

Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR)

¿En qué consiste el EOR?

La producción de hidrocarburos está dividida en 3 etapas:

Producción Primaria: Depletación

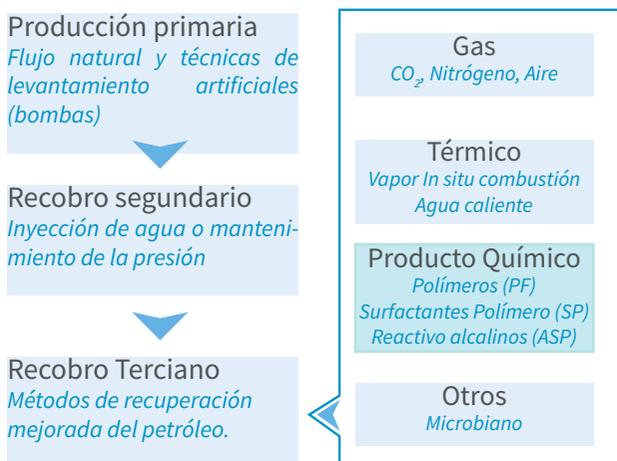
El petróleo es naturalmente producido gracias a la energía inicial almacenada dentro del yacimiento;

Producción Secundaria

Con el fin de mantener la producción y la presión del yacimiento, agua (o ciertas veces gas) es inyectado para empujar los hidrocarburos;

Producción Terciaria

Inyección de sustancias específicas para incrementar el recobro (gas, químicos, vapor,...)



35 % del petróleo original en sitio (OOIP) es producido después de las etapas de producción primaria y secundaria.

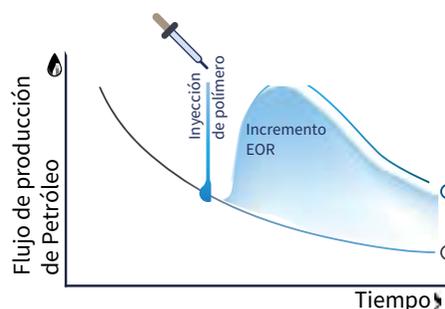
Esto quiere decir que el 65% del petróleo remanente después del recobro secundario se encuentra atrapado dentro de los poros por diferentes fuerzas.

No hay duda que la demanda mundial de petróleo aumentará a largo plazo. Pero las reservas no son generalmente remplazadas y se requiere de nuevos descubrimientos de yacimientos “Gigantes”.

La perforación es costosa: esto requiere un gran capital de inversión, y la tasa de perforación es inversamente proporcional a la tasa de descubrimiento. Los costos

asociados a la exploración y extracción aumentan (yacimientos ultra profundos costa afuera, Circulo Ártico...). Como tal, incrementar el factor de recobro al 1% se traduciría en 60 mil millones de barriles extra.

Los métodos EOR son aplicados a yacimientos conocidos, la infraestructura se encuentra localizada y el mercado para hidrocarburos es disponible.



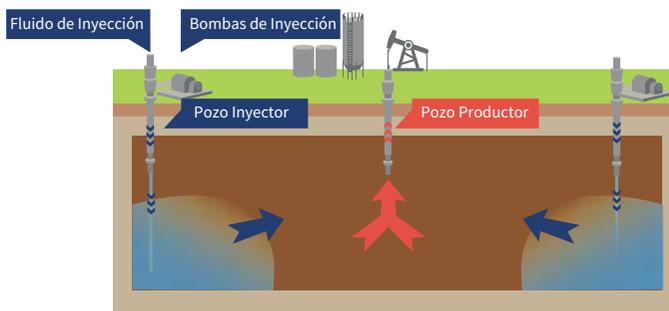
La inyección de polímeros es una rentable técnica EOR probada por más de **40 años** en aplicaciones comerciales permitiendo un recobro de petróleo adicional del 5 al 15%. Los mejores proyectos comerciales han incrementado alrededor de 1 barril de petróleo por cada USD\$1 a USD\$3 de polímero (costa adentro).

La adición de poliacrilamidas solubles en agua incrementa la viscosidad del agua y ayuda a barrer el petróleo con mayor eficiencia. El primer paso consiste en evaluar el potencial a través de una inyección piloto. Un piloto es un buen paso para probar la eficiencia:

Despliegue rápido (Unidades Modulares)

Bajo costo

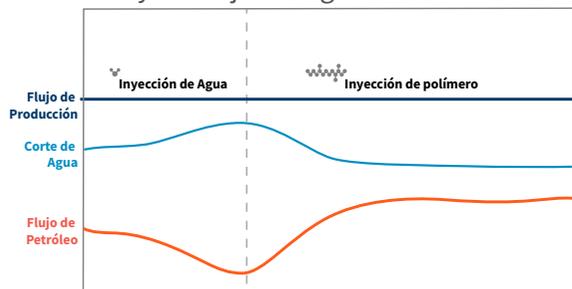
Bajo riesgo



El sistema de inyección modular puede ser ajustado a las líneas de inyección existentes: No se requiere la construcción de nuevas infraestructuras, se utiliza el agua disponible para la inyección de polímero.

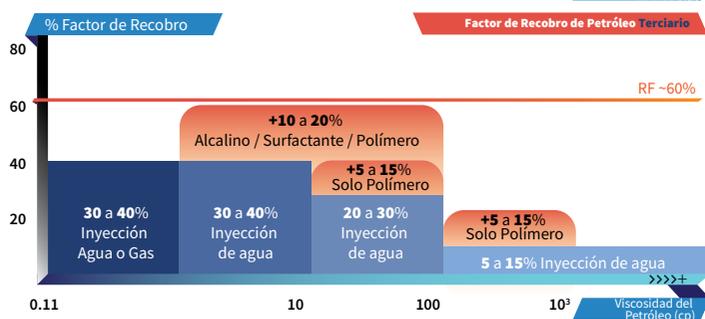
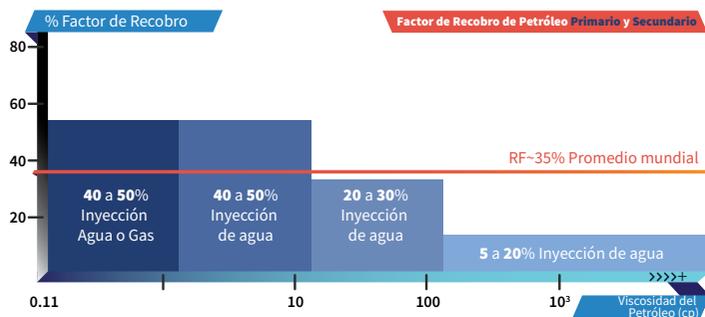
Después de esta etapa, un despliegue en la totalidad del campo puede ser considerado.

La inyección de polímeros reduce los costos relacionados al manejo de agua. El proceso requiere menos cantidad de agua para recuperar la misma cantidad de petróleo, por lo que los costos relacionados al tratamiento y manejo de aguas son reducidos. El



agua producida, la cual contiene polímero, puede ser reutilizada para futuras inyecciones. A largo plazo, la inyección de polímero puede ser menos costosa que los métodos de inyección de agua. Las condiciones preferibles para la inyección de polímero son petróleos ligero y medio pesado, baja salinidad, media a alta permeabilidad del yacimiento, bajas temperaturas (por debajo de 100°C). Sin embargo, nuevos polímeros pueden resistir duras condiciones: 140 °C y alrededor de 200g/L de salinidad total.

Cuanto antes mejor: la implementación de la inyección de polímeros a comienzos de la vida de un campo ayuda a incrementar la cantidad final de petróleo recuperado.



Historia de proyectos químicos EOR

1976 - 1982

Más de 320 inyecciones químicas en US

- East Coalinga
- Taber – Manville
- West Yellow Creek
- North Burbank

1989 - 2000

Gran éxito en China

Daqing : El proyecto mas grande de inyección de polímero resultando en un incremento del 12% en la recuperación de OOIP

2010 - 2015

Más de 50 inyecciones de polímero
Más de 170 proyectos

- China (Daqing continuación)
- Oman PDO Marmul
- Surinam
- Indonesia
- Canadá (más de 30 inyecciones de polímero)
- Rusia y Kazajistan
- Europa
- América Latina
- India



Sistemas modulares conectado a líneas de inyección existentes

Principios de la inyección de polímeros

Inyección de polímeros =
inyección de agua viscosa ■ riesgo limitado

La inyección de polímeros se aplica cuando el radio de movilidad durante la inyección de agua es desfavorable o cuando el yacimiento es heterogéneo (incluso con radio de movilidad favorable) para recuperar petróleo no barrido.

¿Cómo diseñar un piloto exitoso?

Los principales criterios a tener en cuenta al diseñar un piloto de inyección son:

- ▶ Corto espaciamiento/Tiempo de residencia entre el pozo inyector y el pozo productor para acelerar la respuesta.
- ▶ Buena conectividad entre los pozos;
- ▶ Modelo de los pozos productores donde el petróleo incremental puede ser aislado para cálculos.
- ▶ Buena inyectividad del agua ▶ Buena inyectividad del polímero
- ▶ Pruebas para comprobar máximos caudales y viscosidad aceptados por el yacimiento.
- ▶ Micro fracturas pueden ser usadas para mejorar la eficiencia general.
- ▶ Saturación del petróleo relativamente alta (▶ Saturación de petróleo residual).
- ▶ Una inyección piloto puede empezar bastante rápido usando los equipos estándares.



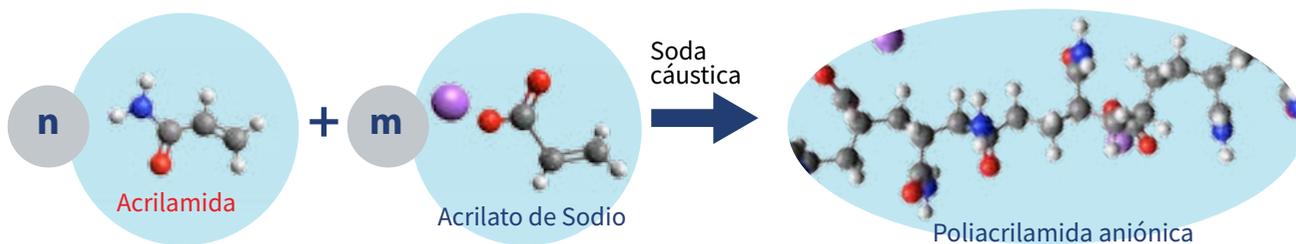
Algunas Claves:

- ▶ Polímero es inyectado de 5 a 25 años.
- ▶ Rangos de concentraciones típicas de inyección van desde 1000 a 15000 ppm de polímero activo.
- ▶ Inyección de al menos 0.3 del volumen poroso: cuanto más mejor.
- ▶ Inyección de flujos de alta viscosidad, recomendado en algunos casos.
- ▶ Incrementos de petróleo con intervalos de polímero del 5% al 15% OOIP.

Prueba de inyectividad	Piloto	Campo
Aprendizaje para la validación de los parámetros de flujo	Validación de tecnología Evaluación de factores de recuperación	Desarrollo a escala grande
1 - 3 meses	6 - 18 meses	5 - 25 años
Unidad de inyección portátil	Unidad de sistemas llave en mano	Sistemas llave en mano y plantas de inyección en el sitio
Selección portátil	Disolución / Equipo de inyección	Logística Suministro de polímero Almacenamiento Dissolución



Química de SNF



Ejemplo de un co-polímero aniónico de acrilamida y ácido acrílico

Dos familias de polímeros:

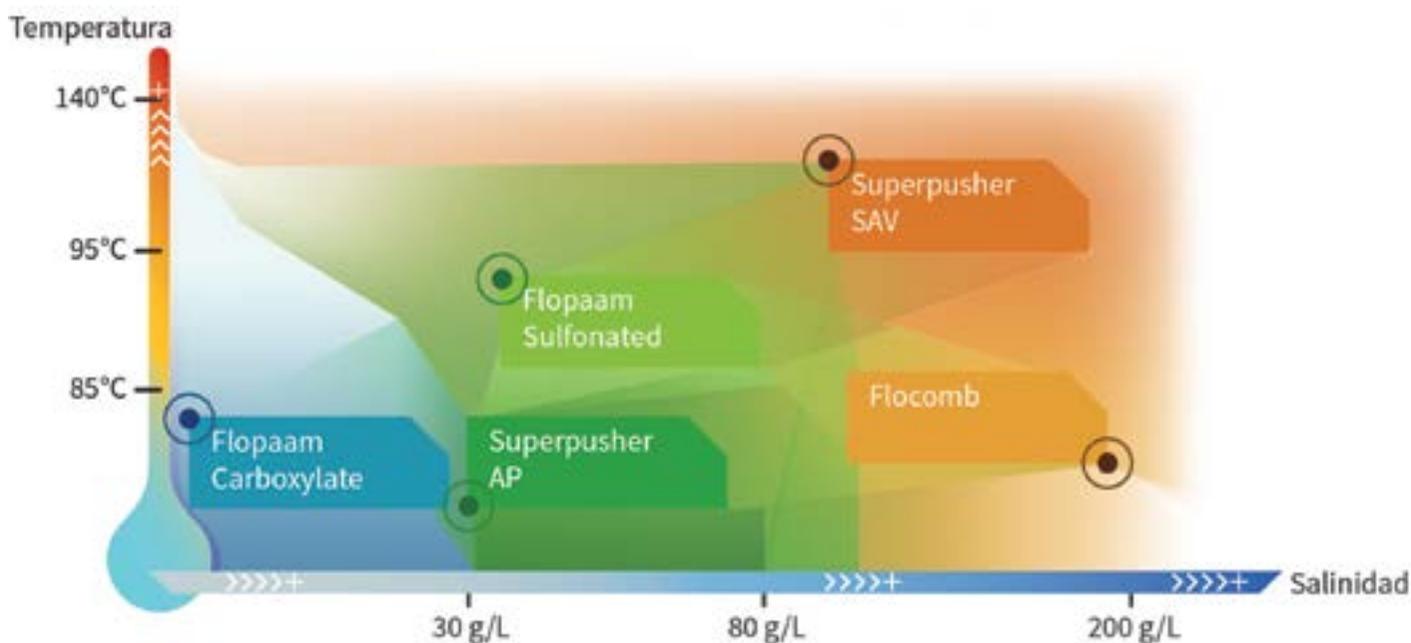
- Biopolímeros
- HPAM: Poliacrilamida Hidrolizada (polímeros sintéticos)

Un buen ajuste químico puede ayudar a limitar el cizallamiento y la sensibilidad a las sales de los polímeros sintéticos.

SNF desarrolla y fabrica polímeros hechos a la medida basados en acrilamida. Polímeros hidrosolubles con alto peso molecular son frecuentemente utilizados para incrementar la viscosidad.

Ventajas	Desventajas
Excelente inyectividad y propagación	Sensible al cizallamiento
Alto poder viscosificante	
Buena y larga estabilidad en condiciones de yacimiento leves	Sensible a la temperatura y a las sales
Rentable, alta capacidad de producción en todo el mundo	Sensible a la degradación química
No tóxico	Biodegradabilidad baja

Características del HPAM



La química del polímero necesita ser cuidadosamente seleccionada

- Importancia de las características de la salmuera
- Interacciones Polímero / Solvente describe la conformación (aspecto físico) de las cadenas de polímero en solución ➤ Eficiencia.

Si las interacciones son ideales, las cadenas macromoleculares se desenredan dentro del medio.

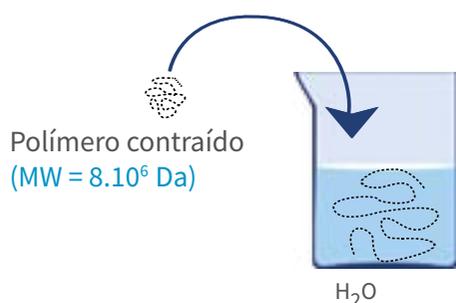
Expansión de la cadena de polímero ➤ Alta viscosidad

Interacción Polímero / Solvente

Importantes nociones para entender las propiedades de los polímeros dentro de la solución.

Un polímero es capaz de aumentar la viscosidad del medio sólo si las cadenas se expanden: esté en un medio donde el polímero se 'sienta cómodo'.

¿Qué significa esto? Esto quiere decir que la interacción Polímero / Solvente será mejor desde el punto de vista energético que la interacción Polímero / Polímero



1% Poliacrilamida en H₂O

(Viscosidad Brookfield) $\eta = 5.000$ a 6.000 mPa.s
(Brookfield UL @6 rpm)

El agua es un buen solvente



1% Poliacrilamida en H₂O + Etanol (70/30)

$\eta = 700$ a 800 mPa.s
(Brookfield UL @6 rpm)

El medio H₂O/Etanol no es un buen solvente.
El polímero « se siente menos cómodo ».
La cadena macromolecular se desenrolla parcialmente.



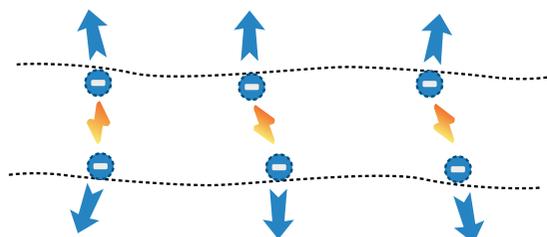
1% Poliacrilamida en Etanol

$\eta = \eta$ of etanol
(Brookfield UL @6 rpm)

Malas interacciones.
El polímero « se siente muy incómodo ».

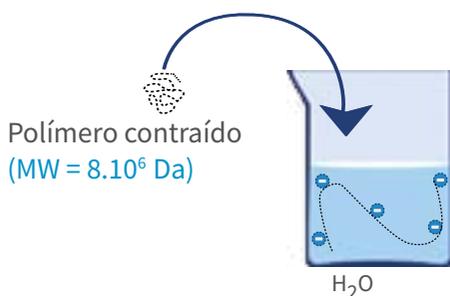
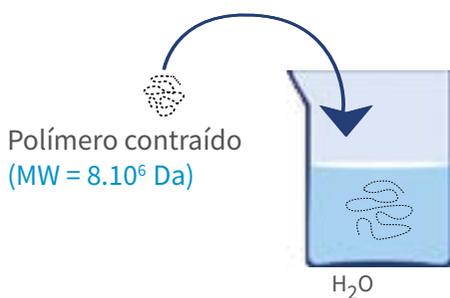
Polielectrolitos

Polielectrolito es un polímero que contiene cargas electrostáticas dentro la estructura macromolecular. En un medio polar como H₂O, el polímero es capaz de expandirse debido a las repulsiones electrostáticas internas (estiramiento de las cadenas). Esto resulta en una alta viscosidad.



Pero si las sales son presentes/adicionadas, la viscosidad disminuye debido a un “efecto pantalla”:

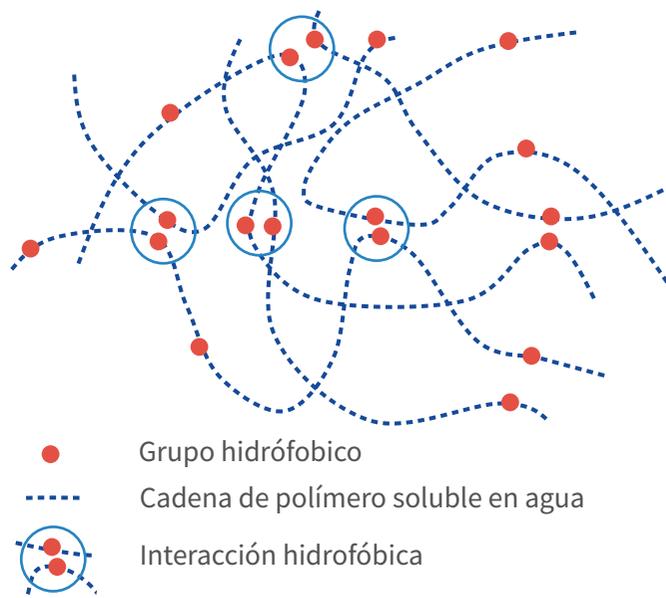
- Repulsiones disminuyen
- Las cadenas macromoleculares se retractan
- La viscosidad disminuye



Polímeros Asociativos

Espesador asociativo

Polímeros asociativos son polímeros hidrófilos conteniendo algunos grupos hidrofóbicos. Una red es creada por interacciones hidrofóbicas en el agua. Estas interacciones crean una red física y altas viscosidades pueden ser obtenidas.



1% Poliacrilamida en H₂O

$\eta = 5.000$ a 6.000 mPa.s
(Brookfield UL @6 rpm)

Copolímero Acrilamida / AMPS en H₂O

$\eta = 20.000$ a 25.000 mPa.s
(Brookfield UL @6 rpm)

Expansión de las cadenas macromoleculares por repulsión electrostática

El valor de adición de polímero al agua de inyección puede ser explicado considerando la ecuación de radio de movilidad con el objetivo de alcanzar un valor cercano a 1 de modo que el petróleo y el agua tengan la misma movilidad dentro del yacimiento.

La manera más fácil para aumentar la viscosidad del agua se demuestra en la siguiente ecuación.

Las poliácridamidas son sensibles a las degradaciones mecánicas, térmicas y químicas. Existen pautas que tienen que ser puestas en práctica para reducir al mínimo las pérdidas de viscosidad.

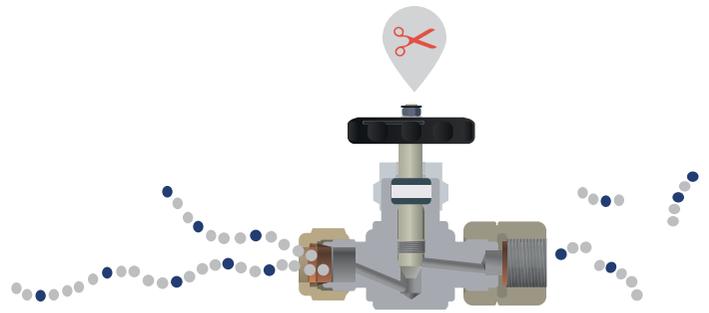
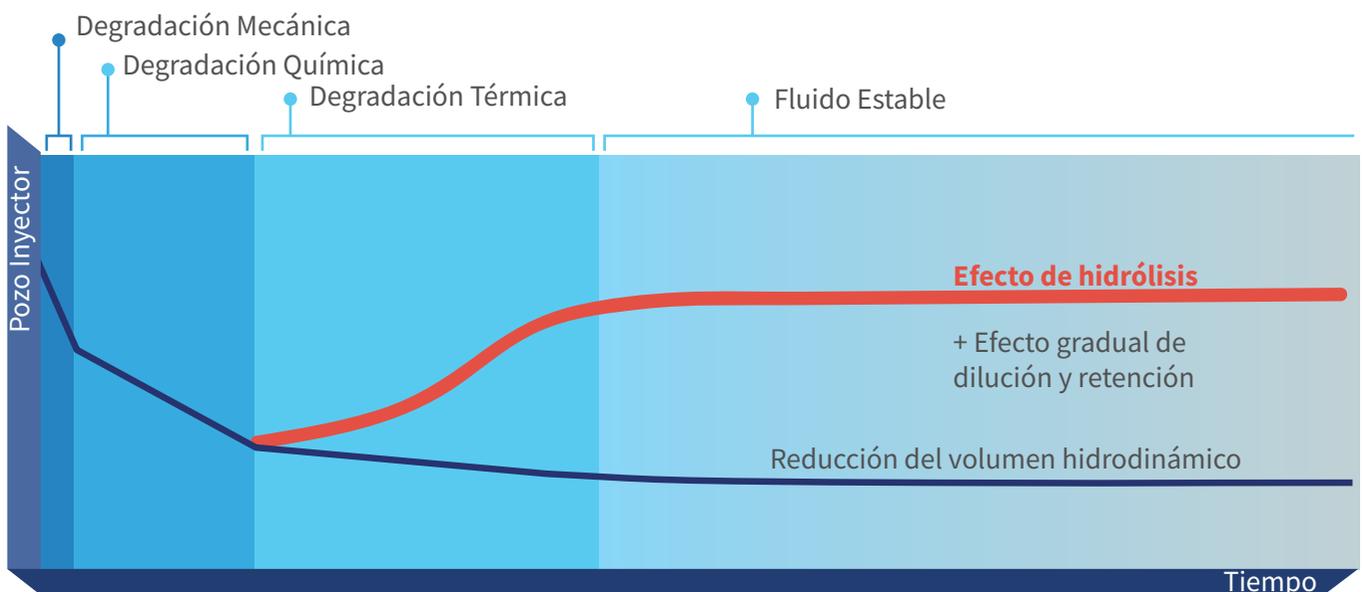
Para esto se requiere:

- Seleccionar la mejor química,
- Proporcionar el mejor paquete de protección posible, el cual servirá para proteger de la presencia de iones divalentes y oxidantes,
- Usar el equipo específico para evitar cizallamientos y el ingreso de oxígeno.

$$M = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w}$$

Diagrama de la ecuación de Radio de Movilidad (M) con sus variables:

- Radio de Movilidad (M)** (en un recuadro rojo)
- Permeabilidad Relativa del agua (k_w)** (en un recuadro azul)
- Viscosidad del petróleo (μ_o)** (en un recuadro azul)
- Permeabilidad relativa del petróleo (k_o)** (en un recuadro azul)
- Viscosidad del agua (μ_w)** (en un recuadro azul)



Degradación mecánica

es causado por caídas de presión puntuales.

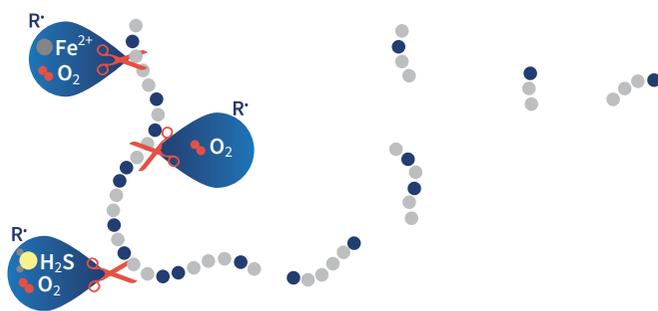
La degradación mecánica a través de dispositivos que generan cizallamiento puede conducir a la reducción significativa de la viscosidad.

Las poliácridamidas son sensibles al cizallamiento el cual degrada el polímero en pequeñas moléculas. Los polímeros de menor peso molecular son mucho menos sensibles al cizallamiento.

Se debe prestar atención a:

- Equipo de disolución e inyección en superficie
- Velocidad del fluido,
- Líneas de inyección (restricción, estrangulamientos)
- Superficie de perforaciones
- Permeabilidad del yacimiento,
- La reducción de la superficie de inyección por taponamiento.

SNF ha definido un conjunto de pautas de ingeniería para minimizar el cizallamiento en el equipo de superficie.



Degradación química

es causado por radicales libres.

Es esencial reducir al mínimo la degradación química eliminando los radicales libres, eliminando el oxígeno e introduciendo nitrógeno en los equipos de disolución.

Secuestrante de radicales libres.

SNF proporciona estos productos con una cantidad mínima de secuestrante de radical libre. Para aumentar la protección, paquetes específicos (F3P) son desarrollados por SNF y ajustados a cada caso.

Eliminación de oxígeno

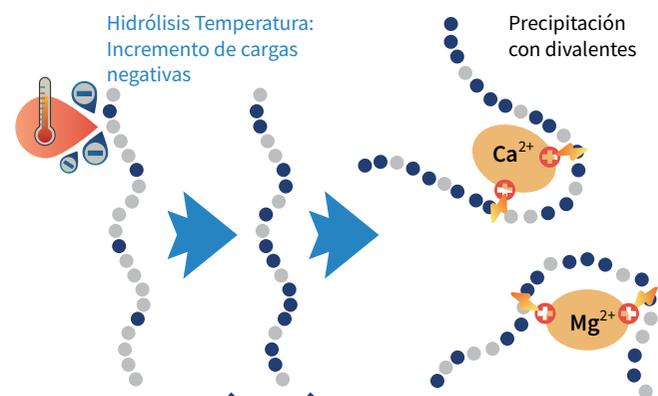
Los secuestrantes de oxígeno (por ejemplo bisulfito de amonio) disminuyen el contenido de O_2 por debajo de 20 ppb.

La cantidad de secuestrante debería ser limitada para evitar degradación en caso de ingreso de oxígeno.

Inyección de nitrógeno

El equipo de disolución puede introducir una cantidad grande de oxígeno en la solución inyectada.

Es necesario cubrir las instalaciones de disolución e inyección con nitrógeno para prevenir el ingreso de oxígeno.



Degradación térmica

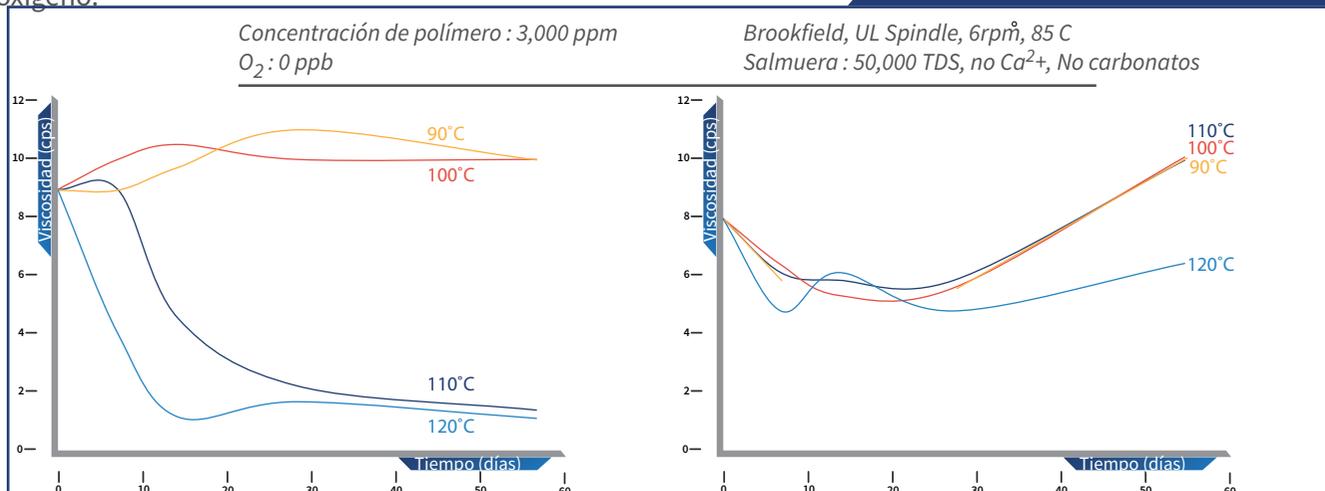
vinculado a la hidrólisis del polímero y a la precipitación con cationes divalentes.

La microestructura del polímero y anionicidad deberían ser seleccionados con cuidado y controlados para minimizar la degradación térmica.

Los copolímeros acrilamida / ácido acrílico son estables hasta 75°C. Por encima de 75°C y hasta 120°C, los polímeros que contienen acrilamida/ATBS y/o otro monómero térmico-resistente pueden ser usados (Flopaam AN 100 y series Superpusher SAV).

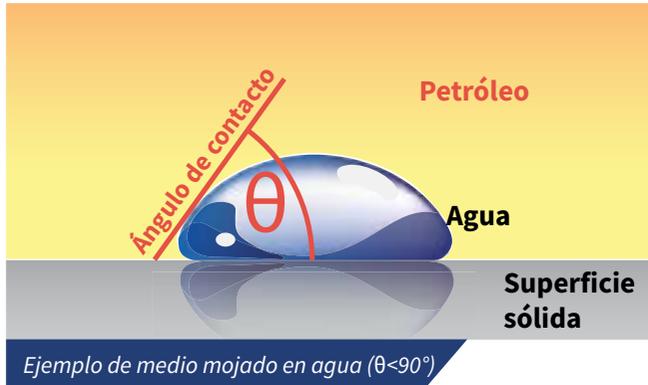
Por encima de 50°C, la hidrólisis del polímero ocurrirá generando un aumento de la anionicidad. Cuando los aumentos de anionicidad están por encima de un nivel crítico (35 % al 40 %) la precipitación con iones divalentes (Ca^{2+} , Mg^{2+}) ocurrirán causando la pérdida de viscosidad. Con un medio a alta temperatura de yacimiento, los polímeros de baja anionicidad deberán ser la opción preferida. La calidad del proceso de la fabricación del polímero es esencial para evitar alta polidispersidad.

Efecto negativo de la alta temperatura



Límite de temperatura para copolímeros sulfatados AN-125
Co-polímeros ATBS (Flopaam AN 125) sin O_2 y cationes divalentes

Nuevo rango de polímeros para altas temperaturas
Adición de NVP genera estabilidad a temperaturas altas sin O_2 cationes divalentes



La **mojabilidad** es la connotación de la preferencia de un líquido para extenderse sobre una superficie sólida en presencia de un segundo líquido. Este es cuantificado por el ángulo de contacto que representa una gota de líquido depositado sobre una superficie plana: cuanto más pequeño el ángulo, más alta la mojabilidad.

Por ejemplo, se puede distinguir yacimientos mojados por agua (granos mojados por agua) y yacimientos mojados en petróleo (granos mojados por petróleo).

Factores que afectan mojabilidad del yacimiento

- Composición del petróleo
- Mineralogía de la roca
- Composición y pH del agua de formación
- Presión y temperatura del yacimiento

Tensión Interfacial (IFT) esto se define como la tensión (fuerzas) que existen entre dos fluidos inmiscibles (petróleo y agua).

El petróleo que permanece después de una inyección de agua se debe a:

- Atrapado por fuerzas capilares
- Desviado (a causa de un mal radio de movilidad)

EOR: ¿Cómo movilizar el petróleo?

Si no es desplazado: modificación del radio de movilidad por incremento de la viscosidad del agua:

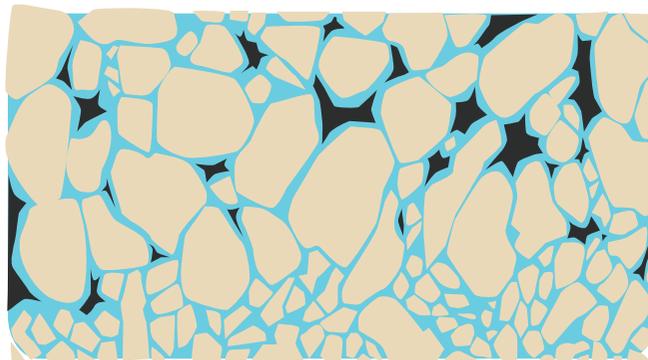
- ▶ inyección de polímero

Si queda atrapado por fuerza capilares:

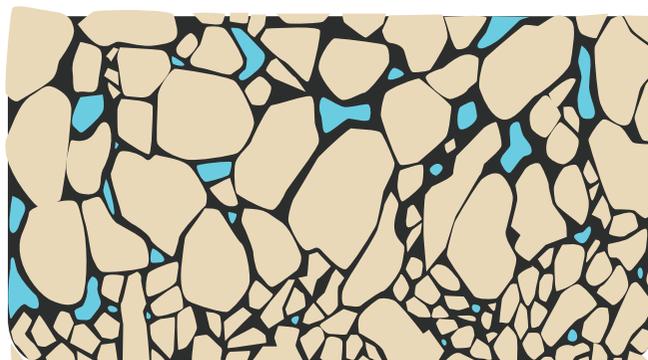
- ▶ Incremento del número capilar (fuerzas viscosas / fuerzas capilares (IFT))
- ▶ Disminuir las fuerzas de tensión interfacial por inyección de surfactantes por ejemplo

Surfactantes son los compuestos que estabilizan las mezclas del petróleo y el agua reduciendo la tensión superficial en la interface entre las moléculas de petróleo y agua. Los surfactantes son anfífilicos por naturaleza, es decir, contienen 2 distintas unidades estructurales:

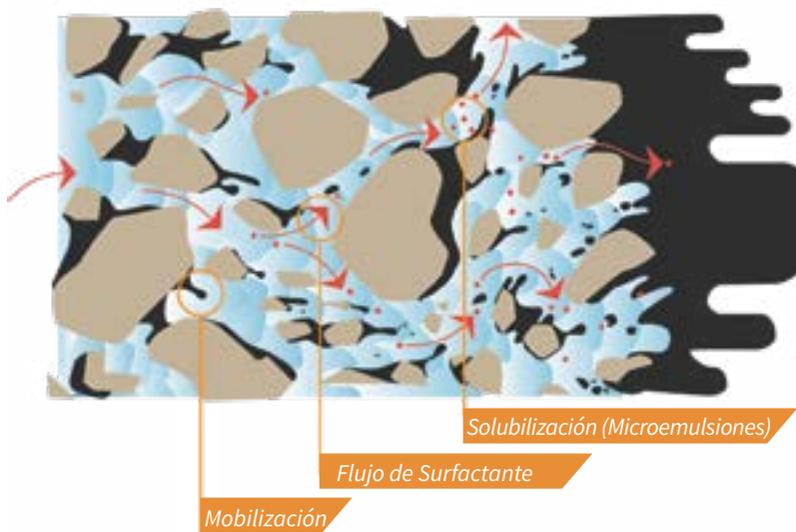
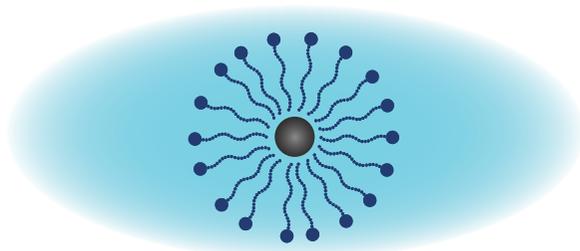
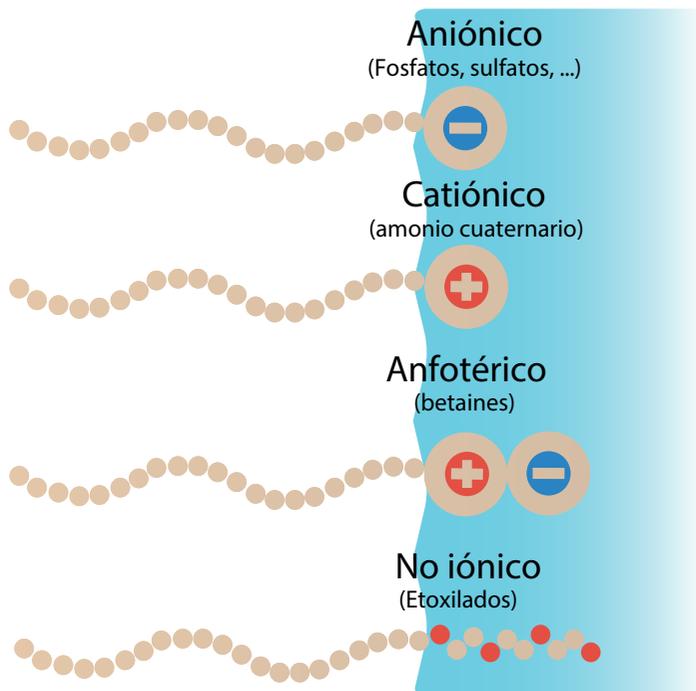
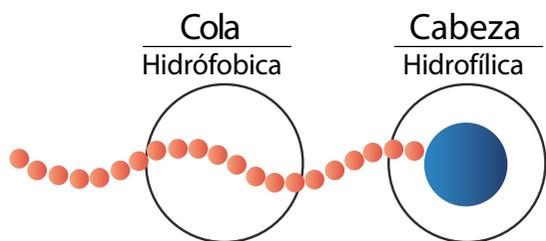
- Grano
- Petróleo
- Agua



Yacimiento mojado en agua



Yacimiento mojado en petróleo



Petróleo atrapado en saturación residual

Cola o **grupo hidrófobo** tiene poca afinidad con el agua - este grupo es generalmente una cadena de hidrocarburos (Alcalinos).

Cabeza o **grupo hidrófilo** que tiene afinidad fuerte con el agua, puede ser neutro o cargado.

Alcalinos

Inyección de agua alcalina: proceso donde el pH del agua de inyección es aumentado por adición de alcalinos (carbonato de sodio, silicato de sodio, hidróxido de sodio, hidróxido de potasio). Los alcalinos reaccionan con los compuestos ácidos del petróleo que conduce a bajar las fuerzas de tensión interfacial (IFT), emulsificación del petróleo en el agua y solubilización de capas rígidas interfaciales. Los alcalinos puede reaccionar con la roca, lo que conlleva a la alteración de la mojabilidad.

CEOR en breve:

- Polímero**
Aumenta la viscosidad del agua
- Surfactantes**
Baja IFT
Cambia la mojabilidad de la roca
Genera espumas o emulsiones
- Alcalinos**
Reacciona con el petróleo para generar jabones (surfactantes)
Aumento del pH
Altera la mojabilidad de la roca
Altera la química de la roca reduciendo la adsorción de los surfactantes

EOR: Otros procesos

- Inyección gas miscible
- Combustión in-situ
- Inyección de vapor
- Degradación microbiana

Objetivo final: recuperar la mayor cantidad de petróleo técnica y físicamente posible. Es necesario tener un buen conocimiento de la geología, el yacimiento, los fluidos ...