

Biotecnología del Petróleo



Mgter Ing. José Antonio Gálvez



UNCUYO
UNIVERSIDAD
NACIONAL DE CUYO
MENDOZA, ARGENTINA

BIOPROCESOS



FACULTAD
DE INGENIERÍA

Parte B: Aplicaciones de la biotecnología al upstream

Unidad 4: Recuperación terciaria asistida por microorganismos. Bio tratamiento de agua de formación.

Unidad 5: Bio Corrosión y Bioensuciamiento. Exclusión biocompetitiva: control de SH₂



Rocas reservorio



YPF.Jj.Ca.xp-4
#4 4179,00 (a)

LCV

bioturbación M

(L)

G

G1

G/P

G/P

M

5 cm

b

B. Dol.

O. Dol.

Yeso-Anh.

0.3mm

c

Mic. Dol.

Gr. Dol.

Gr. T.

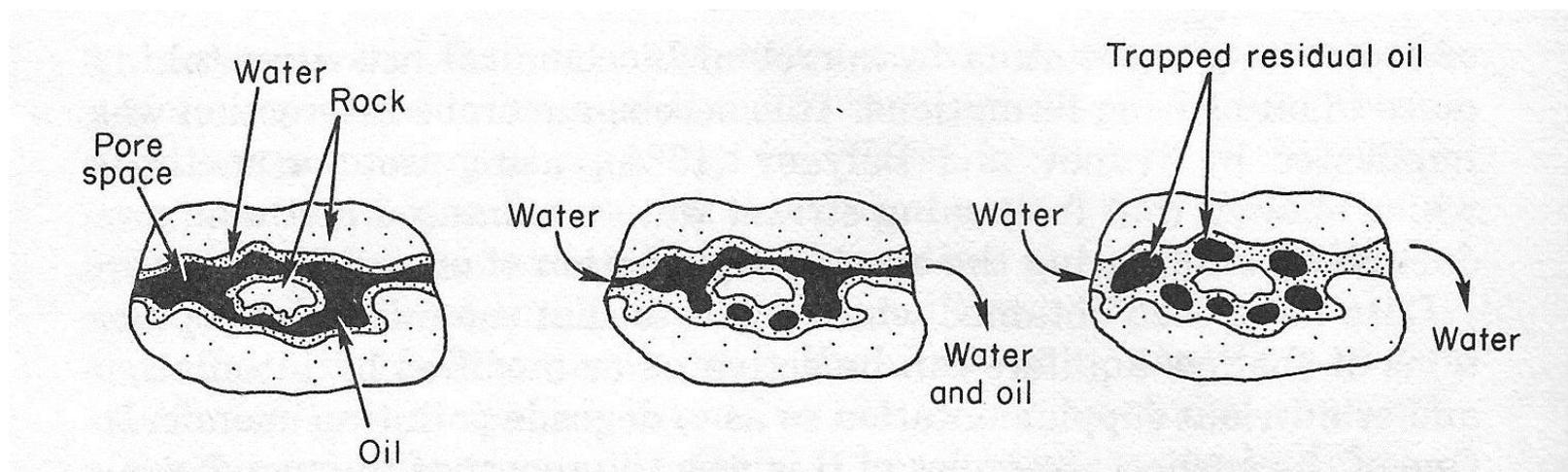
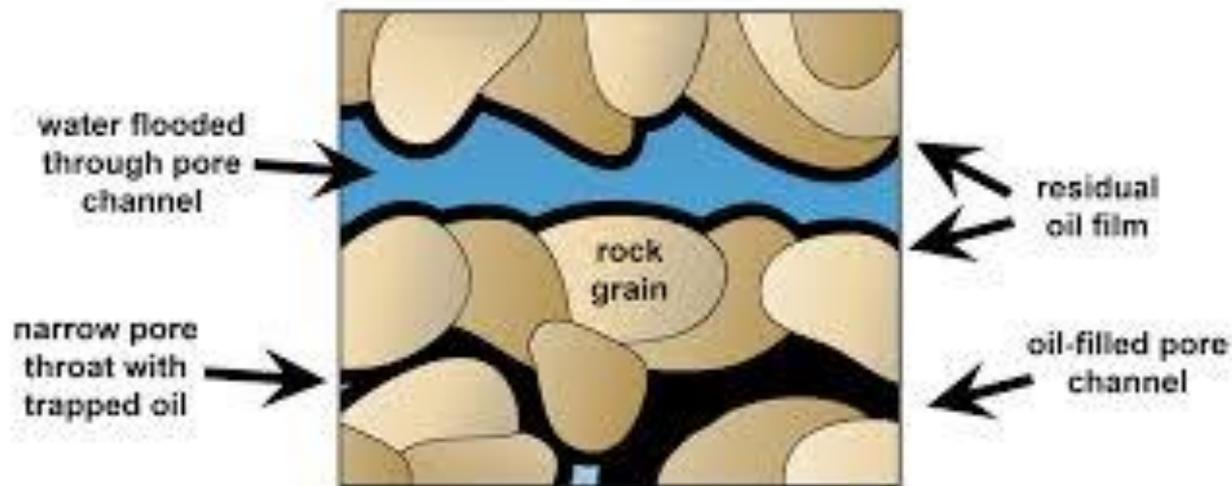
Int. Mic. Dol.

0.6mm

d

O. Dol.

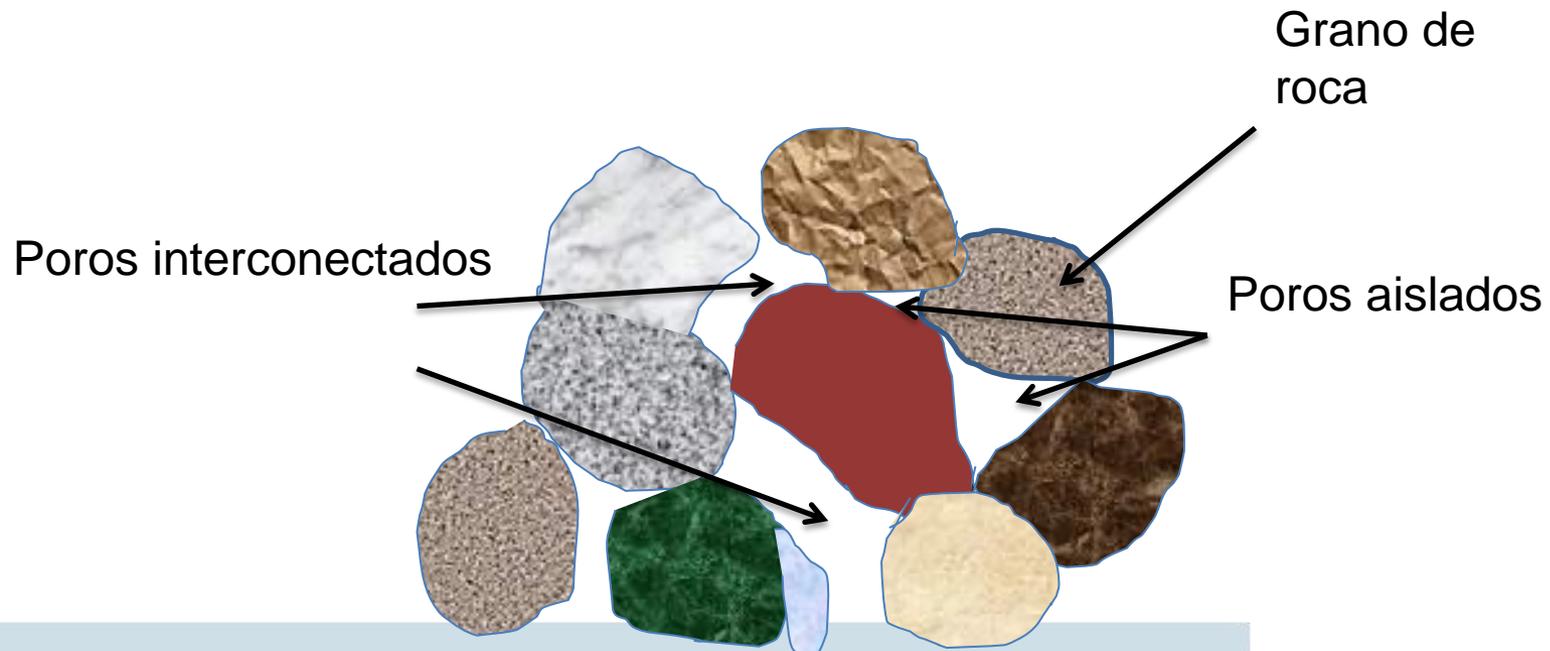
0.3mm



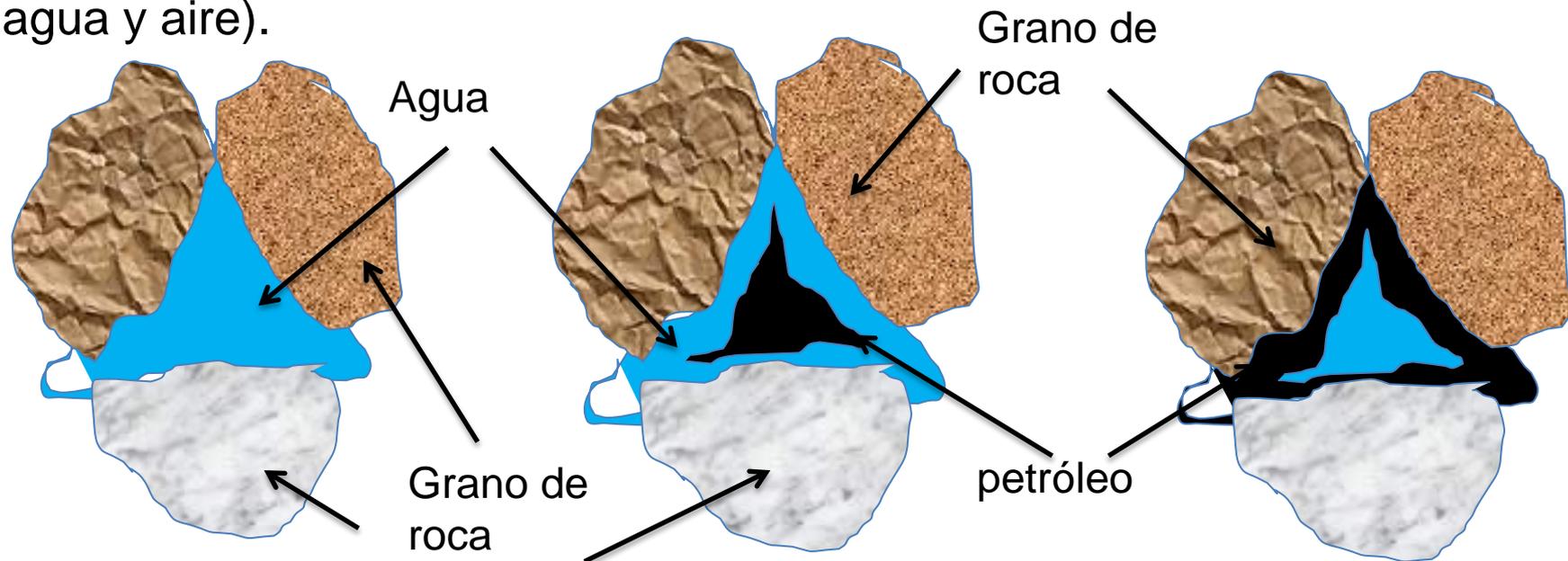
FLUJO EN MEDIOS POROSOS NATURALES

Medio poroso natural

Un medio poroso natural está compuesto por partículas sólidas de formas variables entre las que se encuentran espacios vacíos. Parte de estos están comunicados entre sí y parte aislados.



Estos espacios vacíos están ocupados por fluidos. Los fluidos pueden ser gases, líquidos o combinación de ambos. En el caso que nos interesa de la industria petrolera los fluidos son tres: gas, agua y petróleo, en el caso de la extracción de agua son uno o dos (agua o agua y aire).



Acuífero saturado

Reservorio petrolero mojado al agua

Reservorio petrolero mojado al petróleo

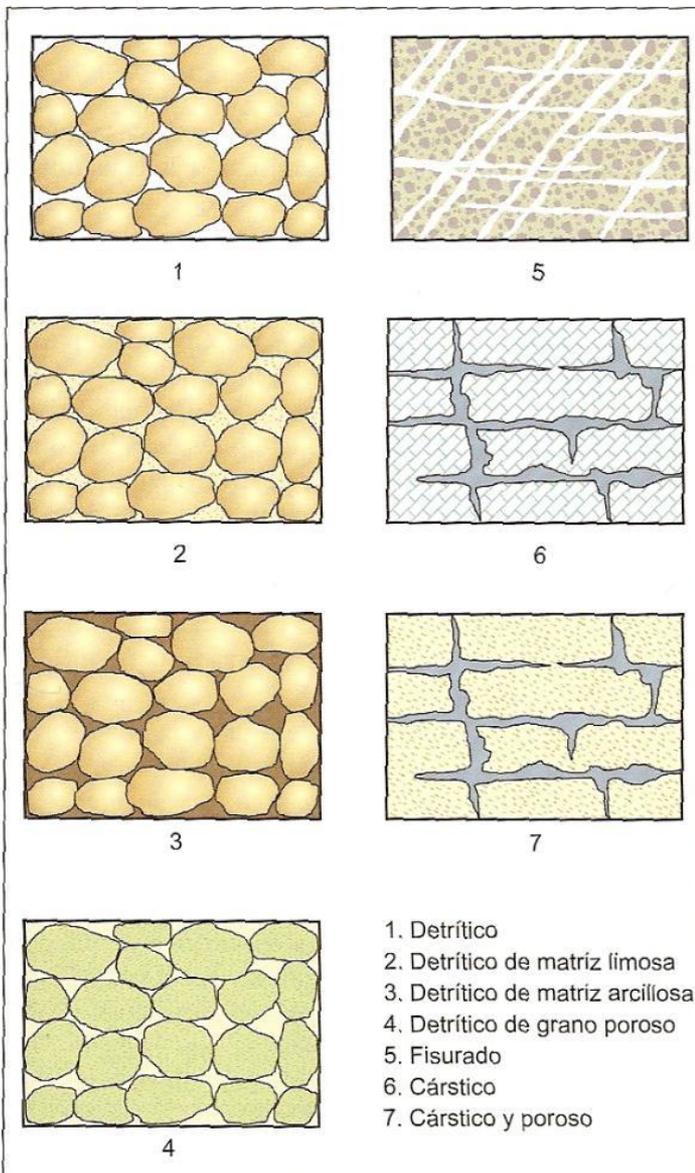
FLUJO EN MEDIOS POROSOS NATURALES

Las partículas sólidas pueden estar agrupadas simplemente o pueden estar unidas por un cemento o un proceso de sinterización, dando como resultado un material natural duro y compacto. En el primer caso hablamos de sedimentos y en el segundo caso estamos en presencia de rocas. Para nuestro caso las ecuaciones a aplicar son similares.

Este medio recibe distintos nombres en función de los fluidos y el uso que se da al mismo. En caso de encontrarse agua se denomina acuífero y se puede dividir en saturado o no saturado. En el caso de almacenar hidrocarburos (líquidos o gaseosos) se denomina reservorio.

Los reservorios pueden estar ubicados en cuencas sedimentarias, o en rocas porosas principalmente arenas, areniscas, calcitas y dolomitas con aberturas intergranulares o con espacios poroso debido a diaclasas, fracturas y disolución de rocas por soluciones.

Los acuíferos pueden estar situados en estas estructuras y además en arenas, gravas y materiales aluvionales.



Ejemplos de formaciones porosas



FLUJO EN MEDIOS POROSOS NATURALES

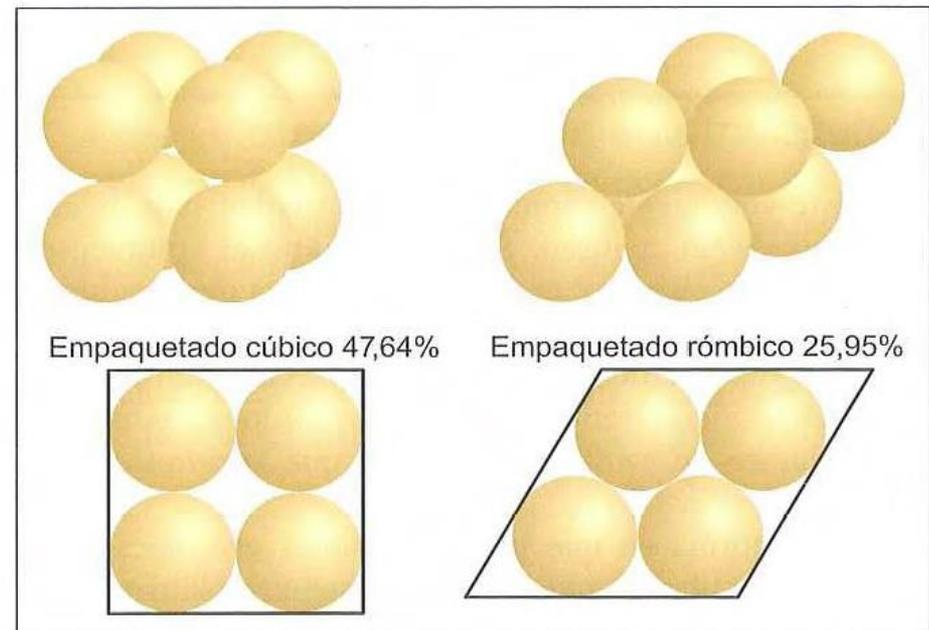
POROSIDAD: Volumen de huecos en una roca por volumen de la misma, depende de la textura del suelo, sin intervenir la forma, puede ser debida a espacios intergranulares o a grietas y fisuras.

POROSIDAD TOTAL = VOLUMEN DE POROS/VOLUMEN TOTAL

POROSIDAD EFICAZ = VOL. POROS CONECTADOS/ VOL. TOTAL

La porosidad total depende de la forma, distribución granulométrica y forma de empaquetado de los granos.

Si los granos son de distinto tamaño, los más chicos pueden ocupar los espacios entre los mas grandes.



FLUJO EN MEDIOS POROSOS NATURALES

Otras variables de interés del fluido

Viscosidad

Tensión superficial

Capilaridad

Densidad

Temperatura

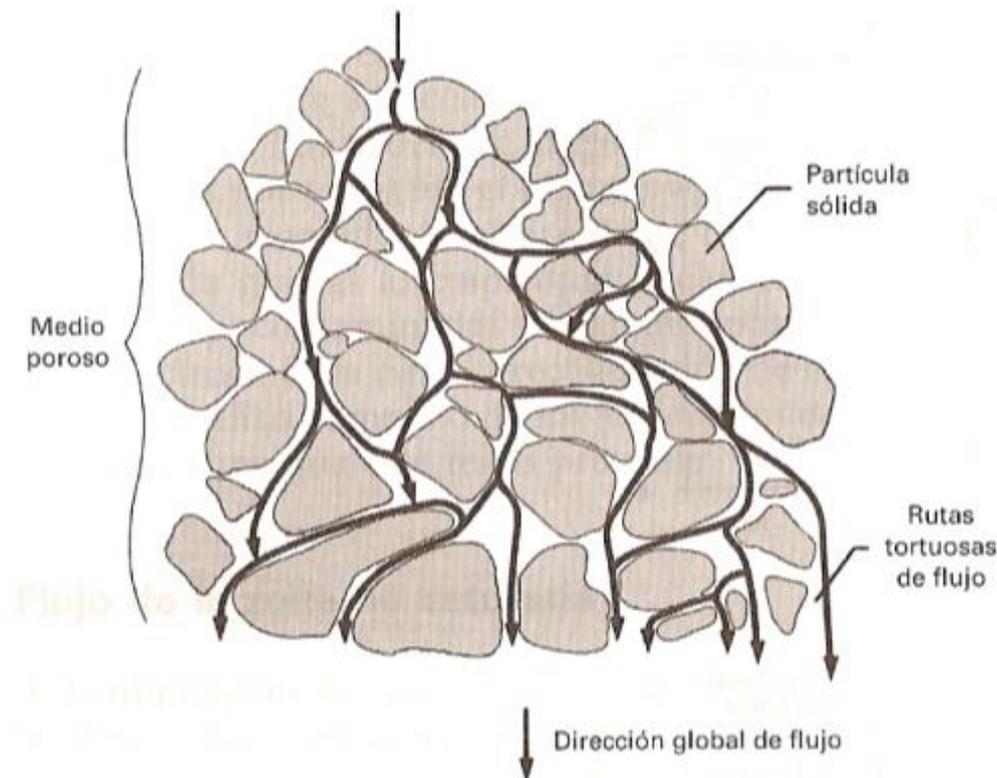
Presión

Composición



FLUJO EN MEDIOS POROSOS NATURALES

Movimiento de fluidos en un medio poroso

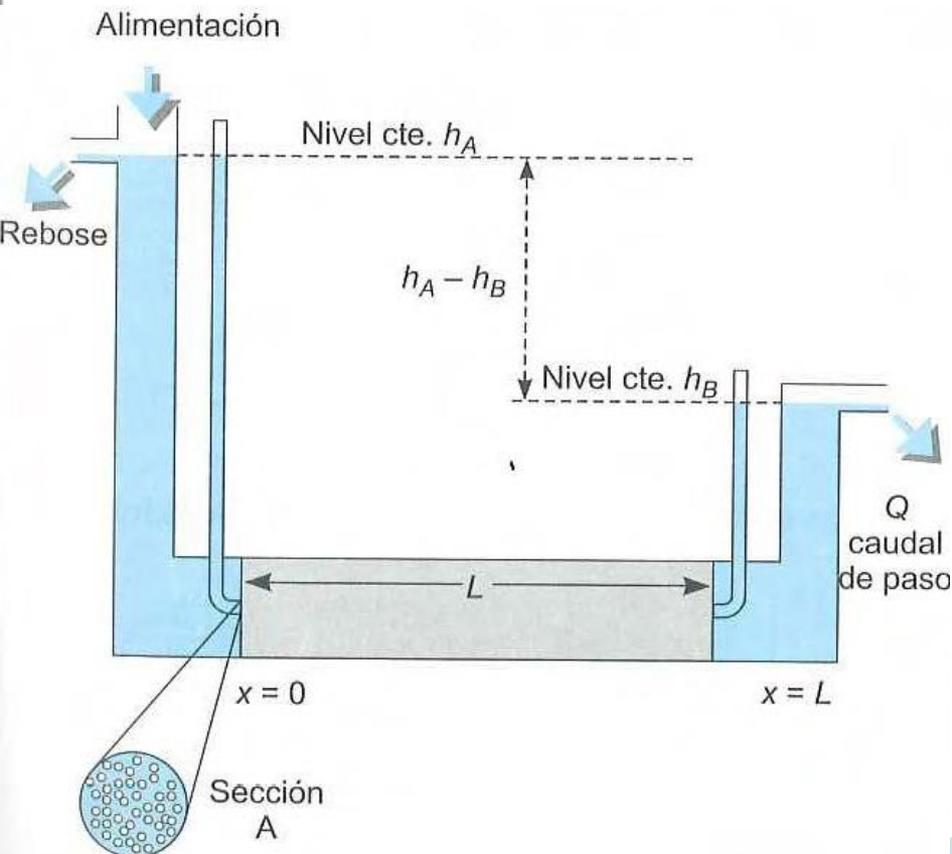


Camino tortuoso

- Expansión del fluido
- Drenaje gravitacional
- Desplazamiento de fluidos natural o artificialmente
- Expulsión capilar

Cuantificación del flujo en medios porosos: Ecuación de Darcy

Medio poroso isótropo y homogéneo



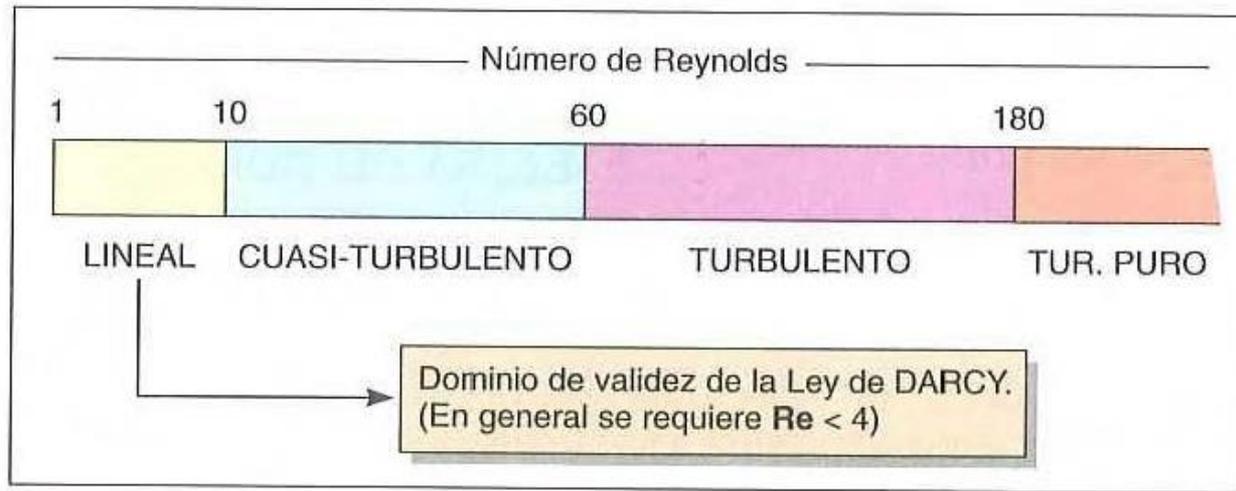
$dp \ll A$

$$Q = -k * A * \frac{dh}{dx}$$

Ley experimental macroscópica válida para rocas no consolidadas, consolidadas y filtros de arena.

k = coef. permeabilidad de Darcy o conductibilidad hidráulica

Cuantificación del flujo en medios porosos: Ecuación de Darcy



$$Re = \delta v \frac{Lc}{\mu}$$

$Lc = d_{50}$ medio granular

$Lc = 2e$ en elementos fisurados siendo e el ancho medio de las fisuras

Coeficiente de permeabilidad de Darcy: características

k es un valor constante para cada roca y para cada fluido en las mismas condiciones. Es difícil de correlacionar con la porosidad

Depende de:

- **Naturaleza del medio poroso**
- **Viscosidad del fluido**
- **Densidad del fluido**
- **Tipo de fluido**
- **Temperatura (por la viscosidad)**
- **Composición química del agua**
- **Presencia de otros fluidos (gases o líquidos de distinta densidad), en este caso puede afectar también la presión**
- **Interacción del fluido con el sólido: tensión superficial, capilaridad, reacciones químicas**



Coeficiente de permeabilidad de Darcy: características

Fluidos diferentes al agua

$$k = k_0 * \frac{\gamma}{\mu} = \frac{k_0}{\nu}$$

$$v = -\frac{k_0}{\nu} * \frac{dh}{dx}$$

**k_0 permeabilidad intrínseca o coeficiente de permeabilidad
y depende sólo del medio**

Para gases

$$Q_m = -k_g * A * \frac{dh}{dx}$$

$$k_g = k * \gamma$$



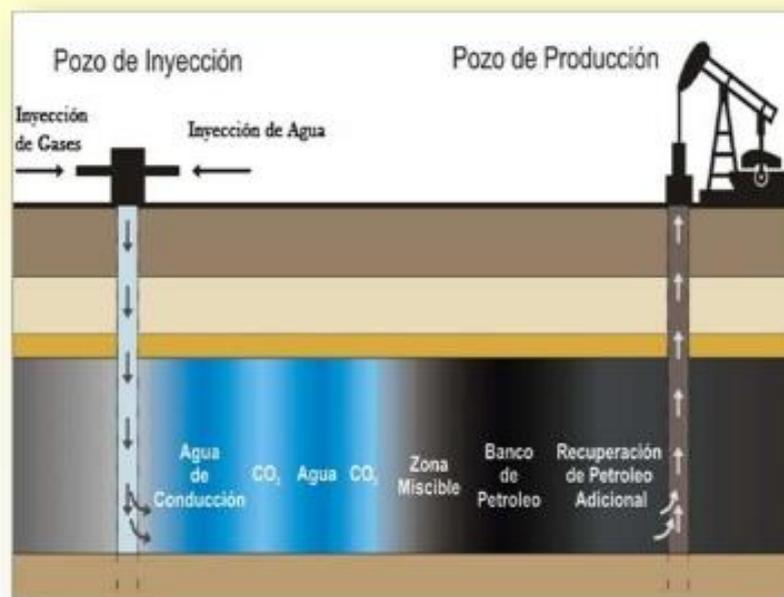
Métodos de recuperación

Recuperación primaria



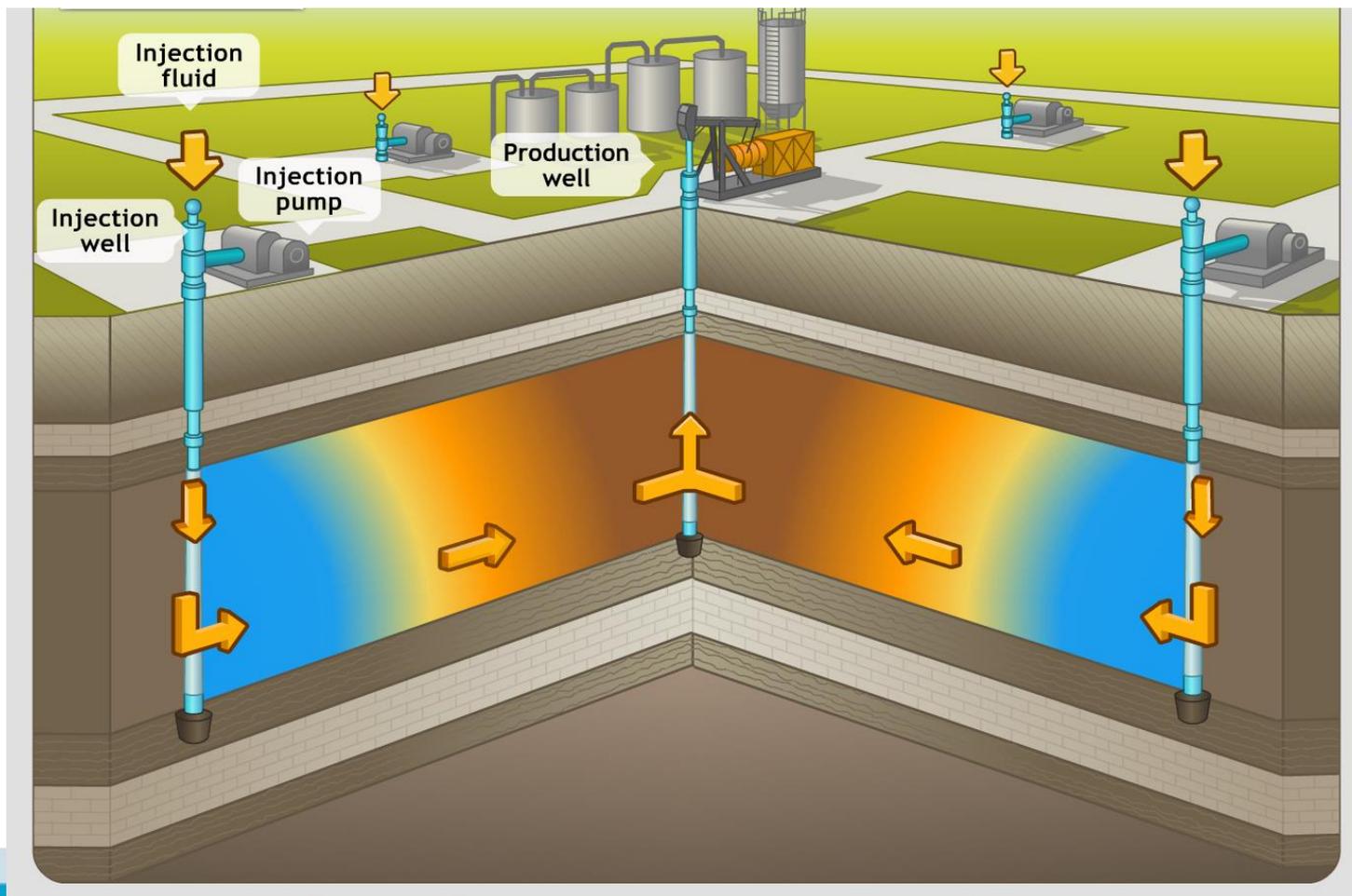
El petróleo se drena naturalmente debido al efecto del gradiente de presión.

Recuperación secundaria



Inyección de gas para aumentar la presión en el yacimiento y/o agua para desplazar el petróleo.

Inyección de agua



Leyenda

Yacimiento en recuperación secundaria

Escribe una descripción



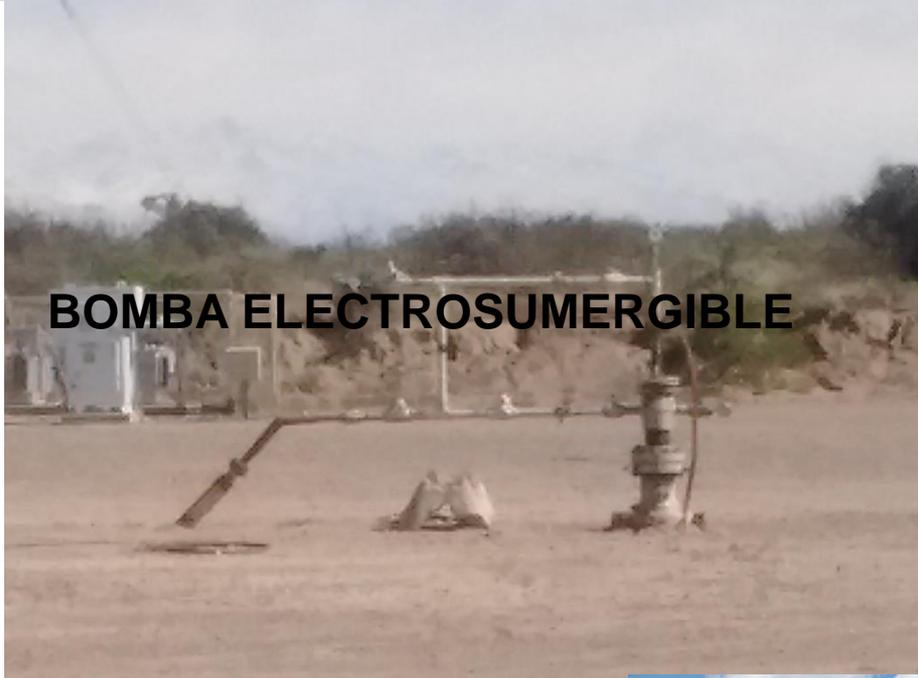
Google Earth

Image © 2013 DigitalGlobe



400 m





BOMBA ELECTROSUMERGIBLE



AyB, BOMBA DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

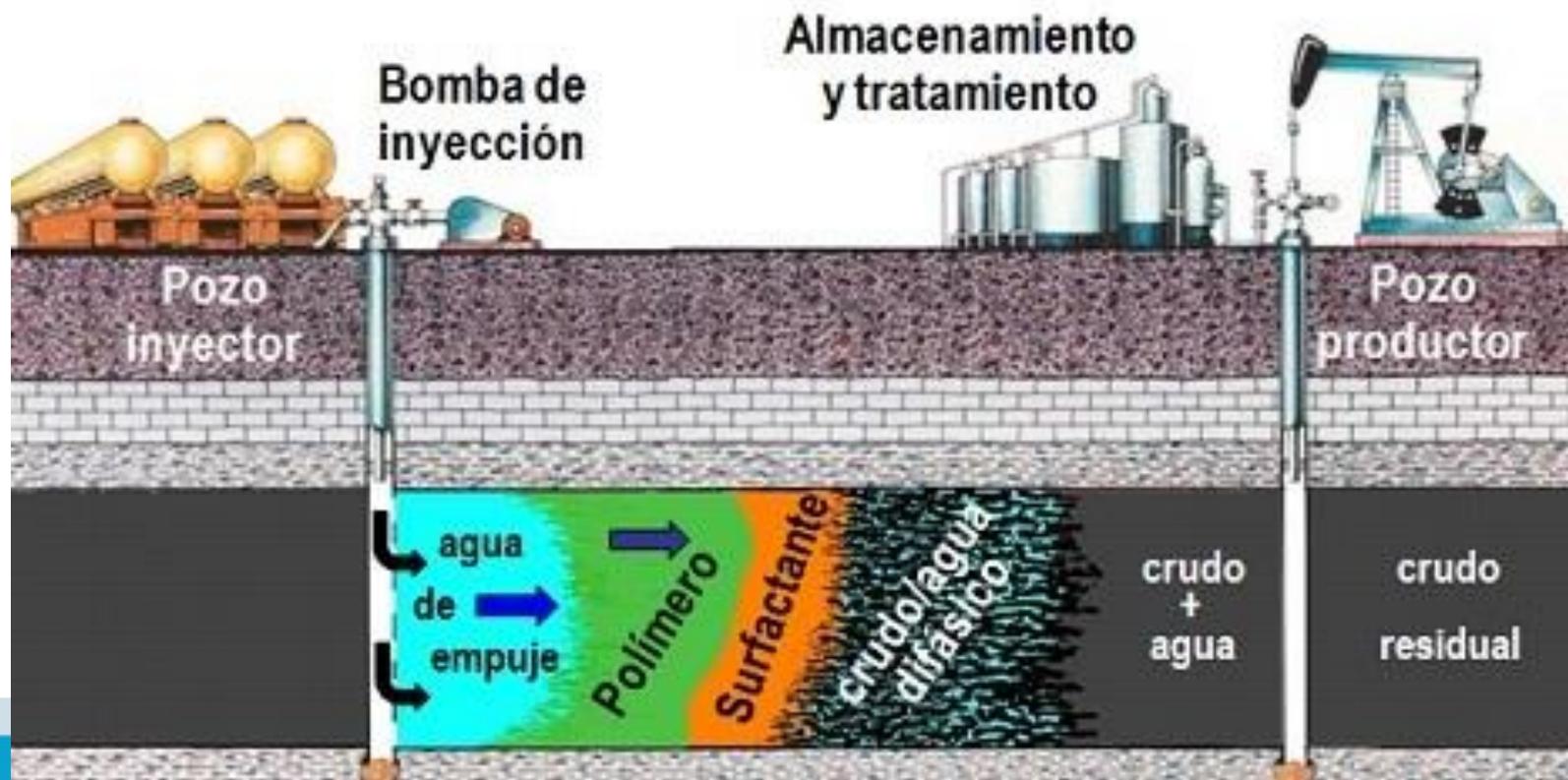


POZO INYECTOR

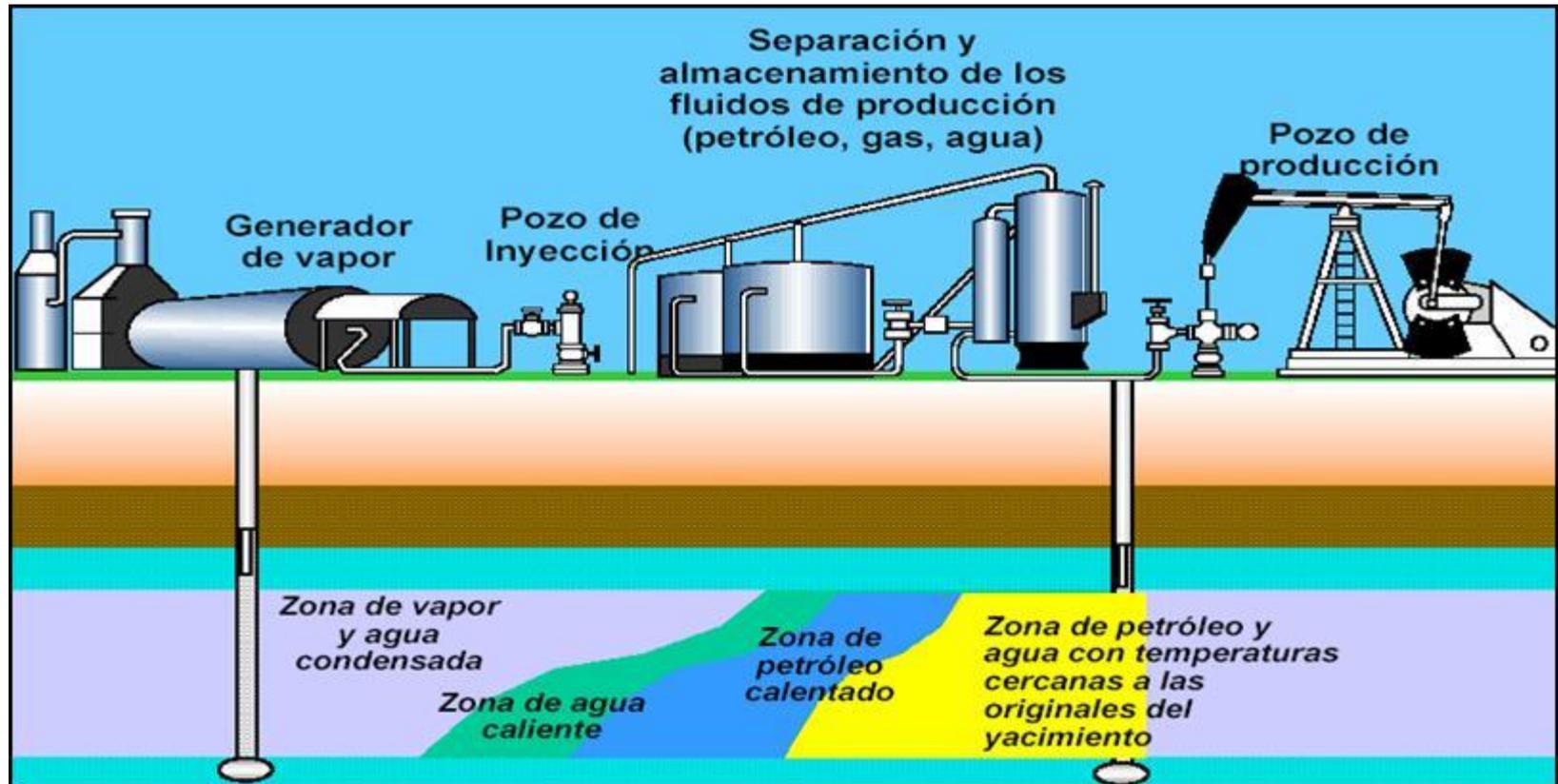


Inyección de Surfactante/Polímero

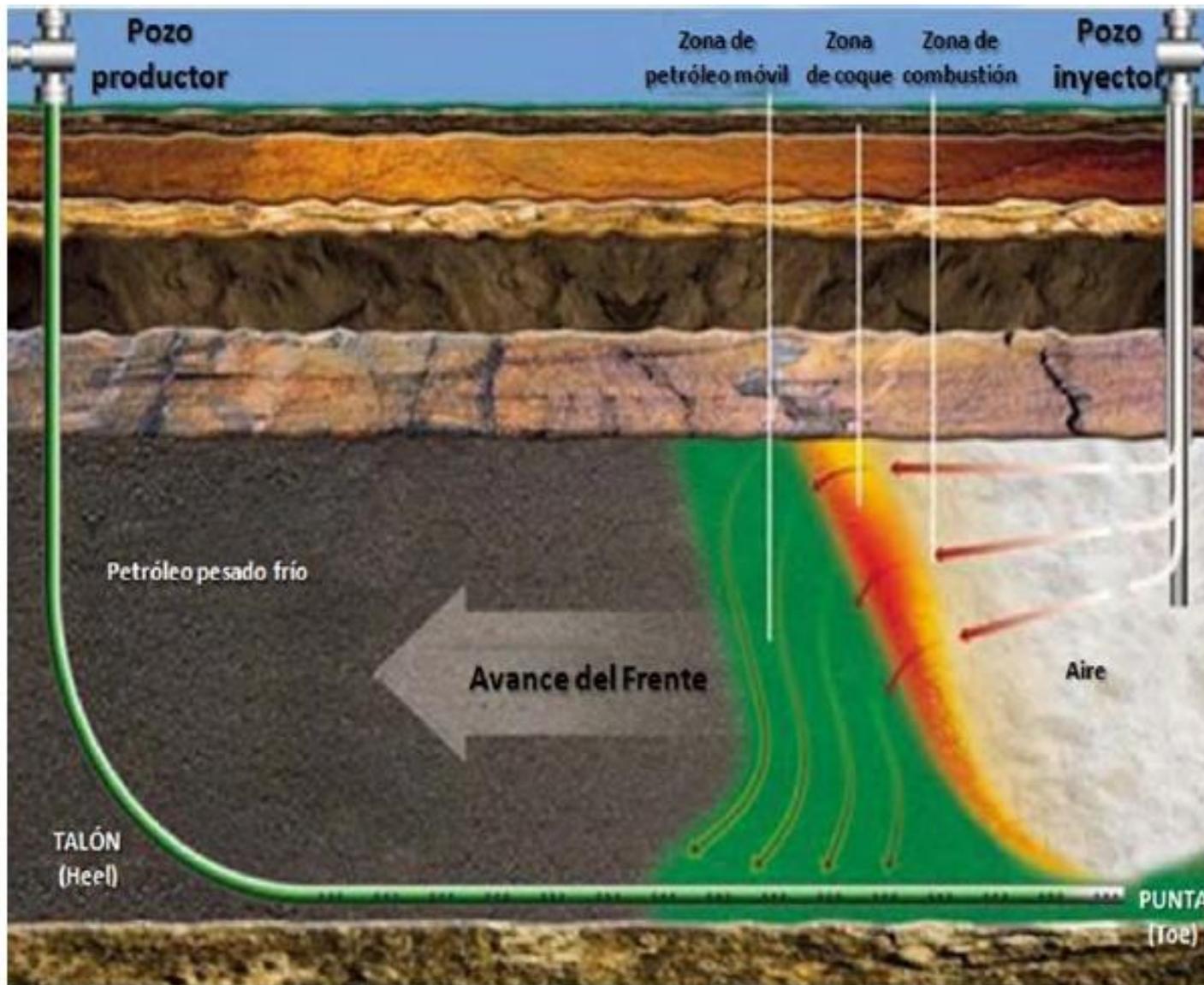
(desplazamiento por tensión interfacial ultrabaja)



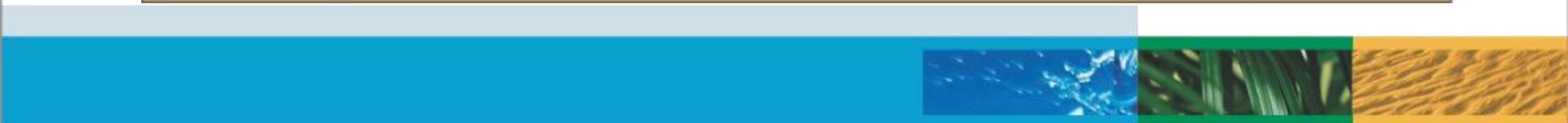
Inyección de vapor



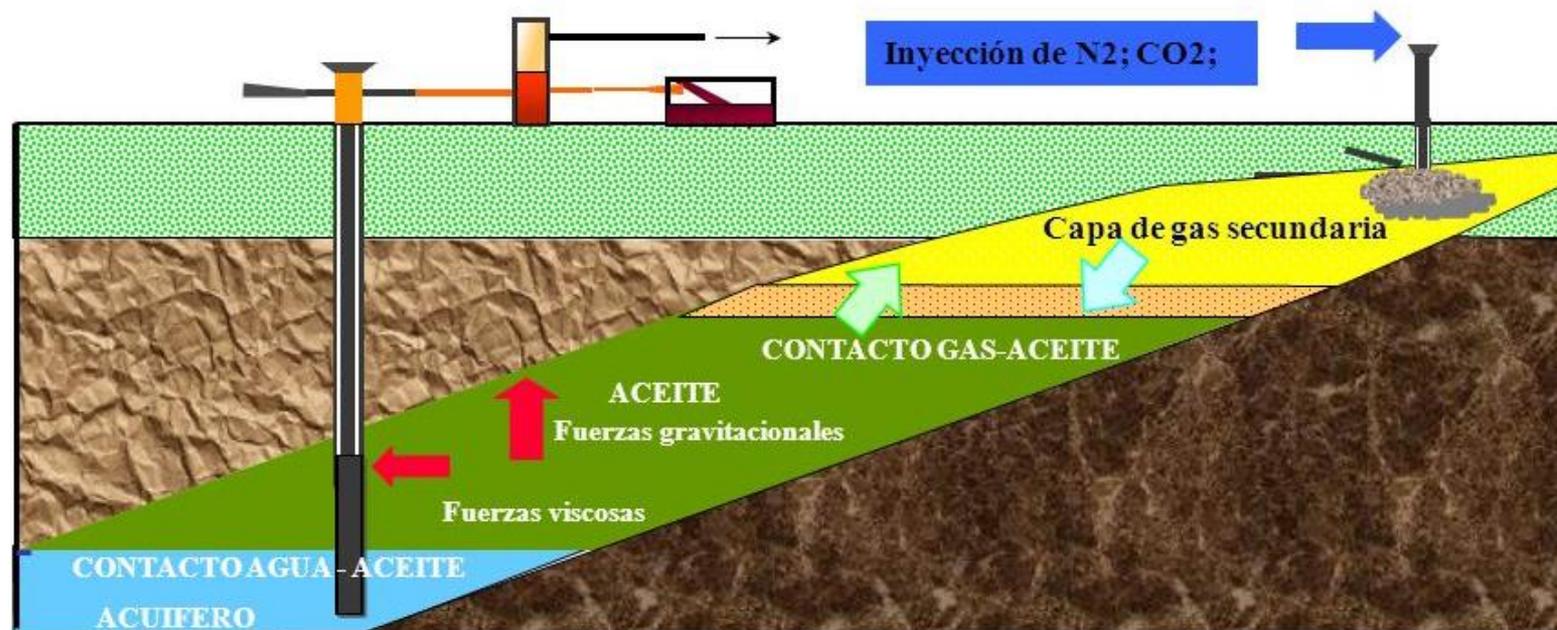
Combustión in situ



Inyección de CO₂ (gas miscible)



Inyección de gases no miscibles



RECUPERACIÓN TERCIARIA ASISTIDA POR MICROORGANISMOS O ENZIMAS (MEOR, GEMEOR Y EEOR)

Es el uso de microorganismos o sus productos metabólicos para estimular la recuperación de petróleo en un reservorio.

MEOR: Los microorganismos actúan in situ modificando la permeabilidad de la roca, produciendo ácidos, surfactantes, gases, actúan sobre el petróleo alterando levemente su composición química o bien modificando sus propiedades fisicoquímicas (viscosidad, tensión superficial, mojabilidad)

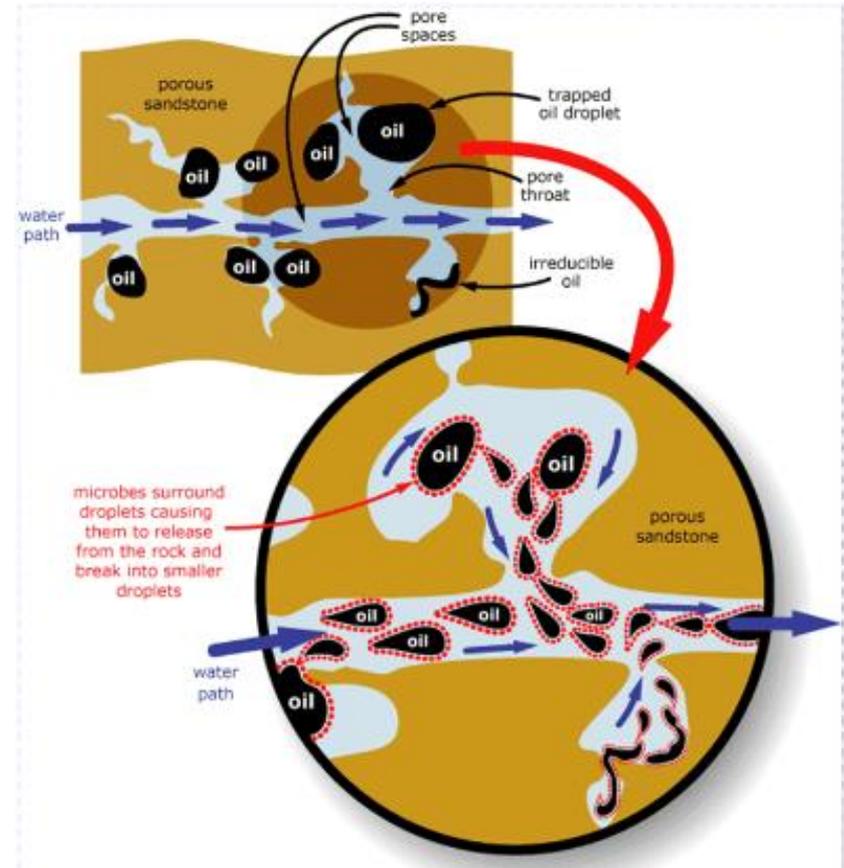
Los productos metabólicos pueden ser xantanos, surfactantes y alcoholes que se inyectan al reservorio. Esta técnica a veces se denomina ex situ

GEMEOR: se refiere al uso de microorganismos modificados por ingeniería genética

EEOR: se refiere al uso de enzimas

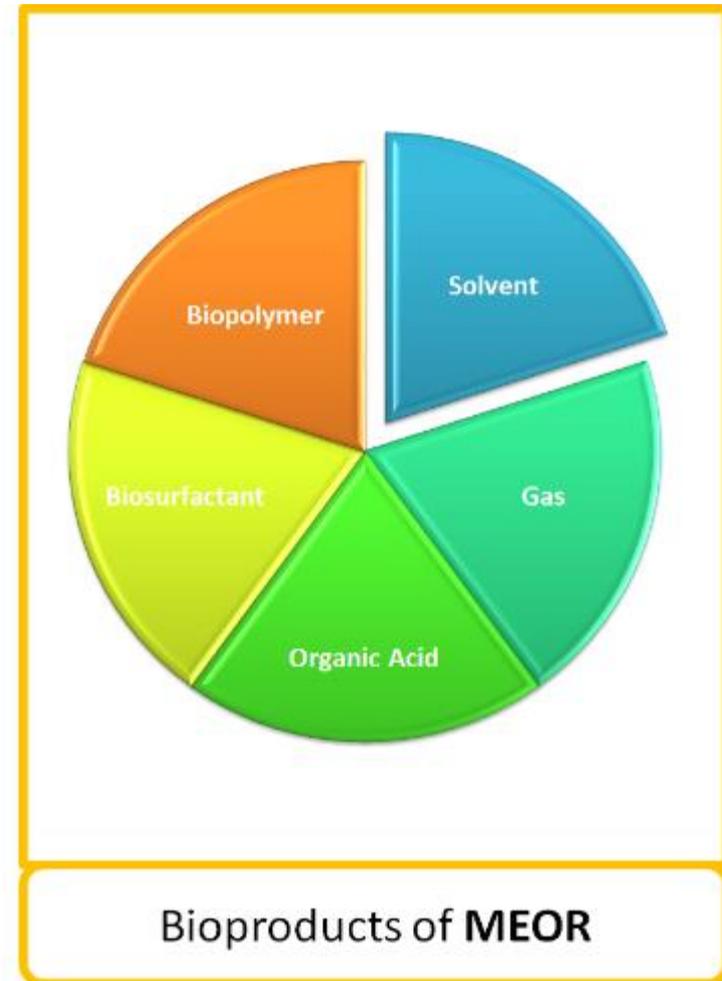


Los principales grupos bacterianos hallados en reservorios petroleros son microorganismos anaerobios (microorganismos que crecen en ausencia de aire). Algunos microorganismos aerobios (microorganismos que crecen en presencia de aire) producen cantidades relativamente grandes de polisacáridos y surfactantes que son útiles en los procesos MEOR (Microbial Enhanced Oil Recovery). En contraste, algunas bacterias anaerobias producen cantidades relativamente grandes de solventes tales como acetona, butanol y otros alcoholes, como también ácidos orgánicos, entre ellos acético, láctico, butírico y grandes cantidades de anhídrido carbónico, metano y nitrógeno gaseoso, dependiendo de la disponibilidad de aceptores de electrones.



RECUPERACION TERCIARIA ASISTIDA POR MICROORGANISMOS

La producción de solventes durante el crecimiento de los microorganismos anaerobios reduce las fuerzas de tensión interfacial. La producción de ácidos orgánicos favorece la disolución de carbonatos de las rocas fuente, aumentando la permeabilidad. La solubilización de los gases producidos por los microorganismos resulta en la precipitación de asfaltenos, dejando al crudo con características de fluido más deseables. A su vez, diminutas burbujas de gases fuerzan al petróleo a través de los espacios capilares.



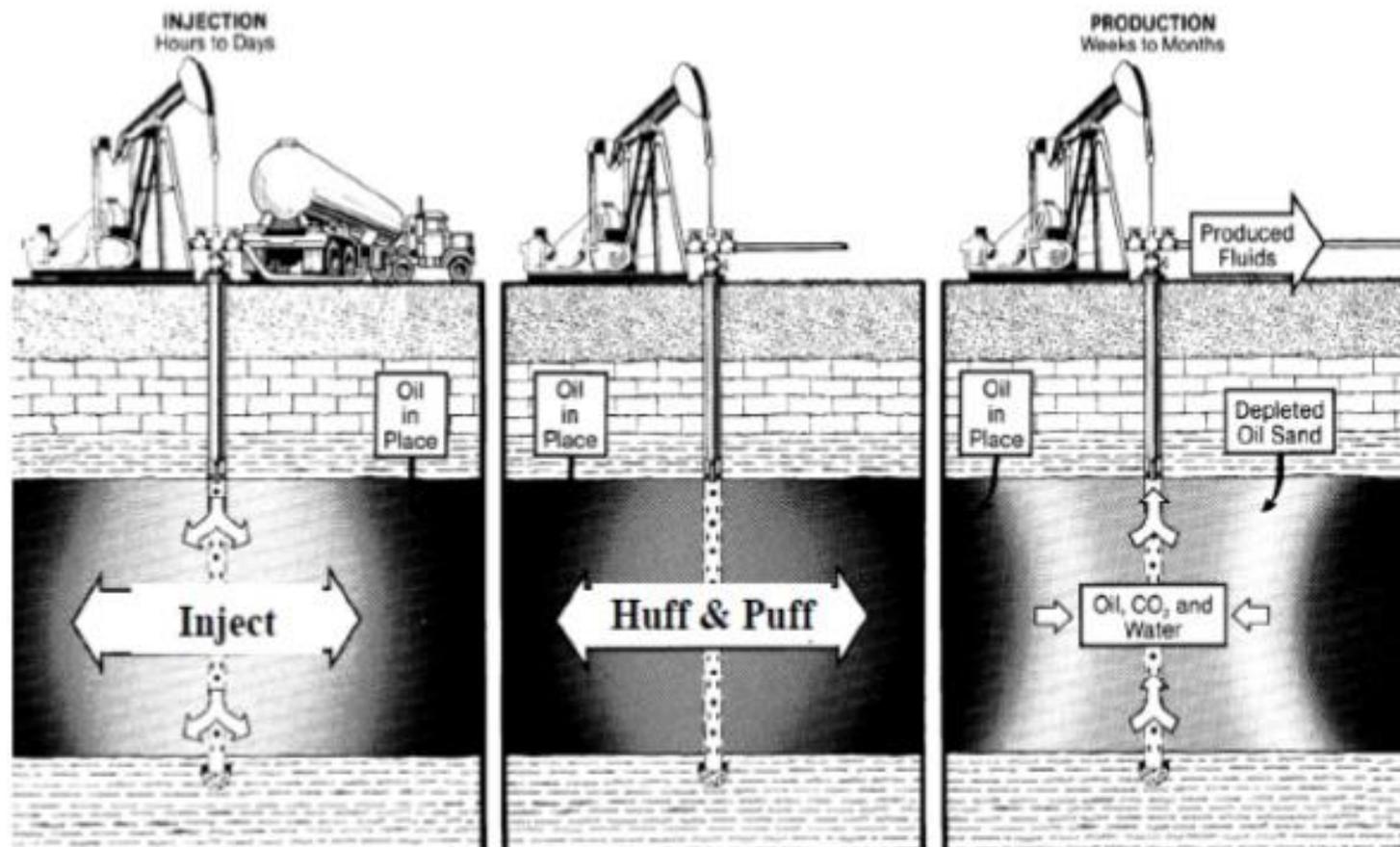
La diversidad de microorganismos estudiados en procesos MEOR es muy grande así como también las combinaciones de los mismos. Entre los mas mencionados podemos citar *Pseudomonas* sp., *Pseudomona* pútida (relacionada con la degradación de compuestos anulares), *Pseudomona* aeruginosa (productora de tensioactivos muy efectivos), *Enterobacter* aerógenos (producción de gases, especialmente anhídrido carbónico), *Clostridium* sp.

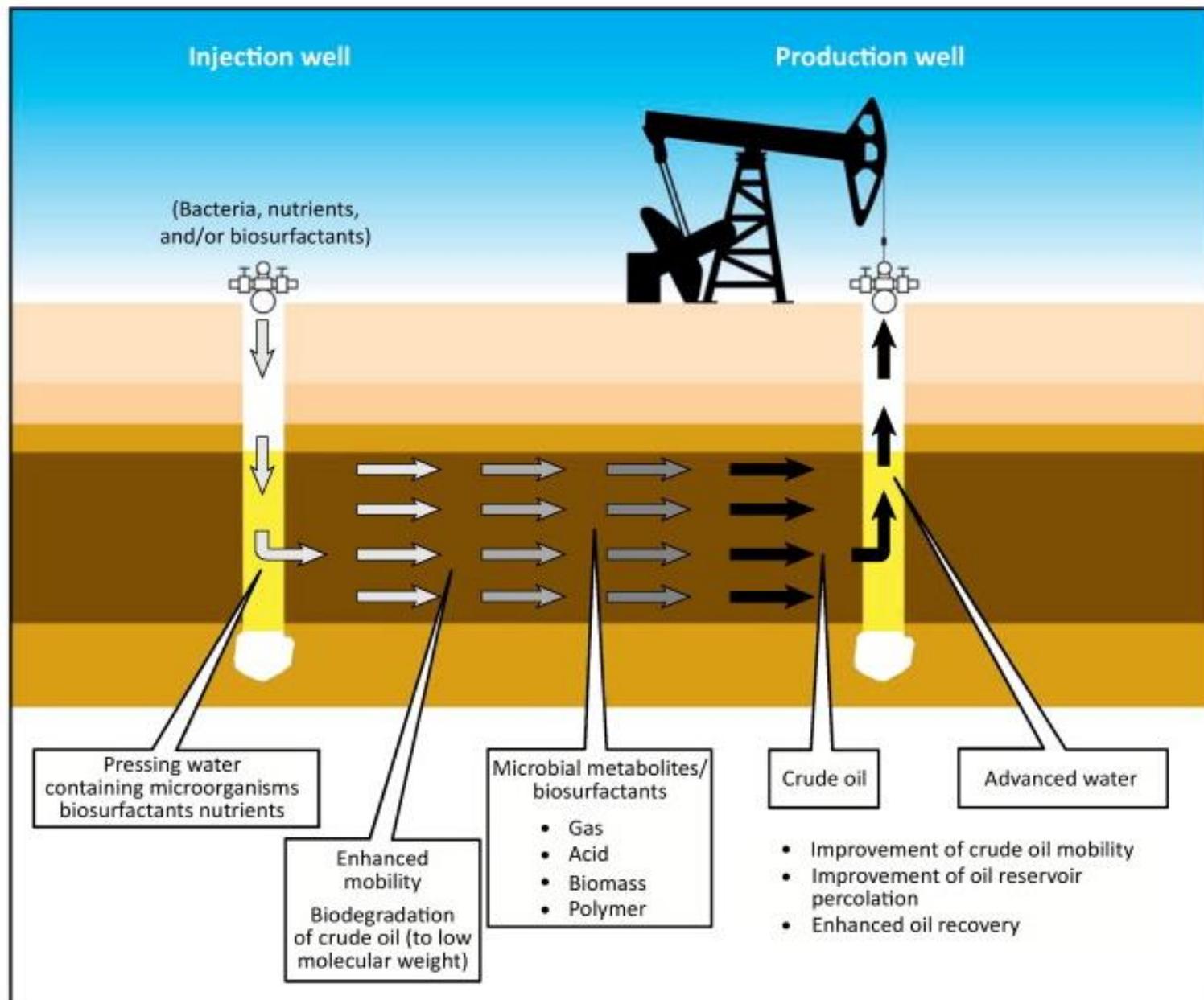
En recuperación de petróleo asistida por microbios el componente abiótico (nutrientes) del producto que se inyecta es de fundamental importancia, independientemente de la masa microbiana incorporada. Está además demostrado que en la mayor parte de los casos, existe una abundante población microbiana autóctona en el reservorio que convenientemente estimulada puede ejercer efectos combinados que favorecen la producción. Los nutrientes necesarios para inducir actividad microbiana son básicamente sales que aporten Nitrógeno, Fósforo y oligoelementos, y fuentes de vitaminas y factores de crecimiento. El aporte controlado de estas sustancias, correctamente seleccionados y en muy bajas concentraciones contribuye al desarrollo de poblaciones útiles en recuperación de petróleo. Una dosis excesiva de nutrientes puede producir efectos adversos.

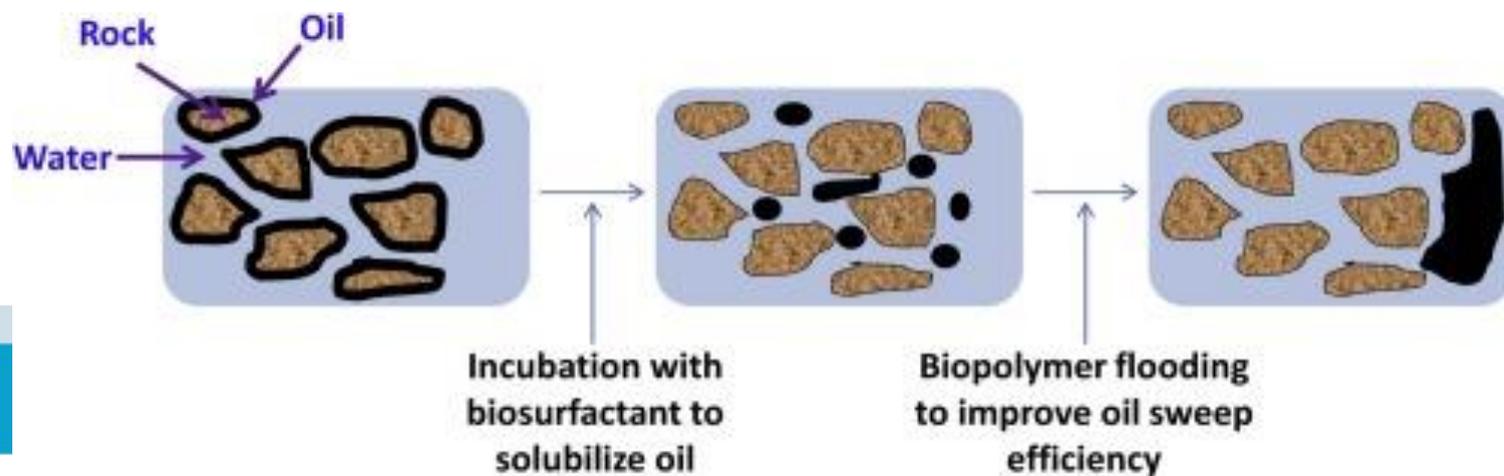
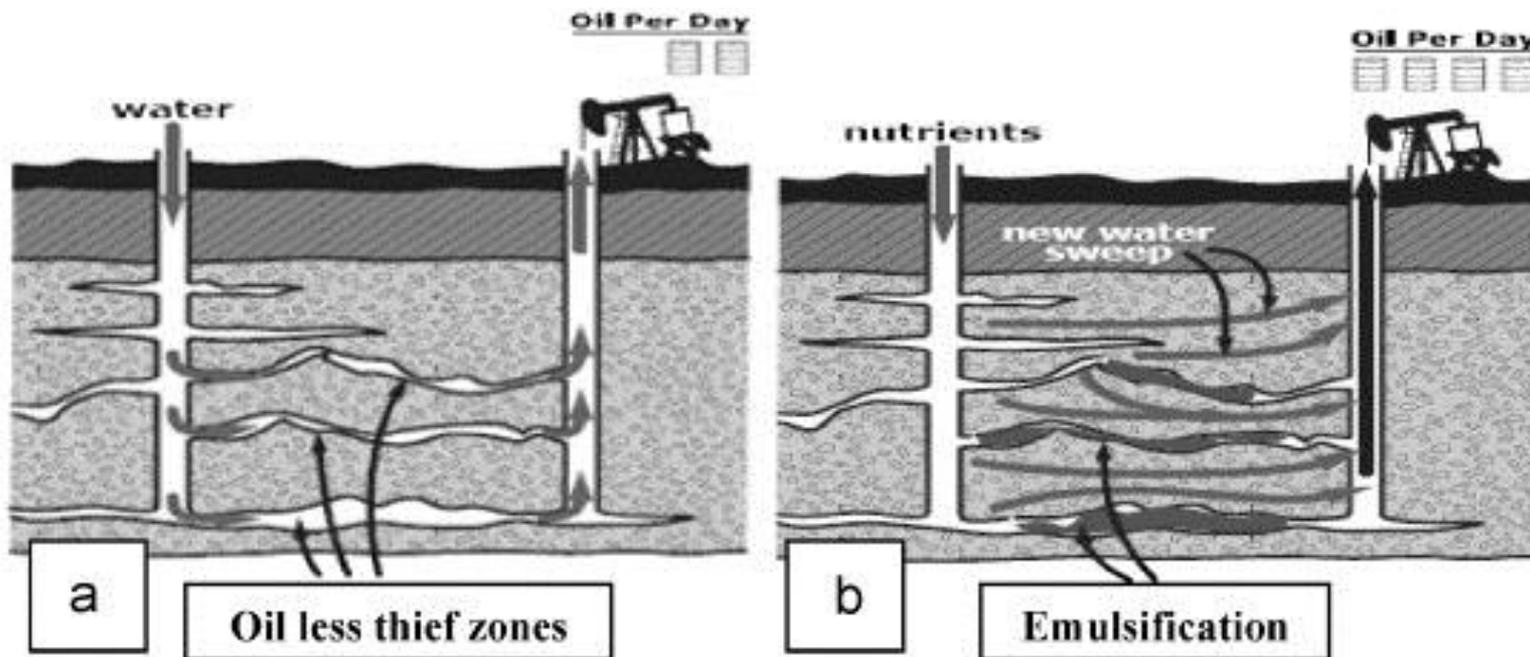


Huff and Puff Injection Process

Pre-flush, Injection, Post flush, Shut-In, Production







Estrategias

Tratamiento in situ

Inyección de microorganismos

Estimulación de microorganismos

Tratamiento ex situ

Inyección de biopolímeros

Inyección de xantanos

Inyección de ácidos, alcoholes, surfactantes

Precaución: los estudios en laboratorio pueden no ser extrapolables al campo



Países en donde se aplica esta técnica o se aplicó con resultados positivos:

Estados Unidos

Rusia

China

Checoslovaquia

Polonia

Rumania

Australia

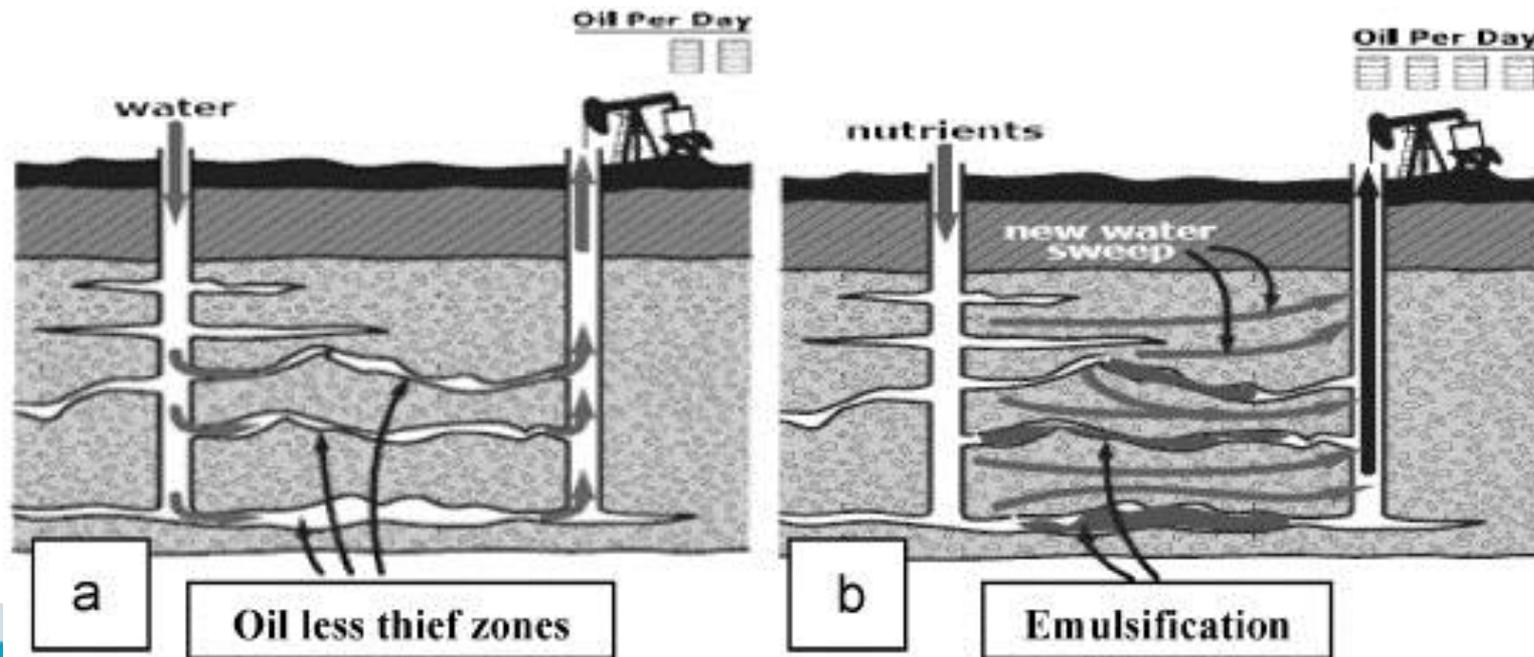
Argentina

Países bajos

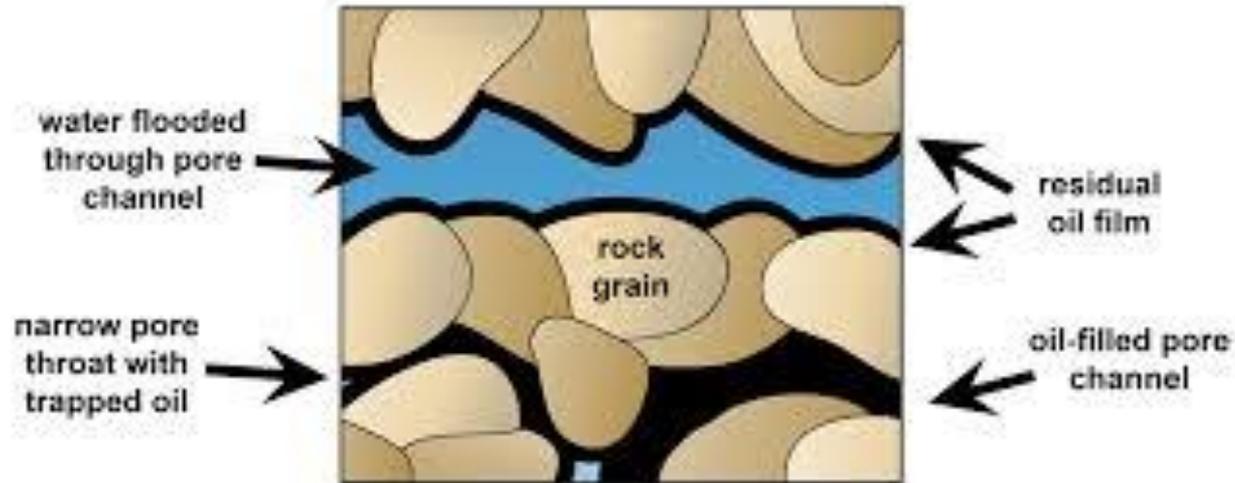


Taponamiento selectivo con biomasa: En campo funciona para reservorios con una permeabilidad de mas de 100 mD, usan mezclas de jarabe de maíz y fosfato de amonio

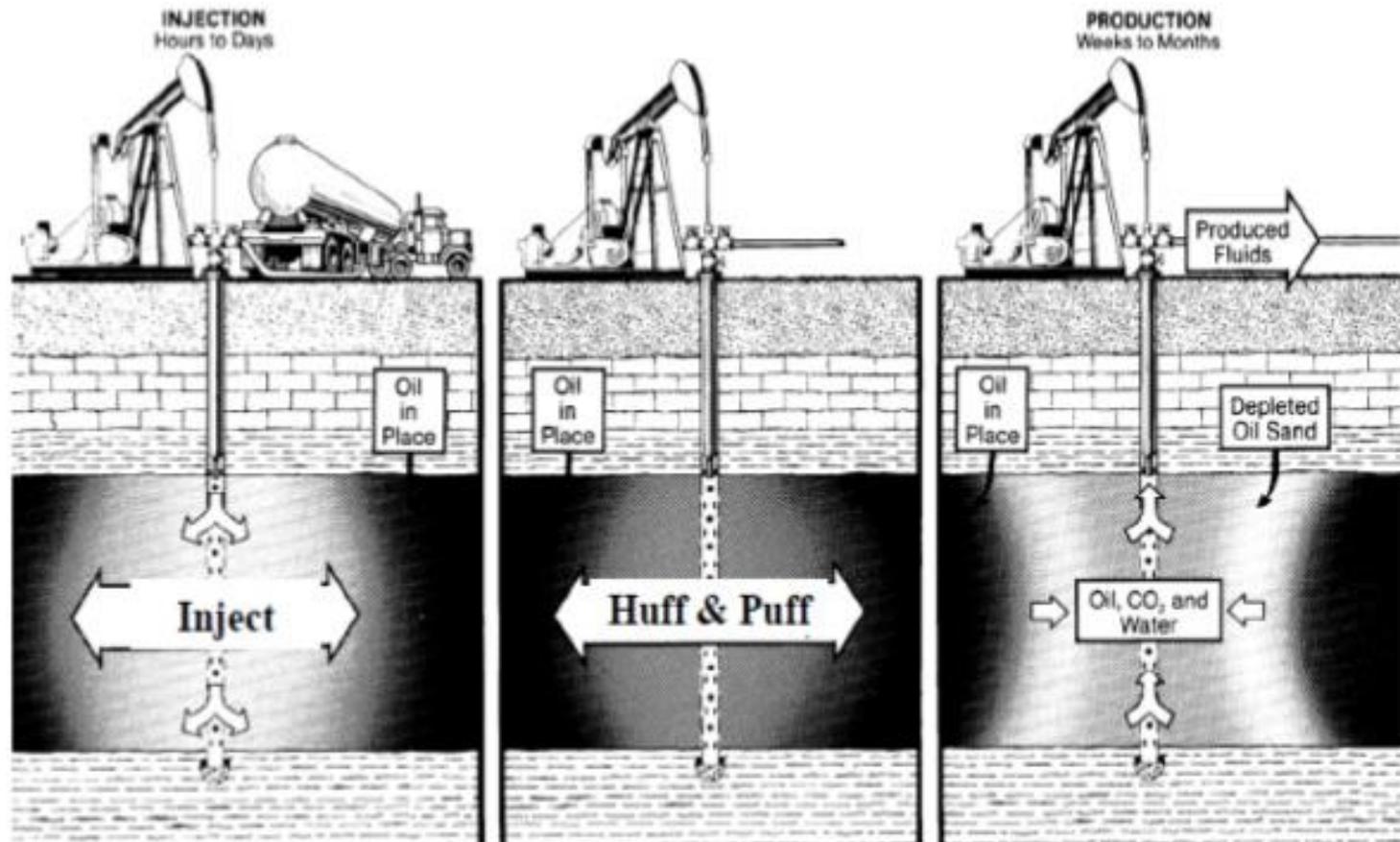
Taponamiento selectivo con biopolímeros: xantanos que modifican la viscosidad del agua, también se puede modificar la permeabilidad de la roca por disolución de carbonatos



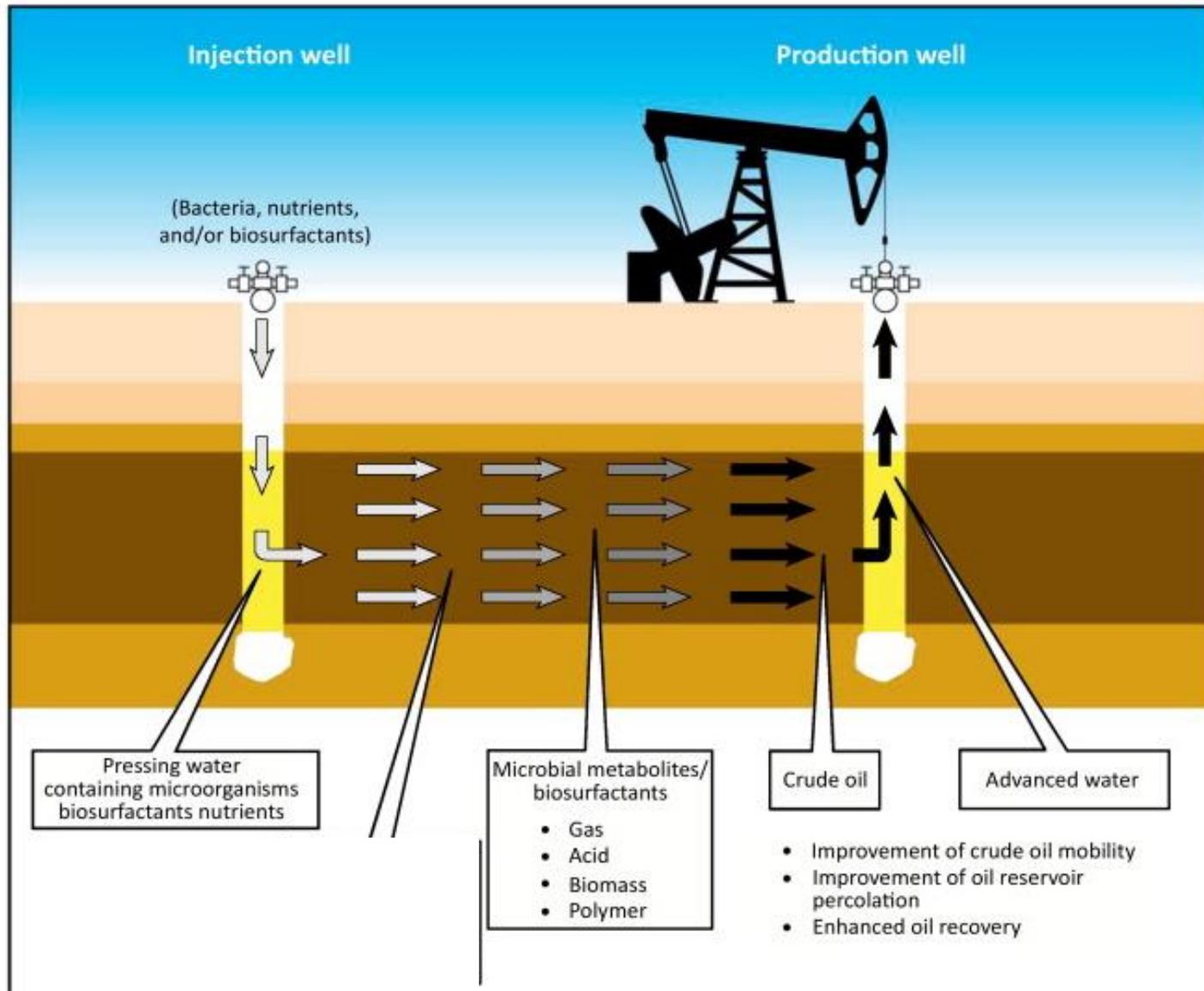
Modificación de la mojabilidad: se modifican las propiedades fisicoquímicas de la interfase agua petróleo o petróleo roca



Degradación parcial y limpieza de depósitos de parafinas



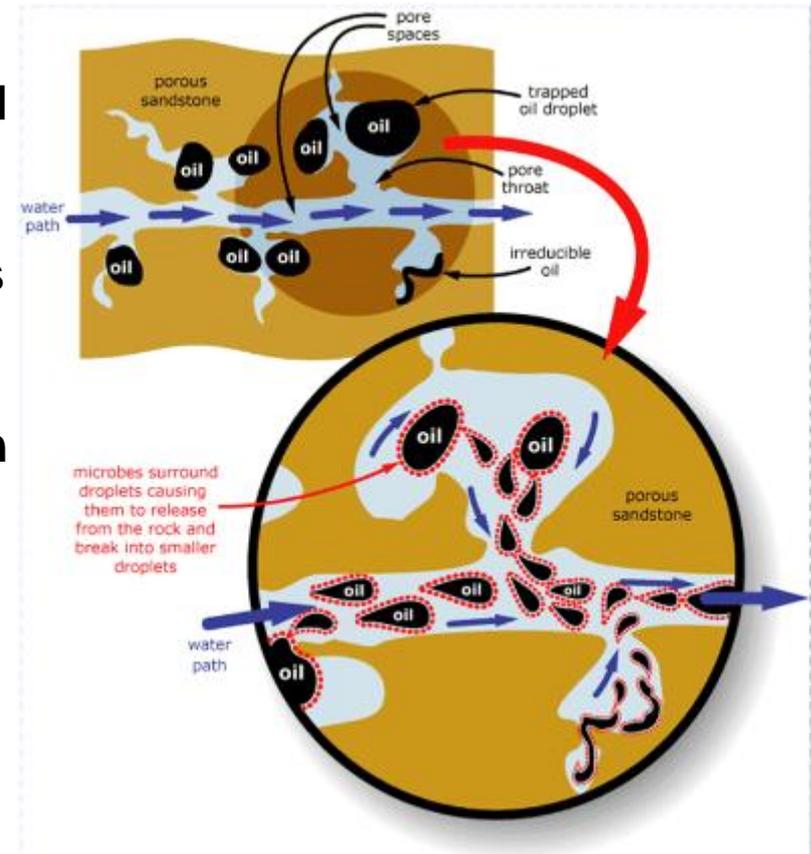
Acción de ácidos orgánicos, solventes o gases



Alteración de la tensión superficial: biosurfactantes

Rhamnolipidos: es una modificación del polisacárido rhamnosa, producen una actividad antimicrobiana eliminando microorganismos competitivos, además de actuar como detergentes

Lipopeptidos; surfactina, baja la tensión superficial del agua a un 40 %.



GEMEOR : fase de estudio en laboratorio para producir microorganismos que puedan ser resistentes a las condiciones de reservorio y al mismo tiempo producir las sustancias útiles al proceso

EEOR: se usan productos comerciales que producen desbloques de zonas con parafinas y en algunos casos se inyectan con el agua de barrido. También producen alteraciones de la mojabilidad del reservorio. Como desventaja son sensibles a la salinidad y a las temperaturas. Aún están en fase de desarrollo.



Estudio de caso:

STIMULATING INDIGENOUS BACTERIA IN A HEAVY OIL FIELD

Mauricio Federici (*mfedericic@repsolypf.com*), Gustavo Galliano (Repsol YPF, Argentina), Sergio Vardaro, Eduardo Ercoli, Adriana Fornes (University of Cuyo, Mendoza, Argentina)

Publicado en
2nd International Conference of Petroleum Biotechnology
Mexico DF
7 de Noviembre de 2003
ISBN 968-489-018-4



- **Selección del pozo candidato**
- **Construcción de línea base de variables de interés**
- **Inyección de nutrientes**
- **Monitoreo y control analítico del proceso**
- **Evaluación de resultados**

El piloto tuvo una duración de 12 meses.

En el primer mes se estableció una línea base de datos y a partir del segundo mes se realizaron inyecciones mensuales de nutrientes (durante 4 meses) y el control analítico de los parámetros de interés.



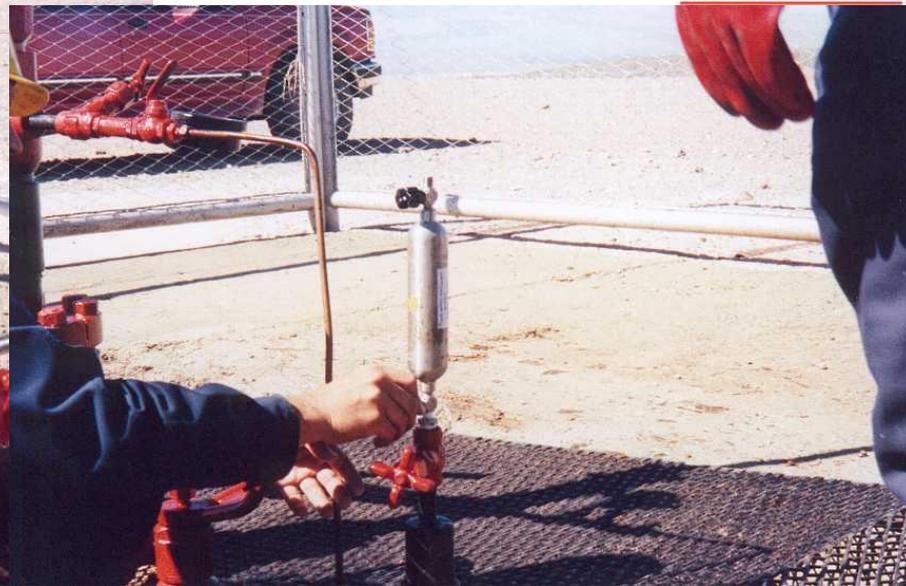
Las sales incorporadas están compuestas por Nitrato de Potasio, Fosfato ácido de Amonio, Fosfato monobásico de Potasio, Cloruro de Magnesio, Cloruro de Amonio, Extracto de levadura, Extracto de Malta y Melaza.

El pozo se cerró durante 48 horas después de ser incentivado con los nutrientes.

Se inyectó un volumen de nutrientes suficiente para alcanzar el espacio circundante al casing hasta un radio de 2 m en la zona de punzado del pozo.

La inyección fué por entrecaño, ingresando al well bore.





Parámetros de control

- Concentración de Nitrógeno, Fósforo y pH.
- Concentración de microorganismos en boca de pozo:
 - ✓ Microorganismos heterótrofos aerobios
 - ✓ Microorganismos heterótrofos anaerobios
 - ✓ Microorganismos degradadores de hidrocarburos aerobios
 - ✓ Microorganismos degradadores de hidrocarburos anaerobios
 - ✓ Investigación de Pseudomonas
 - ✓ Investigación de Clostridios
 - ✓ Investigación de bacterias Sulfato reductoras (SRB)
 - ✓ Investigación de bacterias Denitrificantes (DNB)

Parámetros de control

- Viscosidad del crudo.
- Tensión interfacial.
- Concentración y peso molecular de Asfaltenos

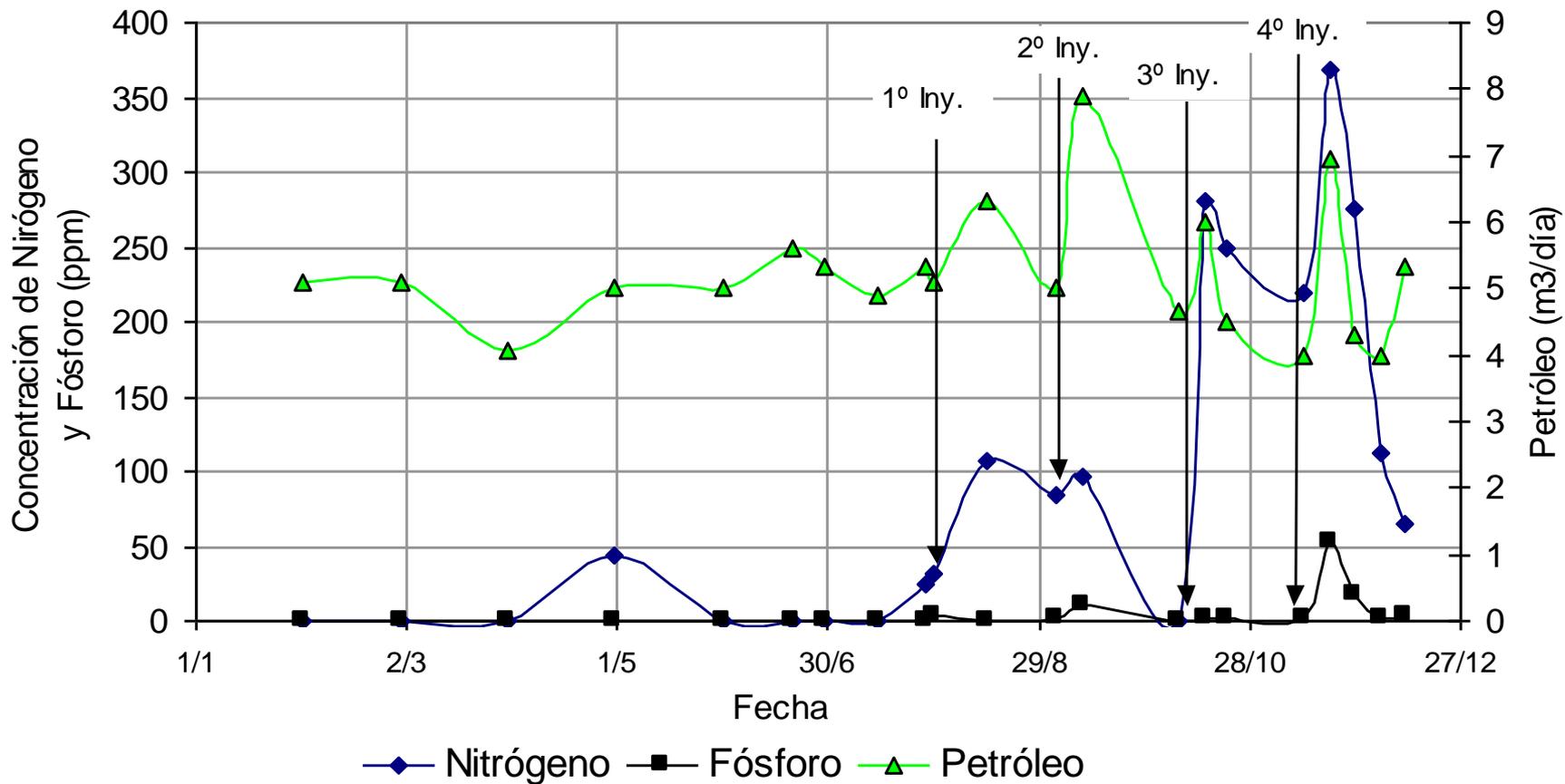
- Monitoreo de productividad del pozo: dos veces por semana se midió el caudal de crudo, agua y petróleo desde el inicio del proyecto.

- Concentración de gases: se analizó la concentración de CO_2 , CH_4 , N_2 y otros, con frecuencia trimestral.

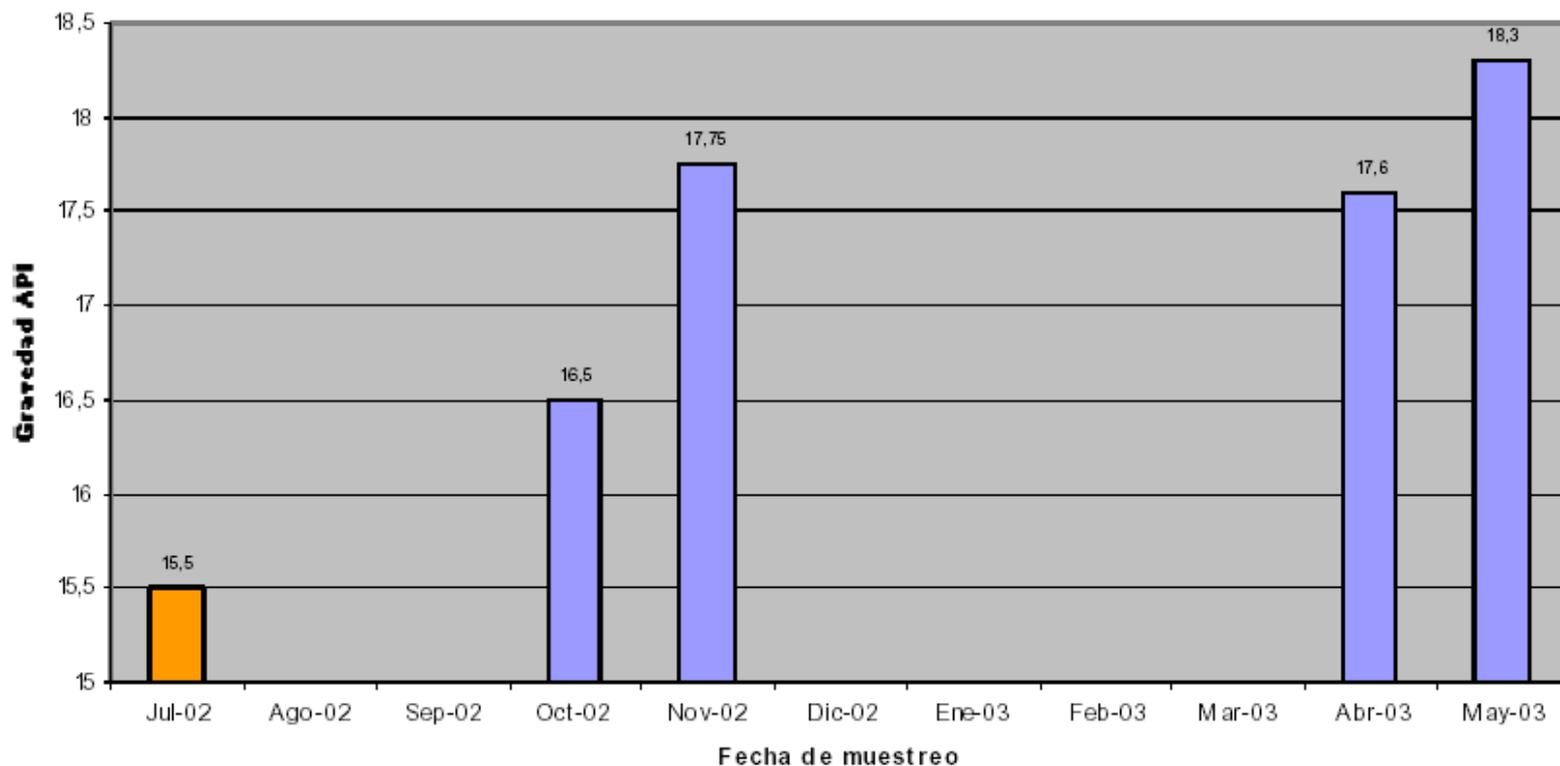
- Caracterización de hidrocarburos: un análisis cromatográfico al comienzo del proyecto y uno después de cinco meses de iniciado el mismo



RESULTADOS

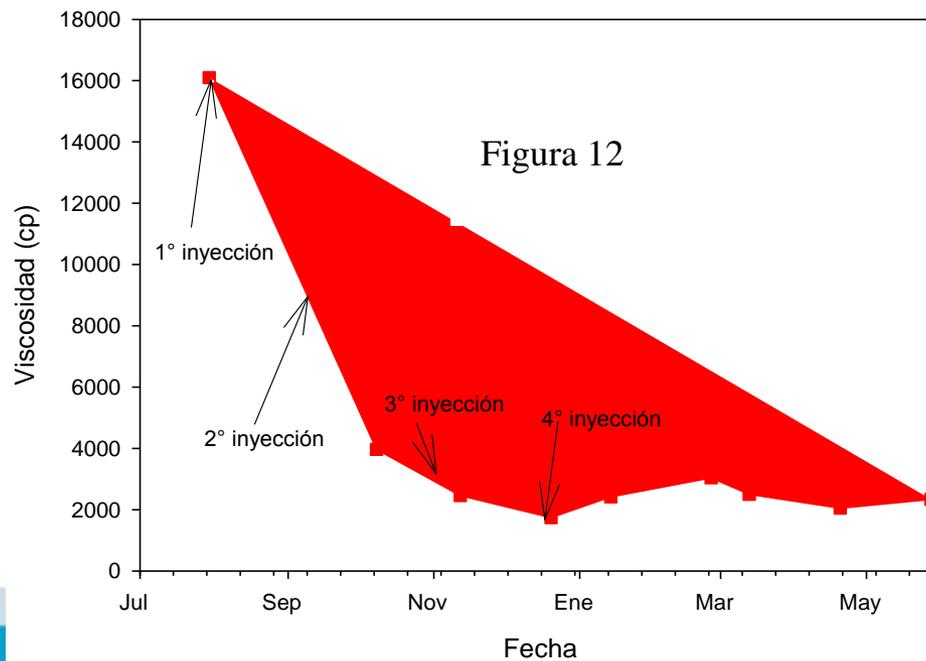


Evolucion Grav API MDM 84 seco (CTA)

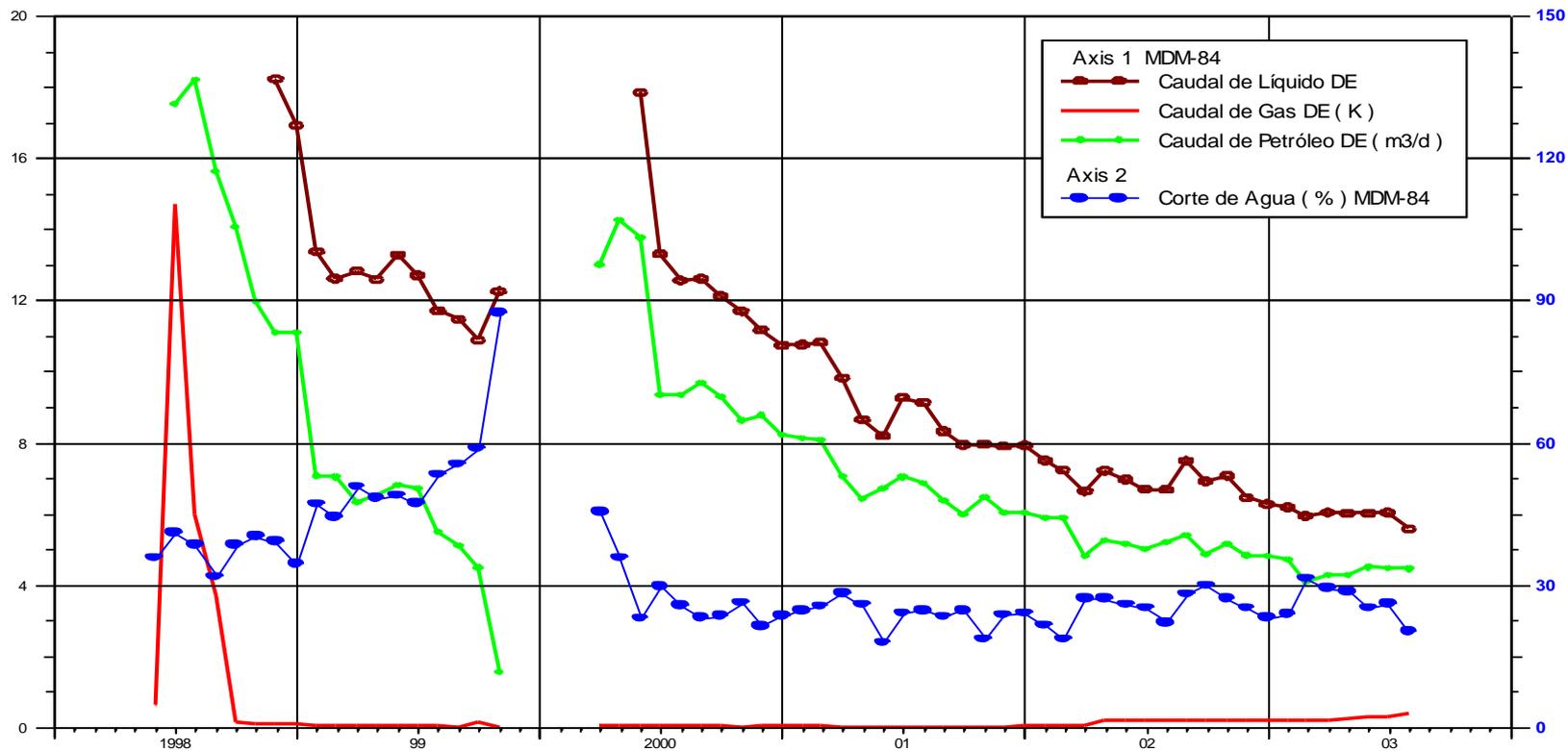


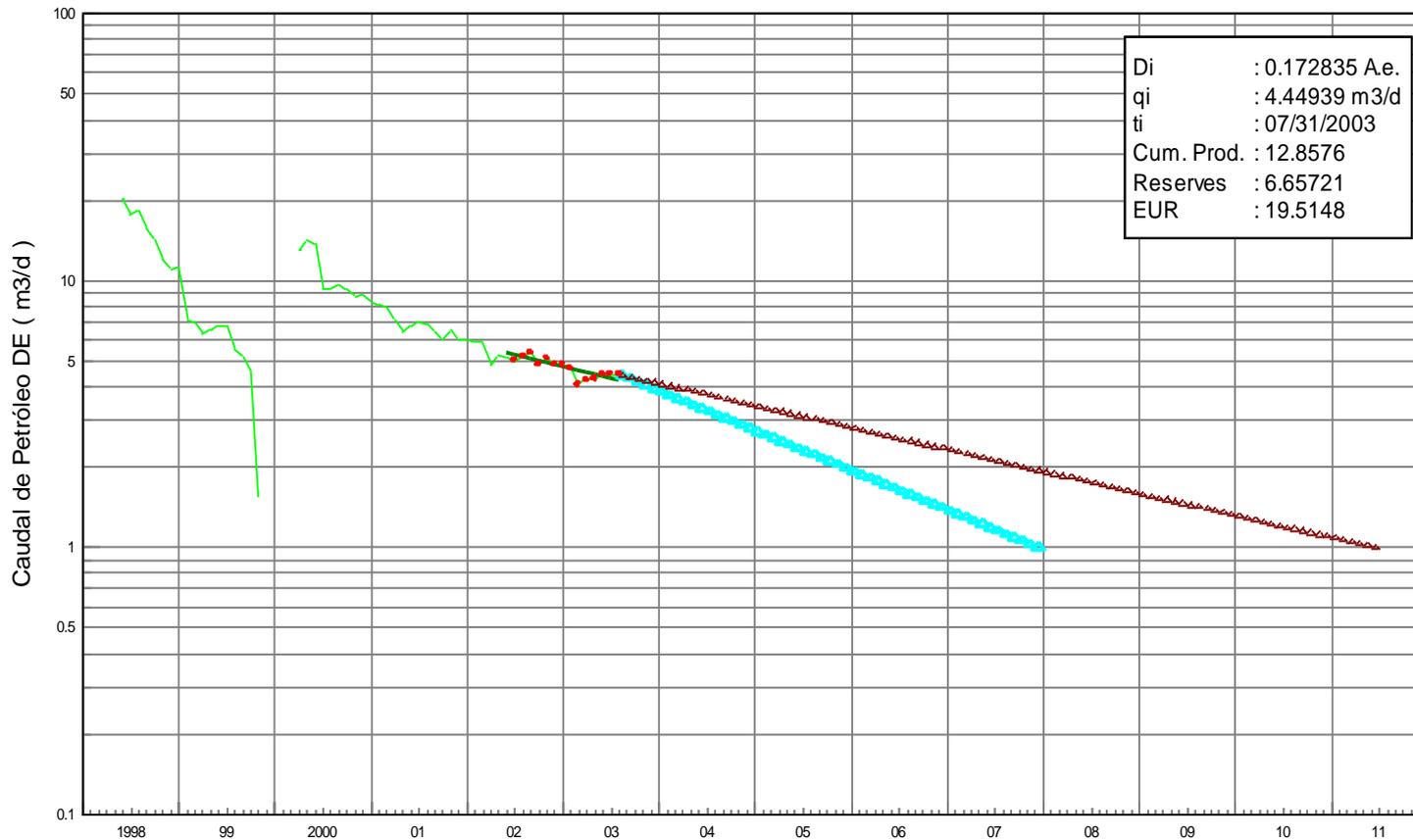
Fecha	30/07/02	8/10/02	12/11/02	20/12/02
Peso Molecular Promedio (g/mol)	423±23	304±7	346±3	344±16

viscosidad en función del tiempo



MDM-84





Recuperación estimada antes del ensayo 15.400 m³., declinación 29 % anual

Recuperación estimada después del ensayo 19.500 m³ .Declinación 17 % anual