



Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-américaine d'Énergie
Organização Latino-Americana de Energia

RECUPERACION MEJORADA

OSCAR LEON
CONSULTOR

**GEOLOGIA DEL PETROLEO: CARACTERISTICAS Y
VALORACION DE LOS YACIMIENTOS
HIDROCARBURIFEROS**

2 - MAYO - 2014

SANTA CRUZ, BOLIVIA



OLADE se crea el 2 de noviembre de 1973 con la suscripción del Convenio de Lima, instrumento constitutivo de la Organización, ratificado por 27 países de América Latina y el Caribe y un País Participante, Argelia.



Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-américaine d'Énergie
Organização Latino-Americana de Energia

MISIÓN: Contribuir a la integración, al desarrollo sostenible y la seguridad energética de la región, asesorando e impulsando la cooperación y la coordinación entre sus Países Miembros.

VISIÓN: OLADE es la Organización política y de apoyo técnico, mediante la cual sus Estados Miembros realizan esfuerzos comunes, para la integración energética regional y subregional.

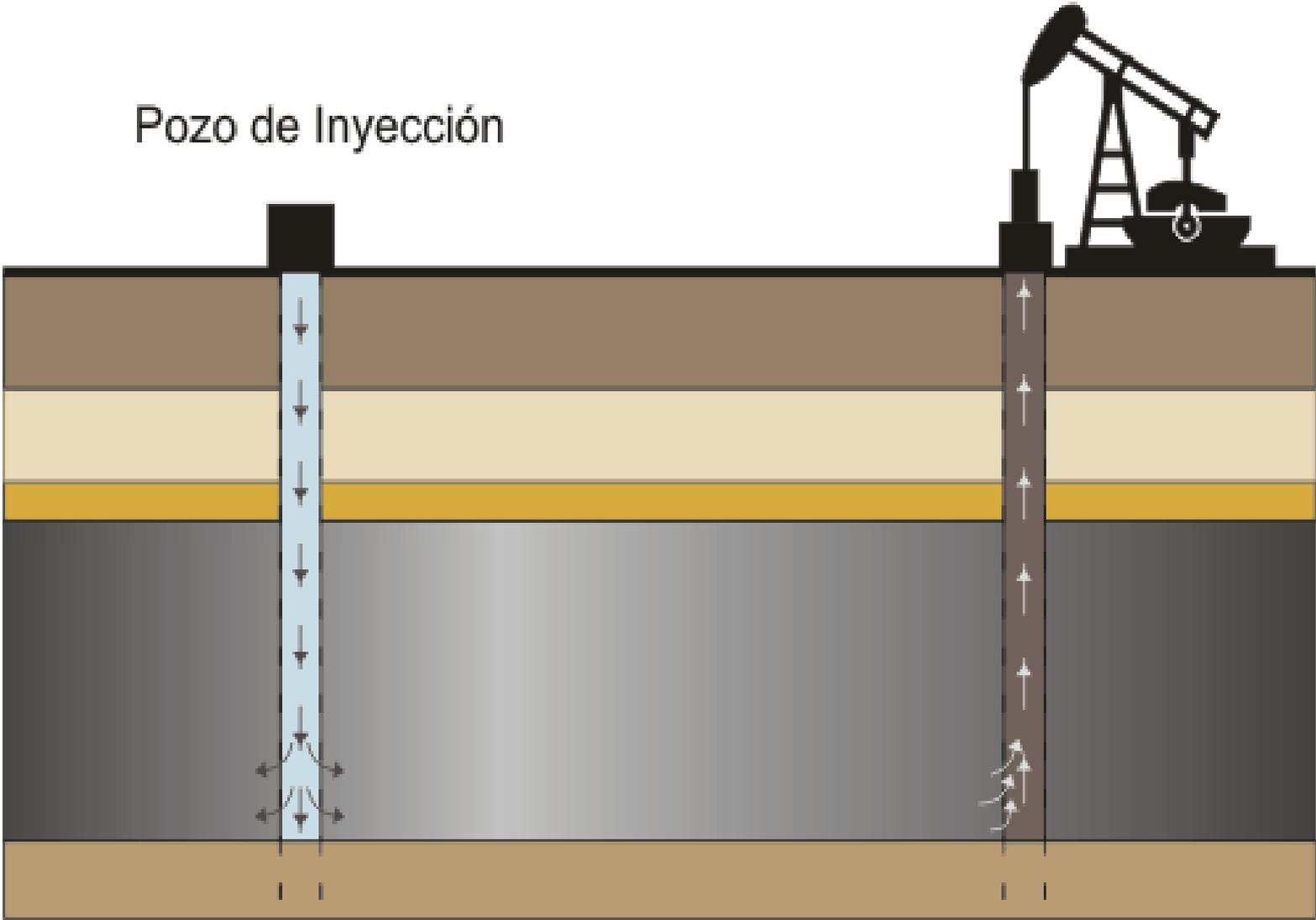


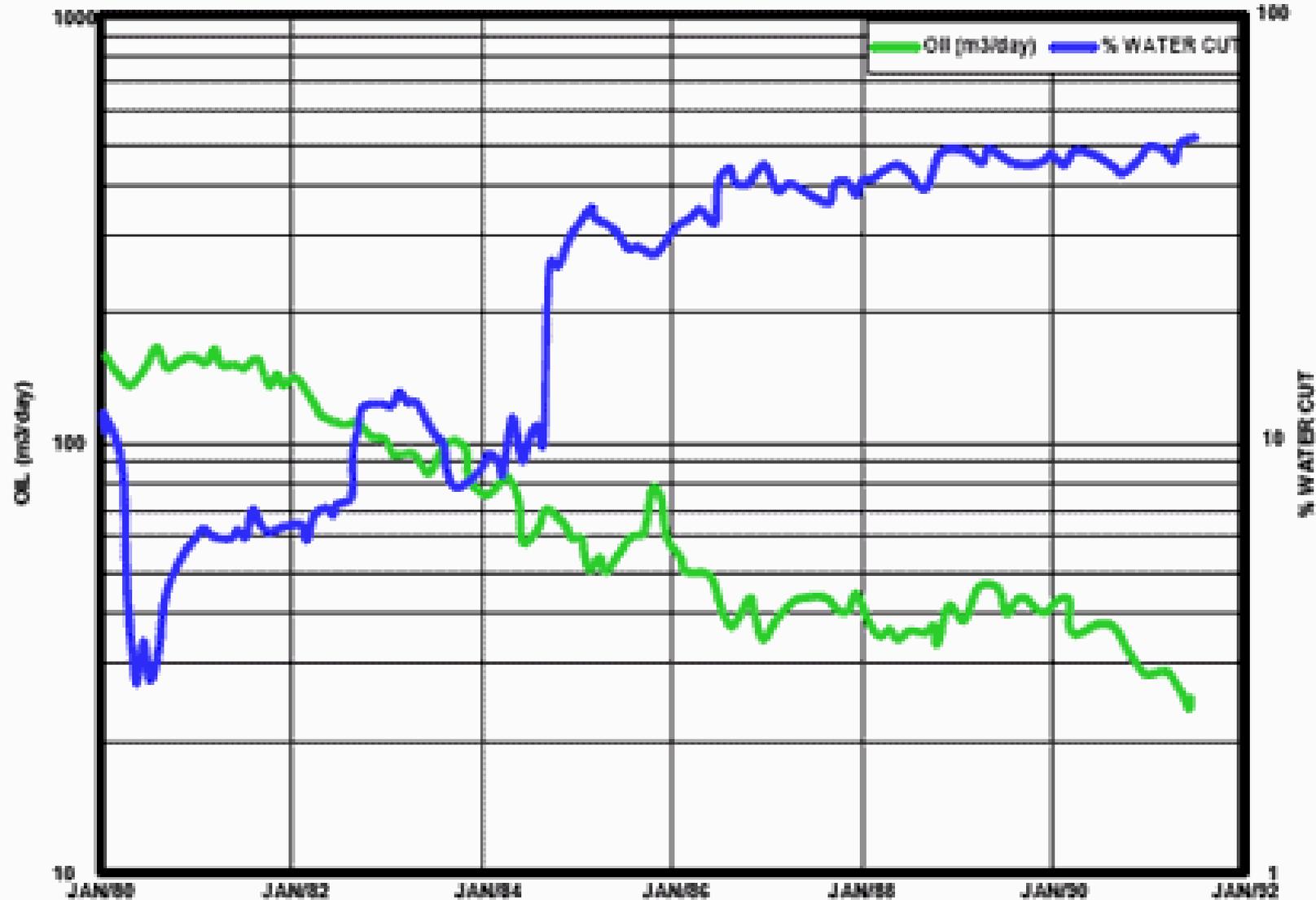
Recuperación Secundaria

- Segunda etapa de producción de hidrocarburos durante la cual un fluido externo, como agua o gas, se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en la roca que tengan comunicación de fluidos con los pozos productores.
- El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo. Las técnicas de recuperación secundaria más comunes son la inyección de gas y la inundación con agua. Normalmente, el gas se inyecta en el casquete de gas y el agua se inyecta en la zona de producción para barrer el petróleo del yacimiento.
- Durante la etapa de recuperación primaria, puede comenzar un programa de mantenimiento de la presión, pero es una forma de recuperación mejorada. La etapa de recuperación secundaria alcanza su límite cuando el fluido inyectado (agua o gas) se produce en cantidades considerables de los pozos productores y la producción deja de ser económica.
- El uso sucesivo de la recuperación primaria y la recuperación secundaria en un yacimiento de petróleo produce alrededor del 15% al 40% del petróleo original existente en el lugar.

Pozo de Producción

Pozo de Inyección





Np (% OOP)

12.5

15.8

18

19.4

20.3

21.4

Time (months)

54

78

102

126

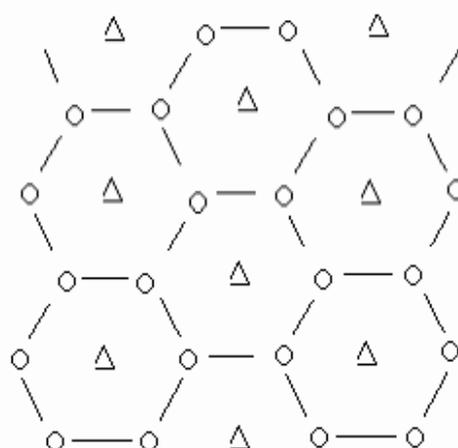
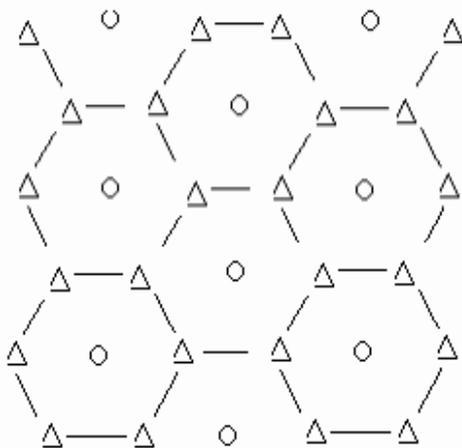
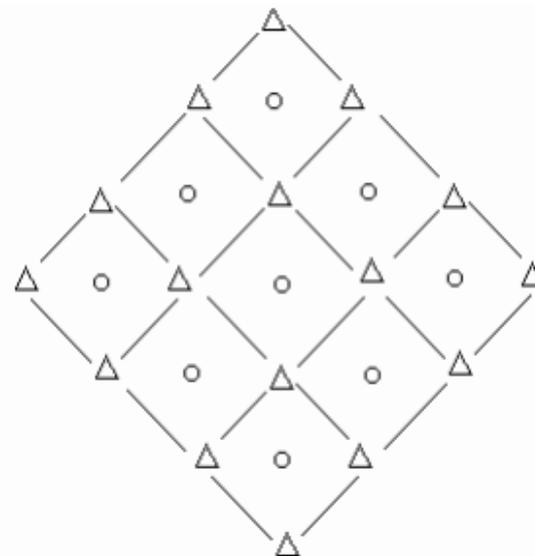
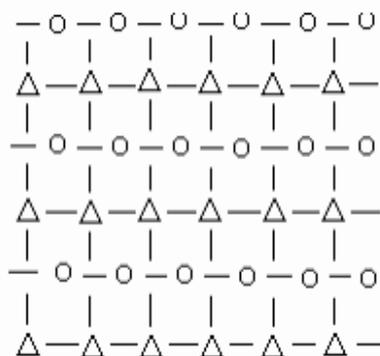
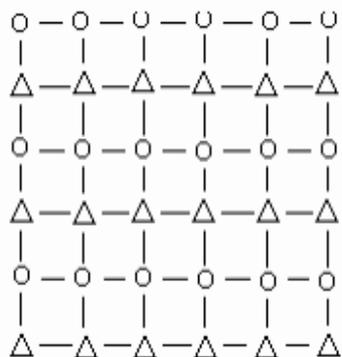
150

186

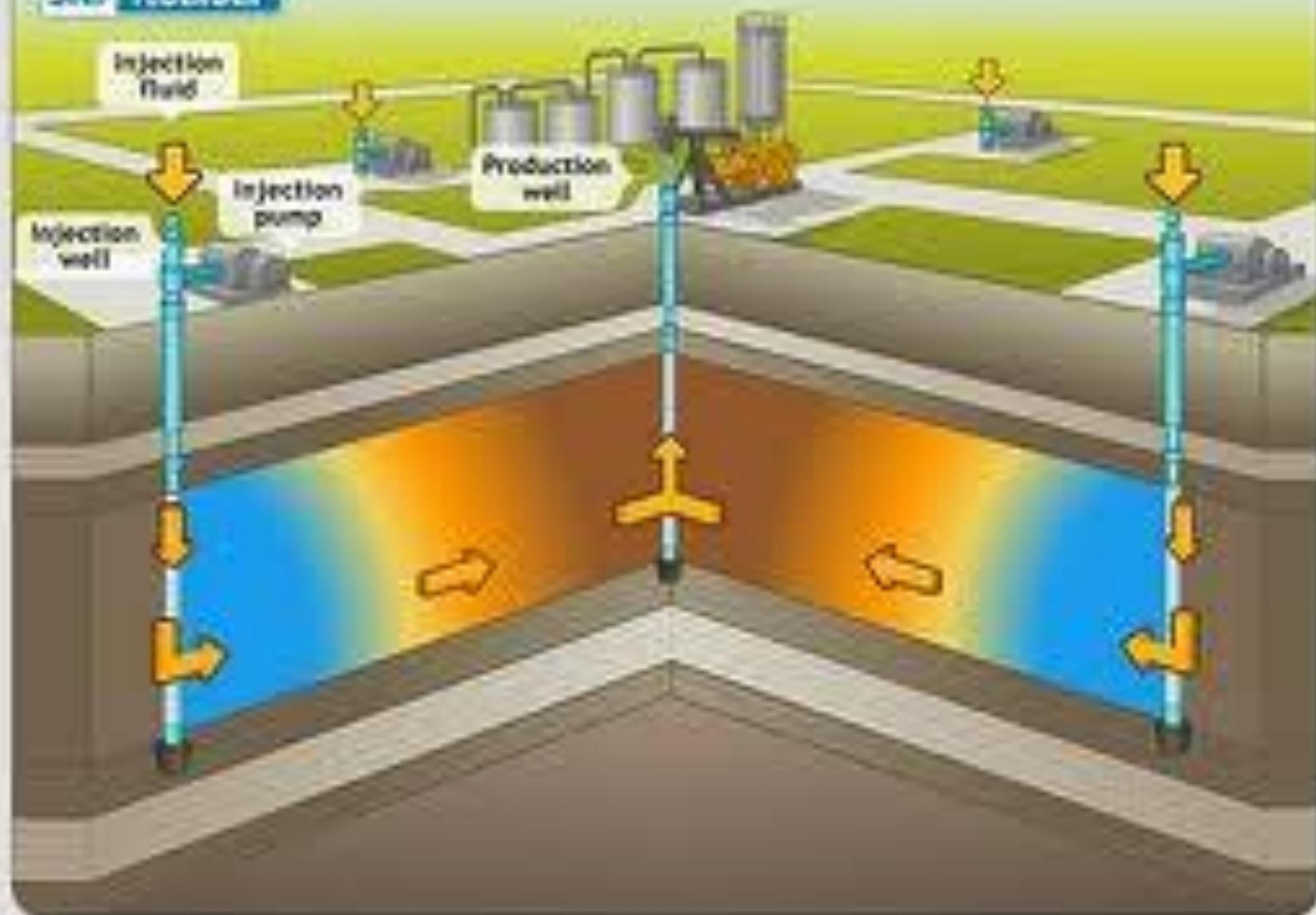
Recuperación Secundaria

- Recuperación primaria ineficiente ==> recuperación secundaria.
- Objeto: barrer petróleo remanente hacia pozos productores.
- Elegir fluido a inyectar.

Esquema de Inyección - Producción



SNF ROERGER



Elección de esquema de inyección - producción

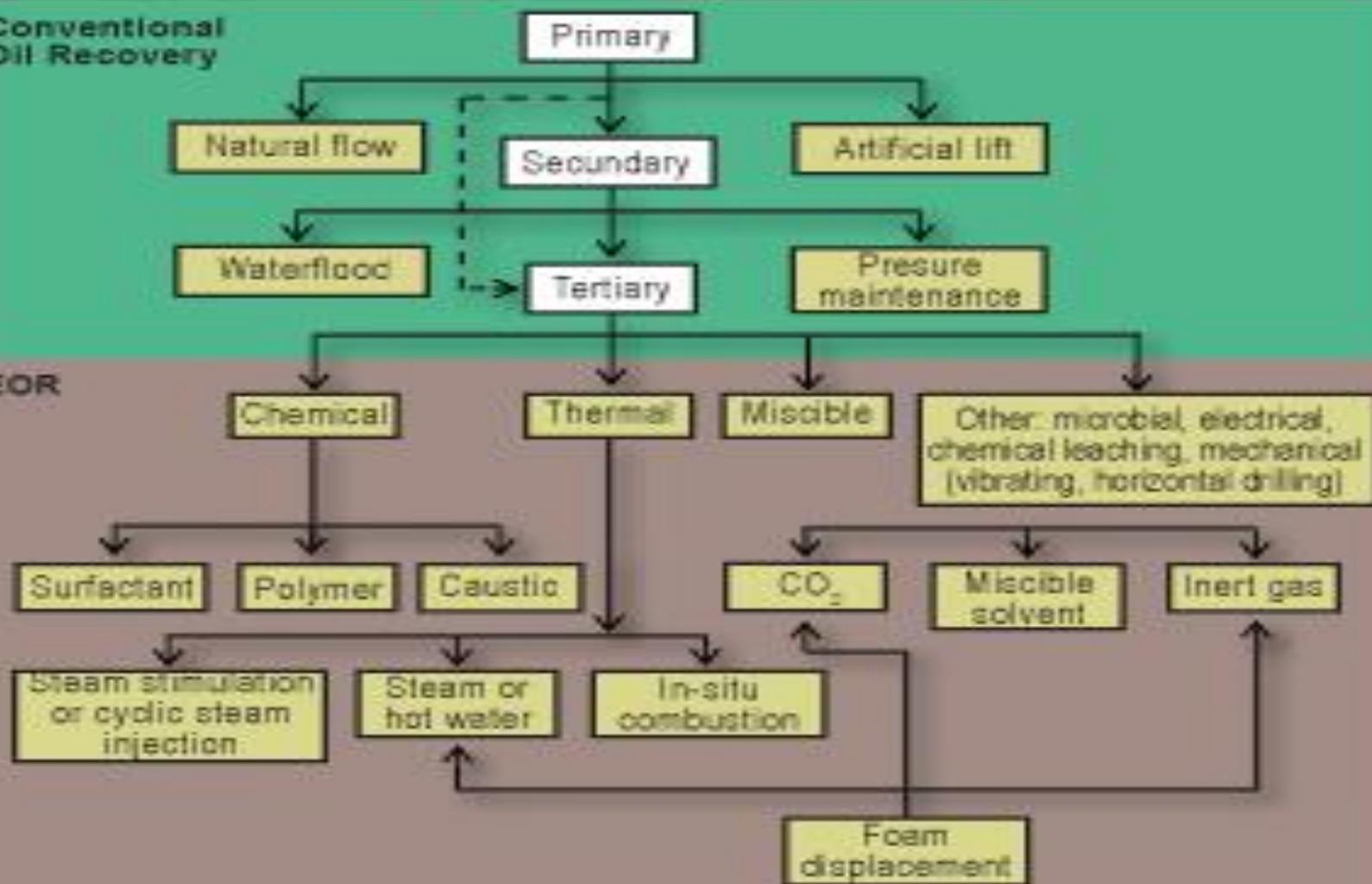
- Ubicación de pozos existentes.
- Geometría del reservorio
- Costo de perforación de pozos nuevos.
- Necesidad de balancear cantidad de fluidos inyectados y producidos.

Figura 2 Métodos de IOR-EOR

Oil Recovery Mechanisms

Conventional
Oil Recovery

EOR

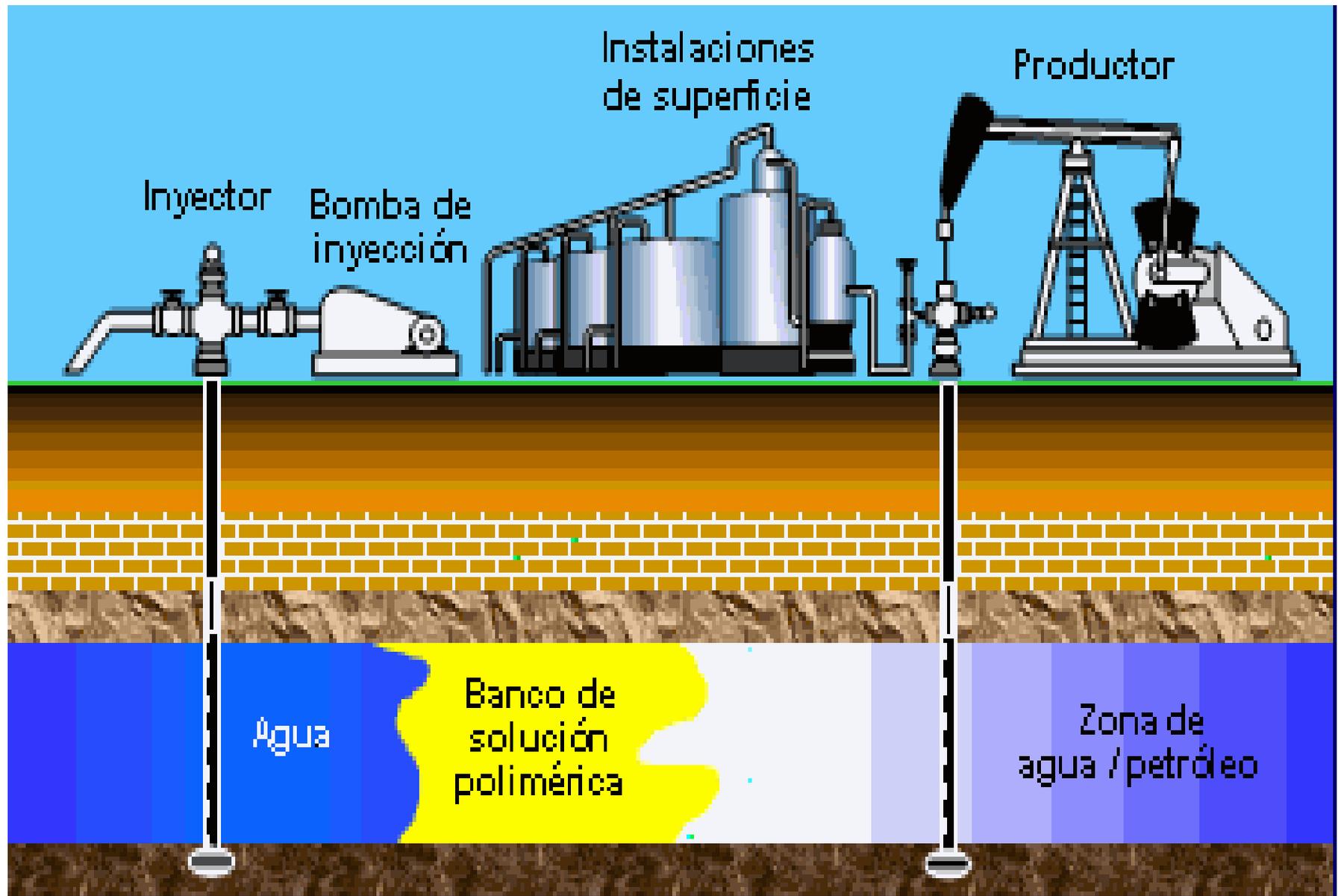


Oil recovery mechanisms.

(Adapted from Verutu PB, reference 2 and Donakson BC et al, reference 5.)

Factores a considerar en Recuperación Secundaria: resumen

- Bases sólidas de datos del reservorio.
- Esquema de inyección consistente con naturaleza y continuidad del reservorio.
- Zona productiva aislada.
- Barrido volumétrico.



Recuperación Mejorada

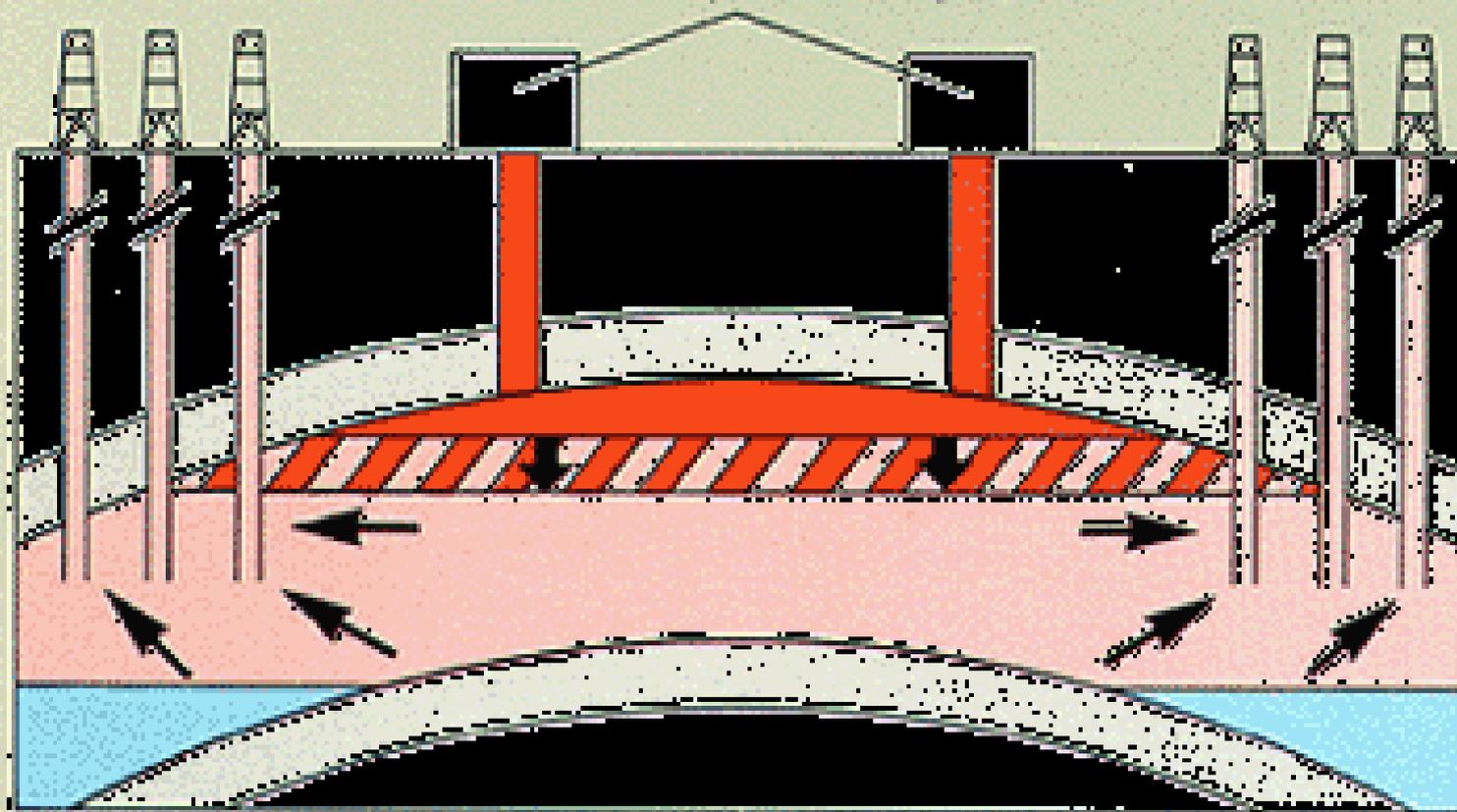
- Información para definir una técnica de
- Profundidad.
- Cantidad de petróleo estimada en el reservorio.
- Viscosidad.
- Densidad

Recuperación Mejorada

- Métodos térmicos
 - Inyección cíclica de vapor. (huff and puff)
 - Inyección continua de vapor. (steam drive)
 - Combustión “In Situ”.
- Métodos Químicos
 - Métodos miscibles (solventes, CO₂, micro emulsiones, gas).
 - Métodos de baja tensión (surfactante).
 - Métodos alcalinos.
 - Inyección de agua viscosa (polímeros).
 - Combinación de los tres anteriores.
 - Recuperación con Microorganismos

Inyección de gas

Pozos de inyección de gas



Gas



Petróleo



Petróleo
desplazado por agua



Agua

Drenaje con surfactante / polímero

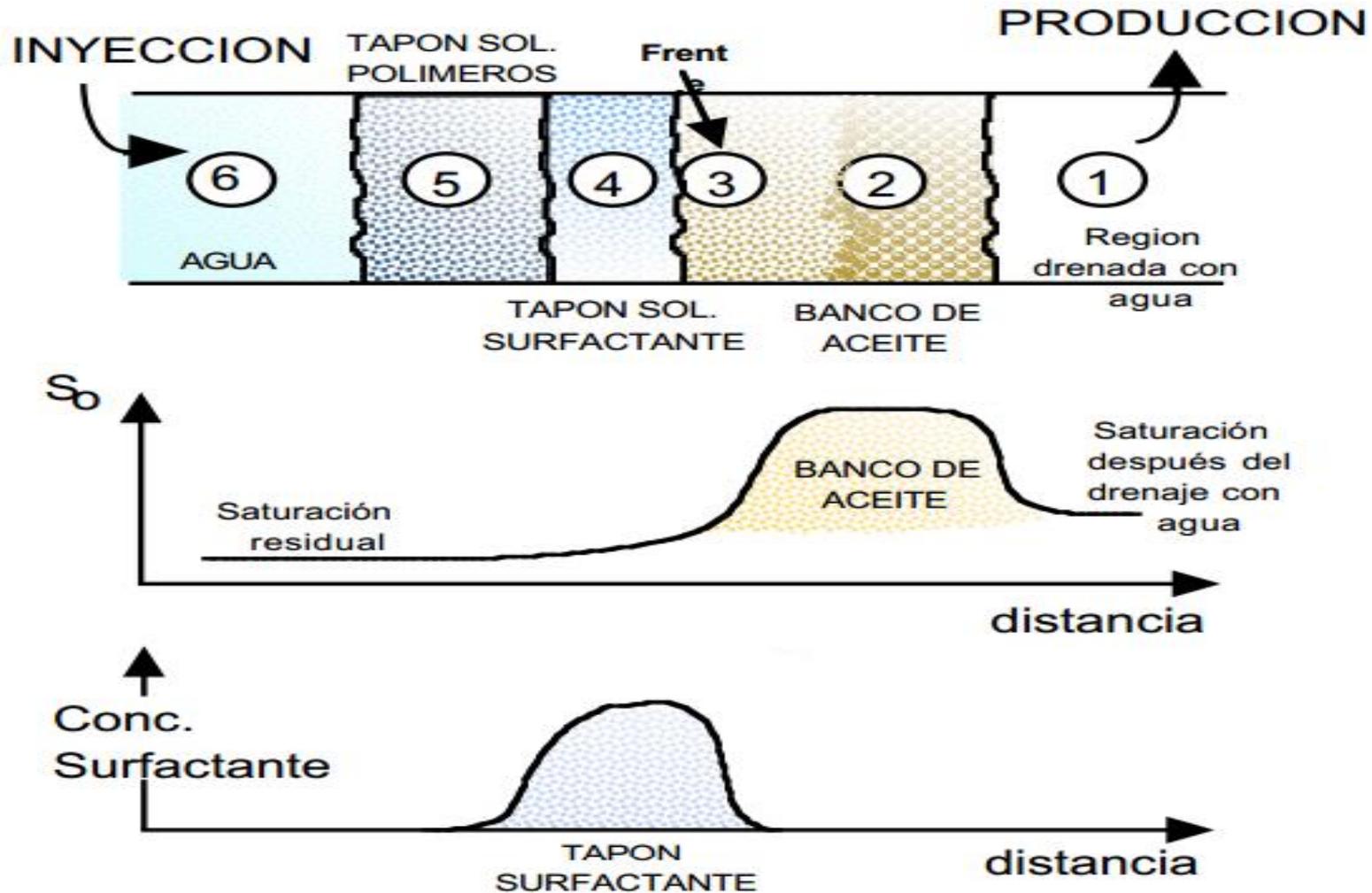


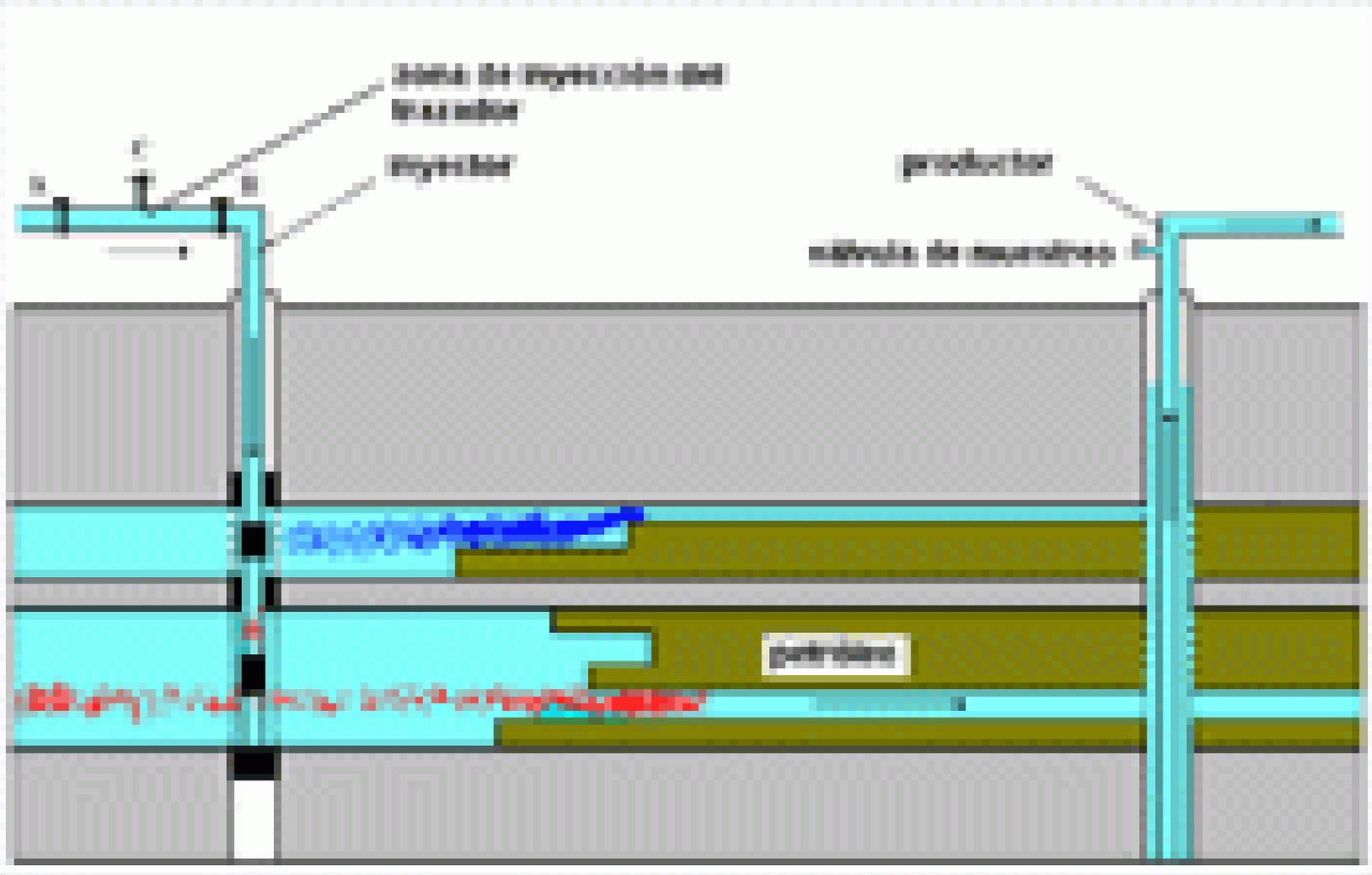
Figura 16: Diferentes estados del yacimiento durante un proceso de recuperación mejorada con surfactante/polímero

Drenaje alcalino

- El drenaje alcalino consiste en inyectar una solución acuosa alcalina conteniendo del orden de 0.1 - 2.5% de hidróxido de sodio, carbonato de sodio u otro producto para lograr un pH entre 8 y 10. A tal pH los ácidos nafténicos contenidos en ciertos crudos reaccionan con la fase acuosa alcalina para formar in situ las sales de sodio, que son surfactantes similares a los jabones, y a menudo se llaman así.
- Estos jabones poseen propiedades surfactantes y son susceptibles de modificar la mojabilidad de la roca y de reducir la tensión interfacial. En ciertos casos se obtienen tensiones bajas (0,01-0,001 dina/cm) para condiciones particulares semejantes al caso de la formulación óptima en el drenaje con surfactante. Al adsorberse los jabones sobre la matrix rocosa, producen una mojabilidad por el aceite que tiende a aumentar la permeabilidad relativa de esta a baja saturación porque promueve la continuidad de dicha fase.

Estimulación del pozo

- Debido a la geometría cilíndrica del flujo en la vecindad de un pozo, la velocidad del flujo varía como el inverso del cuadrado de distancia al pozo. Por lo tanto es necesario tener una alta porosidad y alta permeabilidad en la vecindad del pozo, tanto para operaciones de inyección como de producción.
- Además de los tratamientos físicos (inyección de vapor, acidificación, fracturación), es a menudo conveniente limpiar la cercanía del pozo de cualquier aceite líquido o sólido atrapado en el medio poroso. La inyección de surfactante en concentración relativamente alta puede provocar una movilización miscible de este aceite.
-
- La adsorción de surfactantes de peso molecular relativamente alto puede permitir hidrofobar la roca, para que en la cercanía del pozo se vuelva entonces mojabable por el aceite. La presencia de surfactante en fondo de pozo puede también aliviar ciertos problemas de producción referidos como daños de formación, por ejemplo ayudando a suspender los cristales de parafinas, o produciendo una emulsión O/W fácil de quebrar



PROBLEMAS EN LA RECUPERACION MEJORADA

- Al estar estos fluidos en contacto con el aceite y el sólido del yacimiento, los cuales han estado en equilibrio físico – químico durante mucho tiempo con la salmuera connata, pueden producirse varios fenómenos de transferencia de masa: adsorción, intercambio iónico, etc. Al desplazar estos fluidos en el yacimiento pueden además producirse fenómenos de non-equilibrio.

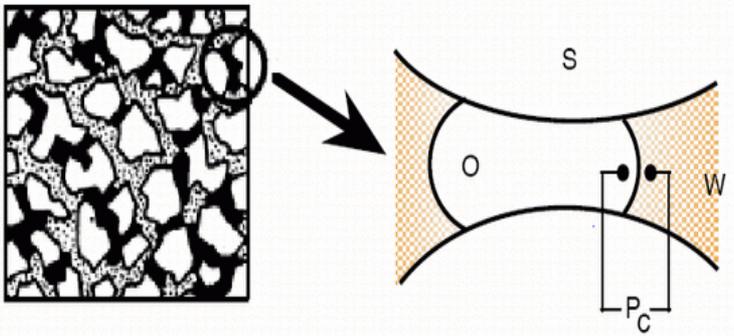


Figura 1. Estructura de atrapamiento de los glóbulos de petróleo por efecto capilar.
 Fuente: Salager, J. L., "Recuperación Mejorada del Petróleo".

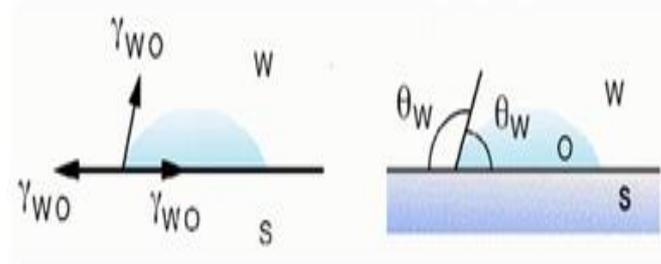


Figura 2. Equilibrio de las fuerzas de tensión y ángulo de contacto.
 Fuente: Salager, J. L., "Recuperación Mejorada del Petróleo".

PROBLEMAS DE ADSORCIÓN

- La adsorción del surfactante sobre la roca del yacimiento puede alcanzar valores tan altos que tornan el proceso antieconómico. Se han realizado estudios acerca de la influencia de la estructura sobre la adsorción, los cuales parecen indicar que una mayor ramificación de las cadenas alquilo permite mantener la baja tensión y disminuir la adsorción.

PROBLEMAS DE PRECIPITACION Y RETENCIÓN

- El surfactante puede también encontrar un ambiente físico-químico inadecuado, por ejemplo en el caso de sulfonatos, iones divalentes desorbidos de las arcillas. Se sabe que los sulfonatos de calcio o de magnesio son insolubles en agua y que por lo tanto precipitan; a veces pueden incluso migrar a la fase aceite y perder su capacidad de producir tensiones ultrabajas.

PROBLEMAS DE FRACCIONAMIENTO

- Los surfactantes utilizados en Recuperación Mejorada tienen que ser poco costosos; en general son sulfonatos de petróleo, que contienen una amplia distribución de pesos moleculares. Tales mezclas pueden fraccionarse entre el agua y el aceite, con las especies de mayor peso molecular pasando al aceite. Como consecuencia la mezcla de surfactantes que queda en la fase agua posee un peso molecular cada vez mas bajo. Eso resulta en un cambio en la formulación y como consecuencia se pierden las condiciones fisico-quimicas para formulación óptima.

PROBLEMAS DE EFECTO CROMATOGRAFICO

- La mezcla de surfactante puede también fraccionarse en el proceso de adsorción sobre la roca. Como el fluido se desplaza, esto significa que se empobrece poco a poco en especies más adsorbidas, es decir las de mayor peso molecular. El proceso es esencialmente semejante a una separación cromatográfica

PROBLEMAS DE INTERCAMBIO IONICO

- Las rocas almacén contienen en general o bien caliza, o bien arenisca cementada con arcillas. En ambos casos contienen iones Ca^{++} que han estado en equilibrio con la salmuera connata. Al inyectar una nueva fase acuosa, se produce en general un nuevo equilibrio físico-químico, el cual puede resultar en un intercambio de iones entre la solución inyectada y la roca. Si tal fenómeno resulta en la desorción de cationes polivalentes tal como el Ca^{++} o el Mg^{++} , que puede producir la precipitación de una parte de los sulfonatos. En todo caso, esta desorción tiende a cambiar la salinidad de la solución inyectada, es decir que cambia la formulación.

PROBLEMAS DE EMULSIONES

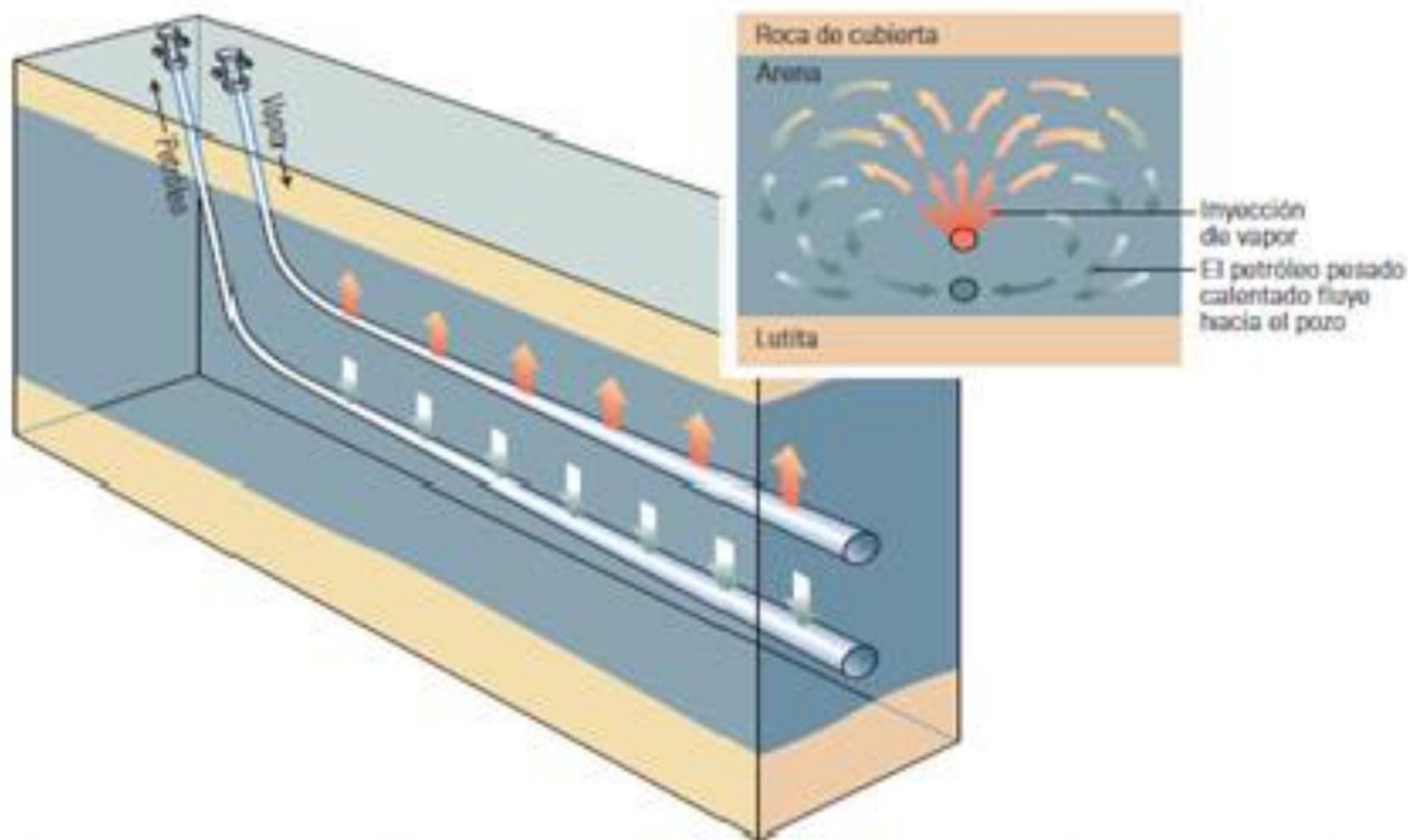
- En el frente del tapón de surfactante se produce la movilización del aceite atrapada, la cual tiene tendencia a desplazarse. El cizallamiento producido por el movimiento en el medio poroso es muy bajo, pero en presencia de una tensión interfacial ultra-baja, puede ser suficiente para producir emulsiones. Por otra parte, las emulsiones pueden resultar de procesos de no-equilibrio como la emulsión espontánea en presencia de surfactantes, o cuando éste se forme in-situ al contactarse un crudo ácido con una solución alcalina.

PROBLEMAS CON POLÍMEROS

- El tapón de polímeros es mucho más sencillo desde el punto de vista físico-químico que el tapón de surfactante.
- Sin embargo los polímeros son también susceptibles de precipitarse, formar nuevas fases al contacto del tapón de surfactante, adsorberse en la roca, o ser retenido por filtración en los poros pequeños.

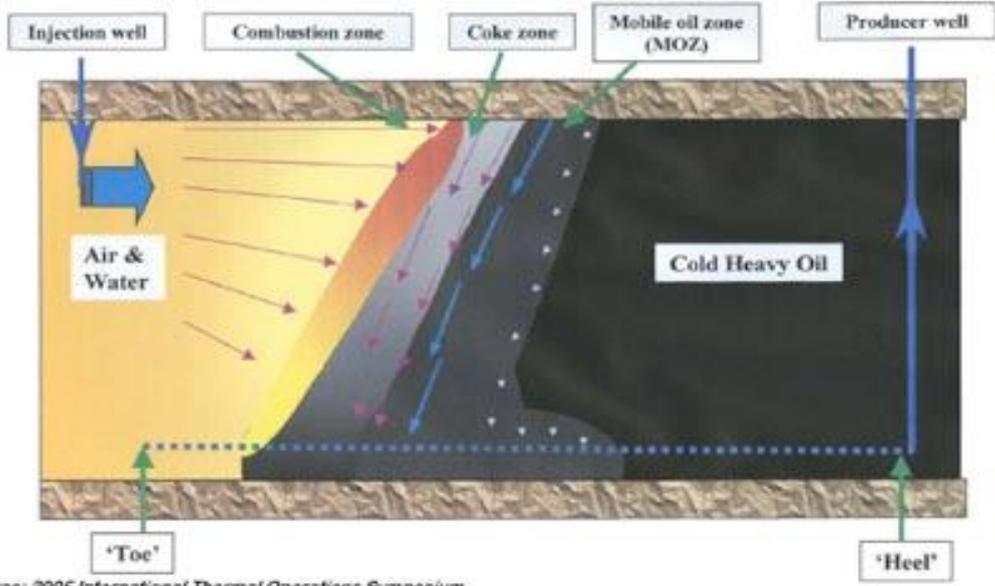
TAPONAMIENTO CONTROLADO CON ESPUMAS

- Cuando el yacimiento presenta fracturas y/o zonas de alta permeabilidad, los fluidos inyectados, que sean soluciones acuosas o vapor, tienden a "escaparse" por este camino de menor pérdida de carga, y por lo tanto no penetran en las demás zonas. Esto resulta en una pésima eficiencia de barrido y por lo tanto en una baja recuperación.
-
- El fenómeno se agrava por si mismo, porque al barrerse estas zonas, se moviliza el petróleo de tales zonas y su permeabilidad aumenta en consecuencia.
-
- Si se pudieran tapar estas zonas después de haber movilizado el petróleo que contienen, los fluidos inyectados tendrían que penetrar en las zonas de menor permeabilidad.



^ Método de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD). Se perfora un par de pozos horizontales paralelos, uno por encima del otro. Se inyecta vapor en el pozo superior para calentar el petróleo pesado, reduciendo su viscosidad. La gravedad hace que el petróleo fluya hacia abajo, en dirección hacia el pozo productor.

THAI Bitumen-Recovery Process



Source: 2005 International Thermal Operations Symposium

A more advanced technology to recover bitumen in situ, Toe to Heel Air Injection (THAI), is advancing toward commercialization.

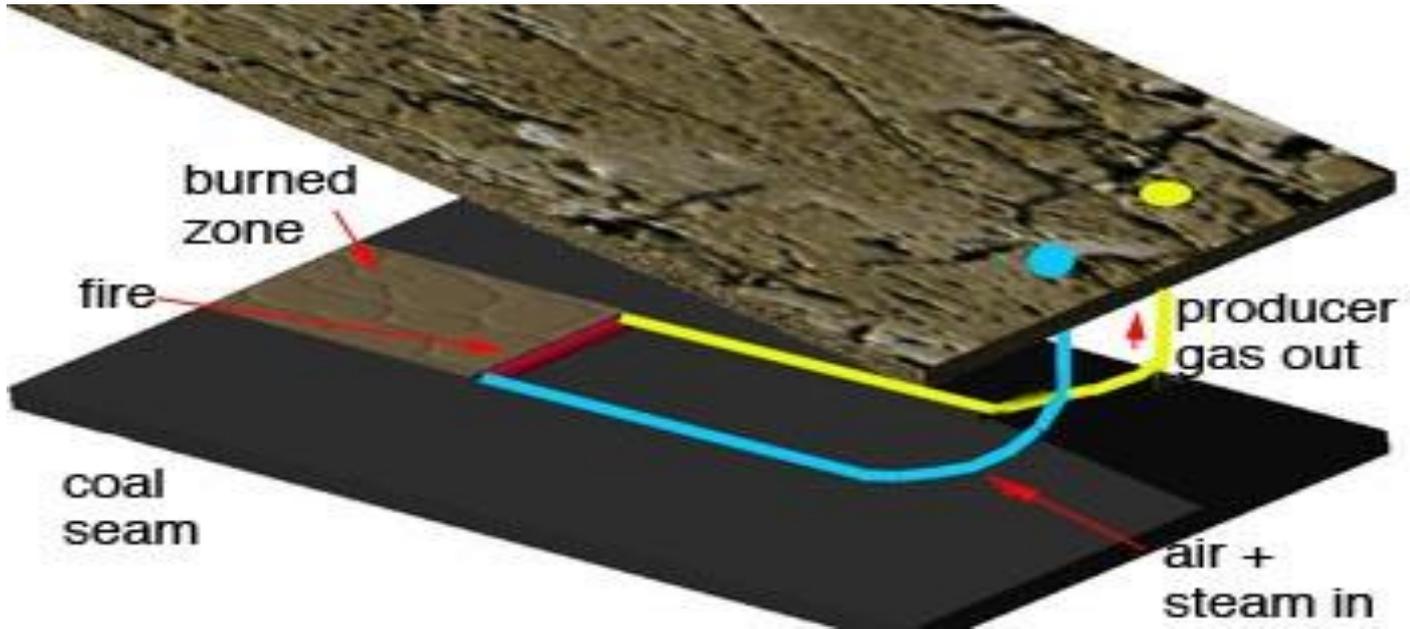


Figura 4. Recuperación incremental producto de los métodos de EOR

| % | Térmicos | | | Químicos | | Solventes | |
|-------|--|------------------------|--|--|--|--|---------------------------------|
| 60-65 | Inyección de vapor (~0.5 bl por barril) | SAGD (~3bl por barril) | Combustión (10 mpc de aire por barril) | Alcalíes Surfactantes/ Polímero (35-40 lb de químico por barril) | Polímero Mezclas -Surfactantes- (10-25 lb de surfactante por barril) | Polímero (1 lb de polímero por barril) | Miscible (4-10 mpc por barril) |
| 55-60 | | | | | | | |
| 45-50 | Inyección cíclica de vapor (~2 barriles consumidos por barril) | | | | | | |
| 40-45 | | | | | | | |
| 35-40 | | | | | | | |
| 30-35 | | | | | | | |
| 25-30 | | | | | | | |
| 20-25 | | | | | | | |
| 15-20 | | | | | | | |
| 10-15 | | | | | | | |
| 5-10 | | | | | | | Inmiscible (~10 mpc por barril) |



Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-américaine d'Énergie
Organização Latino-Americana de Energia

América del Sur

Argentina
Brasil
Bolivia
Chile
Colombia
Ecuador
Paraguay
Perú
Uruguay
Venezuela

América Central y México

Belice
Costa Rica
El Salvador
Guatemala
Honduras
Nicaragua
Panamá
México

Caribe

Barbados
Cuba
Grenada
Guyana
Haití
Jamaica
Trinidad y Tobago
República Dominicana
Suriname

País Participante

Argelia