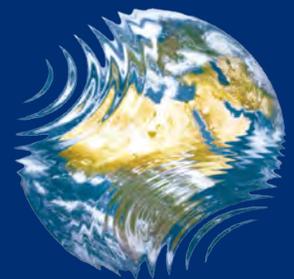




Geología del petróleo
Sistemas petrolíferos

EOR 101



SNF FLOERGER

Indice

Sistema Petrolíferos

- ¿Qué es un yacimiento? 04
- Formación de hidrocarburos 05

Sobre los depósitos

- Recursos 06

Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR)

- ¿En qué consiste el EOR? 08

Química

- Los principios de Inyección de Polímero 10
- La interacción disolvente del Polímero 12
- Degradación del polímero y estrategias para minimizarla 14
- El uso de Surfactantes y Alcalinos en EOR 16

SNF en Recuperación Mejorada de Petróleo

- Servicios polivalentes de ingeniería 18
- Proyectos 20



Sistemas Petrolíferos

Qué es un Yacimiento?

Un yacimiento petrolífero, o yacimiento de petróleo y gas, es una acumulación de hidrocarburos bajo la superficie, contenidos en formaciones de roca porosa o fracturada. Los hidrocarburos de origen natural, como el petróleo crudo o el gas natural, están atrapados por una capa de formación rocosa de baja permeabilidad.

La mayor parte de los hidrocarburos se encuentran atrapados dentro de rocas sedimentarias, formadas en la superficie de la tierra debido a varios procesos incluyendo erosión, precipitaciones y actividad biogénicas.

Dependiendo del origen podemos distinguir:

Rocas Clásticas

Formada a partir de rocas pre existente por erosión, transporte, transformación y depositación. Estas incluyen Areniscas, Conglomerados, Limolitas y Esquisto.

Carbonatos

Rocas formadas a partir de componentes orgánicos y precipitaciones químicas; incluyendo Caliza, Dolomitas y Creta.

Litología	Yacimiento Petrolífero	Abundancia del tipo de roca	Producción por tipo de roca
Arenisca	60%	21%	37%
Carbonato	30%	37%	61,5%
Otras (Esquisto)	10%	42%	2,5%



Torre de perforación



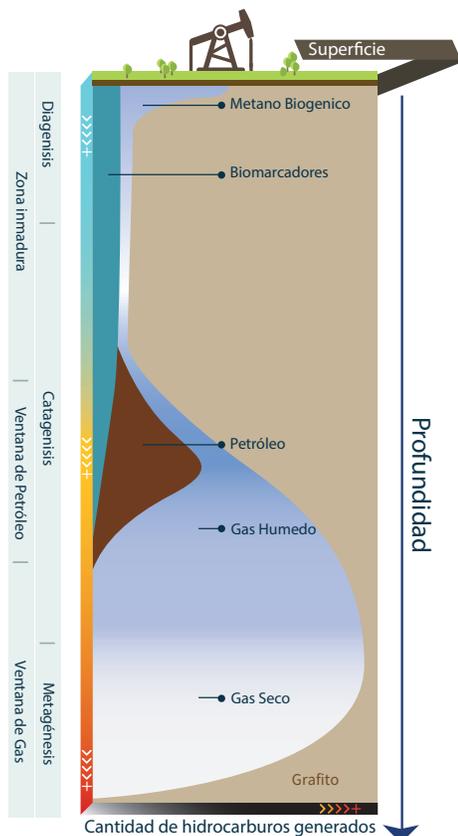
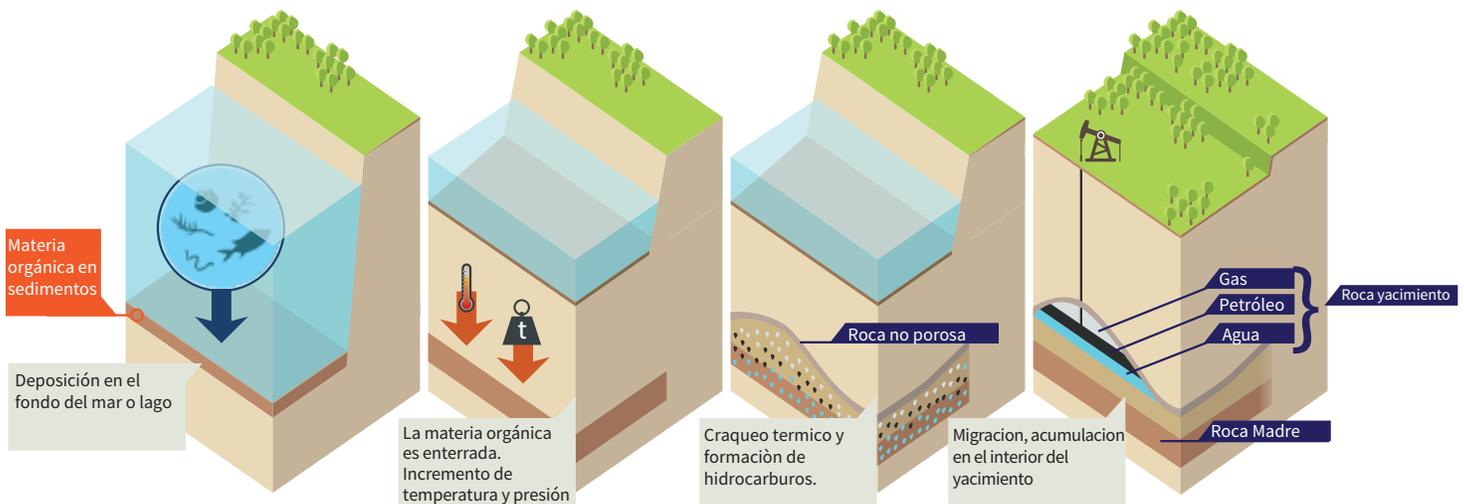
Muestra de núcleo para el estudio del yacimiento.



FORMACIÓN DE HIDROCARBUROS

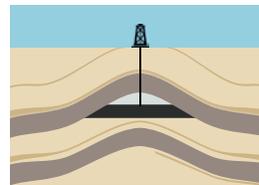
Un sistema petrolífero está constituido por: roca madre, canal de migración, roca almacén, trampa y sello. Un tiempo relativo apropiado de estos elementos y un proceso de generación, migración y acumulación son necesarios para que los hidrocarburos se acumulen y se conserven.

Los hidrocarburos son generados a partir del craqueo térmico de la materia orgánica acumulada en un roca generadora. Temperaturas (>50°C) y tiempo son necesarios para llevar a cabo esta formación.



Diferentes tipos de trampas de hidrocarburo existen: Anticlinado, Falla, Trampa estratigráfica, Domos salinos, ...

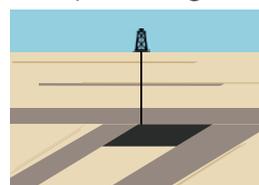
Anticlinado



Falla



Trampa estratigráfica



Domos salinos



- Roca porosa
- roca no porosa
- sal
- gas
- petróleo

Acerca de los yacimientos

Recursos

Las características de la generación de petróleo y gas dependen del tipo de materia orgánica y el proceso de maduración. Algunos hacen la distinción entre recursos convencionales y no convencionales: los yacimientos no convencionales requieren técnicas específicas y a menudo costosas para ser explotados.

Recursos no convencionales: ejemplo de yacimientos de baja permeabilidad “Tight Gas”

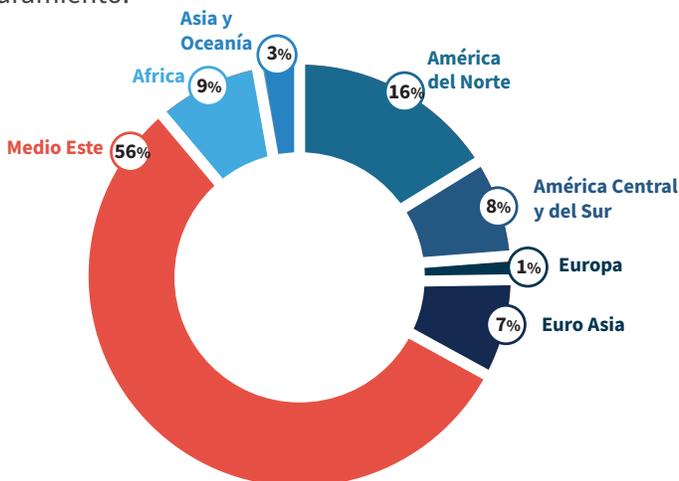
En los yacimientos no convencionales “Tight Gas”, los poros están irregularmente distribuidos y la baja conectividad debido a capilares estrechos dan como resultados una muy baja permeabilidad. El flujo de gas a través de estas rocas es generalmente bajo y se requieren de métodos especiales para producirlo, como ejemplo Fracturamiento Hidráulico.

Yacimientos no convencionales

Al contrario de los sistemas convencionales, los recursos no convencionales no son fácilmente producibles con tecnología existente (yacimientos de baja permeabilidad o aceites de alta viscosidad).

Roca Madre de Hidrocarburos

El aceite de esquisto o el gas de esquisto son directamente extraídos de la roca madre por métodos de fracturamiento.



Fuente:
Información de Energía estadounidense Administración del Diario del Aceite y De gas (2007)
El aceite incluye el petróleo crudo y el condensado

Siglas

- OOIP: Petróleo Original en Sitio
- EOR: Recuperación Mejorada de Petróleo
- CEOR: Recuperación Mejorada de Petróleo por Métodos Químicos
- PF: Inyección Polímero
- SP: Inyección Surfactante y Polímero
- ASP: Inyección Alcalino Surfactante Polímero
- PAM: Poliacrilamida
- HPAM: Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada
- MW: Peso Molecular
- Da: Dalton (unidades de peso molecular)
- IFT: Fuerza de Tension Interfacial
- PSU™: Unidad de Corte de Polímero
- PIU™: Unidad de Inyección de Polímero
- E&I : Electrico e Instrumentación
- HMI : Interface Hombre - Maquina
- FAT : Prueba de aceptación de Fábrica
- SAT : Prueba de aceptación en Sitio
- VSD : Variador de Velocidad

Yacimientos convencionales

Pequeños volúmenes
Fáciles para desarrollar

Gas

Petróleo

Yacimiento no convencionales

Altos volúmenes
Difícil para desarrollo

Metano de carbón
Lutitas gasíferas
Gas de arenas compactas

Aceite «Tight»
Aceite pesado
Arenas bituminosas

Enormes volúmenes
difíciles para desarrollar

Gas hidratado

Aceite de esquisto

Costo

Accesibilidad

Puente Piramidal



arenisca de gas «Tight» (Espacio en azul)

Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR)

¿En qué consiste el EOR?

La producción de hidrocarburos esta dividida en 3 etapas:

Producción Primaria: Depletación

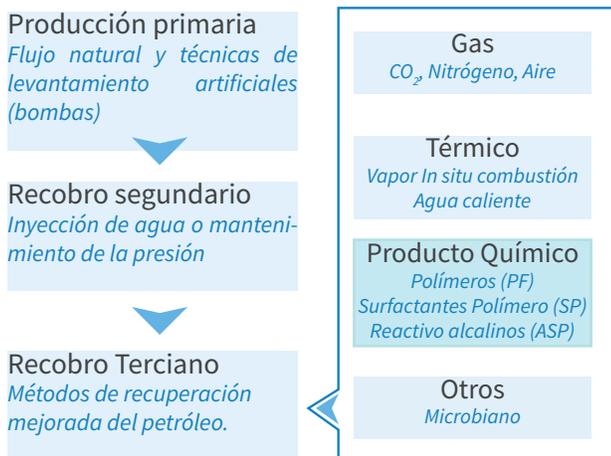
El petróleo es naturalmente producido gracias a la energía inicial almacenada dentro del yacimiento;

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.

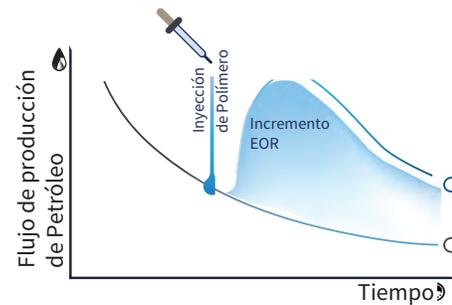
Esto quiere decir que el 65% del petróleo remanente después de la recuperación producción secundaria se encuentra atrapado dentro de los poros por diferentes fuerzas.

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

Solo 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 billones de barriles extra.

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



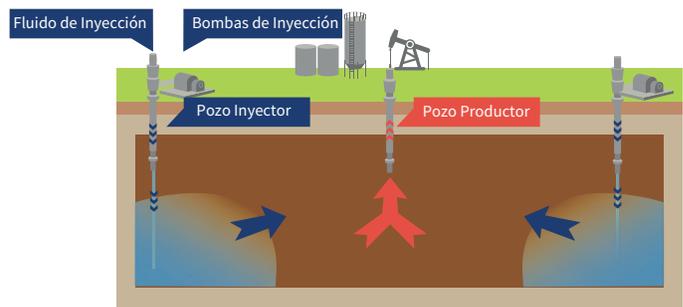
La inyección de polímeros es una rentable técnica EOR probada por más de **40 años** en aplicaciones comerciales permitiendo un recobro de petróleo adicional del 5 al 15%. Los mejores proyectos comerciales han incrementado alrededor de 1 barril de petróleo por cada USD\$1 a USD\$3 de polímero (costa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

Bajos costos

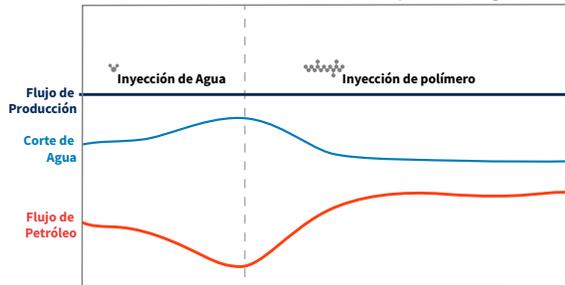
Bajos riesgos



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.

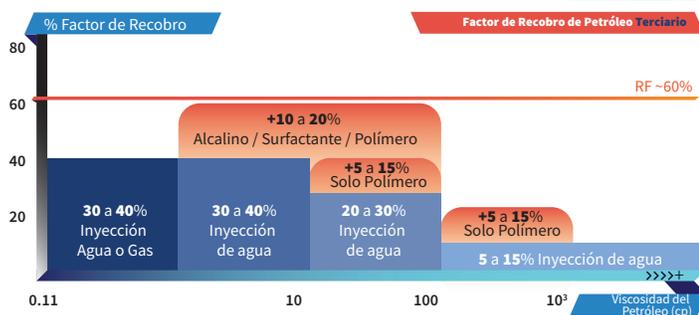
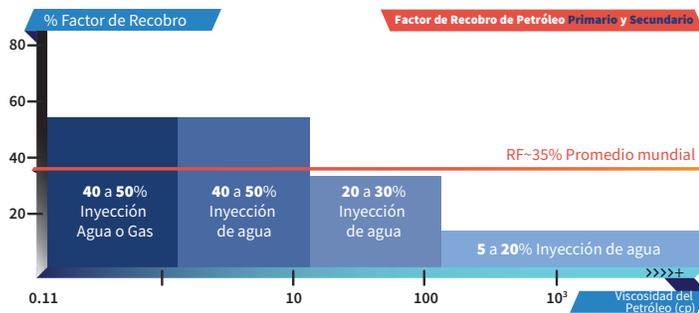
Después de esta etapa, un despliegue en la totalidad del campo puede ser considerado.

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 por inundación 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). Aunque, 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 mas grande proyecto 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 cont'd)
- Oman PDO Marmul
- Suriname
- Indonesia
- Canada (more than 30 polymer inj.)
- Rusia y Kazajistan
- Europa
- Latino America
- India



Sistemas modulares conectado a líneas de inyección existentes

Principios de la inyección de Polímeros

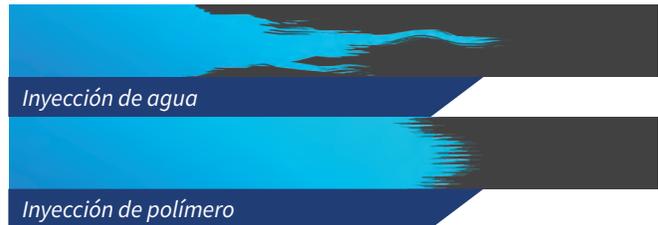
Inyección de polímeros =
inyección de agua viscosa ■ riesgo limitado

La inyección de polímeros 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 sistemas de seguridad	Sistemas de seguridad plantas de inyección en el sitio
Selección portátil	Disolución / Equipo de inyección	Polímero de logística suministra disolución de almacenaje



Química de SNF



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

Dos Familias de polímeros:

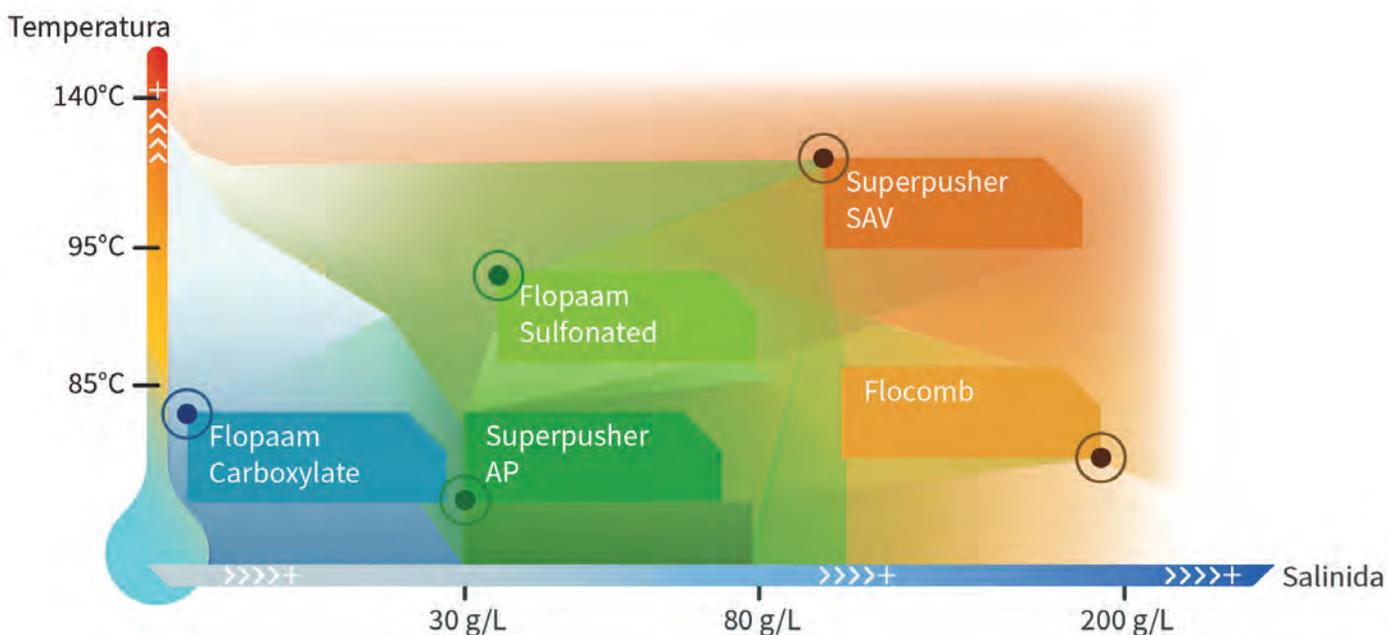
- Biopolímeros
- HPAM: Poliacrilamida Hidrolizada (polímeros sintéticos)

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	Cizallamiento sensible
Alto poder viscosificante	Sensible a temperatura y sales
Estabilidad buena y larga en condiciones de yacimiento leves	Sensible a producto químico degradación
Rentable, alta capacidad de producción en todo el mundo	Biodegradabilidad baja
no tóxico	

Características del HPAM



Interacción Polímero Solvente

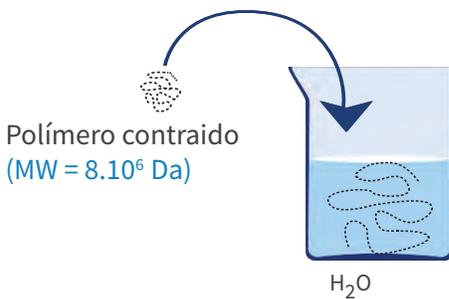
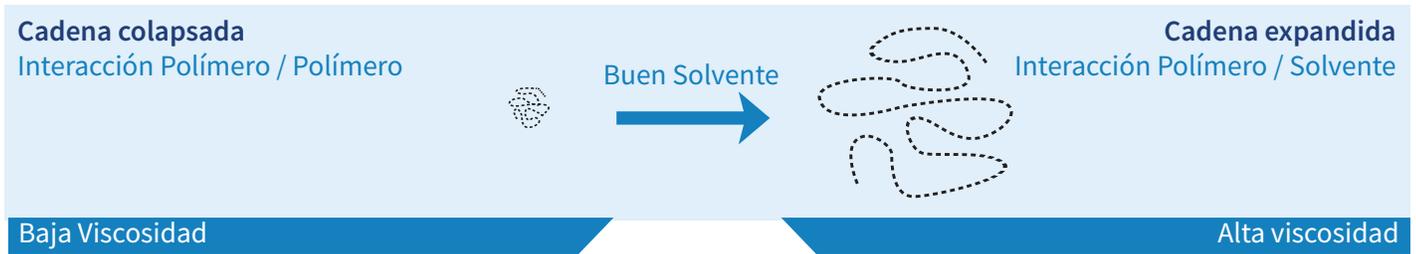
La química del polímero necesita ser cuidadosamente seleccionada

- ▶ 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 cadena de polímero ▶ Alta Viscosidad

Interacción Polímero / Solvente

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

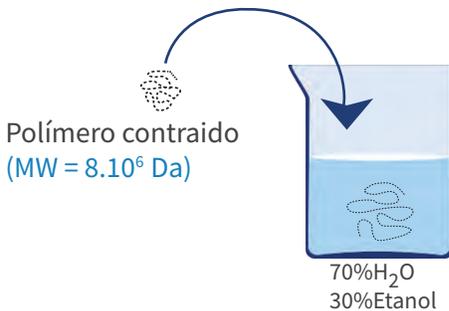
Un polímero es capaz de aumentar la viscosidad del medio solo si las cadenas se expanden: este en un medio donde el Polímero se 'siente cómodo'.
¿Qué significa esto? Esto quiere decir que la interacción Polímero / Solvente sera mejor desde el punto de vista energético que la interacción Polímero / Polímero



1% Poliacrilamida en H₂O

(Viscosidad Brookfield) η = 5.000 a 6.000 mPa.s
(Brookfield UL @6 rpm)

El agua es un buen solvente



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

η = 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

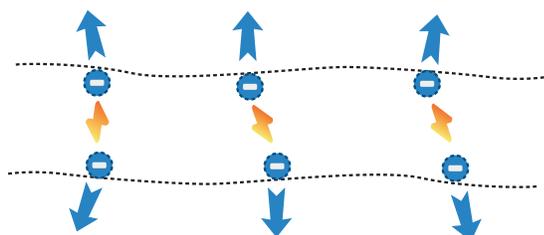
η = η of etanol
(Brookfield UL @6 rpm)

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

Viscosidad depende del solvente

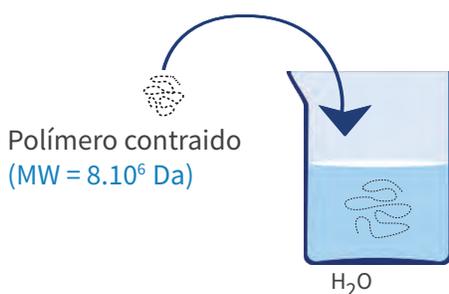
Polielectrolitos

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”:

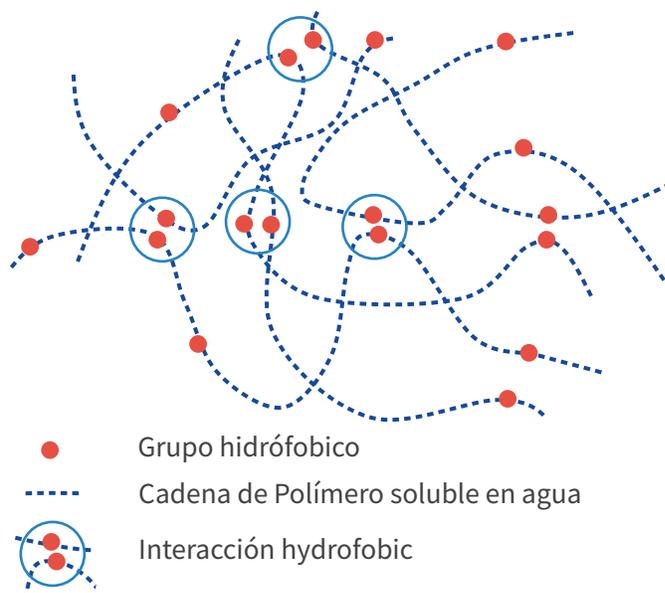
- Repulsiones disminuyen
- Las cadenas macromoleculares se retractan
- La viscosidad disminuye



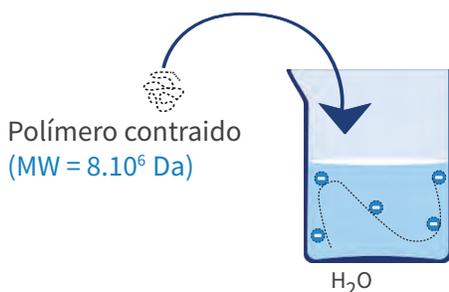
Polimeros Asociativos

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



Copolímero Acrilamida / AMPS en H₂O
 $\eta = 20.000 \text{ a } 25.000 \text{ mPa.s}$
 (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 de 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 poliacrilamidas son sensibles a las degradaciones mecánicas, térmicas y químicas. Existen las pautas existen y tienen que ser puestas en práctica para reducir al mínimo las pérdidas de viscosidad.

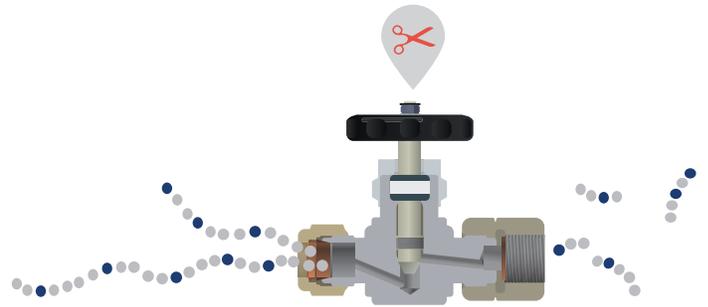
Para esto se requiere:

- Seleccionar la mejor química,
- Proporcionar el mejor posible prospecto 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):** Representado por un recuadro rojo.
- Permeabilidad Relativa del agua (k_w):** Representado por un recuadro azul.
- Viscosidad del petróleo (μ_o):** Representado por un recuadro azul.
- Permeabilidad relativa del aceite (k_o):** Representado por un recuadro azul.
- Viscosidad del agua (μ_w):** Representado por un recuadro azul.



Degradación mecánica

es causado por caídas de presión puntuales.

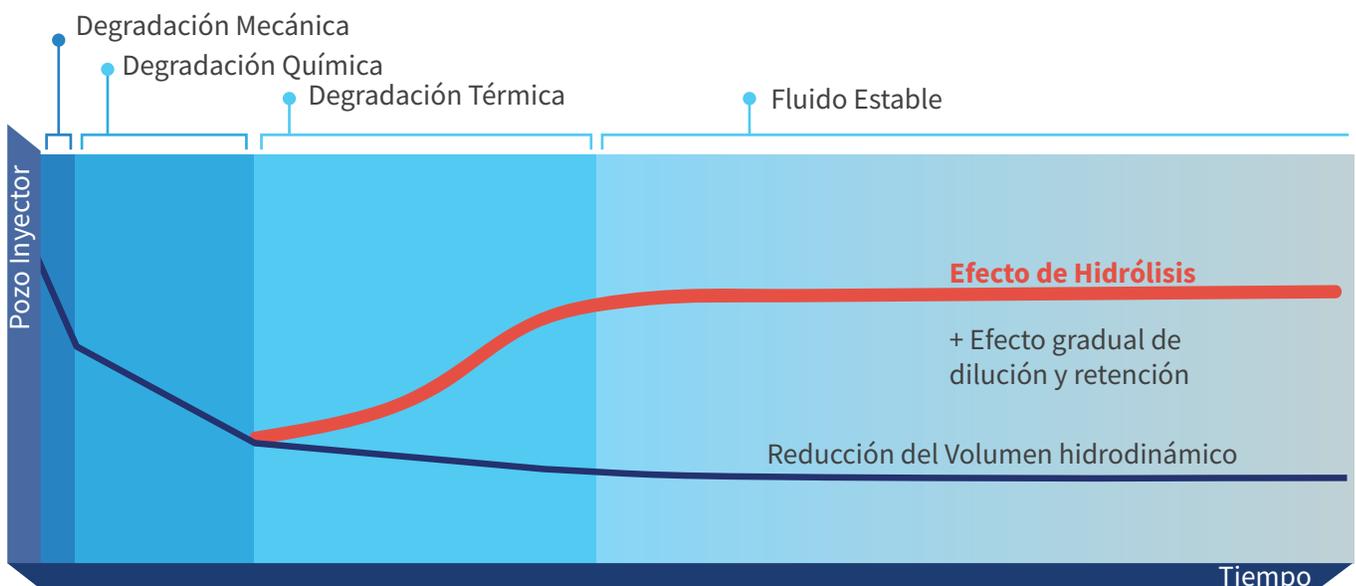
La degradación mecánica a través de dispositivos que generan cizallamiento puede conducir a la reducción significativa de la viscosidad.

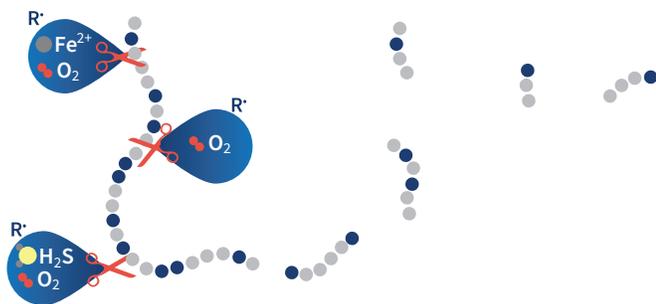
Las poliacrilamidas son sensibles al cizallamiento el cual degrada el polímero en pequeñas moléculas. Los polímeros de menor peso molecular son mucho menos sensibles al cizallamiento.

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, removiendo el oxígeno e introduciendo nitrógeno en los equipos de disolución.

Secuestrante de radicales libres.

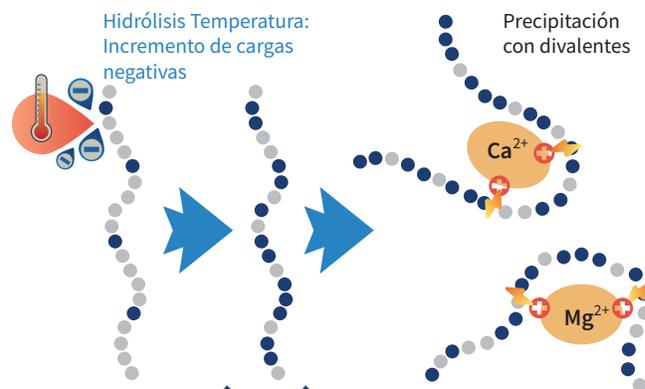
SNF proporciona estos productos con una cantidad mínima de secuestrante de radical libre. Para aumentar la protección, paquetes específicos (F3P) son desarrollados por SNF y ajustados a cada caso.

Remoción de oxígeno

Los secuestrantes de oxígeno (por ejemplo amonio bisulfito) disminuyen el contenido de O₂ 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

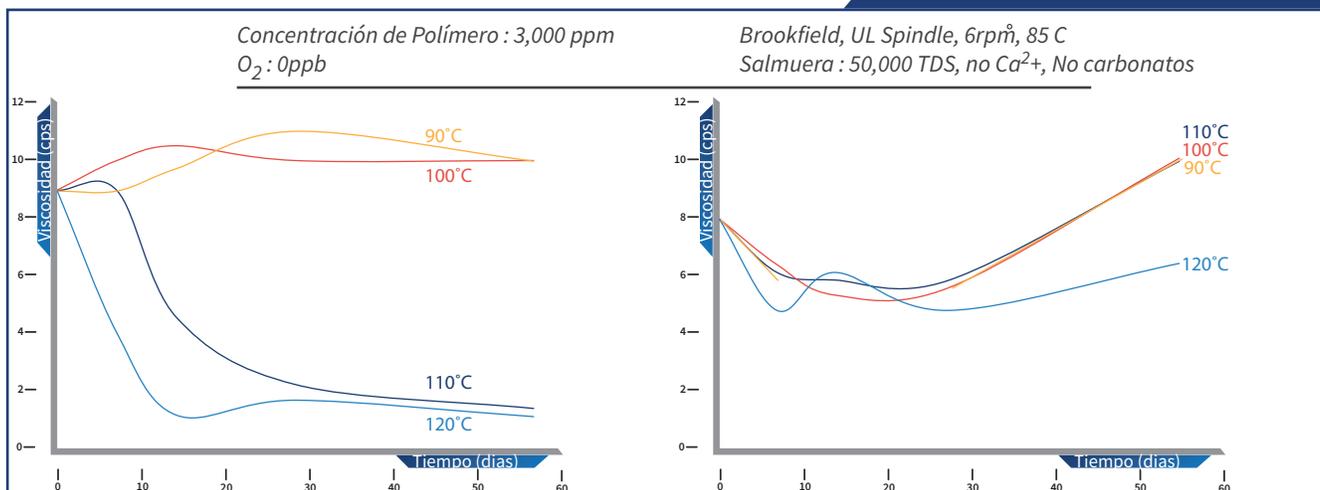
vinculado a la hidrólisis del polímero y a la precipitación con cationes divalentes.

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 monomero térmico resistente pueden ser usados (Flopaam los 100 y series Superpusher SAV).

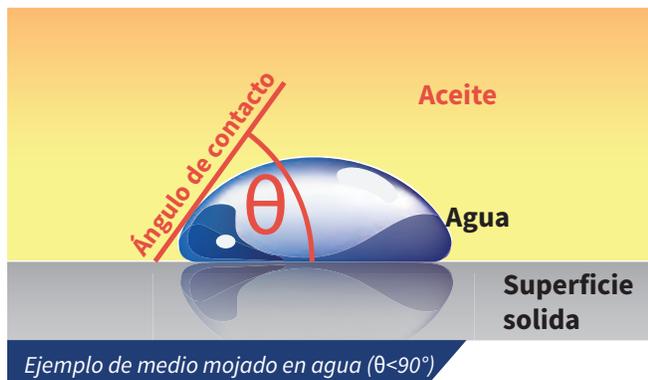
Por encima de 50°C, la hidrólisis del polímero ocurrirá generando un aumento de la anionicidad. Cuando los aumentos de anionicidad están por encima de un nivel crítico (35 % al 40 %) la precipitación con iones divalentes (Ca²⁺, Mg²⁺) ocurrirán causando la pérdida de viscosidad. Con un medio a alta temperatura 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



Limite de temperatura para co-polímeros sulfatados AN-125
Co-polímeros ATBS (Flopaam AN 125) w/o O₂ y cationes divalentes

Nuevo rango de polímeros para altas temperaturas
Adición de NVP genera estabilidad a temperaturas altas w/o O₂ cationes divalentes



La **humectabilidad** 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: más pequeño el ángulo, más alta la humectabilidad.

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

Factores que afectan humectabilidad del Yacimiento

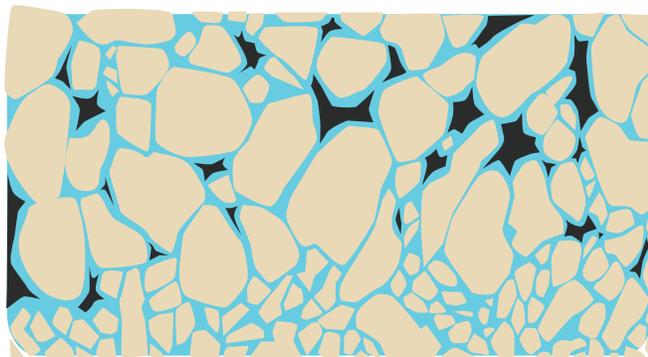
- Composición del petróleo
- Mineralogía de la roca
- Composición y pH del agua de formación
- Presión y temperatura del yacimiento

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

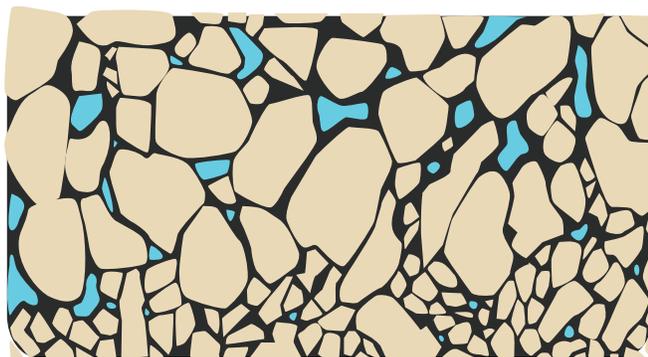
El aceite que permanece después de una inyección de agua se debe a:

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

- Grano
- Aceite
- Agua



Yacimiento mojado en agua



Yacimiento mojado en aceite

EOR: ¿Cómo movilizar el aceite?

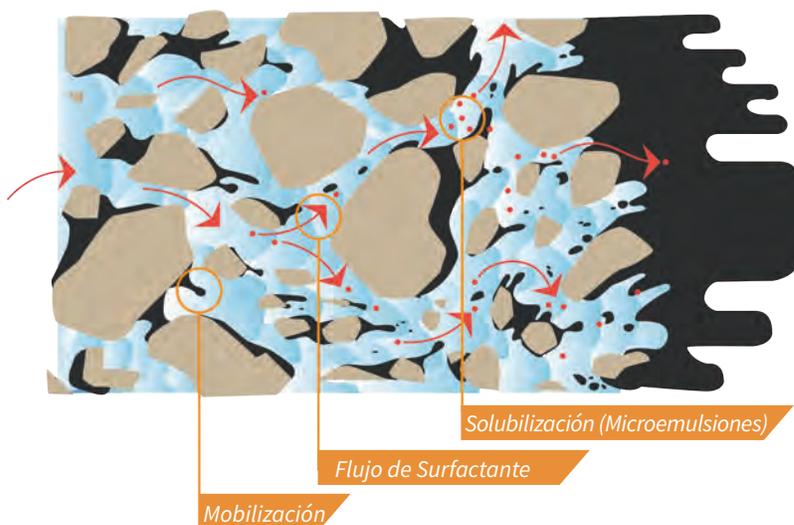
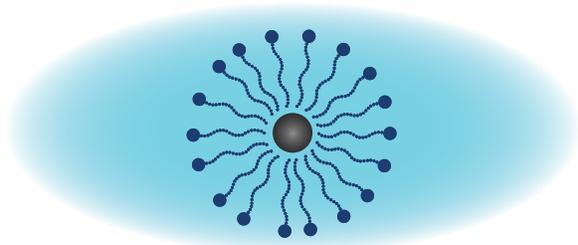
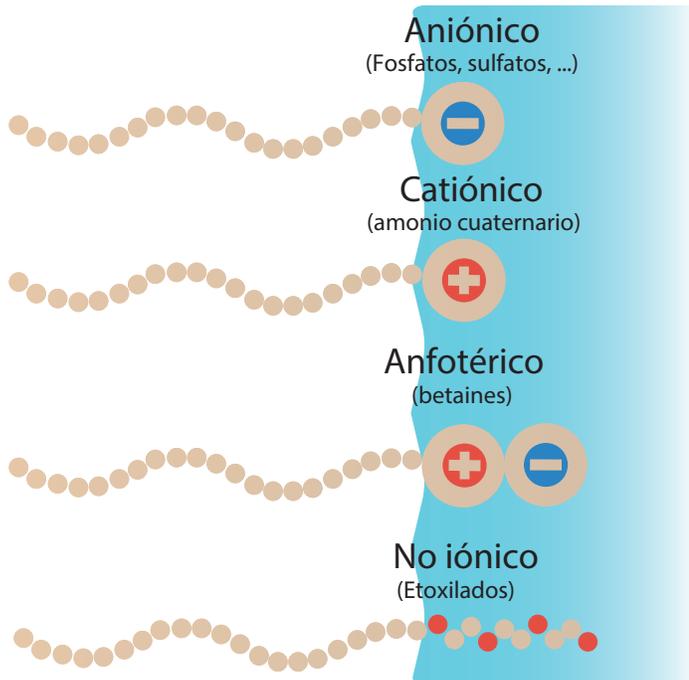
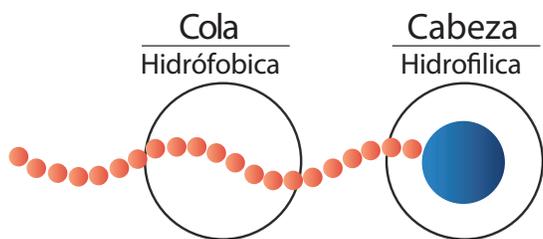
► No desplazado: modificación del radio de movilidad por incremento de la viscosidad del agua: inyección de polímero

► 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 aceite y el agua reduciendo la tensión superficial en la interface entre las moléculas de aceite y agua. Los surfactantes son anfifílicos por naturaleza, es decir, contienen 2 distintas unidades estructurales:



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 crudo que conduce a bajar las fuerzas de tensión interfacial (IFT), emulsificación del aceite en el agua y solubilización de capas rígidas interfaciales. Los alcalinos puede reaccionar con la roca lo que conlleva a la alteración de la humectabilidad.

CEOR en breve:

Polímero

Aumenta la viscosidad del agua

Surfactantes

Baja IFT
Cambia la humectabilidad de la roca
Genera espumas o emulsiones

Alcalinos

Reacciona con el petróleo crudo para generar jabones (surfactantes)
Aumento del pH
Altera la humectabilidad 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 aceite técnica y físicamente posible. Es necesario tener un buen conocimiento de la geología, el yacimiento, los fluidos ...

SNF en la Recuperación Mejorada del Petróleo

Servicios de Ingeniería Multifuncionales

SNF proporciona soluciones dedicadas y servicios de ingeniería para diseñar, construir y manejar sistemas de inyección de polímero.

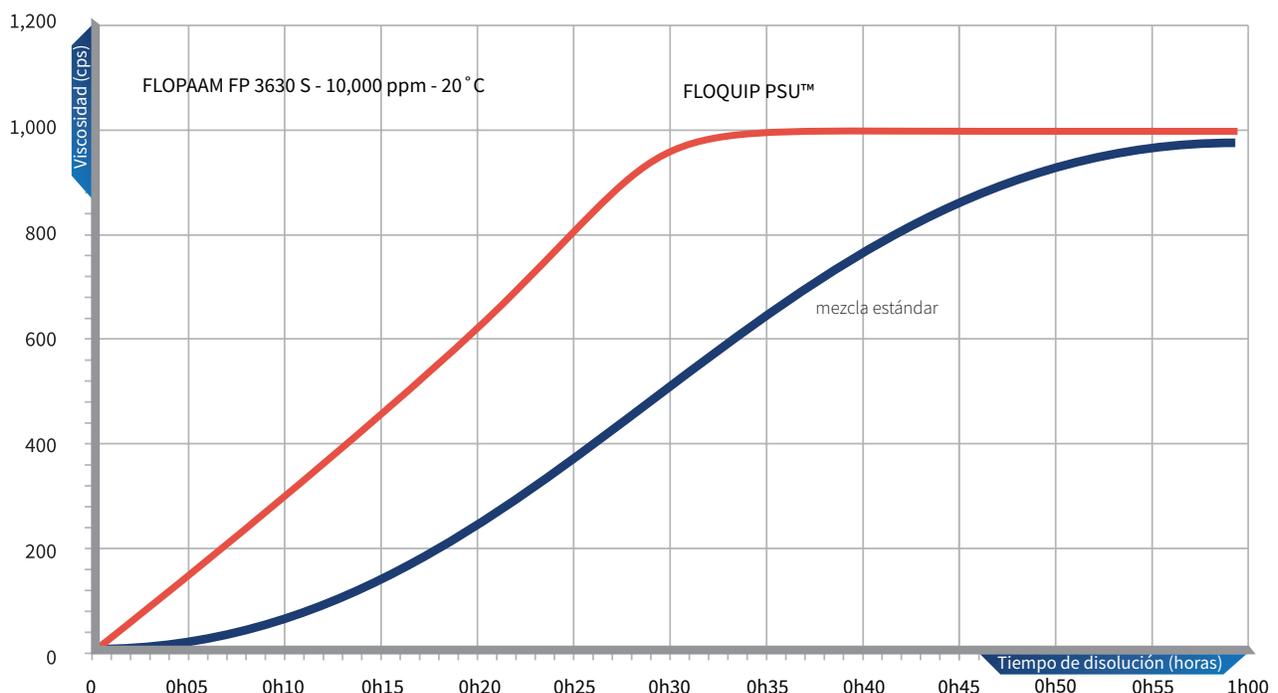
- Remolques de Fracturamiento
- Remolques de inyección de Polímero
- Estándar PIU 300
- Unidad de sistema de polímero
- Unidad de inversión de emulsión, dilución e inyección
- Unidad ASP
- Polímero en la costa/ instalaciones ASP
- Unidades costa afuera
- Contrucciones modulares costa afuera
-

Cada sistema es diseñado por requisitos del cliente. Unidades de inyección estándar también existen para una implantación rápida.

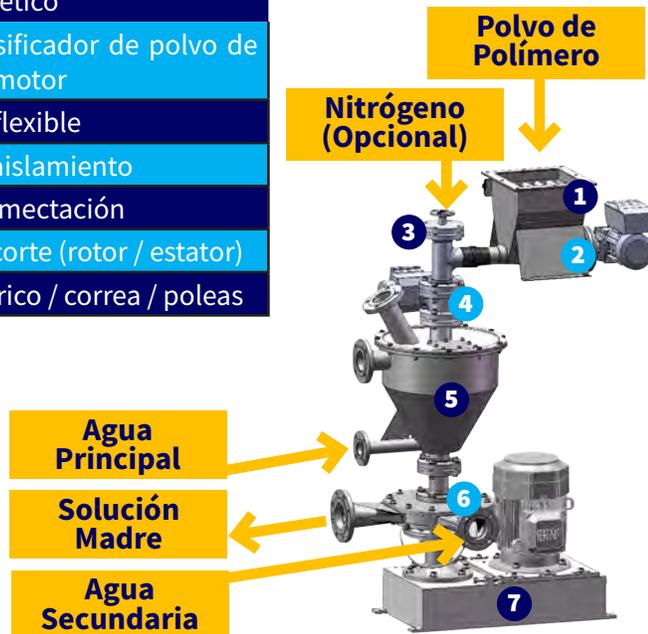
Experiencia : Hidratación del polvo

FLOQUIP PSU es una unidad de corte que ayuda a disminuir el tiempo de disolución del polímero pulverizado.

- + Tecnología patentada de SNF
- + Concentración encima de 15.000 ppm
- + No ojos de pescado, no se requiere filtración
- + Inertización con Nitrógeno
- + Menos equipos respuestos: reducido 3 a veces



- 1 Filtro magnético
- 2 Tornillo dosificador de polvo de polímero / motor
- 3 Conexión flexible
- 4 Valvula de aislamiento
- 5 Cono de humectación
- 6 Cabeza de corte (rotor / estator)
- 7 Motor electrico / correa / poleas



FLOQUIP™ PSU – Conexiones de proceso

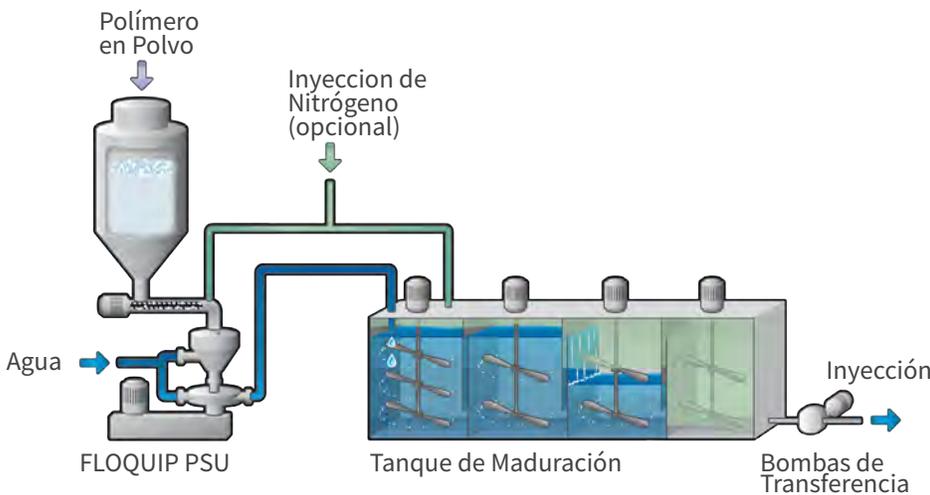
Sistema de descarga para sacos grandes
 Silo de almacenaje de polvo
 Unidad de mezcla PSU 300
 Tanque de maduración con agitadores
 Bomba de transferencia de solución madre
 Bomba de alta presión de inyección
 Paquete completo E & I
 Panel de control eléctrico y Sistema HMI
 Sistema de detección de fuego y gas

Alcance Principal

Diseño detallado
 Compra y suministro de equipo
 Pruebas de fabrica a los equipos principales
 Construcción de las unidades
 Comisionado, SAT y puesta en marcha
 Paquete E&I (VSD + MCC)
 Cableado E&I
 Sistema montado en unidades

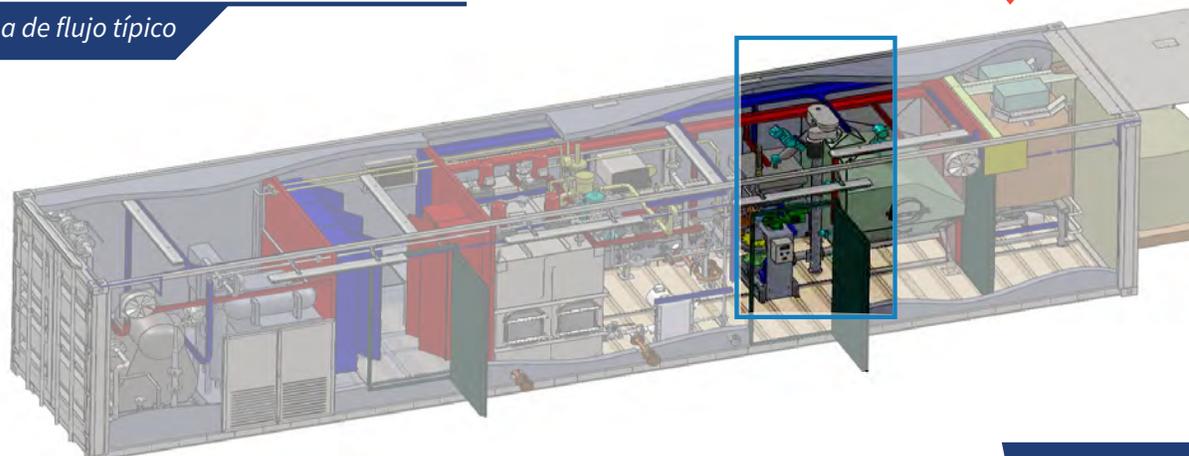
Opcional

Pruebas en Agua
 Pruebas en Polímero
 Formación
 Operación y Supervisión



FLOQUIP™ PSU – Diagrama de flujo típico

Unidad estandar de inyección de polímero PIU 300



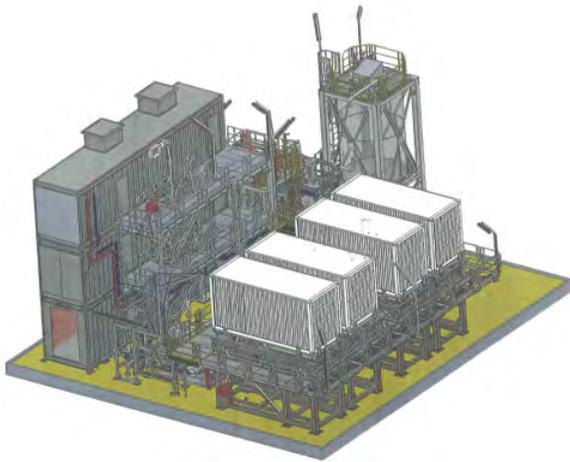


Varias instalaciones de unidades



SNF tiene una gran experiencia en el diseño e instalación de unidades. Más de un centenar de unidades ya operan en todo tipo de climas.

Nuestras unidades son completamente funcionales tanto en artico como el valle de Alberta y Siberia hasta las temperaturas extremadamente altas que se encuentran en la Península Arábiga.



Proyectos Costa Afuera



Nuestras instalaciones tienen muy poco impacto, el cual lo hace ideal para operaciones costa afuera ya sean fijadas a plataformas o en FPSO.



Grandes proyectos

Es preferible en algunos casos instalar los equipos directamente en campo en vez de instalarlos en unidades.

SNF también proporciona grandes proyectos totalmente equipado para operaciones de campo completo.

El tamaño estándar de la PSU es la PSU300 la cual puede procesar 300 Kg de polímero en polvo por hora, 24 horas por día. SNF puede a su vez suministrar grandes módulos como la PSU 600 en Brasil, la PSU 1500 en Estados Unidos y la PSU 3000 en Canada.



Proyectos Claves - Disolución



PSU 600 - Brasil



PSU 1,500 - USA



PSU 3,000 - Canada



SNF (CHINA) FLOCCULANT Co. Ltd.
Taixing economic development zone
West of Tongjiang road
Taixing City Jiangsu Province 225442
CHINA

tel : +86 523 767 6300
fax : +86 523 767 6430
commercial@snfchina.com

www.snfchina.com

SNF HOLDING Co.
1 Chemical Plant road
Riceboro, Georgia 31323
UNITED STATES

tel : +1 912 884 3366
fax : +1 912 884 5031
info@snfhc.com

www.snf.us

SNF SAS
ZAC de Milieux
rue Adrienne Boland
42163 Andrezieux Cedex
FRANCE

tel : + 33(0)4 77 36 86 00
fax : + 33(0)4 77 36 86 96
info@snf.fr

www.snf-group.com

SNF FLOERGER

Oil-EOR Handbook ESP. Edition 2016

SNF hace razonables esfuerzos para garantizar que la información sea correcta y este actualizada, SNF no garantiza o realiza representación expresa o implícita, en cuanto a la integridad exactitud o cualquier otro aspecto de la información contenida en este documento y no asume ninguna responsabilidad en relación con cualquier uso de esta información. Nada de lo aquí descrito se interpretará como una recomendación o licencia para ser usado como información para la solución de conflictos con alguna patente, marca o derechos de autor de SNF o de otros, y SNF no hará representaciones o garantías, expresas o implícitas que cualquier uso de esta información no infringirá ninguna patente, marca o derechos de autor.