

# Trabajo final: Polímeros en la extracción de petróleo

Jaime Nieto Glez.

2024-2025

# Índice

<b>1. Introducción</b>	<b>3</b>
<b>2. Procesos químicos</b>	<b>4</b>
2.1. Inyección de surfactantes . . . . .	5
2.2. Inyección de polímeros . . . . .	7
2.3. Combinación de polímeros y surfactantes . . . . .	8
2.3.1. Tres tensioactivos poliméricos a prueba . . . . .	8
2.3.2. Un surfactante polimérico natural . . . . .	12
<b>3. Conclusión</b>	<b>13</b>
<b>4. Bibliografía</b>	<b>14</b>

# 1 Introducción

La extracción de petróleo es un proceso sumamente complejo si observamos sus consecuencias tanto desde un punto de vista económico como desde el punto de vista de su impacto medioambiental. A día de hoy existen 309 yacimientos de petróleo y gas en producción comercial, de ellos 208 se encuentran en el fondo marino [1].

La primera cuestión a la que se debe responder es si emprender, o no, la explotación de un yacimiento previamente explotado, empleando para ello, nuevas técnicas descubiertas mas recientemente que puedan rentabilizarlo. En otro caso, deberán realizarse nuevas exploraciones en busca de pozos vírgenes.

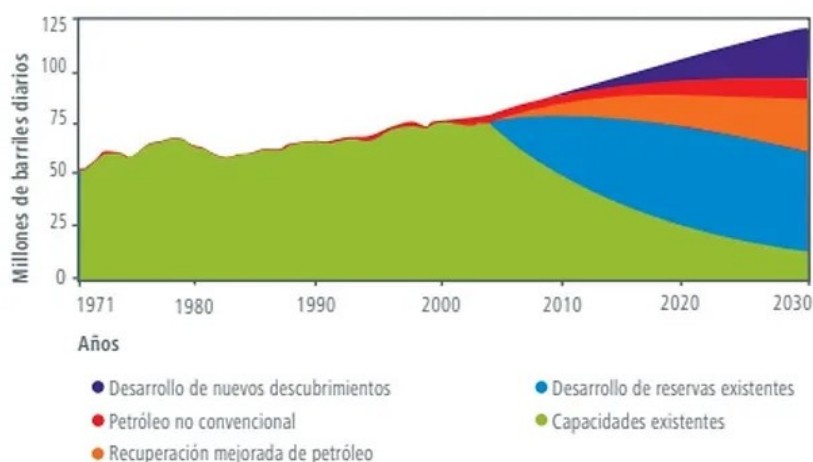


Figura 1: Producción mundial de petróleo por tipo de fuente (CNH)

En la anterior imagen se observa una gráfica que nos presenta el número de millones de barriles diarios anuales y realizando una previsible proyección hasta el año 2030 [2].

Existen diferentes técnica de extracción de petróleo que son implementadas en el siguiente orden:

- **Extracción Primaria:** En este primer proceso se emplea la presión del propio yacimiento para que el líquido fluya hasta la superficie. Aproximadamente se obtiene entre el 5 % y el 15 % del total del yacimiento.
- **Extracción Secundaria:** Basada en la inyección de agua o gas para conseguir que la presión aumente y de este modo fluya el petróleo. Aproximadamente se obtiene entre el 30 % y el 50 % del total del yacimiento.
- **Extracción Terciaria (Recuperación Mejorada de Petróleo o EOR):** Se emplean surfactantes/polímeros para conseguir la extracción del petróleo restante del yacimiento. Mediante este proceso se consigue extraer un 10 %-20 % adicional, logrando en total, hasta un 60 %-70 % del petróleo existente en el yacimiento.

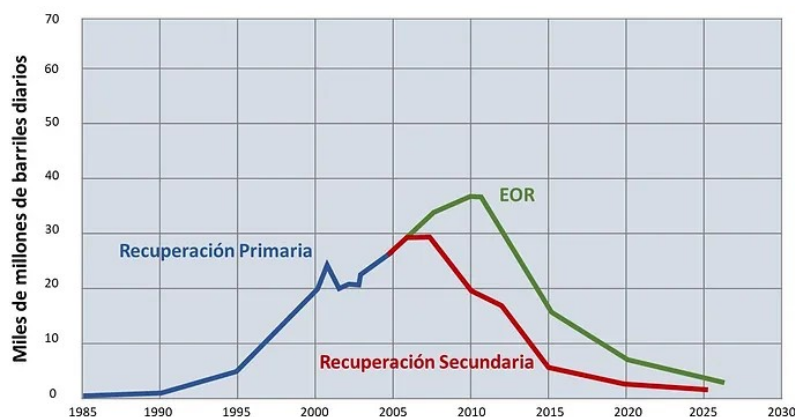


Figura 2: Producción mundial de petróleo (CNH)

En la figura previa podemos observar el uso de las citadas técnicas de extracción a lo largo del tiempo, en distintos años y su evolución, visualizando de este modo, las variaciones producidas con el paso del tiempo y la investigación. Actualmente, la técnica empleada para la obtención de un mayor número de barriles de petróleo diario es la EOR, debido principalmente a que la recuperación y extracción in situ, empleando las técnicas de extracción primaria y secundaria, presentan limitaciones en ciertas condiciones. Aproximadamente, solo se obtiene un tercio del total del yacimiento mediante el uso de estas técnicas ya que el resto es atrapado en los poros de las rocas de la reserva. Mediante la reducción de las fuerzas capilares con la utilización de otras técnicas (EOR) se consigue la obtención de una mayor cantidad [3].

## 2 Procesos químicos

Dentro de la EOR encontramos diferentes técnicas de extracción, las cuales, nos serán más o menos útiles dependiendo de las características del yacimiento, en este caso, nuestro trabajo habla sobre los polímeros en la extracción de petróleo, por lo que vamos a hablar a cerca de la inyección de químicos (**Chemical flooding**) para la extracción del petróleo.

Hay varios tipos dentro de esta técnica: inyección de polímeros, inyección de surfactantes, inyección alcalina y combinaciones entre estos métodos.

El más eficaz es la combinación de surfactantes y polímeros debido a su efecto sinérgico:

- **Polímeros:** Se encargan de aumentar la viscosidad del agua, facilitando la movilidad del petróleo incrustado en las rocas para su posterior recuperación.
- **Surfactantes:** Son sustancias químicas las cuales se encargan de disminuir la tensión superficial o la IFT entre los fluidos o entre un fluido y un sólido.

El uso de inyección química también evita problemas como el "**breakthrough**" de gas inyectado, mejorando así la eficiencia de barrido de la reserva [1].

## 2.1 Inyección de surfactantes

La inyección de surfactantes (**Surfactant flooding**) es una tecnología química ampliamente estudiada en yacimientos petroleros, especialmente, en aquellos con baja eficiencia de recuperación de petróleo mediante inyección de agua. Este método busca mejorar la recuperación al alterar la humectabilidad de la roca (haciéndola más hidrófila), consiguiendo de esta forma que el petróleo no se quede aferrado a la roca y facilitar la extracción. También se encarga de reducir la tensión interfacial (IFT), lo que promueve una mejor absorción espontánea de agua y el desplazamiento del petróleo atrapado en la **rock matrix** (término empleado para referirse al conjunto rocoso de la reserva) hacia la zona de extracción.

Un ejemplo del porqué esta técnica fue creada, es para la obtención de petróleo a partir de la tiza fracturada del Mar del Norte y para la extracción de este en los campos petroleros de Estados Unidos [4]. La investigación fue llevada en laboratorio centrándose en la reducción de la IFT como el porcentaje de beneficio.

En los resultados de las investigaciones se observaron efectos positivos de la reducción de la IFT en la recuperación total, pero también efectos negativos en la tasa de recuperación debido a una menor velocidad de imbibición en algunos casos.

Antes de hablar de los experimentos que realizaron, cabe destacar los dos diferentes tipos de petróleo:

	Petróleo ligero	Petróleo pesado
Gravedad API	Alta gravedad API ( $>31^\circ$ API)	Baja gravedad API (entre $10^\circ$ y $20^\circ$ API)
Viscosidad	Baja viscosidad, fluye con facilidad	Alta viscosidad, dificultando su flujo
Composición	Hidrocarburos ligeros (metano, etano, propano...)	Hidrocarburos pesados (asfaltenos, azufre, nitrógeno y metales)
Valor comercial	Mayor, debido a la facilidad de transporte	Menor, debido al coste de refinería y transporte

Tabla 1: Comparativa entre petróleo ligero y pesado

La gravedad API es una medida estándar utilizada en la industria del petróleo para indicar la densidad relativa de un petróleo crudo o un derivado en comparación con el agua. Fue desarrollada por el Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute, API) y es una forma práctica de clasificar los tipos de petróleo según su densidad [5].

$$\text{Gravedad API} = \frac{141,5}{\text{Gravedad específica a } 60^\circ\text{F}} - 131,5 \quad (1)$$

La gravedad específica es la relación entre la densidad del petróleo y la densidad del agua a una temperatura estándar de  $60^\circ\text{F}$  ( $15,6^\circ\text{C}$ ). El agua tiene una gravedad API de 10.

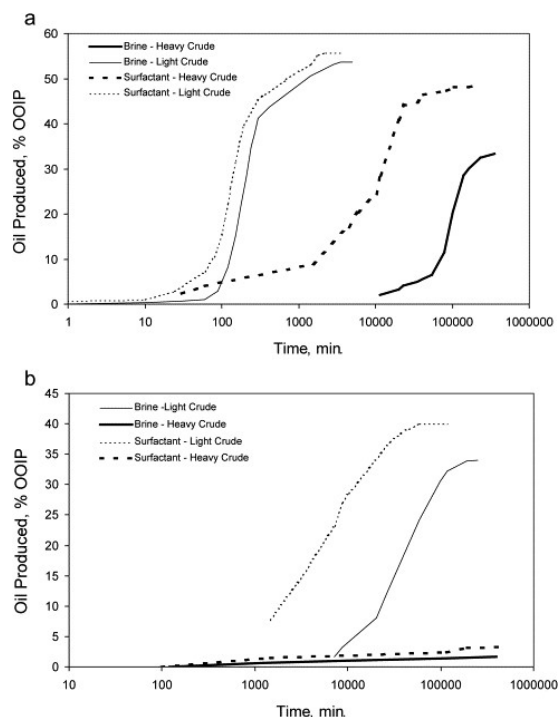


Figura 3: Resultados obtenidos

En la figura anterior podemos observar dos gráficos, cuya leyenda nos indica 4 tipos de extracción: empleando agua salina con petróleo pesado y ligero y usando surfactante para ambos casos también.

En primer lugar, el gráfico a) el cual trata sobre una extracción de petróleo de arenisca de Berea. El uso de surfactantes mejora significativamente tanto la tasa de recuperación como la recuperación final (% de OOIP), sin embargo, en el caso del crudo pesado, a pesar de incrementar la recuperación final, el efecto es menos pronunciado que en el caso anterior [4].

En segundo lugar, el gráfico b) trata sobre una extracción de petróleo de caliza en un caso más desfavorable de humectabilidad, de tal forma que el incremento de recuperación en el petróleo ligero es destacable, mientras que la mejora en pesado es casi inexistente, de tal forma que no sería rentable económicamente la extracción.

A modo de conclusión podemos decir que:

Los surfactantes tienden a adsorberse en la superficie de las rocas carbonatadas, lo que puede reducir su eficiencia y aumentar los costos. La capacidad de adsorción depende del tipo de surfactante y la composición mineral de la roca (p. ej., dolomita o caliza). Condiciones específicas del reservorio:

A la hora de la extracción, también tenemos que tener en cuenta las rocas carbonatadas suelen tener alta salinidad y temperatura, lo que limita el uso de algunos surfactantes.

Aunque hay estudios experimentales, los casos de aplicación en campo son escasos y se han limitado a reservorios específicos en regiones como Irán, Kuwait y los Emiratos Árabes.

## 2.2 Inyección de polímeros

El uso de polímeros es una de las tecnologías químicas más utilizadas en los procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR). Este método es ampliamente utilizado en yacimientos de arenisca, pero también se aplica en yacimientos de carbonato, principalmente para controlar la fluidez del fluido de inyección y mejorar la eficiencia del proceso. Los aspectos principales se resumen a continuación:

En yacimientos carbonatados altamente fracturados (las rocas tienen espacios entre ellas donde se queda el petróleo impidiendo su recuperación), se inyectan polímeros altamente viscosos para mejorar la eficiencia de recuperación. Esto evita que el agua inyectada fluya rápidamente a través de las fracturas sin desplazar el petróleo presente en el lecho de roca. El polímero aumenta la viscosidad del agua de inyección en las primeras etapas, lo que mejora la capacidad de barrer el petróleo atrapado en los poros de la roca y aumenta la eficiencia del desplazamiento.

El polímero más utilizado es la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (**HPAM**), debido a su alta solubilidad [1]. Sin embargo, este material es sensible al pH, la salinidad y la composición iónica. Por ejemplo, un pH bajo puede reducir la viscosidad y la estabilidad de un polímero debido a su adsorción en la superficie de la roca.

Para superar las limitaciones de entornos hostiles, como depósitos extremadamente profundos con altas temperaturas y salinidades extremadamente altas, se han desarrollado nuevos polímeros y sistemas de sustrato resistentes al calor y la salinidad. Además, los hidrogeles a base de acrilamida y otros compuestos han demostrado ser efectivos en condiciones de alta temperatura y salinidad, posicionándose como una opción prometedora para la recuperación en yacimientos profundos y difíciles.

A continuación, unos gráficos a cerca de la extracción con y sin polimeros, para poder observar las diferencias como en el anterior apartado:

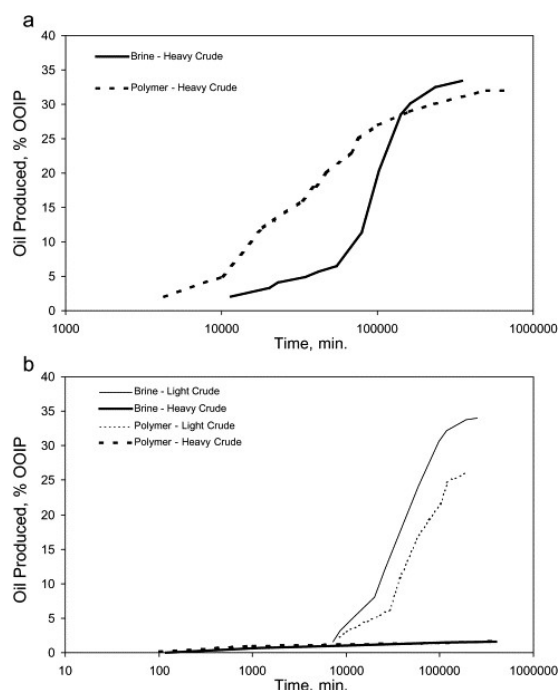


Figura 4: Resultados obtenidos

En primer lugar, en la figura a), recoge los resultados de una extracción de arenisca de Berea. Podemos observar que la inyección de polímero aumenta la recuperación total de petróleo pesado en arenisca. La curva muestra una recuperación constante y significativa a lo largo del tiempo, lo que demuestra la eficacia del polímero para mejorar la eficiencia del movimiento del petróleo atrapado en el yacimiento.

En segundo lugar, en la figura b), recoge los resultados de una extracción de piedra caliza de Indiana. Podemos observar que para petróleo pesados, la eficiencia de la solución de polímero es baja en comparación con el caso de arenisca, lo que indica que la piedra caliza exhibe una mayor capacidad de adsorción de polímero y por lo tanto una menor eficiencia. La recuperación del polímero es más lenta en la piedra caliza debido a su humectabilidad y los efectos adversos de la adsorción. Comparando con el apartado anterior podemos afirmar que los resultados indican que los tensioactivos pueden ser más efectivos en piedra caliza que los polímeros en ciertas configuraciones.

## 2.3 Combinación de polímeros y surfactantes

Cuando se combinan con polímeros, los surfactantes, se utilizan para modificar las propiedades del sistema, principalmente mejorando la viscosidad del fluido de pulverización y cambiando la humectabilidad de la roca. Esto ayuda a reducir la tensión superficial entre el aceite y el agua, lo que facilita el movimiento del aceite atrapado en los poros. La combinación de polímeros y surfactantes no sólo mejora la eficiencia de eliminación sino que también aumenta la recuperación general en yacimientos donde las condiciones son más severas, como en sistemas con alta salinidad o en grietas anchas.

La inyección de polímeros y surfactantes es una técnica fundamental en la recuperación mejorada de petróleo, especialmente en yacimientos carbonatados y fracturados. Mientras que los polímeros aumentan la viscosidad del fluido de pulverización y mejoran el rendimiento del desplazamiento, los tensioactivos modifican la humectabilidad y reducen la tensión superficial, optimizando así el proceso. Sin embargo, su eficacia depende en gran medida de las condiciones químicas del yacimiento. Por esta razón, se han desarrollado avances tecnológicos que nos permiten superar los desafíos asociados a ambientes hostiles, maximizando la recuperación de petróleo en estas condiciones complejas.

A continuación voy a hablar de diversos estudios realizados a cerca de diferentes surfactantes poliméricos, ya que como hemos visto en anteriores apartados, dependiendo de las diferentes características del yacimiento, ya sea temperatura, tipo de material, tipo de material, localización, presión, y un largo etcétera, utilizaremos el que más apropiado sea.

### 2.3.1. Tres tensioactivos poliméricos a prueba

El primer estudio [6] se trata de tres diferentes tensioactivos poliméricos diferentes en un campo petrolero de Daqing, China. Estos tres son:

- **PD (Profile control and displacement type/Control de perfil y tipo de desplazamiento):** Este tipo de tensioactivo polimérico se utiliza principalmente para controlar el perfil y bloquear capas altamente permeables, lo que ayuda a redirigir el flujo a áreas menos permeables y mejorar la capacidad de barrido de petróleo.



- **DW (Displacement and washing type)/Tipo de desplazamiento y lavado):** Este tensioactivo se usa ampliamente debido a su capacidad para emulsionar y desplazar el petróleo, facilitando la movilización del petróleo crudo atrapado.
- **LR (Low-resistance type)/Tipo de baja resistencia):** Diseñado para sistemas con baja resistencia al flujo, este tipo de tensioactivo es adecuado para condiciones donde el objetivo es minimizar la pérdida de presión y mantener un flujo eficiente.

En la siguiente gráfica, observaremos como varía la viscosidad en función de la **shear rate** (tasa de cizallamiento en castellano, es una medida que describe la velocidad a la que capas adyacentes de fluido se deslizan unas sobre otras. A caudales bajos, el fluido puede mantener una alta viscosidad (útil para eliminar el aceite atrapado). A caudales altos, como cerca de pozos de inyección, la viscosidad disminuye, lo que facilita el flujo).

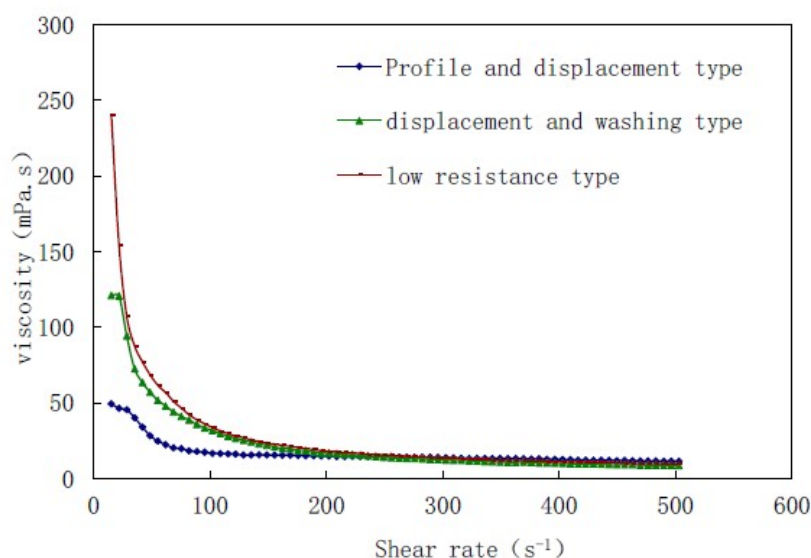


Figura 5: Curvas de viscosidad en diferentes tipos de surfactantes poliméricos

Diferencias de cada tensioactivo:

**PD (Tipo de control de perfil y desplazamiento):** Tiene la viscosidad más alta en todo el rango de de tasas de cizallamiento, lo que lo hace ideal para aplicaciones de control de perfiles y desplazamientos atrapados en áreas de baja permeabilidad.

**DW (Tipo Desplazamiento y Lavado):** Tiene una viscosidad intermedia, lo que lo posiciona como un surfactante equilibrado para emulsificación y desplazamiento de aceite.

**LR (grado de baja resistencia):** Tiene la viscosidad más baja, diseñado para aplicaciones donde se requiere minimizar la resistencia al flujo en yacimientos altamente permeables.

Sample Name	Concentration (mg/L)	0 d	1 d	3 d	7 d	15 d	30 d	45 d	60 d
PD type	1200	454	737	724	683	747	767	695	680
DW type	1200	206	248	288	356	365	271	245	241
LR type	1200	114	134	163	178	219	143	112	125

Tabla 2: Viscosidad (mPa·s) de diferentes tipos de surfactantes poliméricos en función del tiempo.

En relación a la anterior tabla, debemos destacar los siguientes puntos:

**Estabilidad prolongada:** el tensioactivo polimérico exhibe una excelente retención de la viscosidad durante 60 días en condiciones anaeróbicas a 45 °C. Esto garantiza que sigan siendo eficaces incluso después de un almacenamiento o inyección prolongados.

**Diferencia de rendimiento:** Los tensioactivos PD tienen la mejor estabilidad y la viscosidad permanece alta y constante durante toda la vida útil. Esto lo hace ideal para aplicaciones de tanques con necesidades a largo plazo. Los tensioactivos DW y LR son menos estables, pero son adecuados para situaciones en las que no es necesario mantener las propiedades de alta viscosidad durante largos períodos de tiempo.

**Beneficios operativos:** La capacidad de mantener la viscosidad es necesaria para garantizar que los tensioactivos sigan siendo eficaces a medida que pasan por el tanque, especialmente en condiciones adversas como altas temperaturas y salinidad.

Sample Name	1000	3000	4000	5000	6000	7000	9000
PD viscosity	141	214	370	527	561	558	464
DW viscosity	139	153	192	181	180	150	136
LR viscosity	89	60	55	59	65	66	55

Tabla 3: Viscosidad (mPa·s) de diferentes tipos de surfactantes poliméricos a distintas concentraciones de NaCl (mg/L).

La alta tolerancia a la salinidad de PD y DW permite su uso en yacimientos con altas concentraciones de sal, mejorando la eficiencia de desplazamiento de petróleo. Esto reduce la cantidad de tensioactivo requerida y optimiza los costos operativos. PD es ideal para yacimientos de alta salinidad debido a su capacidad para mantener una alta viscosidad, mientras que LR es más adecuado para yacimientos de baja salinidad.

En la siguientes tablas, se evaluaron núcleos artificiales con diferentes viscosidades del surfactante, desde 40 mPa·s hasta 150 mPa·s (Tabla 4), la tasa de deshidratación de la emulsión (proporción de agua liberada del surfactante) sobre la EOR (Tabla 5) y como la permeabilidad efectiva del núcleo afecta la eficiencia del desplazamiento del petróleo utilizando surfactantes poliméricos (Tabla 6).

Viscosity (mPa·s)	Effective Permeability (mD)	Oil Saturation (%)	EOR of Water Flood (%)	EOR of Poly-Surfactant (%)	Total EOR (%)
40	425.29	68.41	53.19	17.02	70.21
60	444.95	68.83	53.76	19.36	73.12
70	422.72	68.49	52.63	17.90	70.53
100	445.19	69.11	53.13	15.10	68.23
130	419.50	68.69	53.68	14.21	67.89
150	470.70	69.68	53.61	13.81	67.42

Tabla 4: Eficiencia de recuperación mejorada de petróleo (EOR) en núcleos con diferentes viscosidades y permeabilidades efectivas.

Water Evolution Rate (%)	Effective Permeability (mD)	Oil Saturation (%)	EOR of Water Flood (%)	EOR of Poly-Surfactant (%)	Total EOR (%)
0	444.73	68.99	53.16	11.26	64.42
10	468.68	69.23	52.82	14.75	67.57
30	446.70	69.06	53.20	17.10	70.30
50	444.87	68.84	53.05	18.17	71.22
70	467.49	69.07	52.71	15.14	67.85
90	445.31	68.89	52.63	12.95	65.58

Tabla 5: Eficiencia de recuperación mejorada de petróleo (EOR) en núcleos con diferentes tasas de evolución de agua y permeabilidades efectivas.

Effective Permeability (mD)	Oil Saturation (%)	EOR of Water Flood (%)	EOR of Poly-Surfactant (%)	Total EOR (%)
231.01	66.20	46.71	11.51	58.22
478.04	68.00	48.52	15.62	64.14
722.03	70.30	51.01	17.53	68.54

Tabla 6: Eficiencia de recuperación mejorada de petróleo (EOR) en núcleos con diferentes permeabilidades efectivas y saturaciones de petróleo.

Analizando las tablas podemos observar que:

- La viscosidad óptima es de 60 mPa·s, que otorga balance entre movilidad y expansión de barrido (Tabla 4).
- La tasa de deshidratación moderada óptima es del 50 %, ya que mejora la estabilidad de la emulsión y el transporte de petróleo (Tabla 5).
- A alta permeabilidad (>400 mD), se maximiza la eficiencia del desplazamiento (Tabla 6).

Para terminar de comparar estos surfactantes, la siguiente tabla compara los factores de recuperación de petróleo (EOR) para los surfactantes poliméricos **PD** y **DW** bajo diferentes condiciones de tiempo y volúmenes de inyección. (He usado como abreviaturas P-S, para poly-surfactant, y WF para Water Flood)

P-S Type	WF Time	WF EOR (%)	P-S Time	Injection Pore Volume (PV)	EOR in 50 min (%)	EOR in 90 min (%)	EOR in 120 min (%)	Total EOR (%)
DW	3 h 20 min	42.73	2 h	2.0	10.36		12.36	55.09
PD	3 h 20 min	44.89	2 h	2.0	16.53		17.75	62.64
DW	40 min	35.75	90 min	0.8	17.44	18.65		54.40
PD	40 min	36.47	90 min	0.8	18.74	20.08		56.55

Tabla 7: El factor de recuperación del PD y DW con diferente prolongación.

Podemos decir que, tras observar la anterior tabla, es PD es más efectivo para maximizar la recuperación de petróleo, especialmente en escenarios de desplazamiento prolongado. La combinación de alta viscosidad, elasticidad y baja IFT ayuda a desplazar el líquido residual de manera más efectiva. DW, aunque menos eficaz, puede ser adecuado en condiciones menos exigentes o para aplicaciones de menor volumen de inyección.

### 2.3.2. Un surfactante polimérico natural

A continuación voy a hablar sobre el **Acanthophyllum**, un tipo de planta común a través de la cual vamos a obtener el surfactante polimérico natural deseado [7]. Este es un género de plantas de la familia Caryophyllaceae, que crece como un pequeño arbusto perenne con hojas espinosas. Crece principalmente en Rusia, Irán, Armenia y Afganistán, así como en algunos otros países de Oriente Medio.

El proceso de obtención es sencillo:

Se cosechan o recolectan las plantas de Acanthophyllum y se separan las raíces. Las raíces se limpian cuidadosamente y se cortan en trozos pequeños para facilitar el proceso de extracción. Los trozos de raíz preparados se secan usando un secador por pulverización. A continuación, se realiza el proceso de extracción utilizando agua desionizada como disolvente en un extractor Soxhlet.

En este proceso se colocan 400 gramos de raíces en un extractor Soxhlet y la extracción se realiza durante un periodo continuo de 24 horas. Al finalizar la extracción se obtiene un líquido viscoso en el interior del recipiente Soxhlet, que contiene el extracto crudo de tensioactivo. Para eliminar el exceso de agua presente en el líquido y evitar daños en la estructura molecular, se utilizan rotavapores al vacío.

El evaporador permite que el agua se evapore a una temperatura más baja y controlada, lo que garantiza un proceso suave y mantiene la integridad del tensioactivo.

El resultado de este procedimiento es que el extracto líquido se concentra y se convierte a un estado casi sólido. Podemos visualizarlo en la siguiente imagen:

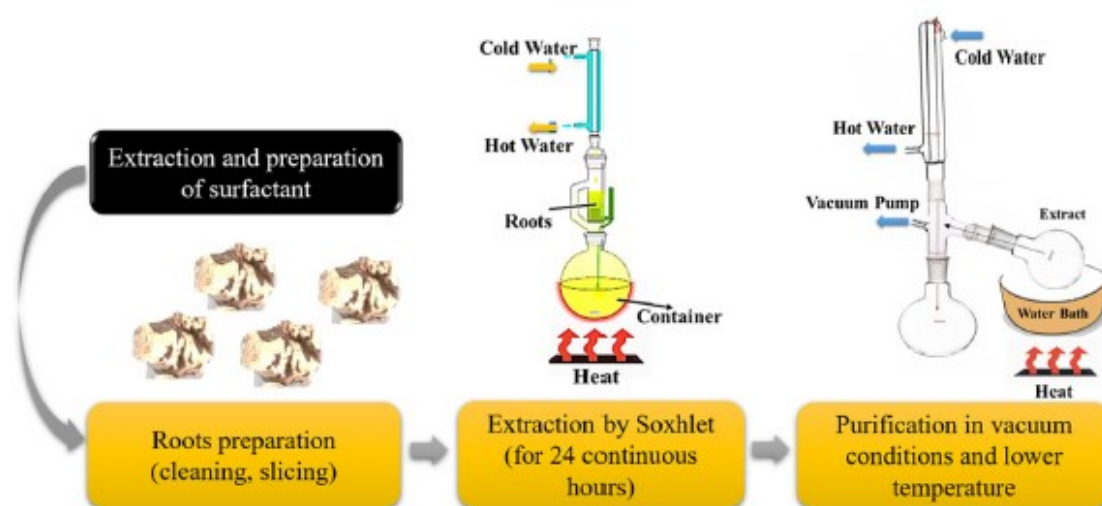


Figura 6: Proceso de obtención

Natural surfactant	CMC (Wt.%)	Aqueous phase	Oil type	IFT (%)	Contact angle (%)	Adsorption (mg/g) @ CMC
Soapnut	1	Distilled water	Crude Oil	86.84	–	–
<i>Glycyrrhiza glabra</i>	3.5	Distilled water	Kerosene	72.72	–	–
<i>Scaliditia rosmarinus</i>	8	Distilled water	Kerosene	71.77	–	–
<i>Tragacanth gum</i>	<b>0.3</b>	Distilled water	Crude Oil	82.83	–	–
<i>Zizyphus spina-christi</i>	2	Distilled water	Crude Oil	68.85	–	25
<i>Sapindus mukorossi</i>	1	Distilled water	Crude Oil	82.89	–	–
Henna	2.8	Distilled water	Kerosene	93.05	16.67	–
Mulberry tree leaves	3	Distilled water	Kerosene	93.06	–	–
<i>Anabasis setifera</i>	0.5	Distilled water	Crude Oil	83.61	51.29	–
Olive	<b>0.3</b>	Distilled water	Crude Oil	84.79	–	–
Spistam	2.1	Distilled water	Crude Oil	44.79	–	–
Prosopis leaves	2	Distilled water	Crude Oil	54.46	–	–
Alfalfa	4	Distilled water	Crude Oil	63.39	49.91	–
<i>Trigonella foenum-graecum</i> (TFG)	3.23	Distilled water	Crude Oil	<b>95.38</b>	–	9
<i>Acanthophyllum</i>	1.3	Distilled water	Crude Oil	92.6	<b>56.16</b>	–

Tabla 8: Comparación de surfactantes naturales en diferentes condiciones

En la tabla anterior, podemos ver una gran variedad de surfactantes naturales comparados con los resultado obtenidos del *Acanthophyllum* en una extracción en **Shiraz, Irán**. Observamos en negrita el "mejor" valor de cada columna. De esta forma podemos observar que en la optimización del ángulo de contacto, es el que más logra reducirlo. Cuenta con una CMC bastante baja y un porcentaje de optimización de la IFT de los más elevados. De esta forma podemos decir que es un surfactante polimérico con unas buenas características para la extracción de petróleo, que debe ser investigado para una mejoría en su proceso de obtención, para abaratar costes y tiempos pero una opción solido a futuro, ya que cuenta con un Bbajo costo y disponibilidad. El *Acanthophyllum* es un cultivo popular en muchas áreas productoras de petróleo, incluidas Asia y Europa. También cuenta con numerosos beneficios ambientales, ya que el extracto de *Acanthophyllum* se describe como un tensioactivo “natural” y “eco”. Esto sugiere que podría ser una alternativa más sostenible a los tensioactivos químicos que tienen un gran impacto negativo en el medio ambiente.

### 3 Conclusión

Como hemos podido comprobar, el tema de extracción del petróleo es bastante complejo en todos los aspectos. Como sabemos, las reservas de este líquido son limitadas, y como hemos dicho al principio del documento, la búsqueda de un nuevo yacimiento conlleva un gran coste económico. A parte de este coste, una vez encontrada una reserva, se llevara a cabo una deforestación o creación de una planta petrolera, que a parte de suponer grandes gastos, llevarán a cabo un cambio del ecosistema.

Las técnicas de extracción están mejorando cada día para obtener mejores resultados, e incluso se están volviendo a extraer con estas nuevas técnicas, ya que de esta forma no hace falta un gasto económico extra ni dañar el ecosistema.

También, algo que hemos podido observar, es que hay diferentes tipos de petróleo, haciendo que cada yacimineto tenga unas características diferentes, haciendo que el método de extracción más eficiente sea en cada caso diferente.

Al comparar los tres surfactantes poliméricos, nos hemos dado cuenta de que pese a que el **PD** resulte el más efectivo en ese yacimiento en cocreto, el **LR** que en general no tiene los mismos resultados, sería más útil en reservas con una salinidad baja.

Por otra parte, comparando los de origen natural, nos damos cuenta que dependiendo de que pre-

tendamos priorizar a la hora de la extracción escogeremos uno u otro, siendo el *Acanthophyllum* una opción con buenos resultados en todos los aspectos.

En general, debemos seguir investigando sobre la extracción del petróleo y sus diversas técnicas para tratar de acercarnos a la extracción total de la reserva. Pero algo que también debemos de tener cuidado es sobre la contaminación del medio ambiente a la hora de la búsqueda del yacimiento, fabricación de los surfactantes, creación de la planta de extracción, transporte del petróleo y, en caso del petróleo pesado, refinado. Por todos estos motivos, debemos ser conscientes, y tratar de investigar a cerca de los surfactantes poliméricos (técnica que tiene mejores resultados) naturales, ya que a pesar de que igual es más costoso la recolección del material y producción del tensioactivo, contamina menos. También debemos priorizar la extracción de las reservas ya explotadas con poco éxito (extracciones realizadas con técnicas con peor porcentaje de extracción) en vez de realizar nuevas destruyendo el lugar donde se realicen.

## 4 Bibliografía

### Referencias

- [1] Zheng-Xiao Xu, Song-Yan Li, Bin-Fei Li, Dan-Qi Chen, Zhong-Yun Liu, and Zhao-Min Li. A review of development methods and eor technologies for carbonate reservoirs. *Petroleum Science*, 17:990–1013, 2020.
- [2] Sezin Islamoglu Kadioglu, Tri T Phan, and David A Sabatini. Surfactant-based oil extraction of corn germ. *Journal of the American Oil Chemists' Society*, 88:863–869, 2011.
- [3] Yousef Kazemzadeh, Sanaz Shojaei, Masoud Riazi, and Mohammad Sharifi. Review on application of nanoparticles for eor purposes: A critical review of the opportunities and challenges. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 27(2):237–246, 2019.
- [4] Tayfun Babadagli. Evaluation of eor methods for heavy-oil recovery in naturally fractured reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 37(1):25–37, 2003. Heavy Oil Recovery: Special issue dedicated to Professor S.M. Farouq Ali on his 65th birthday.
- [5] Amjad Shah, Robert Fishwick, Joseph Wood, Gary Leeke, Sean Rigby, and Malcolm Greaves. A review of novel techniques for heavy oil and bitumen extraction and upgrading. *Energy & Environmental Science*, 3(6):700–714, 2010.
- [6] Junhui Guo, Fulin Wang, Yunfei Zhao, Peng Wang, Tianzhi Wang, Jixiang Yang, Bo Yang, and Liangliang Ma. A laboratory experimental study on enhancing the oil recovery mechanisms of polymeric surfactants. *Molecules*, 29(6):1321, 2024.
- [7] Parviz Mehrabianfar, Hossein Bahraminejad, and Abbas Khaksar Manshad. An introductory investigation of a polymeric surfactant from a new natural source in chemical enhanced oil recovery (ceor). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198:108172, 2021.