



UNCUYO
UNIVERSIDAD
NACIONAL DE CUYO



**FACULTAD
DE INGENIERÍA**

Operaciones en Yacimientos de Crudos Pesados y Extra pesados

TEMA II

Viscosidad

Los principales factores de interés en Ingeniería de Petróleos que afectan μ son:

**Composición del
Petróleo**

Temperatura

Gas Disuelto

Presión

Métodos de Recuperación

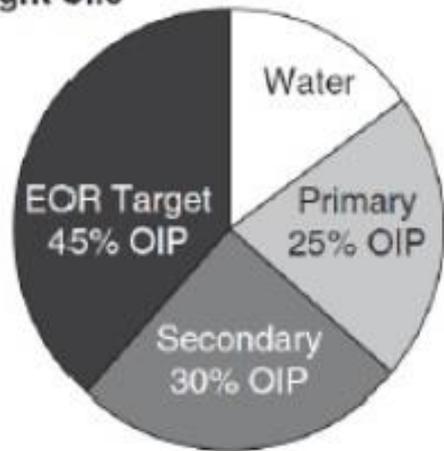
Los métodos de recuperación de petróleo pesado se dividen en dos tipos según la temperatura :

- **Métodos de Producción en Frío**
- **Métodos Térmicos o asistidos termalmente**

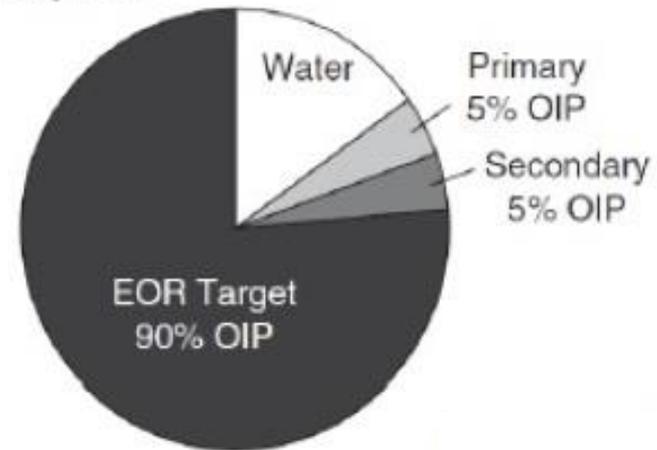
Pueden implementarse en un pozo o por desplazamiento (dos o más pozos)

Recuperación por Tipo de Petróleo

Light oils



Heavy oils



Asume: $S_{oi} = 85\%$; $S_w = 15\%$

Fuente: Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 63 (2008), No. 1

Métodos de Recuperación en Frío

Son aquellos métodos que no requieren el agregado de calor, pueden ser utilizados cuando la viscosidad del petróleo pesado bajo las condiciones del yacimiento permite que el petróleo fluya a regímenes económicos.

Los Métodos de Producción en Frío son:

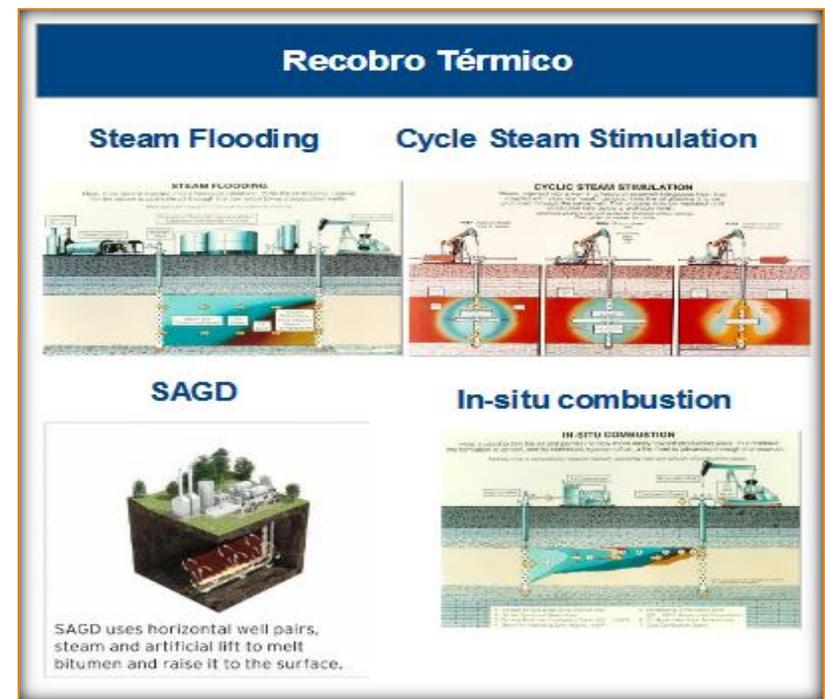
- Minería.
- CHOPS (Cold Heavy Oil Production whit Sand).
- Inyección de Diluyentes.
- Inyección de Química (polímeros, soluciones alcalinas , surfactantes, agentes químicos, gases, entre otros)
- Bacterias.
- Nanofluidos
- Entre otros.

Métodos de Recuperación Térmica

Procesos por el cual intencionalmente se introduce calor dentro del reservorio con el propósito de elevar la temperatura del crudo y reducir su viscosidad para mejorar la eficiencia del desplazamiento y de su extracción.

Entre los métodos térmicos se encuentran los siguiente:

- Inyección de agua caliente.
- Inyección de vapor de agua.
- Drenaje Gravitacional Asistido por vapor de agua (SAGD).
- Estimulación Cíclica por vapor de agua (CSS).
- Desplazamiento por vapor de agua (Inyectores-Productores).
- Combustión in Situ.
- Entre otros.



Selección Métodos de Recuperación

Dada la diversidad de métodos de recuperación disponibles, la selección del método para un yacimiento en particular requiere un estudio y análisis que incorpore diversos factores, tales como:

**Composición del
crudo**

**Características del
reservorio**

Reservas

Tasa de producción

**Equipos e
Instalaciones de
Superficie
(Infraestructura)**

Ambiente

Entre otras

Métodos en Frío

Métodos de Recuperación: Minería

El método a cielo abierto (minería) es útil donde el acceso desde la superficie y el volumen de los depósitos de arenas petrolíferas someras estimado lo vuelven económico.

Se utiliza cuando las reservas del mineral que se quiere extraer se encuentran a menos de 100 metros de profundidad.

La recuperación es de un 80% o más de petróleo, pero desde la superficie sólo se puede acceder a un 20% de las reservas.

Dada la naturaleza del Bitumen, rico en carbono pero pobre en hidrógeno, requiere de procesos especiales para mejorar las proporciones relativas de hidrógeno con el fin de obtener un producto más valioso.



Métodos de Recuperación: Minería

1.- Remoción:

Para la extracción de las arenas bituminosas es remover la vegetación, rocas y otros materiales que cubren las arenas utilizando retroexcavadoras con martillo.



Métodos de Recuperación: Minería

2. Utilizando palas mecánicas se extrae la arena y es depositada en camiones que la transportan a trituradoras para disminuir el diámetro y empezar a separar la arena del bitumen.



El tamaño del grano es de media pulgada o menor.

Métodos de Recuperación: Minería

3.- El material triturado es llevado a tolvas intermedias por medio de bandas transportadoras para ser almacenado.

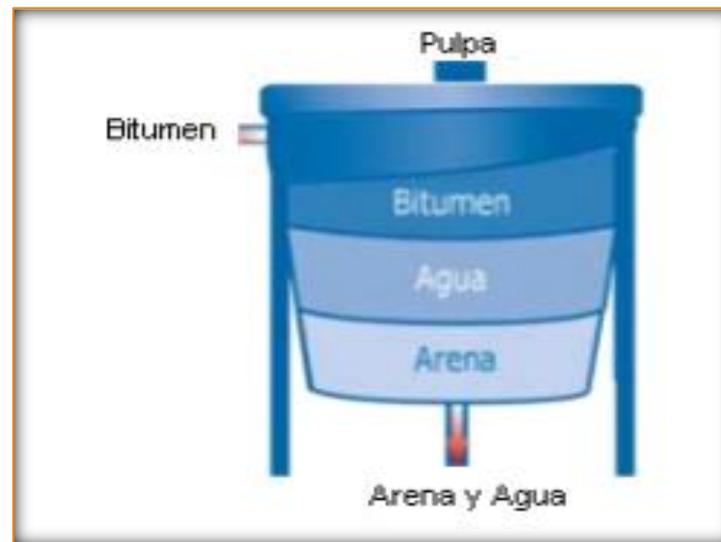
En este punto se le agrega soda cáustica y agua caliente entre 50 - 80 °C para transformar las arenas bituminosas secas en una pulpa que pueda ser manipulada [Nandakumar, 2000].



Métodos de Recuperación: Minería

Separación Primaria

La pulpa es llevada a los tanques se agrega nuevamente agua caliente a una temperatura entre 80 - 90°C para que el bitumen se diluya y continúe con la separación (Suncor Energy, 2008).

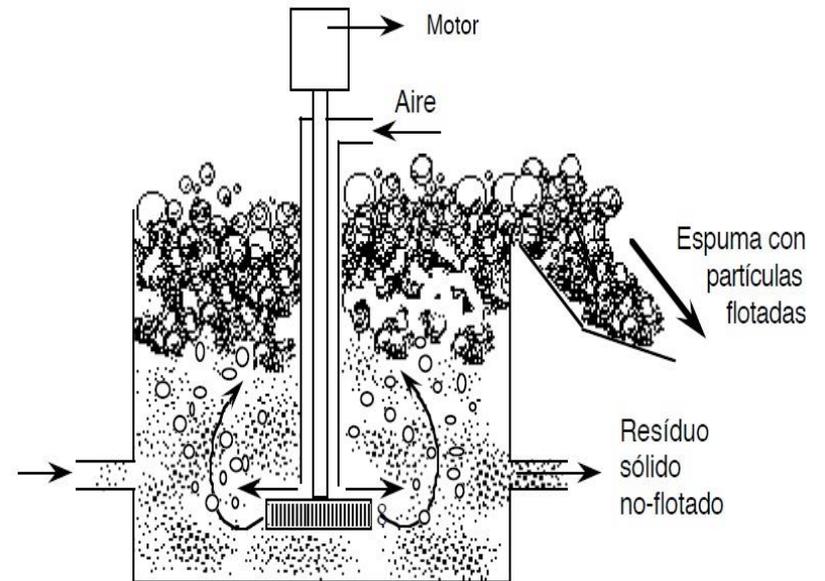


Métodos de Recuperación: Minería

Separación Secundaria

El bitumen se introduce en suspensión acuosa en una celda de flotación, aparato que permite la separación del bitumen y los residuos.

La suspensión contiene solventes de hidrocarburo generalmente, nafta conocidos como surfactantes [Salager, 1992]. Como consecuencia dichas partículas presentan una superficie hidrofóbica para los residuos e hidrofílica con respecto a las burbujas de aire o gotas de hidrocarburos.



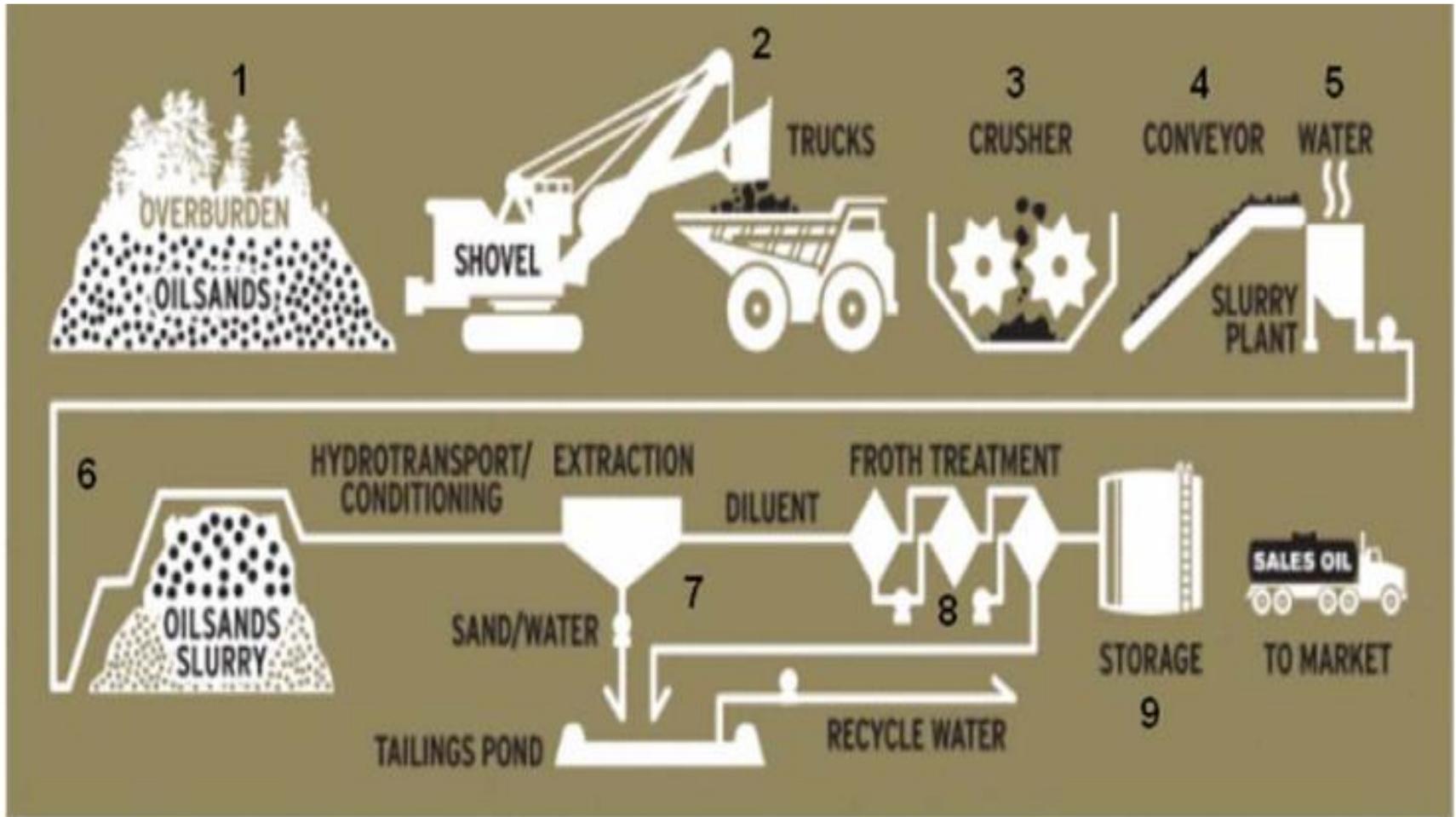
Métodos de Recuperación: Minería

La espuma con el bitumen recuperado consiste en un 60% asfalto, 30% de agua y 10% de sólidos en peso [Nandakumar, 2000].





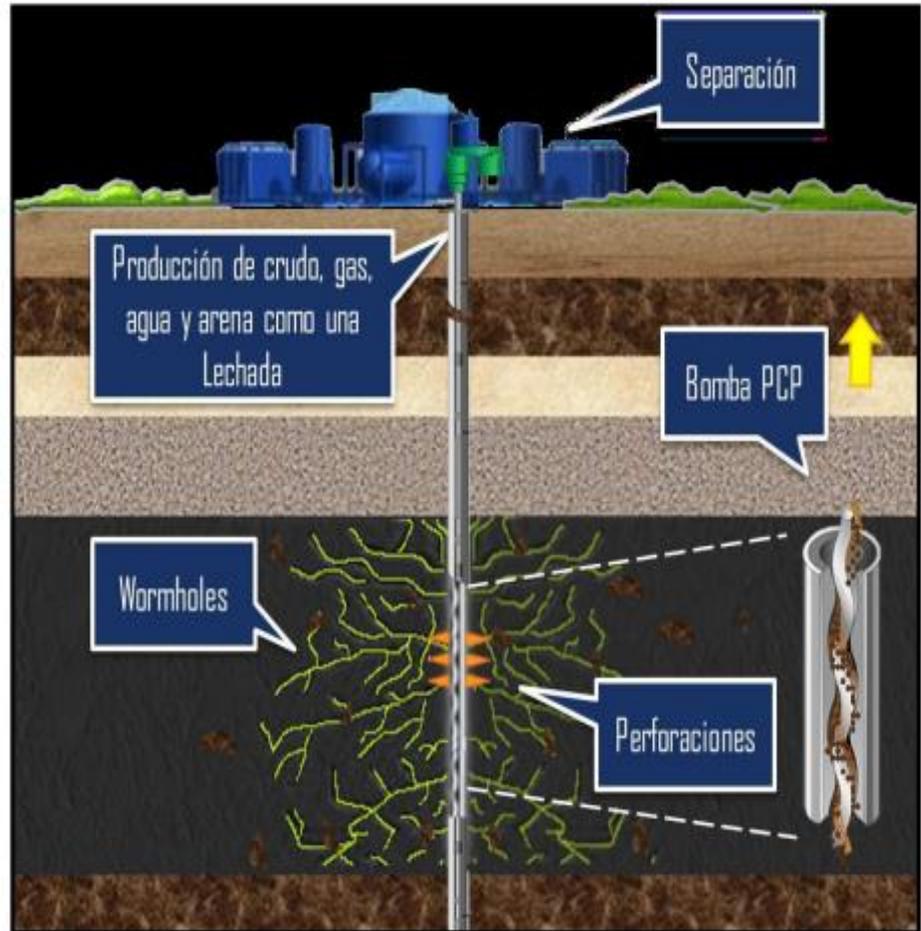
Resumen



Cold Heavy Oil Producción whit Sand (CHOPS)

Es un método no térmico de recuperación primaria de crudo pesado en formaciones poco profundas de arenas no consolidadas.

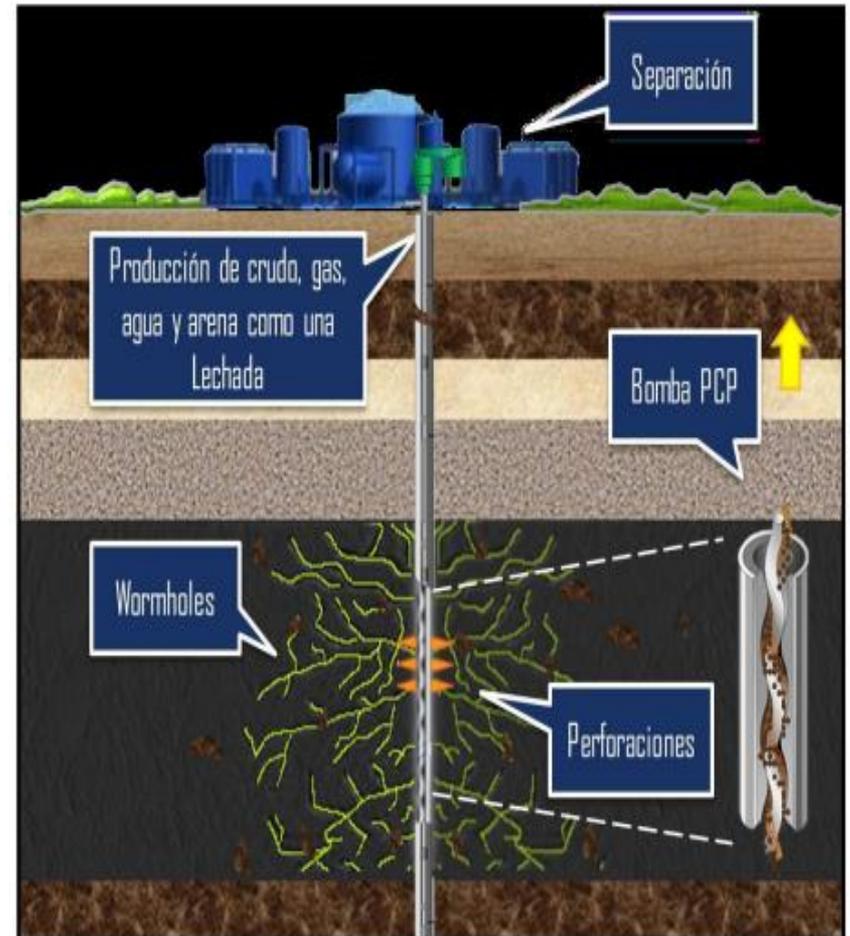
Aplicados en yacimientos de petróleo pesado, inicialmente en Canadá pero extendida su implementación en otros países tales como: Venezuela, Kuwait, Colombia, China, entre otros.



Cold Heavy Oil Producción whit Sand (CHOPS)

Es una técnica de terminación, ensayo y estimulación de pozos consiste en la generación de pequeñas cavernas radiales o huecos de gusano en la zona cercana al pozo, para favorecer el aporte del reservorio.

Se trata de punzar y ensayar hasta alcanzar los parámetros preestablecidos, de acuerdo con el tipo de arena y tipo de petróleo que se espera.



Cold Heavy Oil Producción whit Sand (CHOPS)



Cold Heavy Oil Producción whit Sand (CHOPS)

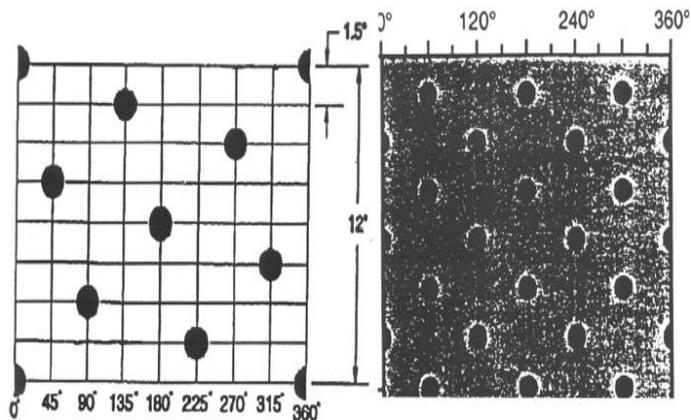
Terminación

Punzado: Definen el tamaño del cañón, la carga y distribución de los tiros.

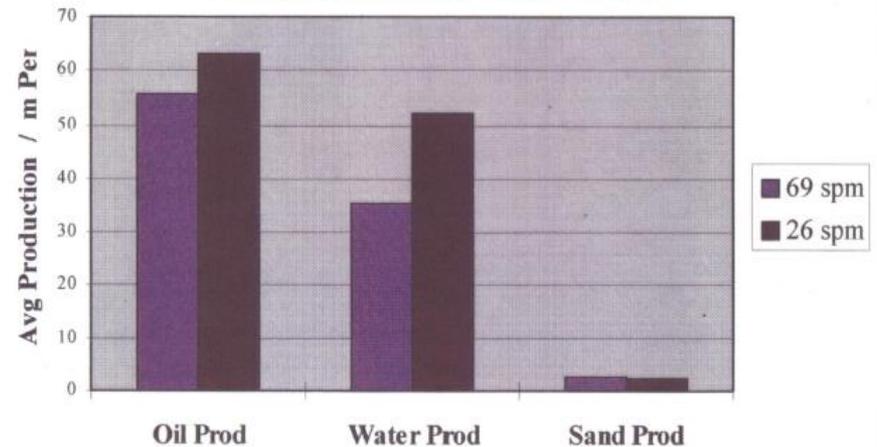


26 SPM (A)

69 SPM (B)



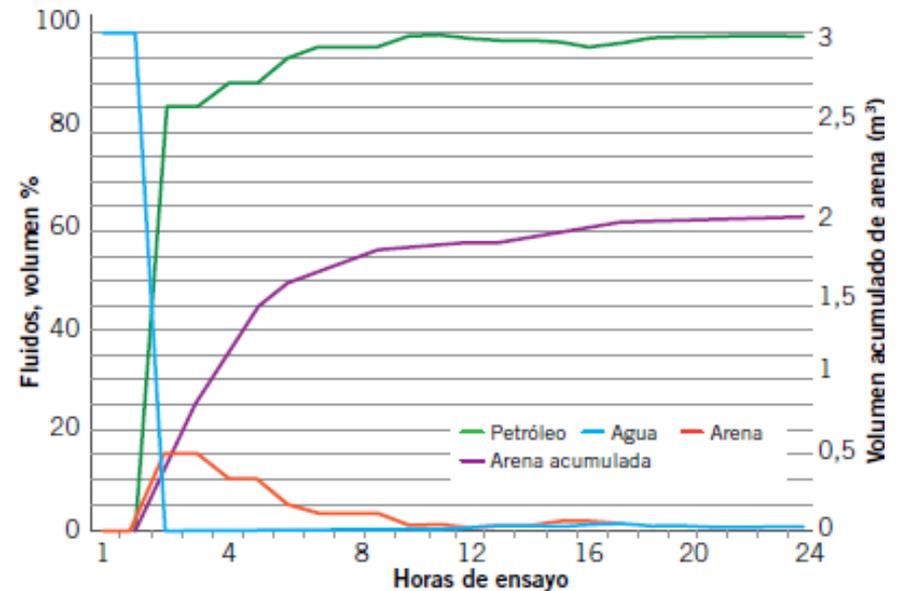
69 SPM VS 26 SPM PRODUCTION / m PERF



Cold Heavy Oil Producción whit Sand (CHOPS)

Ensayo: El objetivo es lograr una recuperación o producción controlada de arena de formación para facilitar la “entrada” de fluidos al pozo, y obtener en principio altos porcentajes de arena hasta lograr una estabilización en torno a un porcentaje manejable por el sistema de extracción.

Los tiempos de pueden variar de horas o días de acuerdo al % de arena que garantiza los parámetros aceptable con las instalaciones de superficie existentes.



Cold Heavy Oil Producción whit Sand (CHOPS)

Características Roca – Fluido

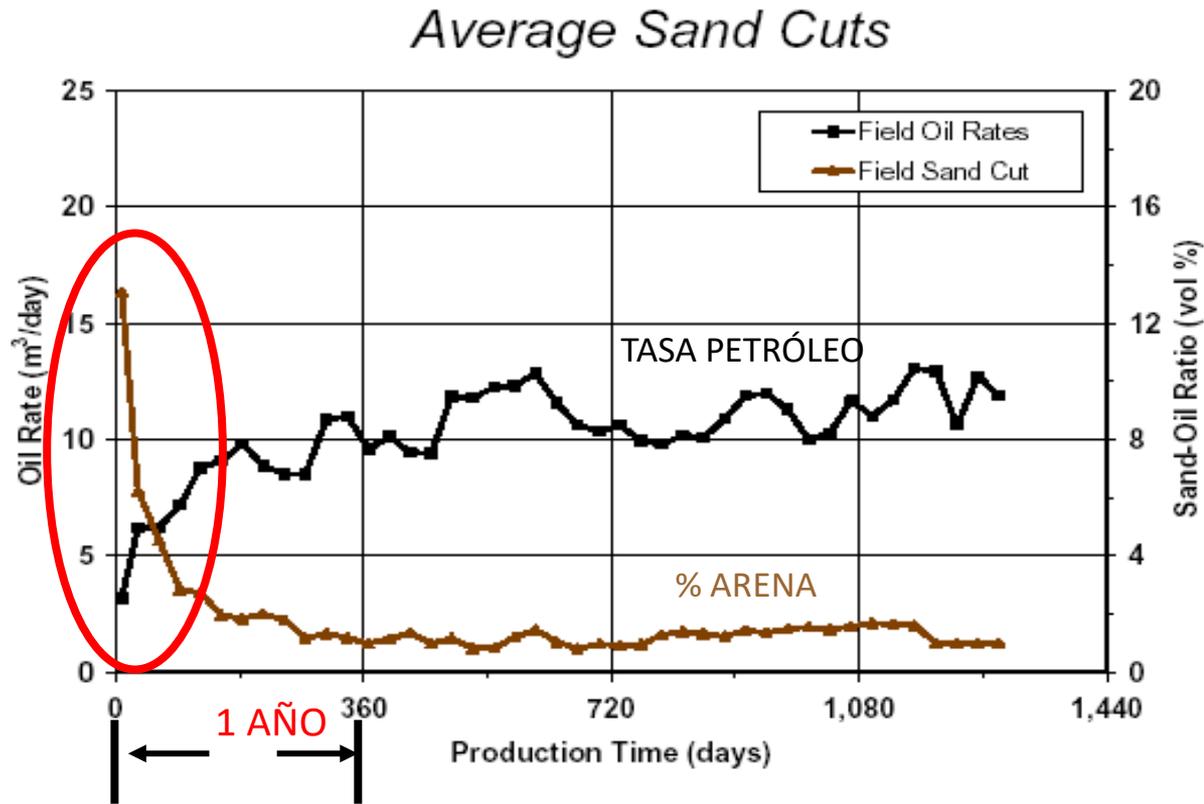
Características de la Roca:

- Las arenas del yacimiento son regularmente de grano fino a medio y de “poco consolidados” a “no consolidados”.
- Porosidades que se encuentran en el orden de los 28 - 32%.
- Permeabilidades generalmente mayores a 2 Darcy.
- El espesor de arena donde se ha aplicado la técnica varía de los 10 (3m) a los 40 ft (12 m) aproximadamente.
- Profundidad del reservorio entre 500 a 800 m.

Características del fluido:

- Se aplica en yacimientos de petróleo pesado y extra pesado.
- Mientras más alta sea la viscosidad mayor será la concentración de arena (Experiencias de campos los valores de viscosidad oscilan desde los 1000 cp a más de 2000 cp).

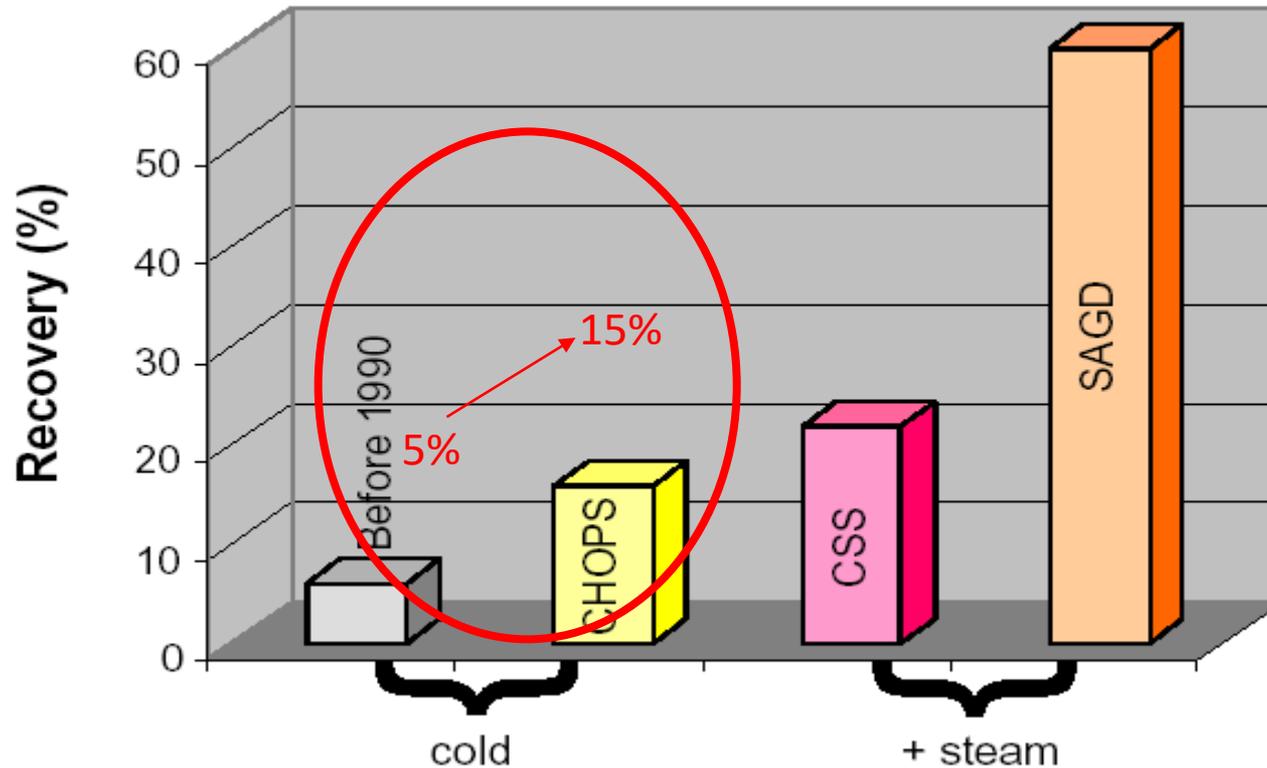
Comportamiento de Producción



La tasa de arena tiende a disminuir en un periodo semanas o meses hasta valores entre 1% y 8% del volumen total de líquidos y sólidos producidos.

En los crudos más viscosos, viscosidades superiores a los 2000 cp, con frecuencia existe una producción de arena por varios meses entre el 10 y el 20%, antes de que empiece a declinar a una producción estable de 2 a 6%, la cual puede ser mantenida por muchos meses o aún por varios años.

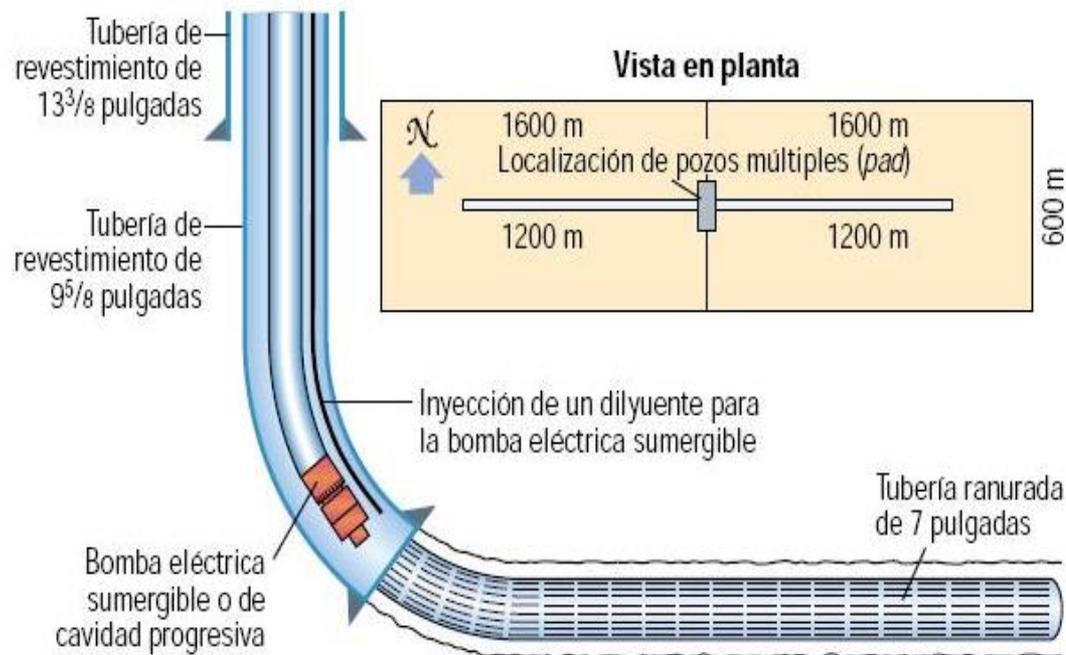
Factor de Recobro



- ✓ Desde 1990 la eficiencia de recobro "CHOPS" se ha incrementado de un 5% a un 15%.
- ✓ Ernesto Valbuena (2008) indica un rango entre 8 – 25%
- ✓ Palacios (2015) 15 - 20%

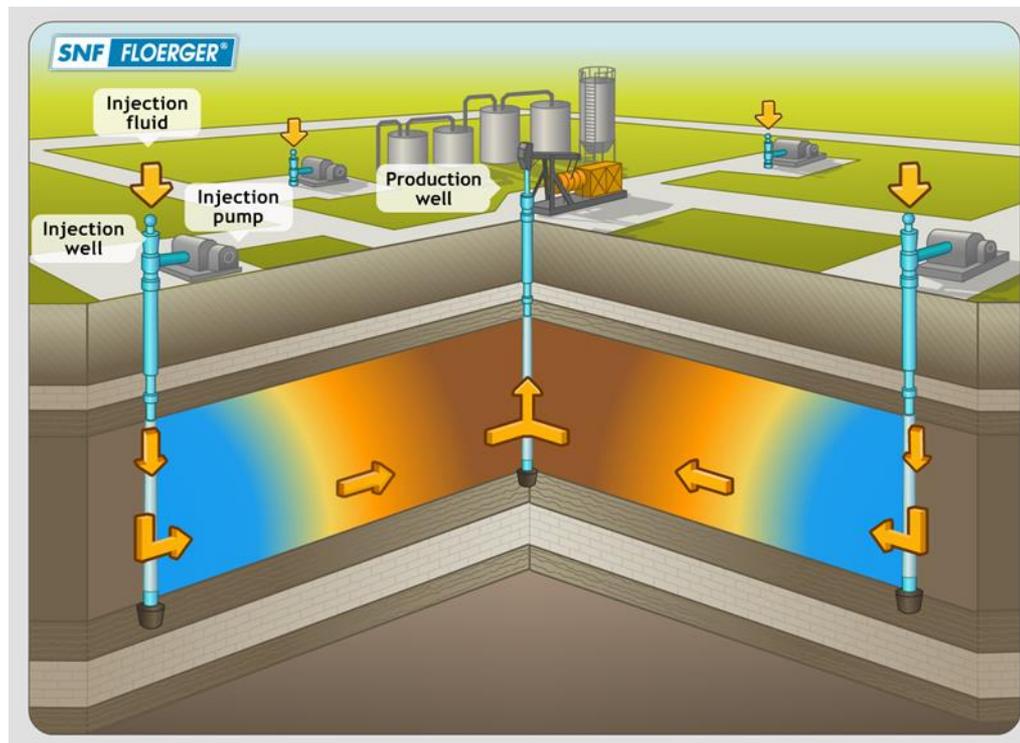
Métodos de Recuperación: Inyección de Diluyentes

Este método consiste en inyectar al pozo diluyentes (nafta, crudo ligero, gas condensado) con el objetivo de reducir la viscosidad del petróleo.



Métodos de Recuperación: Inyección de Agua

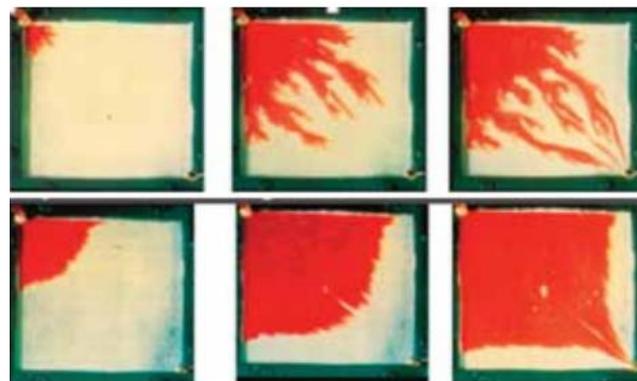
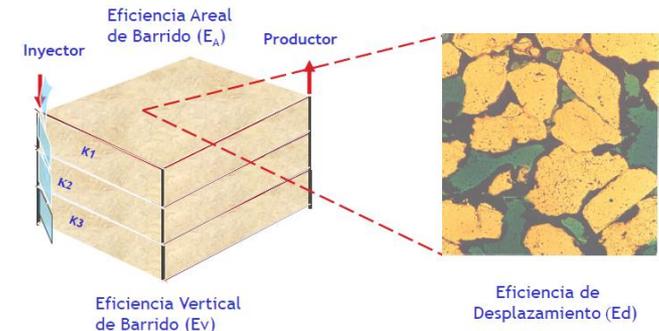
La inyección de agua se ha empleado como una técnica primaria en algunos yacimientos de petróleo pesado.



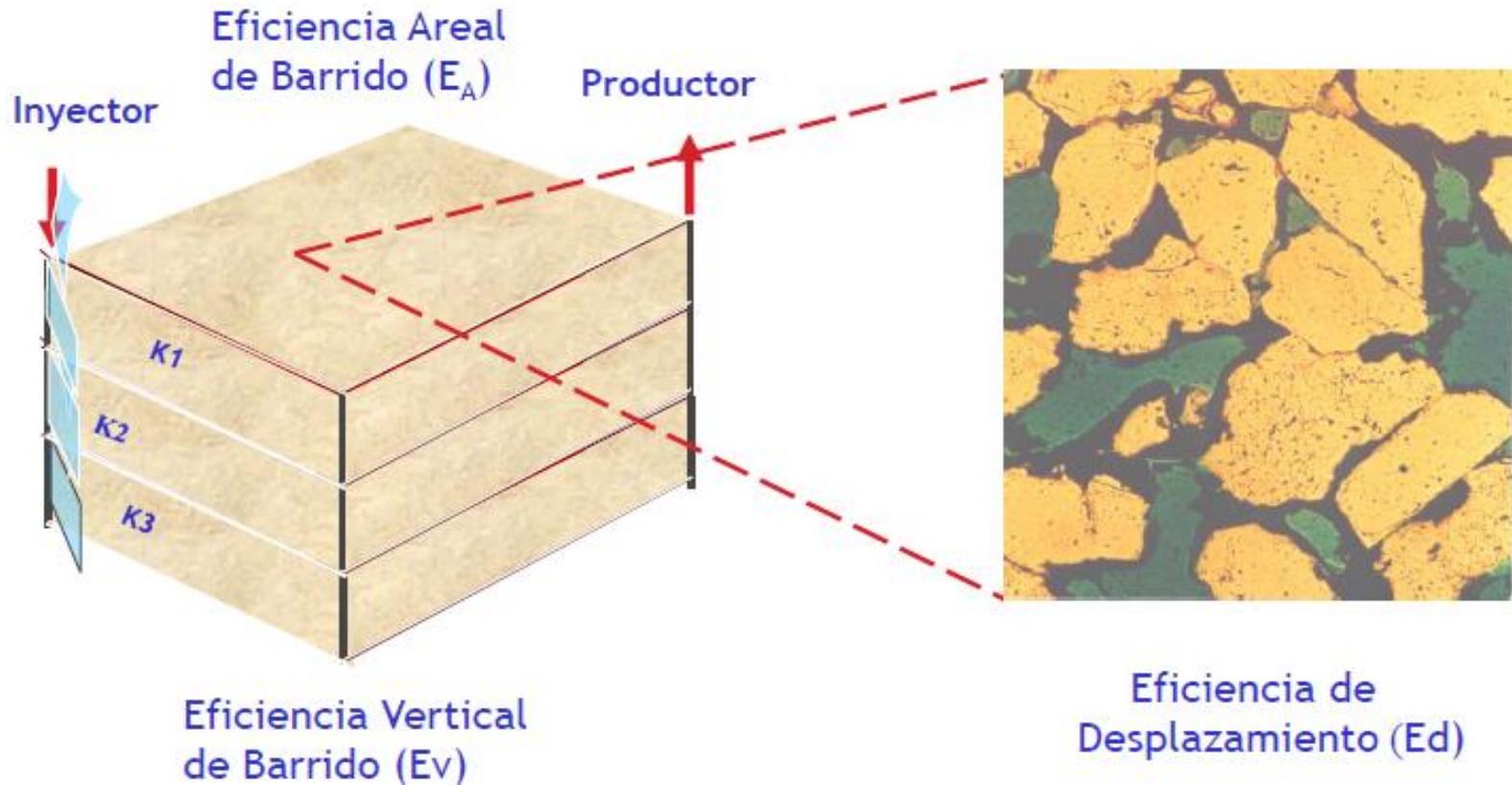
Métodos de Recuperación: Inyección de Agua

DESAFÍOS

- Los petróleos de alta viscosidad intensifica la digitación viscosa en los frentes de inyección de agua, lo que se traduce en una eficiencia de barrido pobre.
- La segregación gravitacional generada por la diferencia de densidad entre el agua y el petróleo, hace que el proceso presente bajas eficiencias de barrido.
- Eficiencia de desplazamiento ineficientes.



Eficiencia de Recuperación de Petróleo



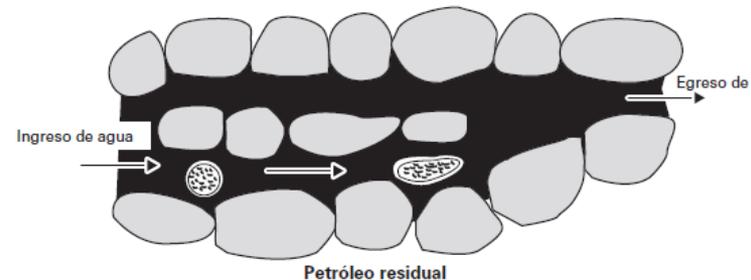
Eficiencia de Recuperación de Petróleo

Eficiencia de Desplazamiento: Describe la efectividad con que el fluido desplazante desaloja el petróleo del yacimiento.

$$ED = \frac{\text{Volumen de petróleo movilizado}}{\text{Volumen de petróleo contactado por el agente desplazante}}$$

Esta eficiencia se ve afectada por:

- Volumen del agente inyectado .
- El agente desplazante.
- Propiedades del agente desplazante.
- Propiedades del crudo y de la roca.
- Inclinación del yacimiento.
- Entre otros.



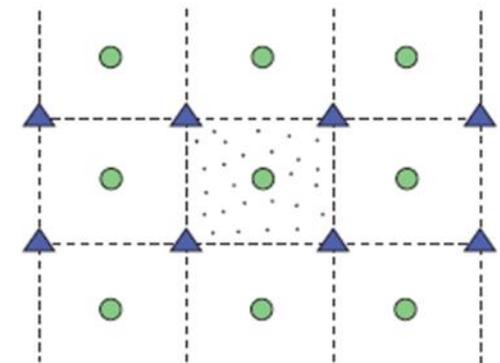
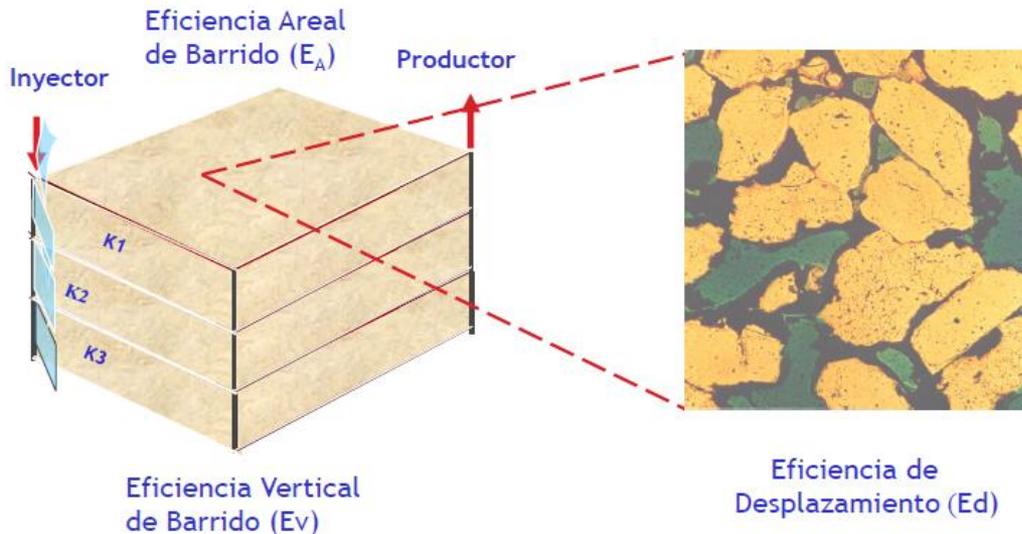
Eficiencias en la Recuperación de Petróleo

Eficiencia Volumétrica

Dependen de factores geométricos que puedan favorecer el flujo hacia las distintas zonas del reservorio e igualmente de la disposición de los pozos inyectores y productores.

$$E_{Vol} = \frac{\text{Volumen de petróleo contactado por el agente desplazante}}{\text{Volumen de petróleo original}}$$

$$E_{Vol} = E_A * E_v$$



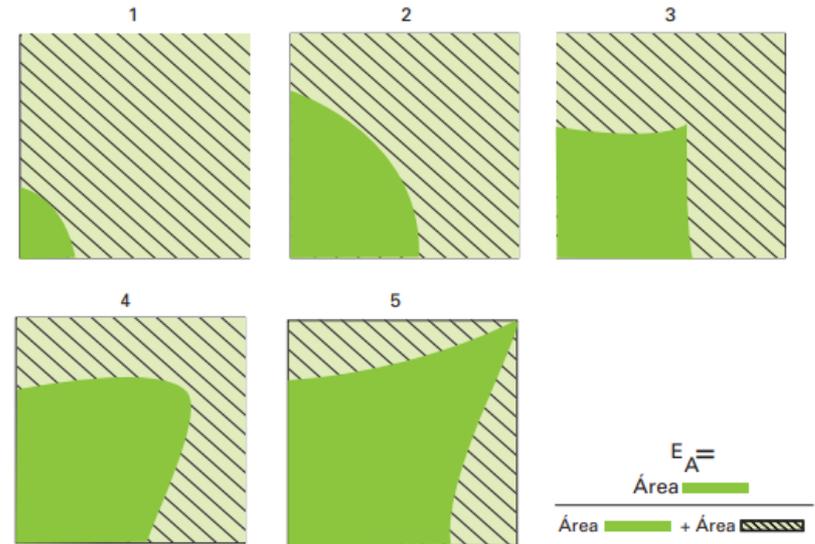
Esquema de línea alterna.

Eficiencias en la Recuperación De Petróleo

La Eficiencia Areal: Es la fracción del área total horizontal del arreglo que ha sido invadida con el fluido desplazante al momento de la ruptura.

Depende la ubicación de los pozos inyectoros y productores (geometría), fallas, cambios de permeabilidades y movilidades de los fluidos.

La E_a aumenta al aumentar los fluidos inyectados.



La Eficiencia Vertical de Barrido: Es la fracción del área vertical total del sistema que ha entrado en contacto con el fluido desplazante.

Depende de la heterogeneidad de la K_v , relación de movilidades, volumen inyectado, fuerzas capilares y gravitatorias.

$$E_A = \frac{\text{Área Inundada (barrida)}}{\text{Área total}}$$

$$E_h = \frac{\text{Espesor barrido por el agente desplazante}}{\text{área total (contactable)}}$$

E_h es complicada de Evaluar .

Movilidad

Es una medida de la capacidad que tiene un fluido de moverse en el sistema roca fluido, es decir, es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de un fluido.

$$\lambda_o = \frac{K_o}{\mu_o}$$

Razón de Movilidades

La relación entre el fluido desplazante sobre el desplazado.

Ejemplo: Inyección de agua (fluido desplazante)

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

- **Si $M < 1$** , significa que el crudo se mueve más fácilmente que el agua.
- **Si $M = 1$** , significa que ambos fluidos tienen igual movilidad
- **Si $M > 1$** , significa que el agua es muy móvil con respecto al petróleo.

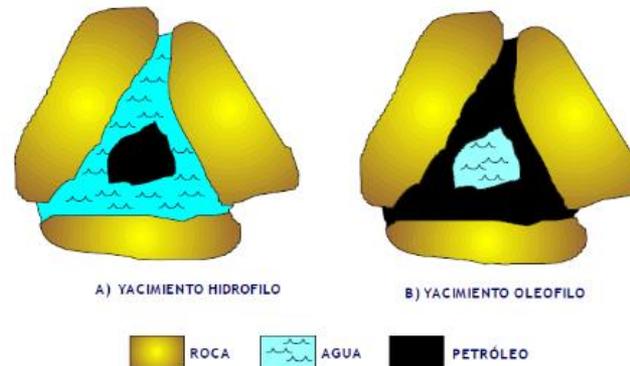
Relación de Movilidades

Las dos propiedades más importantes para que una relación de movilidades favorable (menor a uno), son:

- 1.- Baja viscosidad del petróleo.
- 2.- Roca hidrófila (mojable al agua).

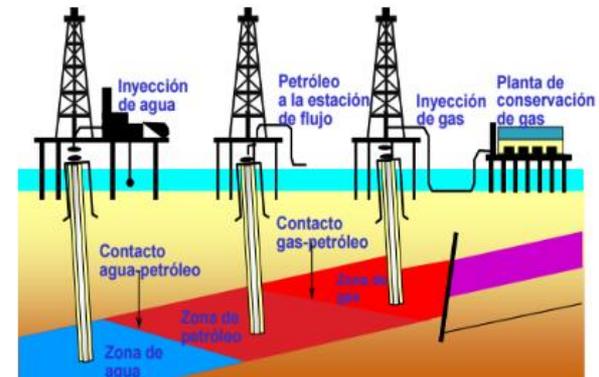


Distribución de los Fluidos en Yacimientos Hidrófilos y Oleófilos



Aspectos a considerar en un proceso de Recuperación Secundaria y/o Terciaria

- Propiedades de los fluidos inyectados.
- Propiedades de los fluidos desplazados (viscosidad, tensión interfacial, movilidad).
- Propiedades de la Roca (mojabilidad, propiedades petrofísicas)
- Propiedades y características geológicas de la roca (litología, geometría, profundidad).
- Patrón de los pozos inyectoros y productores.
- Heterogeneidad del reservorio.
- Mecanismos de drenaje primarios.
- Tipo de reservorios convencional o no convencional
- Entre otros.



Datos y criterios empleados para screening de inyección de agua

	Valor	Autor
Gravedad API del crudo	>15	E.C Donalson - 1985
Saturación de aceite al inicio del proyecto	>40	Ganesh C. Thakur - 1998
Saturación actual de agua	<50	Ganesh C. Thakur - 1998
Saturación de gas al inicio del proyecto	<30	Petroleum Engin. Handbook - 1987
Saturación de agua irreducible	<50	Ganesh C. Thakur - 1998
Espesor neto	NC	Ganesh C. Thakur - 1998
Permeabilidad	NC	Ganesh C. Thakur - 1998
Temperatura de yacimiento	NC	Ganesh C. Thakur - 1998
Porosidad	NC	Ganesh C. Thakur - 1998
Razón de movilidad agua aceite	0.2-5	William Cobb - 2001
Litología	Arsenica o Caliza	Petroleum Engin. Handbook - 1987
Acuífero?	No	ECP - SYA - WF - 2011
Capa de Gas?	No	ECP - SYA - WF - 2011