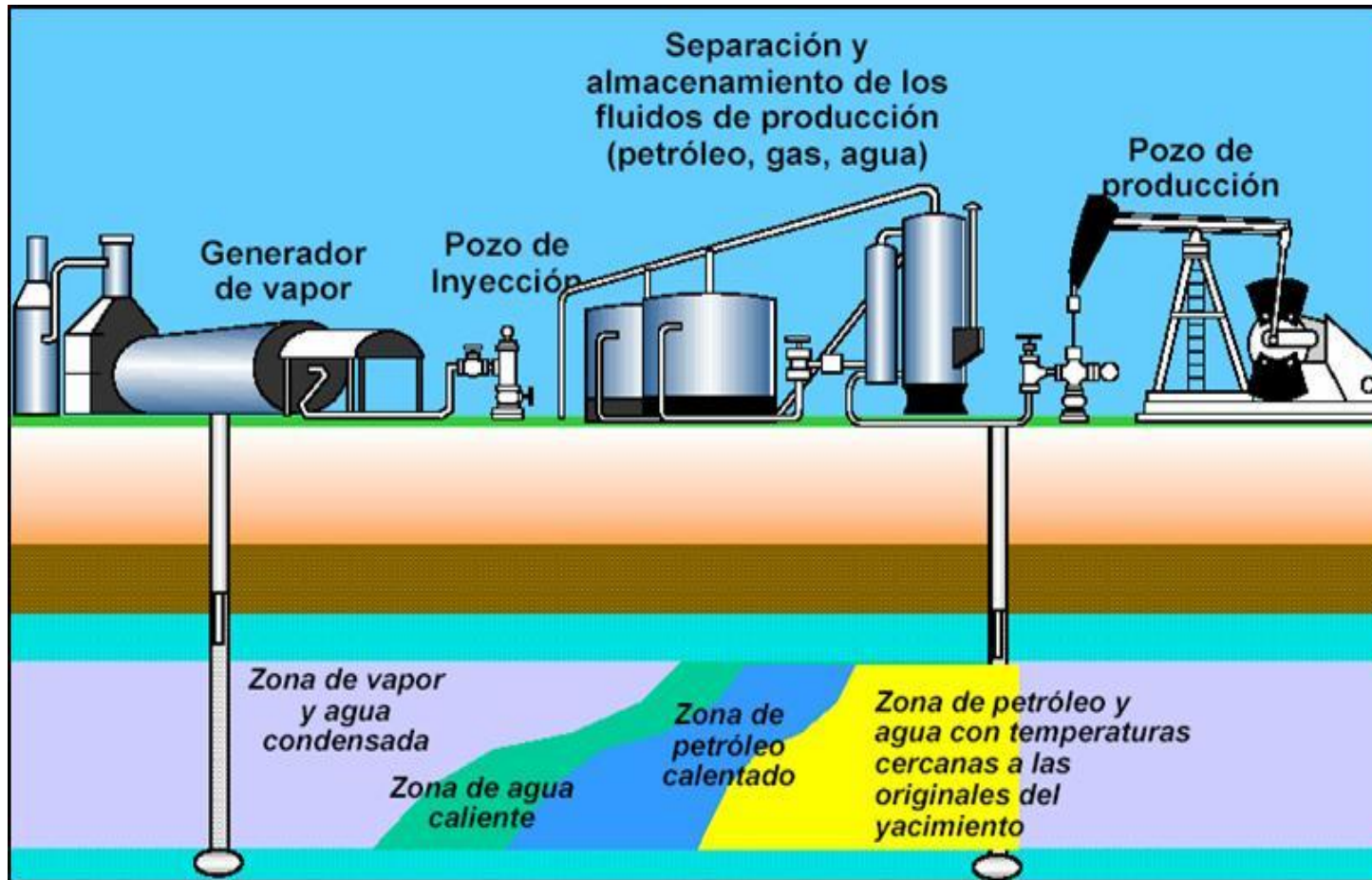
$$K_f = Q * \mu * L / A * (\Delta P)$$

Effect of Temperature on Athabasca Type Heavy Oil – Water Relative Permeability Curves in Glass Bead Packs.
Mohammad Ashrafi et al (2006).

Inyección Cíclica o Alternada de Vapor o (CSS, por sus siglas en inglés)



Inyección Continua (*Steam Flooding*)



▲ Pozos inyectoros
● Pozos productivos
Esquema de cinco puntos (five spot pattern).

Criterios de Aplicación

Profundidad

menor a 3000 ft (914 m)
< 1400 m

Viscosidad mínima 300 cp

(1000 – 10.000 cp) Dickson, 2010

Espesor de arena

óptimo > 10 m (30 ft)
Mínimo: 6 m (20 ft)

°API < 20°

Porosidad mayor o igual a 30%

Permeabilidad mínima 100 mD

So mayor a 50%

Bajo contenido de arcillas
sensibles al agua
(Montmorillonita /Esmectita)

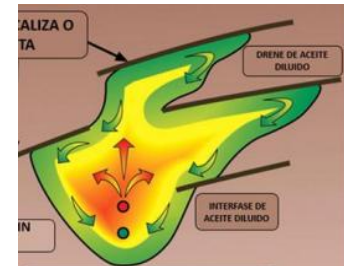
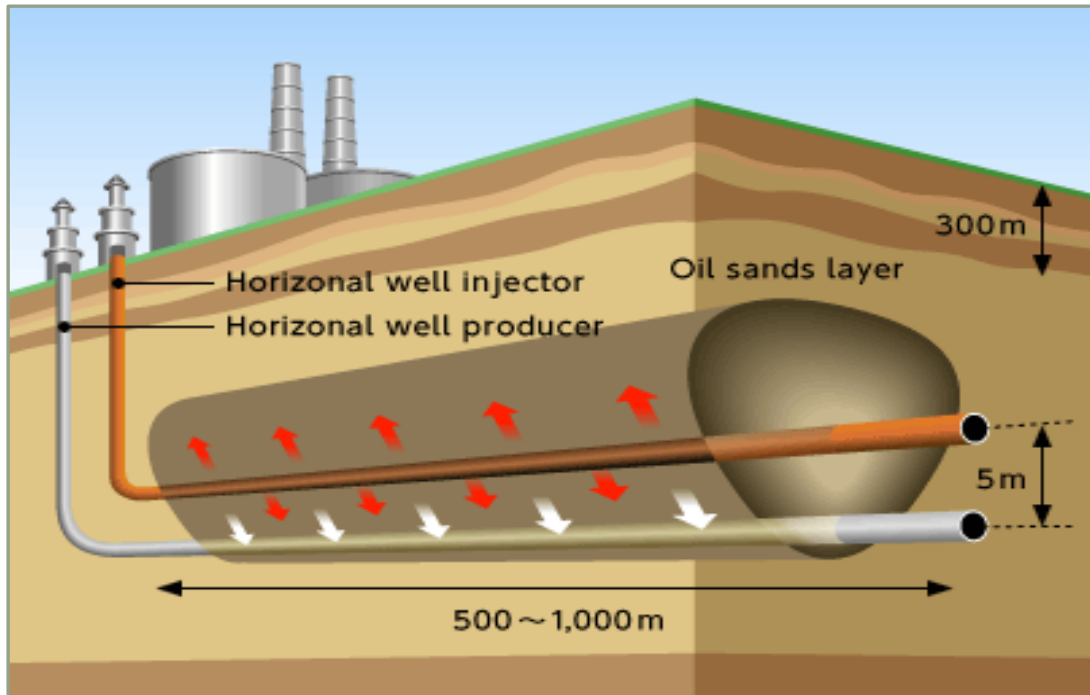
Agua

Las propiedades del agua de formación no son críticas.

El agua para la generación del vapor debe ser suave, ligeramente alcalina, libre de oxígeno, sólidos, petróleo, H₂S y de hierro disuelto.

Método Térmico: SAGD

El principal mecanismo de producción es la segregación gravitacional. Los factores de recuperación obtenidos con este método pueden llegar a ser del orden de 60 % (Rangel Germán, 2012).



Videos:

<https://www.youtube.com/watch?v=CjZlgGKolek>

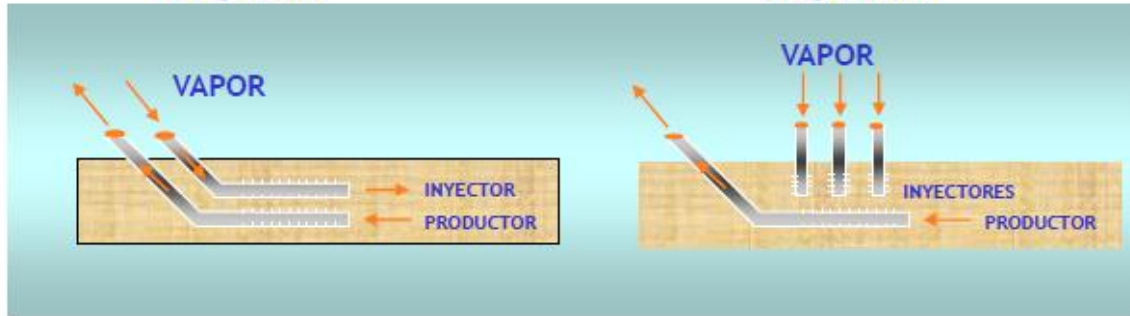
<https://youtu.be/som4c1MlzAo>

<https://youtu.be/8qxfO3tg0b8>

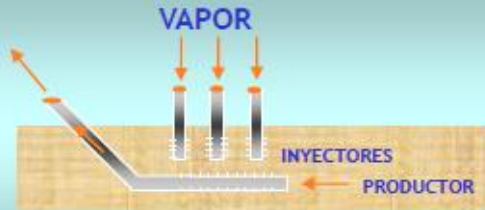
Método Térmico

SAGD

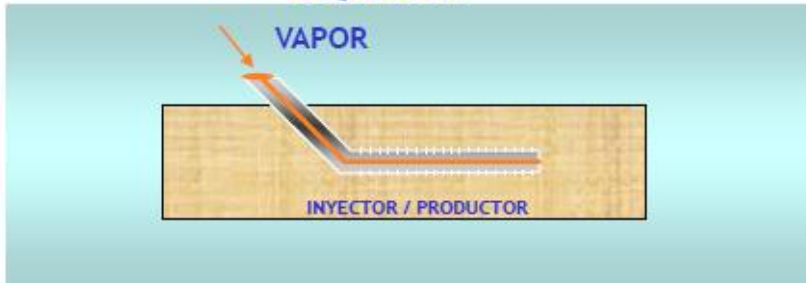
ESQUEMA I



ESQUEMA II

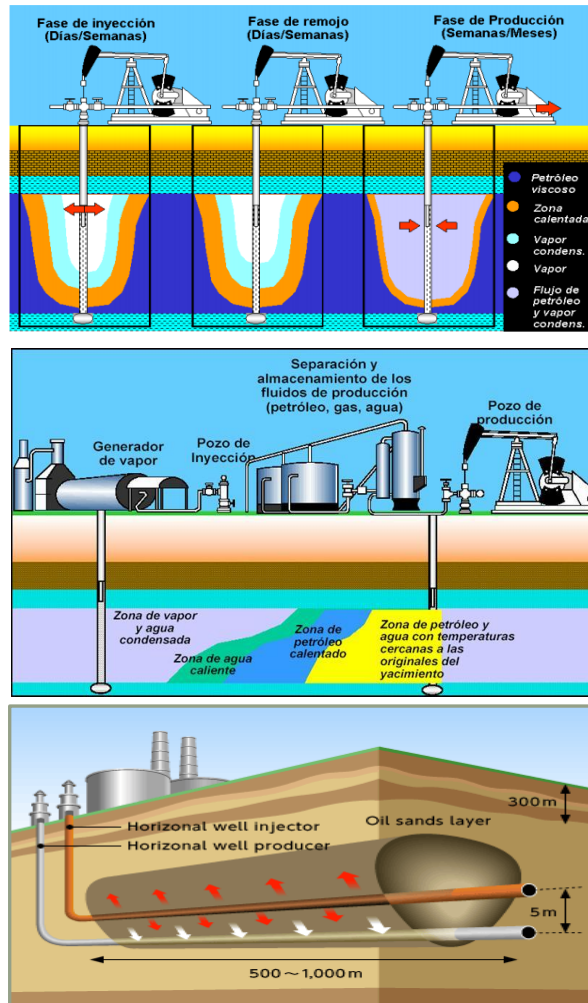


ESQUEMA III



- | | |
|-------------------------------------|-----------|
| ✓ Espesor de arena neta petrolífera | > 50 pies |
| ✓ Relación Kv/Kh | > 0,8 |
| ✓ Gravedad API | < 15° |
| ✓ Permeabilidad | > 2 Darcy |
| ✓ Porosidad | > 30 % |
| ✓ Presión | > 200 lpc |
| ✓ Saturación de Petróleo | > 50 % |

Métodos Térmicos



CONTROL Y MONITOREO DE LA INYECCIÓN DE VAPOR



MONITOREO DE PARÁMETROS OPERATIVOS

- Presión y temperatura
- Caudal del vapor
- Calidad del vapor



ANÁLISIS DE RESPUESTA DEL YACIMIENTO

- Tasa de producción
- Razón agua/petróleo (WOR)
- Corte de vapor



BALANCE TÉRMICO

- Comparación del calor inyectado vs. calor recuperado



SIMULACIÓN Y MODELADO DEL YACIMIENTO

- Actualización y optimización de modelos



INSPECCIÓN DE INSTALACIONES

- Revisión de líneas, separadores y generadores



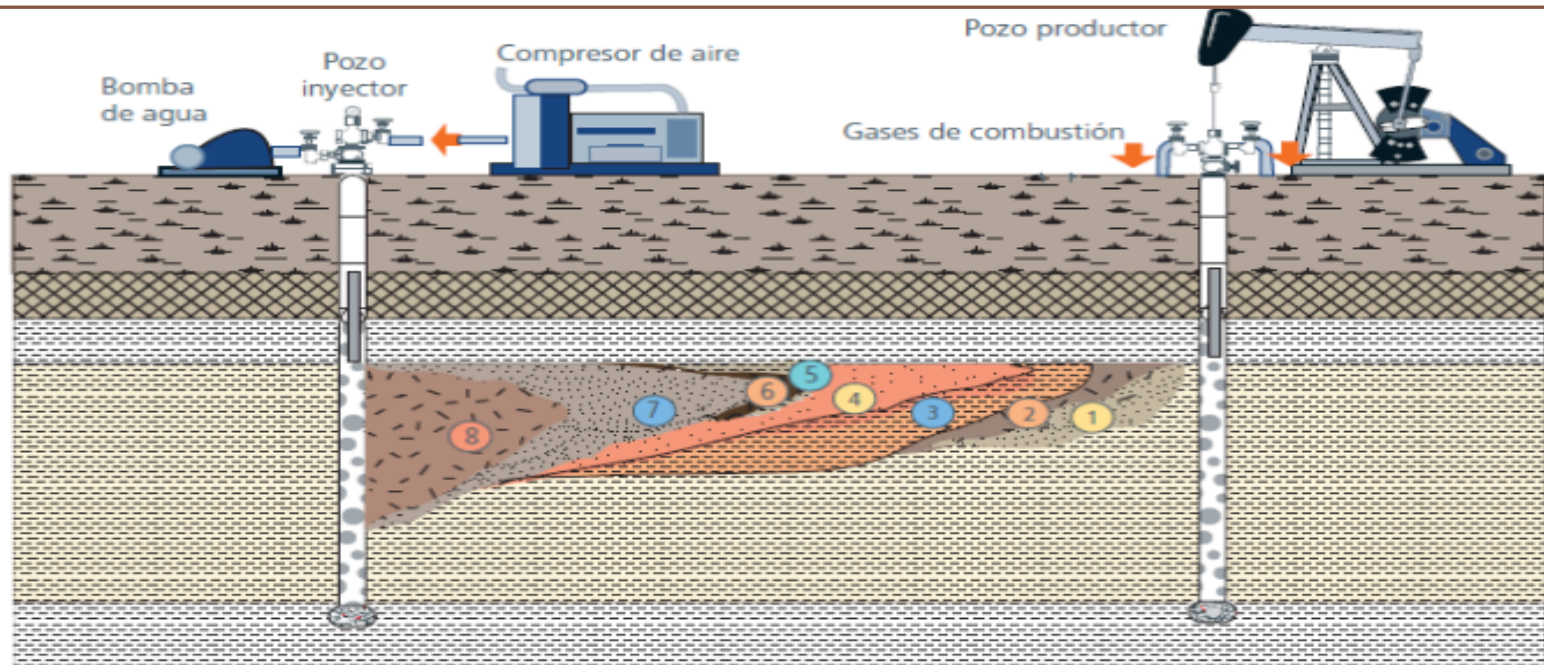
EVALUACIÓN ECONÓMICA

- Índice de eficiencia térmica y económica



Combustión in Situ

1. Inyectar aire a través de ciertos pozos (días /semanas)
2. Encender el crudo de los pozos inyector.
3. Propagar el frente de combustión a través del yacimiento mediante inyección continua de aire con el objeto de calentar y desplazar los fluidos delante de ella.



- 1 Gases de combustión fríos
- 2 Banco de aceite (cercano de la temp. Inicial)
- 3 Zona de agua caliente o en condensación (50°-200° f arriba de la temp. Inicial)
- 4 Zona de vapor o de vaporización (aproximadamente 400° f)

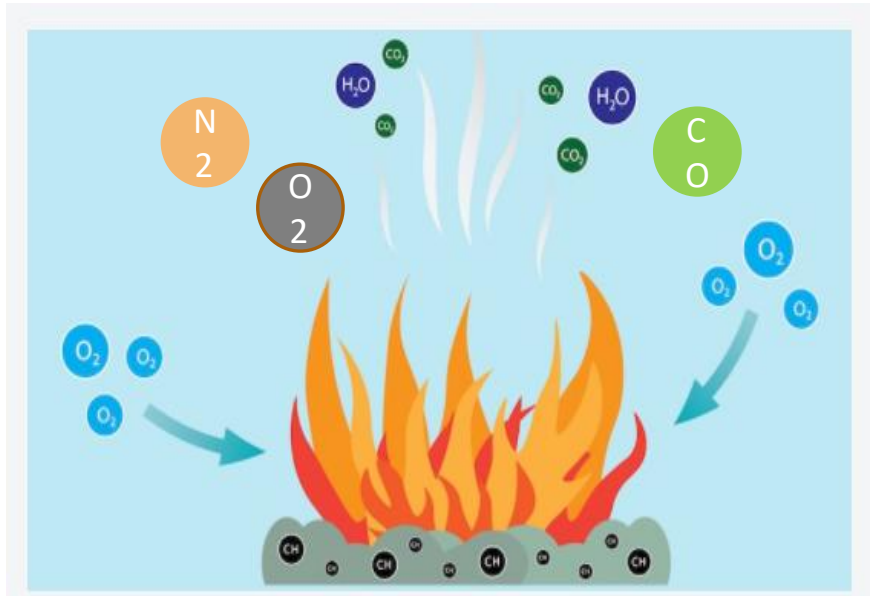
- 5 Región de coque
- 6 Zona de combustión (600°-1200°f)
- 7 Zona de aire y agua vaporizada
- 8 Zona de inyección de aire y agua (quemado)



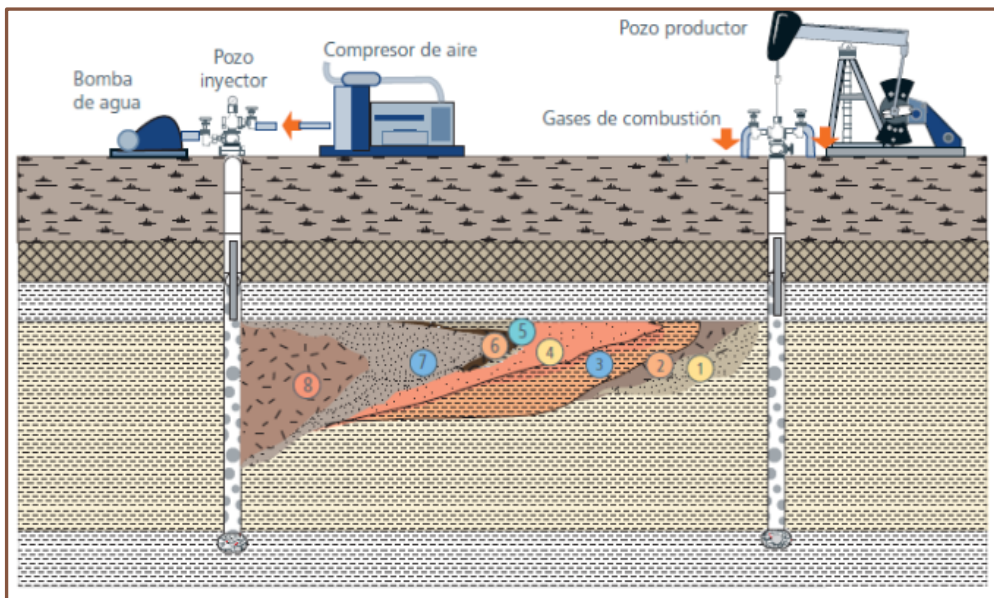
Combustión in Situ

La combustión siempre da como resultado vapor de agua, energía y otros compuestos

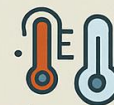
1. Aumento de Temperatura
2. Producción de Gases de Combustión (CO , CO_2 y disminución de O_2)
3. Señales de inicio de frente de combustión:
 - Aumento de presión en pozos productores
 - Fluctuaciones en el caudal y temperatura del fluido
 - Aumento de API del crudo (craqueo térmico).Aparición de compuestos más livianos.



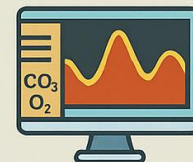
Combustión in Situ: Monitoreo y evaluación del proceso



MONITOREO DE TEMPERATURA Y PRESIÓN



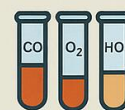
La instalación de sensores a lo largo de los pozos de inyección y producción permite medir la temperatura y la presión en tiempo real.



SIMULACIÓN TÉRMICA

Los modelos de simulación térmica permiten predecir el avance del frente de combustión y evaluar diferentes escenarios de inyección.

ANÁLISIS DE GASES PRODUCIDOS



Se analiza la composición de los gases producidos (CO , CO_2 y otros hidrocarburos) para determinar la eficiencia y estabilidad de la combustión.



TASA Y CALIDAD DE INYECCIÓN DE AIRE

Es esencial monitorear y ajustar la tasa de inyección de aire para mantener la combustión a una velocidad controlada.

CONTROL DE PRODUCCIÓN



Se mide la producción de petróleo, agua y otros líquidos en los pozos productores para evaluar la efectividad de la combustión.



MONITOREO DE PRESIÓN

Se realiza un seguimiento de la presión en el yacimiento para evitar un aumento excesivo debido a la inyección de gases y líquidos.

pH



El pH se monitorea para detectar la aparición de ambientes ácidos que pudieran incrementar la corrosión y diferir el desplazamiento de petróleo.

TRATAMIENTO DE GASES

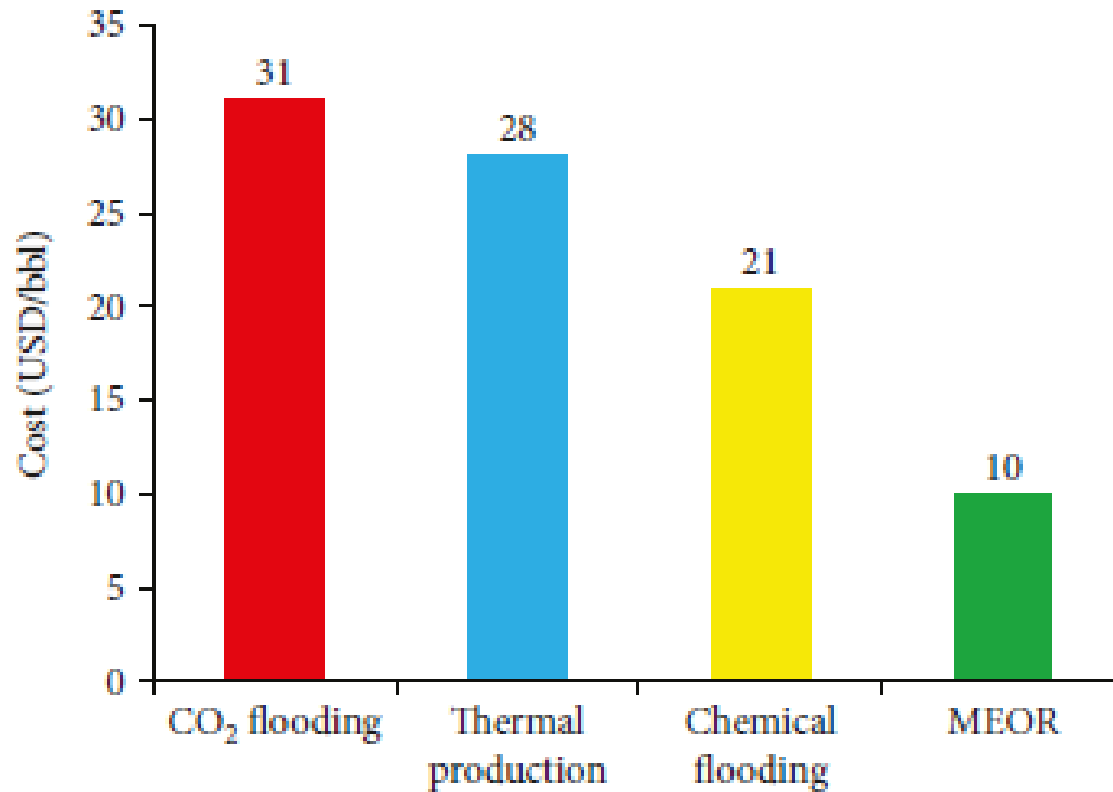


Es importante contar con un sistema de tratamiento de gases para minimizar las emisiones de CO_2 y otros contaminantes.

Criterios para Seleccionar Combustión in Situ

Parámetro	Valor Recomendado / Rango
Gravedad API del crudo	<20
Viscosidad (cp)	> 1000
Saturación de petróleo residual(SOR)	>50
Permeabilidad	> 50 mD
Porosidad (%)	>16
Profundidad (ft)	4500
Espesor de Arena (ft)	>10 < 50

Different EOR technique cost estimation



Fuente: Q. Cui, "Recent progress in MEOR technology in low-medium permeability reservoirs," in Proceedings of 7th Chemical Flooding Enhanced Oil Recovery Conference, Chinese Petroleum Society, pp. 1–9, Dalian, Liaoning Province, China, 2017.

Costos EOR

Costo por barril adicional para diferentes técnicas de recuperación mejorada de petróleo (EOR).

EOR techniques	Steam flooding	Combustion in situ	Gas flooding	Chemical flooding	MEOR
Cost (USD/bbl)	3-6	5-10	2-8	8-12	1-4

Fuente: J. He, Y. Wang, and G. Liang, Emerging Strategic Technology of the Oilfield Development, Petroleum Industry Press, 2018.

Resumen



- Precio de los químicos (especialmente polímeros)
- Compatibilidad química con el crudo y el agua.



- Fuente y compresión del gas.
- Control de fracturamiento de la Formación.



- Desarrollo de cepas microbianas adaptadas al reservorio..
- Control de actividad biológica
- Escalabilidad



- Alto consumo energético
- Necesidad de infraestructura superficial (generadores de vapor, aislación de líneas y pozos.
- Alto consumo energético (calderas, generadores, compresores, etc. Aislación de líneas y pozos

Referencias Bibliográficas

- Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). *Enhanced Oil Recovery: Field Planning and Development Strategies*. Gulf Professional Publishing.
- Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). *Enhanced Oil Recovery*. Society of Petroleum Engineers.
- Lake, L. W. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. Prentice Hall.
- Sheng, J. J. (2010). *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice*. Gulf Professional Publishing.
- Sorbie, K. S. (1991). *Polymer-Improved Oil Recovery*. Springer Science & Business Media.
- Butler, R. M. (1991). *Thermal Recovery of Oil and Bitumen*. Prentice Hall.
- He, Y. Wang, and G. Liang (2018). *Emerging Strategic Technology of the Oilfield Development*, Petroleum Industry Press.
- J. Lin, B. Hao, G. Cao et al., (2014). "A study on the microbial community structure in oil reservoirs developed by water flooding," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 122, pp. 354–359.
- IEA, *EOR production in the New Policies Scenario, 2000-2040*, IEA, Paris. en, R. (2008).
- *Biotechnology in Petroleum Recovery: The Microbial EOR*. Springer.
- Youssef, N., Elshahed, M. S., & McInerney, M. J. (2009). *Microbial Processes in Oil Fields: Modern Approaches*. In *Microbial Ecology* (pp. 247-277). Springer.
- Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997). *EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects*. SPE Reservoir Engineering.