

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA
ESCUELA DE POSTGRADO.



OPTIMIZACIÓN DE LA RECUPERACIÓN DE PETROLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES

Autores:

Nahum, Maximiliano Ariel (Leg 104439)
Tomasone, Gonzalo Martín (Leg 104282)

Docente:

Shiratori, Julio

TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE PETROLEO Y GAS.

BUENOS AIRES
SEGUNDO SEMESTRE, 2019



TRABAJO FINAL INTEGRADOR

“OPTIMIZACIÓN DE LA RECUPERACIÓN DE PETROLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES”

0	PARA APROBACIÓN	28/11/2019	NAHUM/TOMASONE	
REV.	DESCRIPCIÓN	FECHA	ELABORADO	CORREGIDO POR

CARRERA ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE PETROLEO Y GAS

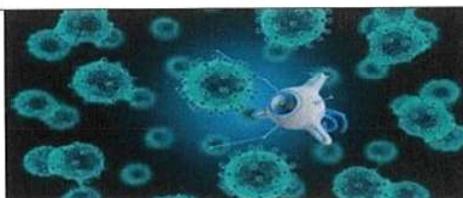
INTEGRANTES:

- ING. GONZALO TOMASONE
- ING. MAXIMILIANO NAHUM



PROFESOR:

- ING. JULIO SHIRATORI



	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

Contenido

1. ALCANCE DEL TRABAJO	3
2. DESARROLLO DEL DOCUMENTO	3
2.1 INTRODUCCIÓN.....	3
2.2 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN TERCIARIA (EOR).....	4
2.3 APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS.....	6
2.4 GELES, POLÍMEROS Y SURFACTANTES.....	10
2.4.1 <i>Surfactantes</i>	10
2.4.2 <i>Polimeros</i>	11
2.4.3 <i>Inundación Alcalina</i>	13
2.5 PROCESO Y EQUIPOS DE SUPERFICIE.....	14
2.5.1 <i>Flujograma General de Equipos de Superficie para la Inyección de Polímeros y Surfactantes</i>	14
2.5.2 <i>Equipos y Sistemas principales de cada unidad</i>	17
2.6 CASO DE UN PROYECTO PILOTO Y POSIBLES RESULTADOS.....	25
2.6.1 <i>Hipótesis para el caso ejemplo</i>	25
2.6.2 <i>Curvas base y curva piloto</i>	26
2.6.3 <i>Evaluación económica</i>	27
2.7 PROYECTOS DE POLÍMEROS EN LA ARGENTINA.....	31
3. CONCLUSIONES	32
4. ANEXOS Y REFERENCIAS	32

	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

1. ALCANCE DEL TRABAJO

Demostrar mediante información probada las ventajas de aplicar métodos de recuperación terciaria (EOR) versus los métodos de recuperación convencionales. Estadísticamente la recuperación convencional de petróleo alcanza el 30% del OOIP dejando un gran desafío para una recuperación adicional. Esto tiene dos caminos para obtener el objetivo: reducir la saturación de petróleo residual (Sor) o conseguir que el petróleo no contactado sea contactado. Para lograr esto existen los métodos de Enhanced oil Recovery.

En el siguiente trabajo se comentan las diferentes técnicas de EOR que se encuentran en el mercado técnicamente probadas y económicamente posibles con sus variantes de aplicación.

Se profundiza en el método de inyección de polímeros, hoy vigente en explotación en las compañías nacionales, explicando sus componentes tanto en lo que respecta al producto inyectable cómo a los equipos necesarios en superficie para su tratamiento.

Estimar en orden de magnitud las inversiones necesarias para a un proyecto de inyección de polímeros evaluando económicamente la rentabilidad de un proyecto tipo y los resultados esperados.

Mencionar algunos de los proyectos de inyección de polímeros ejecutados en la actualidad en la argentina.

2. DESARROLLO DEL DOCUMENTO

2.1 INTRODUCCIÓN

Actualmente la producción diaria de petróleo y gas proviene de campos maduros y el reemplazo de reservas no está creciendo a la necesidad de la demanda de energía.

El factor de recuperación de hidrocarburos a nivel mundial es en promedio del 30%. El desafío de la industria será mitigar el desbalance entre demanda y oferta energética optimizando tanto la recuperación secundaria como terciaria.

En este trabajo se pretende dar un panorama general de las técnicas de EOR con foco en los desafíos y nuevas oportunidades.

La implementación de tecnologías de EOR está íntimamente relacionado con el precio del petróleo y la economía en general. La EOR es tecnología de capital y recursos intensivos, es de altos costos debido también a los costos de productos a inyectar.

El tiempo es muy importante en estos proyectos. Generalmente es recomendable primero pasar por tecnologías de recuperación secundaria IOR (Improved Oil Recovery) antes de pasar a una tecnología EOR.

Los proyectos de EOR serán exitosos si se logran compromisos de largo plazo, tanto en capital como en recursos humanos. Es necesaria una visión de investigación y desarrollo permanente y la voluntad de correr riesgos por parte de las compañías.

	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

2.2 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN TERCIARIA (EOR)

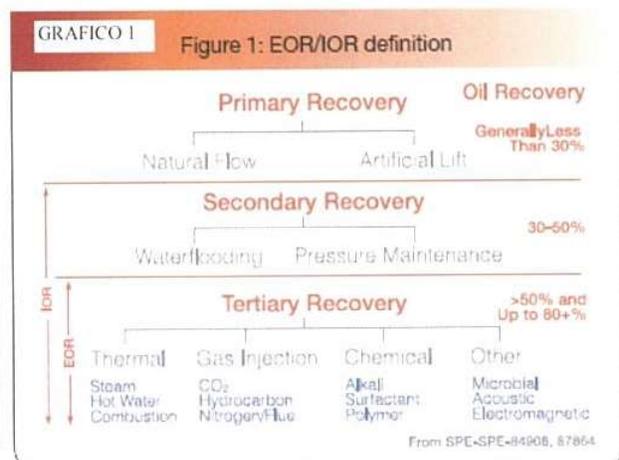
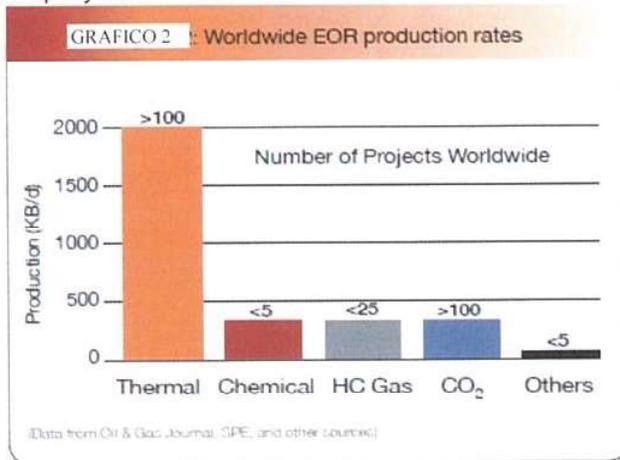
Los métodos de recuperación de EOR se clasifican por el mecanismo de desplazamiento del hidrocarburo.

Los tres mecanismos básicos se agrupan según: a) reducción de la viscosidad, b) extracción del HC mediante un solvente y c) alteración de las fuerzas capilares entre el petróleo, el fluido inyectado y la superficie de los poros en las rocas.

Los métodos EOR los podríamos clasificar en tres categorías:

- 1) Termales (Inyección de calor)
- 2) Gases miscibles (Inyección de solventes)
- 3) Químicos (Inyección de químicos/surfactantes)

En el gráfico 1 se observan desde la producción con recuperación primaria hasta terciaria los diferentes métodos de extracción. En el gráfico 2 se observa la contribución en la producción mundial aportada por los proyectos EOR.



Los métodos **Termales** de EOR son aplicables a petróleos pesados, de alta viscosidad y requieren de energía térmica dentro del reservorio para incrementar la temperatura del hidrocarburo para reducir la viscosidad. Los métodos más populares son los de inyección de vapor o agua caliente: a) Estimulación de vapor cíclica (huff and puff), b) Steam flooding c) SAGD (Steam assisted gravity drainage).

Los métodos de inyección de **Gases Miscibles** son en general por reinyección de CO₂ para alivianar el hidrocarburo en reservorios de carbonatos y arenas.

La popularidad de este método se debe a dos razones: a) la recuperación de hidrocarburo debido a la miscibilidad del CO₂ y b) la disposición de un gas de efecto invernadero.

Los métodos **Inyección de Químicos** (chemical flooding) tienen como primer objetivo recuperar más hidrocarburo aplicando uno o la combinación de los siguientes procesos:

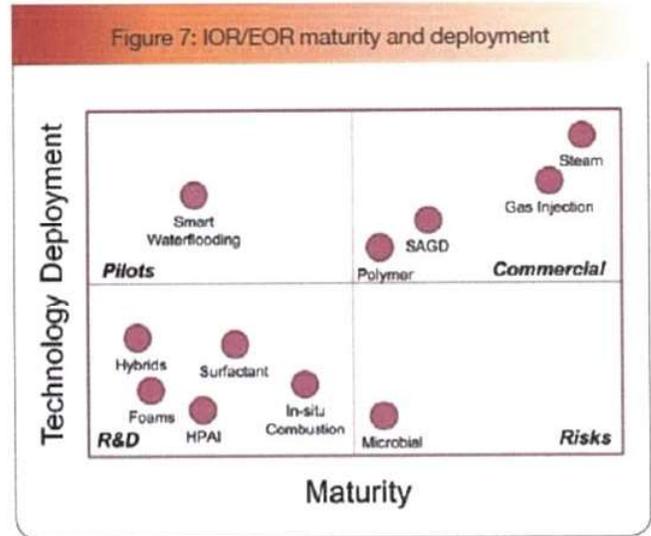
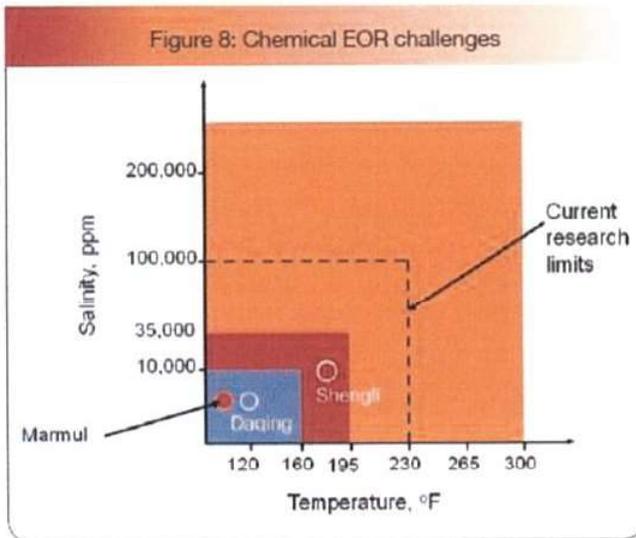
- a) Control de Movilidad: Inyectar polímeros para reducir la movilidad del agua inyectada.
- b) Tensión superficial: Reducción mediante la utilización de surfactantes y/o alcalinos.

Los proyectos más exitosos de inyección de polímeros se desarrollaron en China y en base a estos resultados los países como Canada, USA, Argentina, Brasil, India y Austria encaminaron proyectos pilotos.

	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

Los desafíos de esta técnica están relacionados con las dificultades en reservorios con alta salinidad y temperatura donde los surfactantes no han tenido éxito. En el caso de los productos alcalinos, más económicos, también producen varios problemas de producción debido a generación de incrustaciones, emulsiones, taponamientos).

Los proyectos exitosos de inyección de polímeros se realizaron en areniscas y no en carbonatos.



En cuanto a la maduración y desarrollo de los distintos métodos de IOR/EOR se puede observar que se encuentran en etapa de comercialización los proyectos de Polímeros, SAGD, Inyección de gas y Vapor.

	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"			
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR		Versión: 0	2019
	NOVIEMBRE 2019		Elaboró: MNA/GTO	Corrigió: SHIRATORI

2.3 APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS

Los usos en general de los proyectos de polimeros y surfactantes están limitados por la salinidad, la temperatura y la dificultad de diseñar sistemas de procesos estables de polimeros y surfactantes.

EOR Method	Oil Properties			Reservoir Characteristics					
	Gravity ^o API	Viscosity (cp)	Composition	Oil Saturation (% PV)	Formation Type	Net Thickness (ft)	Average Permeability (md)	Depth (ft)	Temperature (°F)
Gas Injection Methods (Miscible)									
Nitrogen (& Flue Gas)	> 35 <u>48</u> ↗ ¹	< 0.4 \ <u>0.2</u> \	High % of C ₁ - C ₇	> 40 <u>75</u> ↗	Sandstone or Carbonate	Thin unless dipping	N.C. ²	> 6,000	N.C.
Hydrocarbon	> 23 <u>41</u> ↗	< 3 \ <u>0.5</u> \	High % of C ₂ - C ₇	> 30 <u>80</u> ↗	Sandstone or Carbonate	Thin unless dipping	N.C.	> 4,000	N.C.
Carbon Dioxide	> 22 <u>36</u> ↗	< 10 \ 1.5 \	High % of C ₅ - C ₁₂	> 20 <u>55</u> ↗	Sandstone or Carbonate	(Wide range)	N.C.	> 2,500	N.C.
Chemical									
Micellar-/Polymer, Alkaline-/Polymer (ASP), and Alkaline Flooding	> 20 <u>35</u> ↗	< 35 \ <u>13</u> \	Light, intermediate. Some organic acids for alkaline floods	> 35 <u>53</u> ↗	Sandstone preferred	N.C.	> 10 <u>450</u> ↗	< 9,000 \ <u>3,250</u> \	< 200 \ <u>80</u>
Polymer Flooding	> 15 < 40	< 150, > 10	N.C.	> 70 <u>80</u> ↗	Sandstone preferred	N.C.	> 10 ³ <u>800</u> ↗	< 9,000	< 200 \ <u>140</u>
Thermal									
Combustion	> 10 <u>16</u> → ?	< 5,000 → <u>1,200</u>	Some asphaltic components	> 50 <u>72</u> ↗	High porosity sand/ sandstone	> 10	> 50 ⁴	< 11,500 \ 3,500	> 100 <u>135</u>
Steam	> 8- <u>13.5</u> → ?	< 200,000 \ <u>4,700</u>	N.C.	> 40 <u>66</u> ↗	High porosity sand/ sandstone	> 20	> 200 ⁵	< 4,500 \ 1,500	N.C.

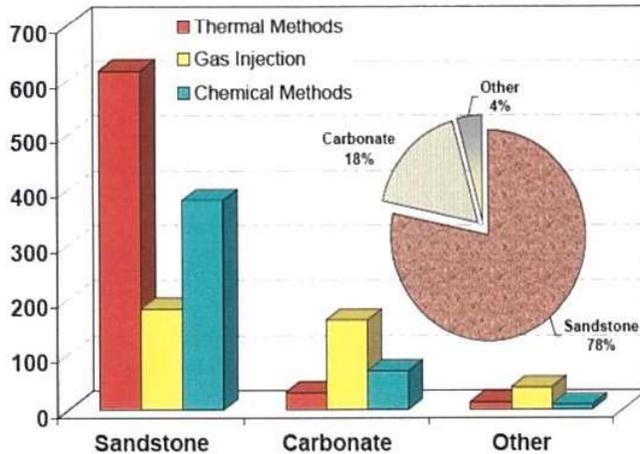
1. Underlined values represent the approximate mean or average for current field projects. ↗ indicates higher value of parameter is better.
2. N.C. = not critical.
3. > 5 md from some carbonate reservoirs.
4. Transmissibility > 20 md ft/cp.
5. Transmissibility > 50 md ft/cp.

La litología del yacimiento es una de las consideraciones para la determinación de los métodos de EOR, que a menudo limitan la aplicabilidad de los métodos específicos.

Cómo se puede observar en el siguiente gráfico los métodos de EOR se han implementado mayormente en formaciones de areniscas. En general, los yacimientos de areniscas muestran el mayor potencial para implementar proyectos de EOR porque las tecnologías se han probado a escala piloto y comercial en este tipo de litología.

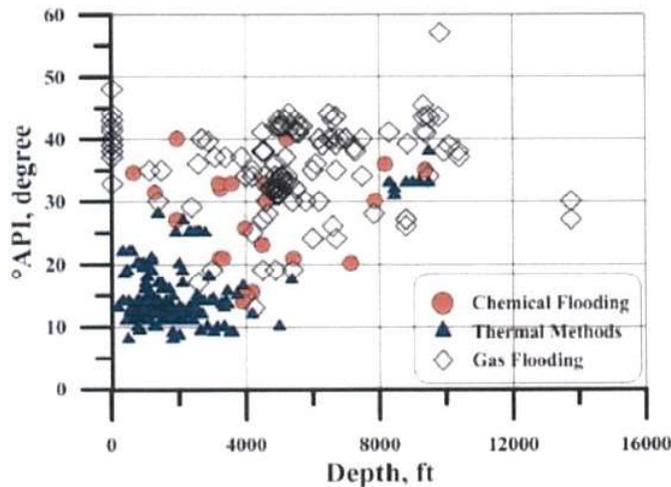
	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

Figure 3. EOR methods by lithology (Based on a total of 1,507 projects).



Para el caso de los métodos químicos, las inundaciones de polímeros son consideradas tecnologías maduras y de las más importantes en los yacimientos de areniscas. El método por inundación con polímeros desarrolló su etapa comercial durante la década del 80' y todavía presenta un gran potencial para aumentar la recuperación en cuencas maduras.

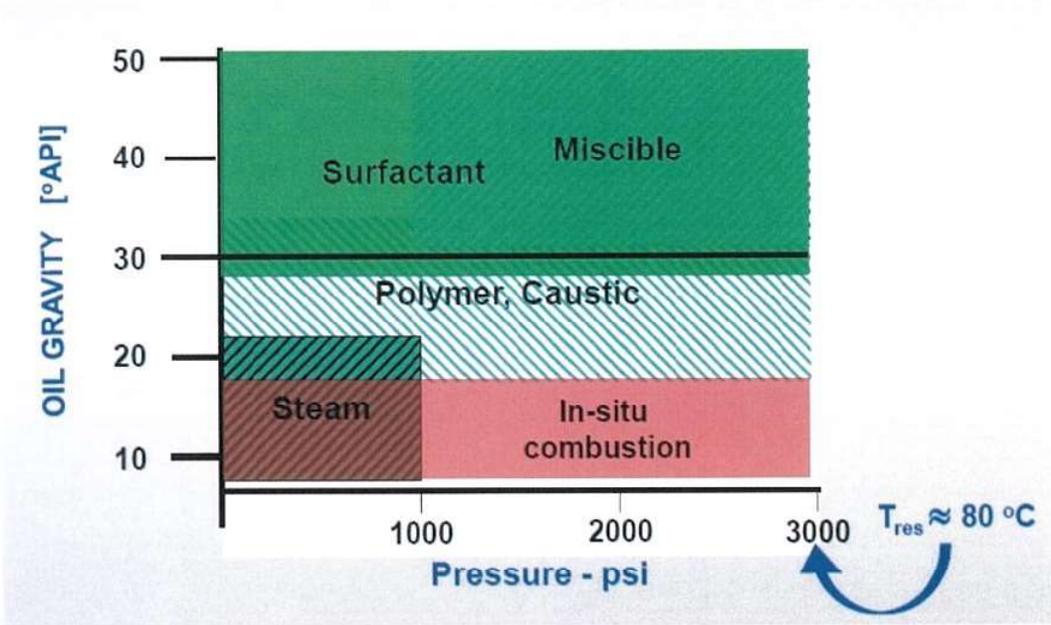
En el siguiente gráfico se puede apreciar la correlación entre la profundidad y el grado API para proyectos exitosos de EOR.



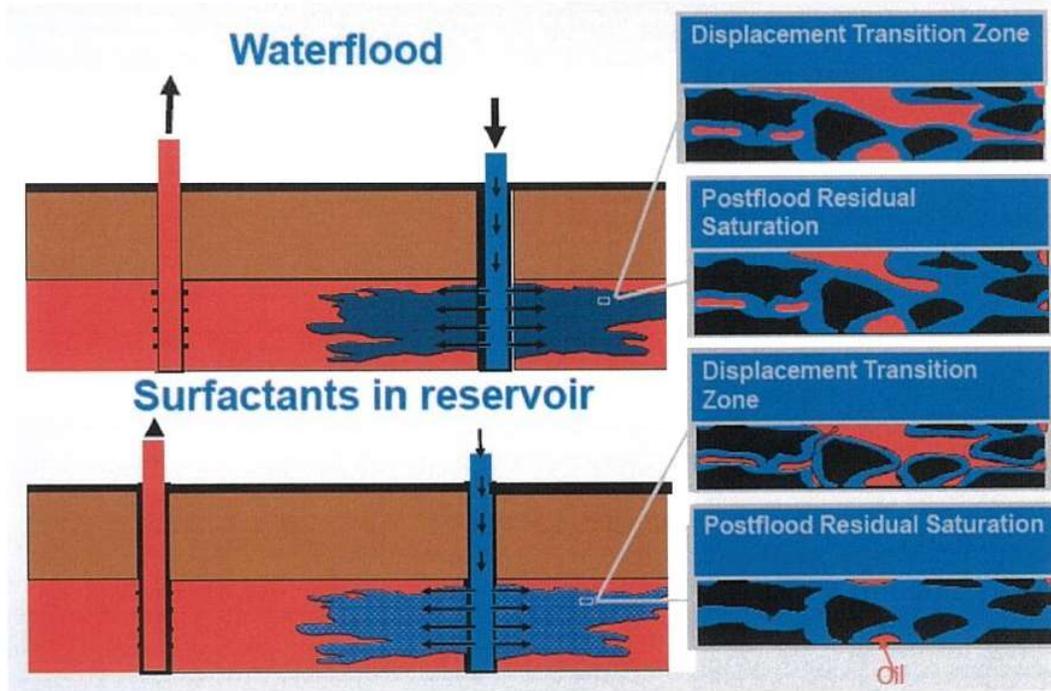
También representan importantes tecnologías en polímeros los **geles de dispersión coloidal (CGD)** y **BrightWater** ya evaluadas a escala de campo. Estas tecnologías están destinadas a mejorar la eficiencia del barrido volumétrico en las inundaciones de agua en campos maduros, especialmente en reservorios con alto contraste de permeabilidad y presencia de zonas "ladronas".

Si bien la aplicación por inundación con polímeros son las más aplicadas en areniscas, también se han probado la inyección de Alkali, Surfactantes y Alkali-Polymer (AP), Surfactant-polymer (SP) y Alkali-Surfactant-Polymer (ASP) en diferentes tipos de campos.

	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

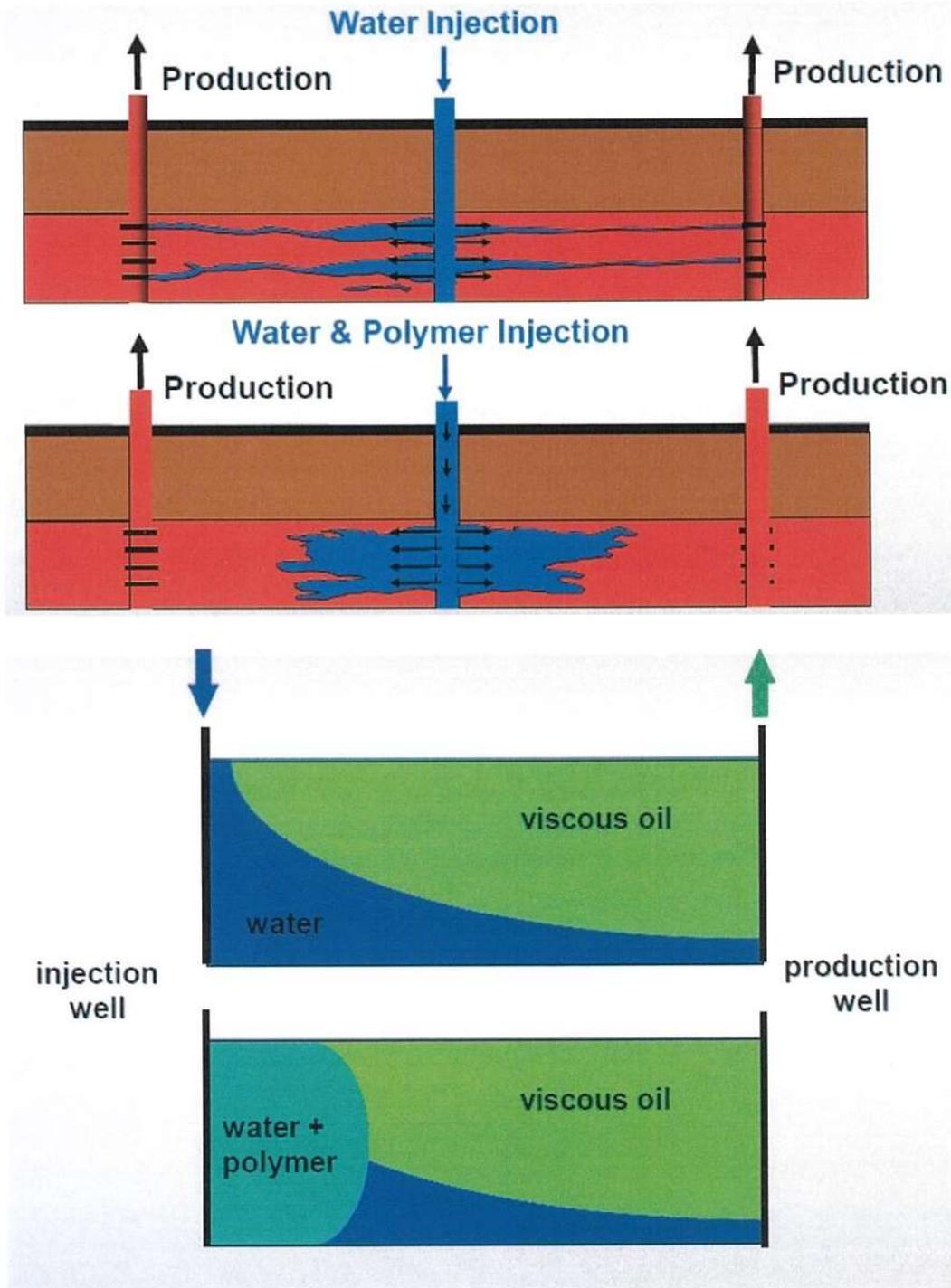


Esquema de Inundación con Surfactante



	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

Esquema de Inundación con Polímeros



	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

2.4 GELES, POLÍMEROS Y SURFACTANTES.

El objetivo es reducir la tensión superficial entre el hidrocarburo y el agua, generalmente para desplazar el petróleo desconectado (Sor) después de una recuperación secundaria. Esto se logra aumentando la cantidad de capilares, mejorando la eficiencia de desplazamiento microscópico, mejorando la relación de movilidad e incrementando la eficiencia de barrido macroscópico.

La combinación de los procesos ASP (Alkali, Surfactant, Polymer) buscan optimizar el mecanismo y reducir los costos de inyección. Esto permite inyectar grandes cantidades debido a que el reemplazo del surfactante con álcali disminuye los costos logrando la reducción de la tensión superficial.

Cabe mencionar, que en el pasado, Polímeros y Tratamientos con Geles eran utilizados como el mismo mecanismo. Hoy en día se consideran tecnologías con objetivos diferentes: Polímeros, para optimizar la movilidad barriendo tan lejos como sea posible en las zonas de bajas permeabilidad. En contraste, los geles, como tratamiento de bloqueo, deben penetrar lo menos posible en las zonas de baja permeabilidad. Si el Gel se formara en las zonas productivas de petróleo reducirá la eficiencia de desplazamiento de petróleo retardando la producción.

El comportamiento observado cuando se utilizan tratamientos con geles se podría explicar de la siguiente manera:

Primero: Antes que los agregados de geles crezcan al tamaño de la garganta poral, el gel fluye a través del medio poral en solución sin crosslinkers.

Segundo: Luego de la gelación (entrecruzamiento y aumento de tamaño) el movimiento del gel hacia los poros es despreciable.

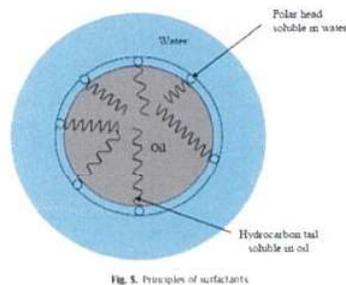
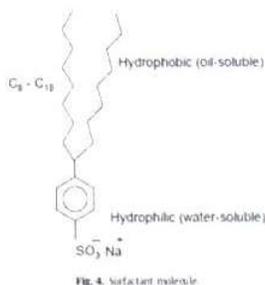
Tercero: Ya en los poros de las rocas, se produce abruptamente la transición de un gelante fluido libre a un gel inmóvil

Los gelantes y los polímeros ingresan simultáneamente en todas las zonas, la distancia de penetración dependerá de la permeabilidad.

2.4.1 Surfactantes

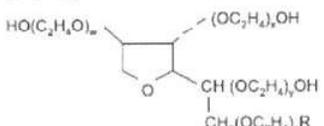
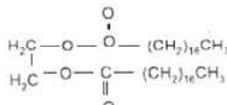
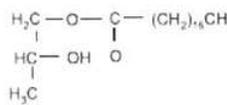
Las moléculas de surfactantes cuentan con dos grupos funcionales de moléculas: una hidrofílica (soluble en agua) y una hidrofóbica (soluble en petróleo). Este último es generalmente una cadena de hidrocarburo C8-C18. El grupo hidrofílico está formado por carboxilatos, sulfatos, sulfonatos, alcoholes, sales de amonio.

El objetivo de los tensioactivos (surfactantes) es reducir la tensión superficial. La selección del surfactante correcto está basada en la habilidad de reducir la tensión interfacial, en la estabilidad térmica, tolerancia a la salinidad, solubilidad en salmuera y al estudio de las condiciones dinámica en reservorios.



	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"		
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0	2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO	Corrigió: SHIRATORI

Table 3
Classification of surfactants.

Class	Examples	Structures
Anionic	Na stearate Na dodecyl sulfate Na dodecylbenzenesulphonate	$\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{16}\text{COO}^- \text{Na}^+$ $\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{11}\text{SO}_4^- \text{Na}^+$ $\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{11}\text{C}_6\text{H}_4\text{SO}_3^- \text{Na}^+$
Cationic	Laurylamine hydrochloride Trimethyl dodecylammonium chloride Cetyl trimethylammonium bromide	$\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{11}\text{NH}_3^+ \text{Cl}^-$ $\text{C}_{12}\text{H}_{25}\text{N}^+(\text{CH}_3)_3 \text{Cl}^-$ $\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{15}\text{N}^+(\text{CH}_3)_3 \text{Br}^-$
Non-ionic	Polyoxyethylene alcohol Alkylphenol ethoxylate Polysorbate 80 $W + X + Y + Z = 20$ $R-(\text{C}_{17}\text{H}_{33})\text{COO}$	$\text{C}_n\text{H}_{2n+1}(\text{OCH}_2\text{CH}_2)_m\text{OH}$ $n = 8 - 18; m = 3 - 15$ $\text{C}_{19}\text{H}_{19}\text{C}_6\text{H}_4 - (\text{OCH}_2\text{CH}_2)_n\text{OH}$ $n = 5 - 10$ 
	Propylene oxide-modified	$(\text{CH}_3)_2\text{SiO}((\text{CH}_2)_3\text{SiO})_x(\text{CH}_2\text{SiO})_y\text{Si}(\text{CH}_3)_2$ EO = ethyleneoxy PO = propyleneoxy $\text{CH}_2\text{CH}_2\text{CH}_2\text{O}(\text{EO})_x(\text{PO})_y\text{H}$
	Ethylene glycol distearate	
	Propylene glycol monostearate	
Amphoteric or zwitterionic	Dodecyl betaine Laurylamidopropyl betaine Cocoamido-2-hydroxypropyl sulfo betaine	$\text{C}_{12}\text{H}_{25}\text{N}^+(\text{CH}_3)_2\text{CH}_2\text{COO}^-$ $\text{C}_{11}\text{H}_{23}\text{CONH}(\text{CH}_2)_3\text{N}^+(\text{CH}_3)_2\text{CH}_2\text{COO}^-$ $\text{C}_n\text{H}_{2n+1}\text{CONH}(\text{CH}_2)_3\text{N}^+(\text{CH}_3)_2\text{CH}_2\text{CH}(\text{OH})\text{CH}_2\text{SO}_3^-$

2.4.2 Polímeros

La inundación con polímeros implica agregar polímeros al agua para reducir la movilidad. Se aumenta la viscosidad de la fase acuosa y se reduce la permeabilidad al agua debido al entrapamiento mecánico.

Las dos clases de polímeros son: sintéticos o biopolímeros. Los más utilizados son los sintéticos y parcialmente los HPAM (Hidrolized Polyacrilamida), los polímeros naturales modificados y los biológicos (polisacáridos, Xanthan).

Los polímeros naturales y sus derivados incluyen HEC (Hidroxi-Etil-Celulosa), goma GUAR y Carboximetilcelulosa de sodio.

Las propiedades importantes a tener en cuenta en la selección de los polímeros son: reología del polímero, estabilidad a la temperatura y al comportamiento elástico y retención del polímero. El concepto de retención se refiere a la capacidad de reducir la velocidad media durante su propagación a través del medio poroso.

Otras propiedades importantes son la viscosidad aparente y el esfuerzo de corte.

	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

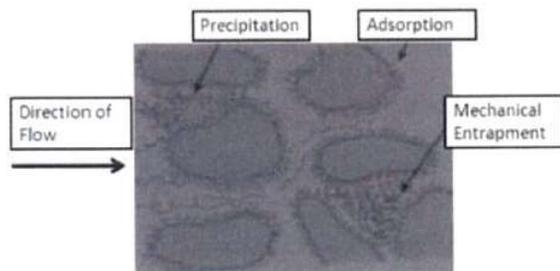


Fig. 7. Types of polymer retention in porous media.

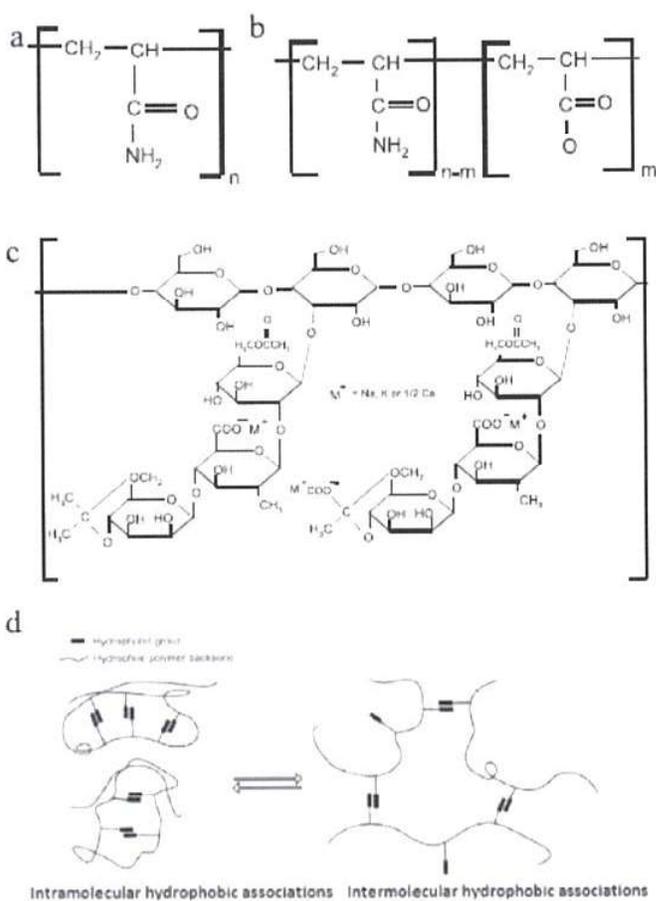


Fig. 6. a. Structure of polyacrylamide. b. Structure of HPAM. c. Structure of xanthan gum. d. Intra- and inter-molecular associations occurring between the hydrophobic groups [64].

	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

2.4.3 Inundación Alcalina

Son sales iónicas básicas de un elemento de metal alcalino terreo.

La presencia de álcali reduce la tensión interfacial reduciendo la necesidad de surfactantes y sus altos costos. También amplía el rango óptimo de salinidad debido a que reacciona con los ácidos en el crudo generando fases de micro emulsiones

Son de muy bajo costos y se podrían mencionar: NaOH, Na₂CO₃, NaHCO₃ y NaBO₂

La combinación ASP es aplicación que busca desafiar los reservorios.

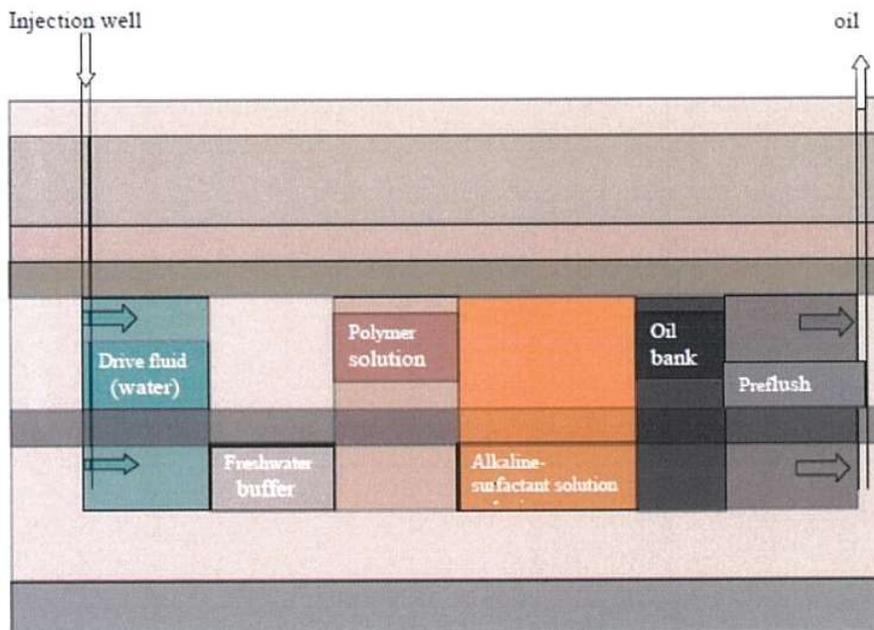


Fig. 8. ASP flooding process.

	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

2.5 PROCESO Y EQUIPOS DE SUPERFICIE

2.5.1 Flujograma General de Equipos de Superficie para la Inyección de Polímeros y Surfactantes.

En el siguiente esquema se ilustran las unidades necesarias para la inyección de polímeros y surfactantes en un campo de producción en desarrollo. Las unidades de inyección de polímeros (PIU) y surfactantes (STU) son tipo modulares ya que se optimiza su utilización rotándolas por los distintos satélites de inyección.

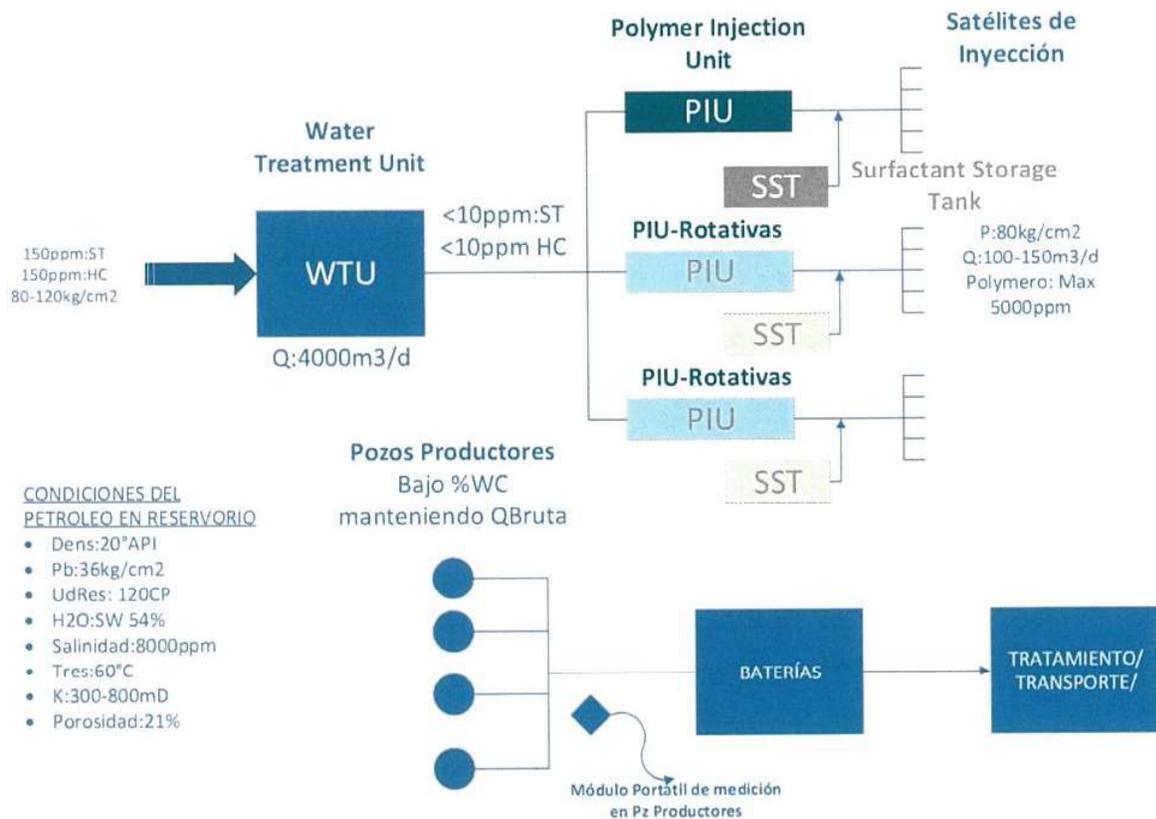
La recuperación terciaria con polímeros no incrementa caudales de producción bruta, sino que genera un cambio en el corte de agua.

Los módulos necesarios para conceptualizar un proceso de inyección de polímeros y surfactantes son los siguientes:

WTU: En función de las necesidades de la calidad de agua requerida para el procesamiento y generación de la disolución del polímero se especifica una Planta de Tratamiento de Agua (WTU) para disminuir las concentraciones de hidrocarburos y sólidos disueltos totales requerido por las PIU. Además de adecuar las condiciones de entrega en cuanto a presión y caudales. Esto implica la construcción de acueductos de transferencia hacia las WTU y desde las WTU hasta las PIU.

PIU: Las plantas modulares de inyección de polímeros son las instalaciones encargadas de dosificar, madurar e inyectar el polímero en las cañerías de conducción hacia los satélites de inyección.

SST: Las unidades para la dosificación del surfactante cuentan con un tanque de almacenamiento y bombas de transferencia para suministrar la mezcla a la corriente de inyección.



	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

Para la preparación de la solución de polímeros, en algunos casos se utiliza agua de producción del propio yacimiento, que puede llegar a requerir un postratamiento para mejorar la calidad según la calidad de salida de la planta de tratamiento de agua, en otros casos si es factible se utiliza agua dulce de alguna fuente natural como río, o laguna. En este caso también se requiere de un pretratamiento para eliminar los contaminantes como el Oxígeno, reducción de las partículas sólidas y ablandamiento de agua (reducción de concentración de sales de carbonatos de Calcio y Magnesio).

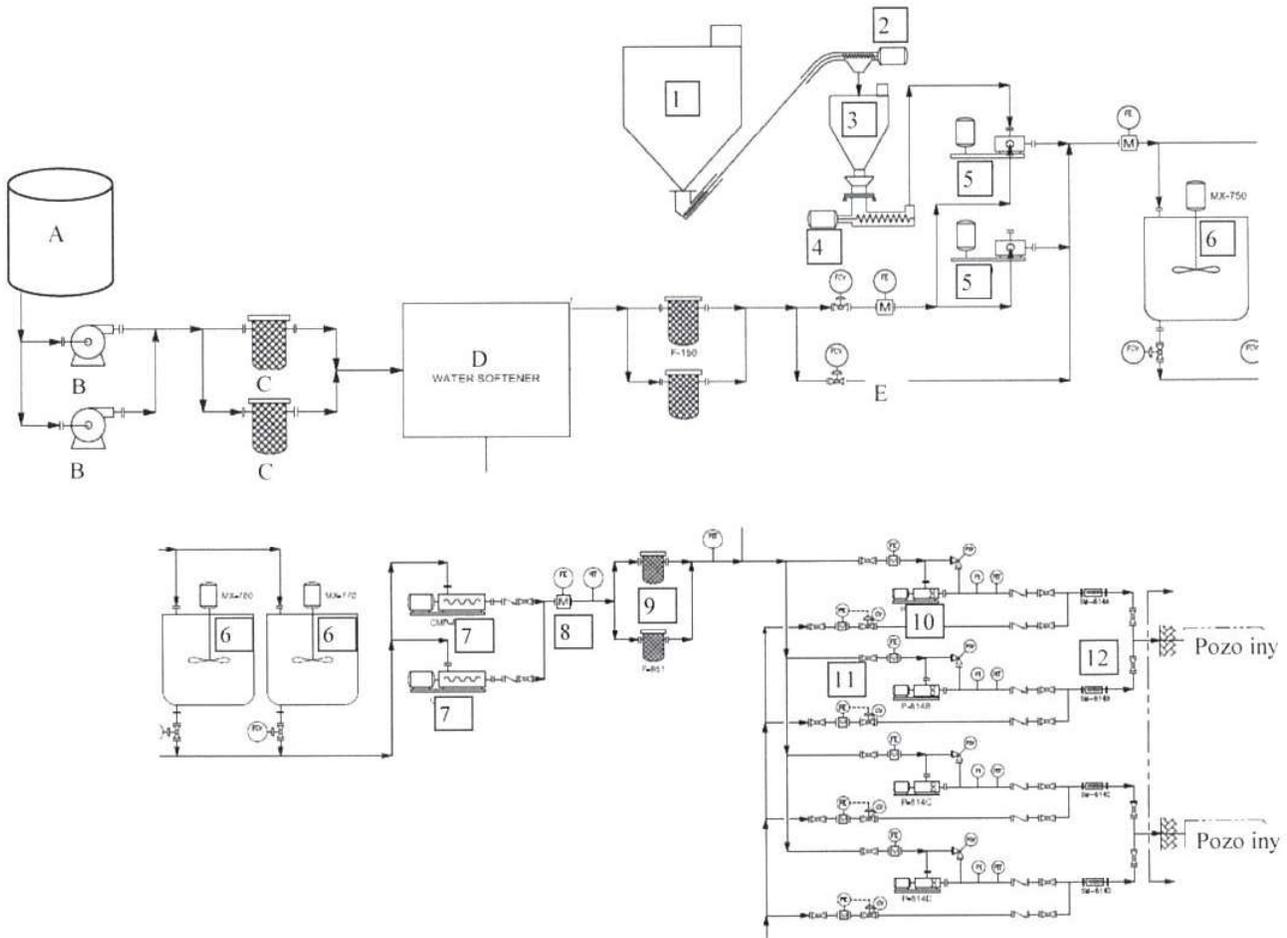
Una instalación típica de planta de polímeros consta de:

1. Tolva para el agregado del polímero en estado sólido. El polímero se entrega habitualmente en bolsones big bag de 1 tonelada. Este sólido se vuelca en la tolva.
2. Transportador de tornillo. Para llevar un caudal másico del fondo de la tolva/silo a una pequeña tolva.
3. Tolva pequeña pulmón.
4. Alimentador al mezclador. Otro transportador de tornillo que alimenta al mezclador.
5. Mezclador, donde se mezcla el polímero sólido con el agua tratada para armar la solución concentrada de polímero. El caudal de agua y el caudal másico de polímero deben estar en la proporción deseada.
6. Tanque mezclador. Donde se homogeniza la solución de polímero concentrada.
7. Bombas de solución de polímero.
8. Caudalímetro de solución de polímero.
9. Filtros de solución de polímero concentrada.
10. Bombas de inyección de solución de polímero concentrada a cada línea a pozo inyector.
11. Caudalímetro por cada línea a pozo de solución concentrada de polímero y caudalímetro de agua de inyección.
12. Mezclador estático para homogeneizar la concentración de polímero en todo el caudal de agua de inyección.

El circuito de agua para generar la solución concentrada de polímero a su vez cuenta con

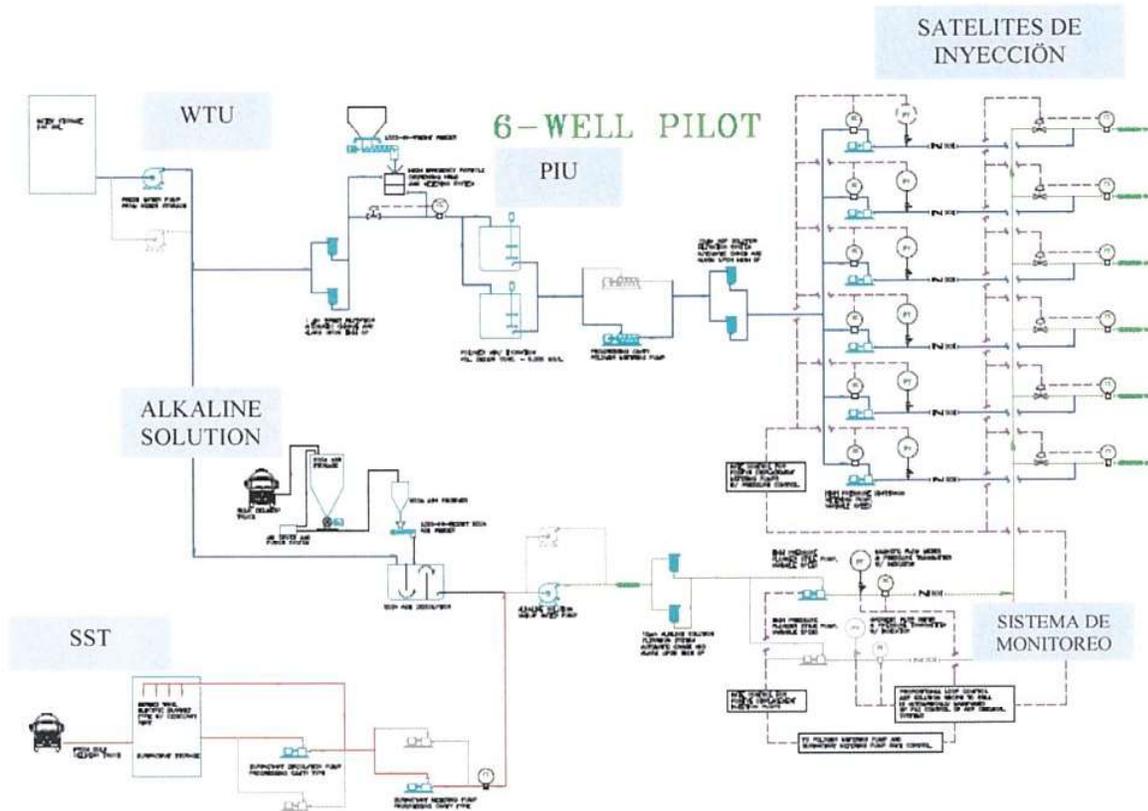
- A. Tanque de agua.
- B. Bombas de agua.
- C. Filtro de agua.
- D. Unidad de ablandamiento de agua.
- E. Caudalímetro de agua ablandada.

	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"		
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0	2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO	Corrigió: SHIRATORI



La concentración de polímeros en el agua a inyectar depende de la formación, las características de la roca, diámetros de gargantas porales, porosidad, y saturación de hidrocarburo y de agua. Puede llegar a variar desde 500-1000 ppm a 5000 ppm. Se mantiene la inyección de polímeros de manera continua por periodos que pueden llegar a ser de 4-5 años. Luego se corta la inyección de polímero y se continúa con la recuperación secundaria solo con agua de inyección. Habitualmente los proyectos si resultan satisfactorios se amplían a otras zonas del yacimiento, a abarcar otros polígonos de recuperación. Para evaluar el avance del frente de agua con polímeros se mide la concentración de polímeros en los pozos productores que se encuentren vinculados con las capas donde se inyecta la solución agua-polímeros. Una concentración razonable de polímeros en los productores es de 0 a 50-80 ppm. Este parámetro es de seguimiento periódico como también la producción de los pozos productores asociados al polígono de inyección y recuperación EOR.

	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI



2.5.2 Equipos y Sistemas principales de cada unidad

2.5.2.1 Polymer Injection Unit

Powder Handling System:

Hydration System: Para preparar solución de polímeros a la concentración requerida. El sistema incluye Nitrógeno como gas de blanketing y además cuenta con un sistema de supresión de espuma.

Transfer System: Sistema de almacenamiento de la solución de polímeros y equipos para el transporte (bombas de transferencia).
Livic bag filters.

Sistema de dosificación del producto.

Sistema de Dilución: Skid de dilución conjunto con las bombas necesarias.

Plant Utilities: Paquete de aire de instrumentos con nitrógeno



“OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO
MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES”

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

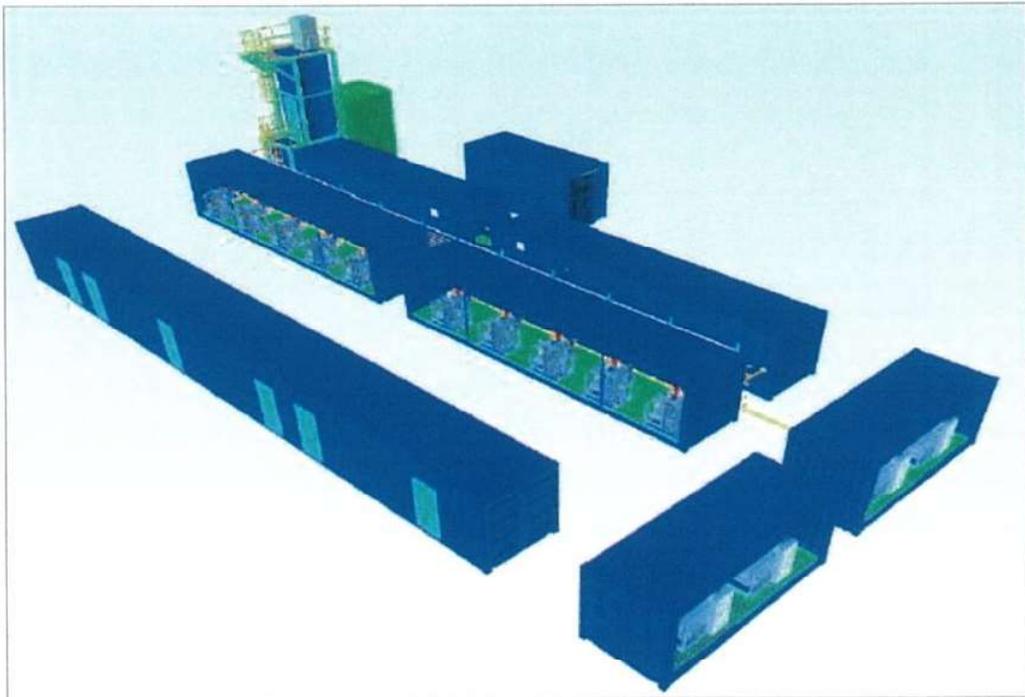
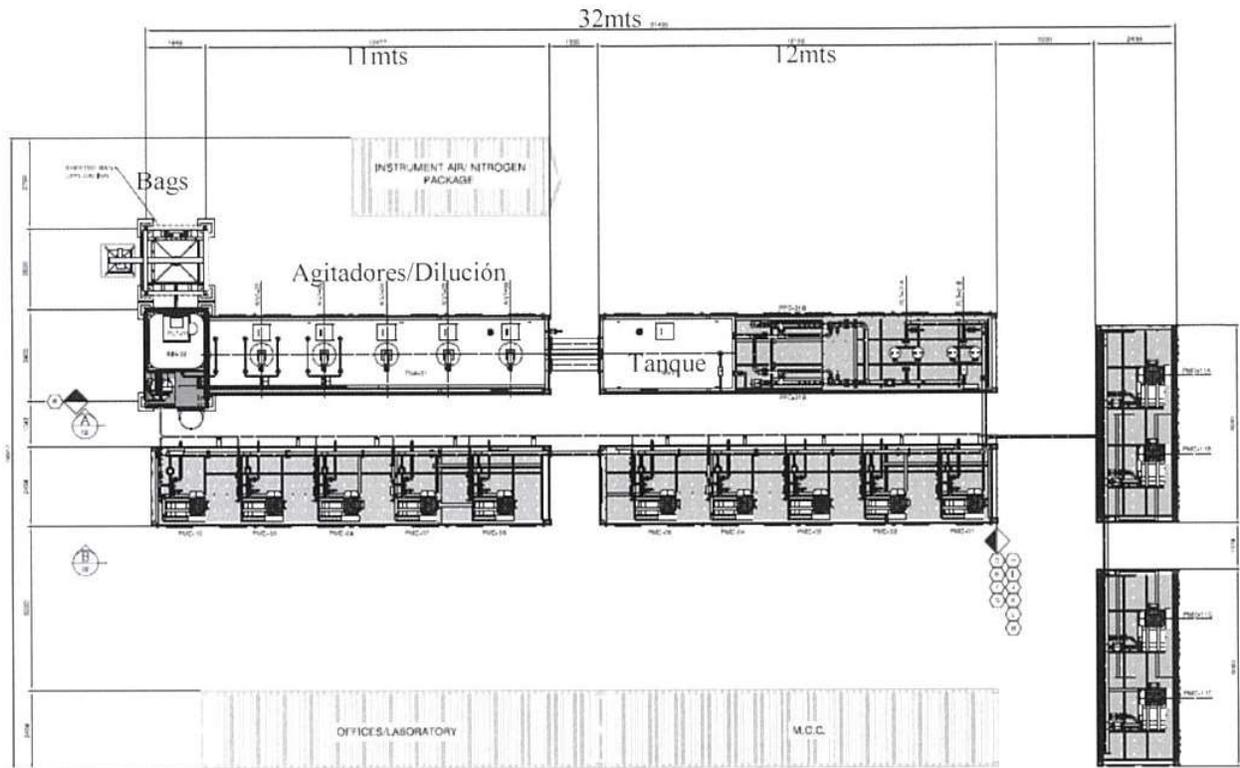
Versión: 0

2019

NOVIEMBRE 2019

Elaboró:
MNA/GTO

Corrigió:
SHIRATORI



ISOMETRIC VIEW 1

	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI



Above: Large CPS (Continuous Polymer System) Plant – 1400kg/hr Polymer powder capacity at 256m³/hr

Polymer Injection Unit System 1

POWDER STORAGE			
INFORMATION		DESIGN BASF	CLIENT REQUIREMENT
STORAGE TIME	[DAYS]	2.5	-
STORAGE MASS	[TONS]	9.75	-
MAKE-UP			
POWDER CAPACITY	[kg/hr]	REFER TO TABLE	NOT SPECIFIED
CONCENTRATE	[ww%]	REFER TO TABLE	0.8
HYDRATION TIME	[min]	REFER TO TABLE	NOT SPECIFIED
TRANSFER			
TRANSFER RATE	[m ³ /hr]	40	NOT SPECIFIED
TRANSFER PRESSURE	[BAR (g)]	6	NOT SPECIFIED
STORAGE (MOTHER SOLUTION)			
STORAGE TIME	[hr]	NONE	NONE
STORAGE VOLUME	[m ³]	NONE	NONE
DOSING			
INFORMATION		MIN. FLOW	MAX. FLOW
SUPPLIED DOSE	[m ³ /hr]	1.5	4.5
SUPPLIED DOSE	[LPM]	25	75
DOSING PRESSURE	[BAR]	80	160
DILUTION - WATER			
INFORMATION		MIN. FLOW	MAX. FLOW
WATER MAKE-UP	[m ³ /hr]	17.5	52.5
WATER MAKE-UP	[LPM]	290	875
MAKE-UP PRESSURE	[BAR]	80	160

	“OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES”		
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0	2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO	Corrigió: SHIRATORI

2.5.2.2 Water Treatment Unit:

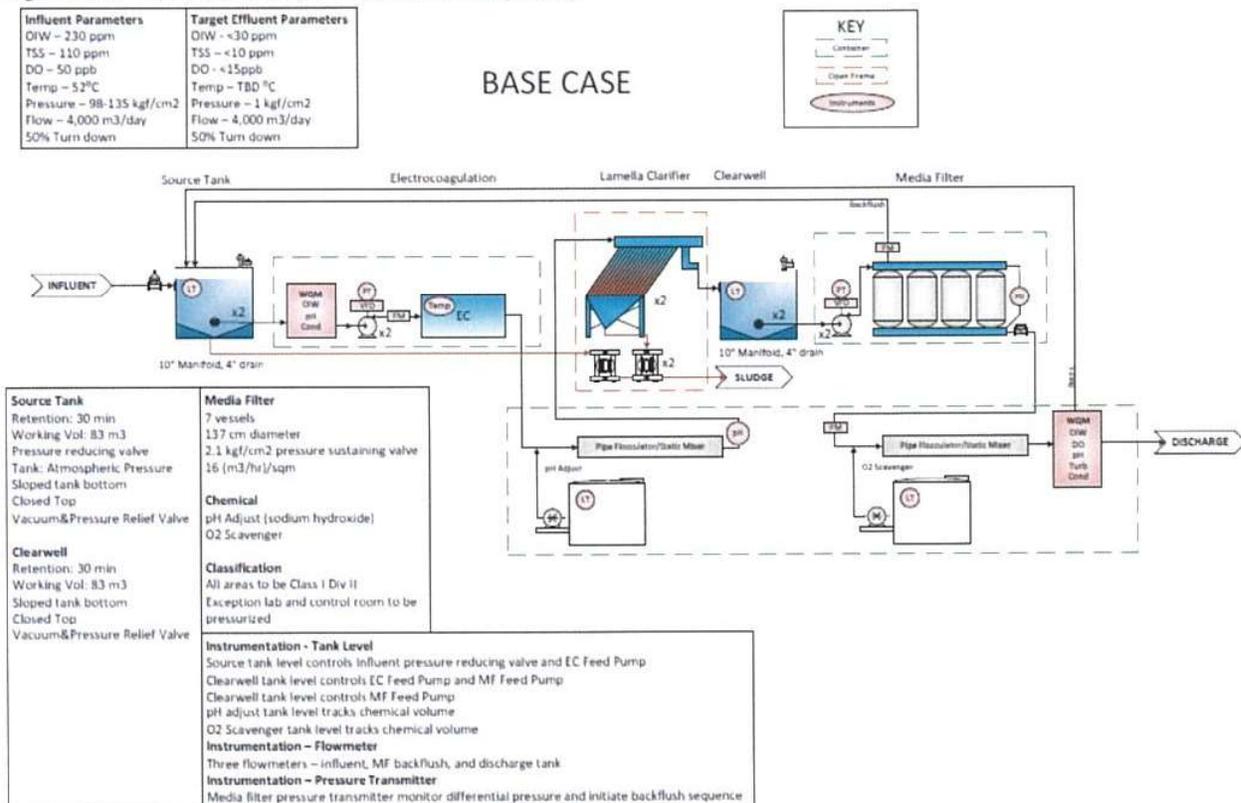
Equipos modulares diseñados para asegurar la calidad de agua requerida para solución de polímeros a inyectar.

Especificación de agua requerida:

	Feed water	Treated water
Oil in water	230 ppm	< 10 ppm
Total suspended solids	110 ppm	< 10 ppm (5 microns maximum)
Fe (total)	2 ppm	< 2 ppm
S (total)	5 ppm	< 2 ppm
Dissolved oxygen	50 ppb	< 15 ppb
Bacterial sulfate reduction (BSR)	4	< 2
Pressure	98 to 135 kgf/cm2	Note 1
Temperature	52°C (maximum)	Note 1
Flowrate	4000 m3/d (design) Turndown: 50%	Note 1

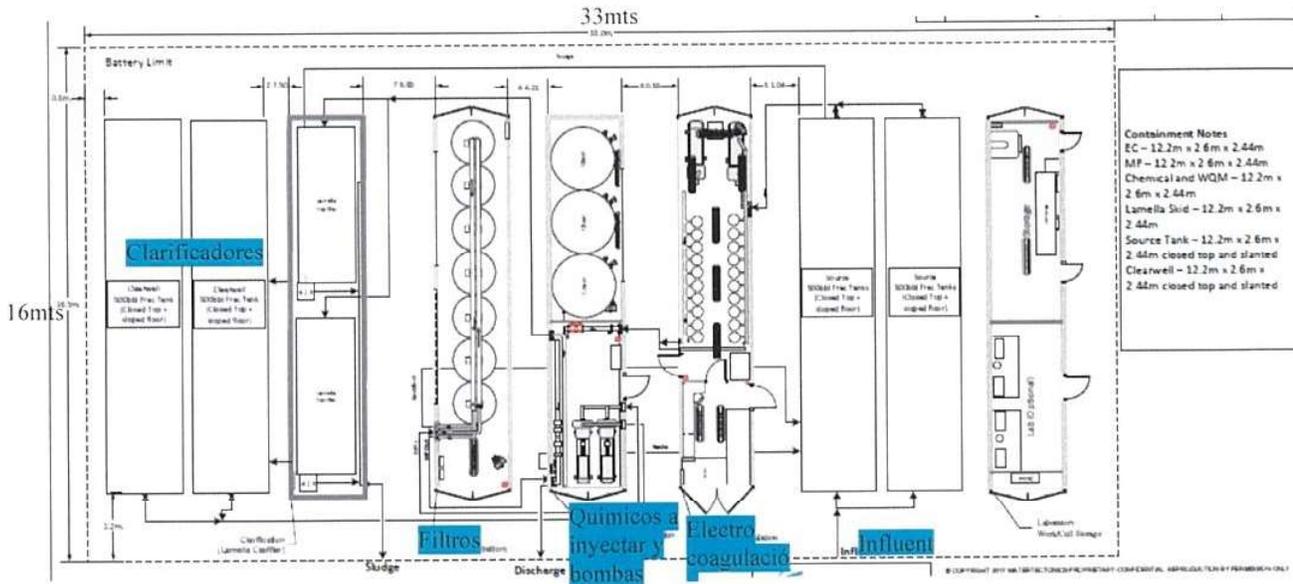
Breve descripción del proceso y equipos utilizados:

Figure 2.1 – WaterTectonics’ Process Flow (BASE)

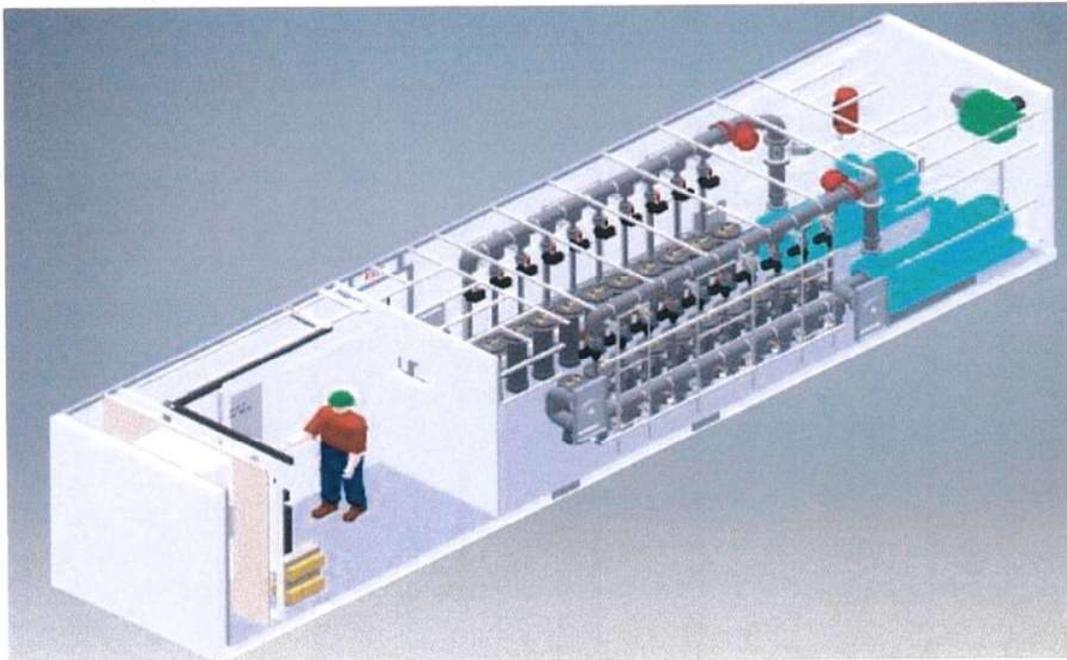


	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

LayOut General de equipos



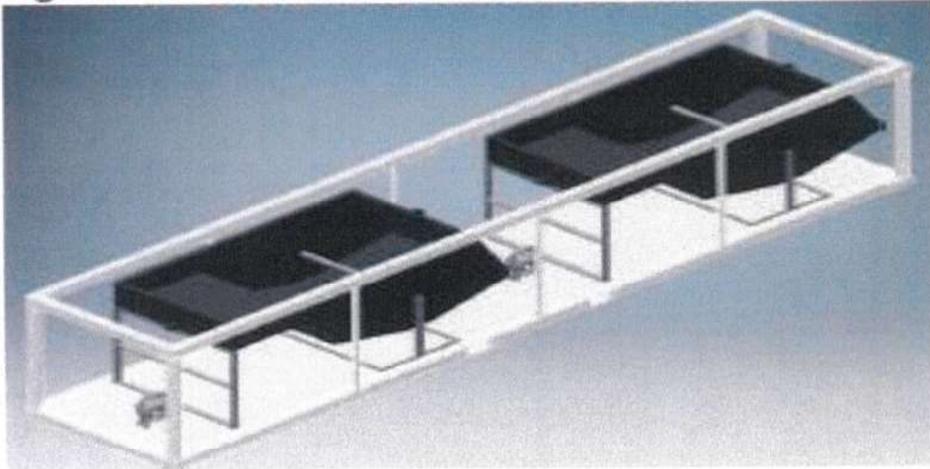
Módulo de Electrocoagulación



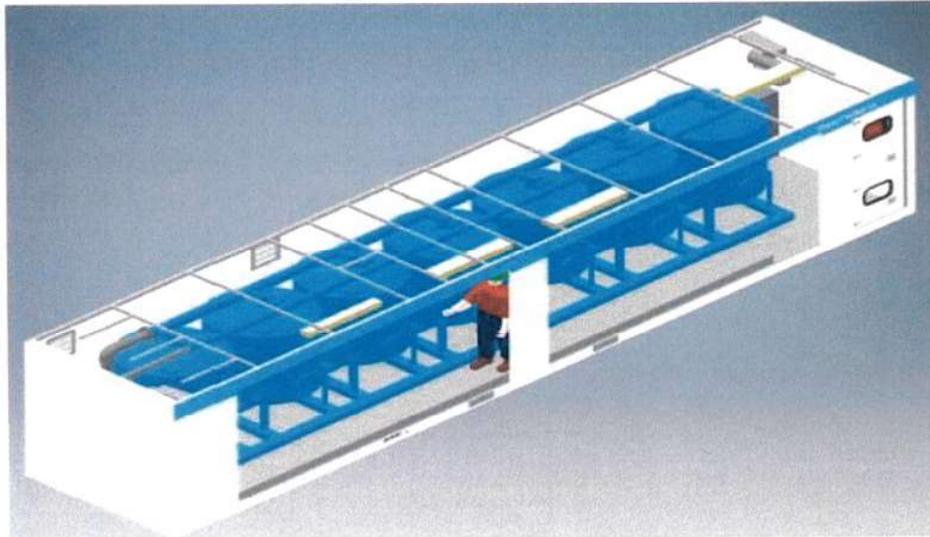
	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

Unidad de Clarificación Lamella

Figure 4.2 – Incline Lamella Clarifier Unit



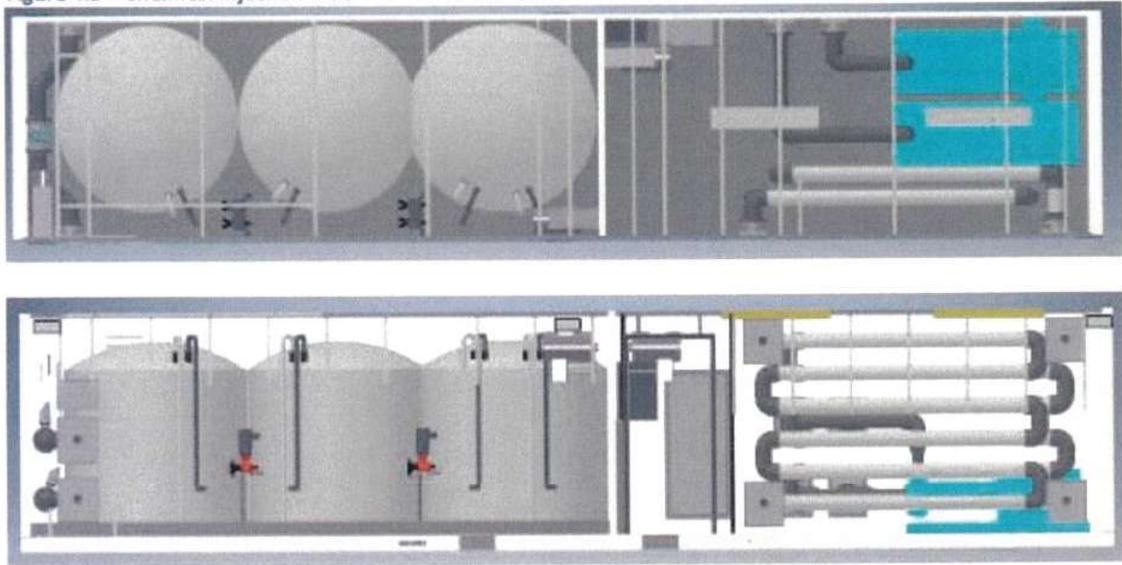
Medios filtrantes



	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

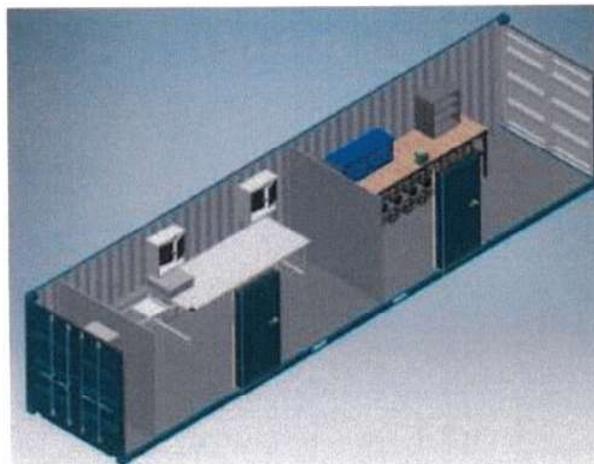
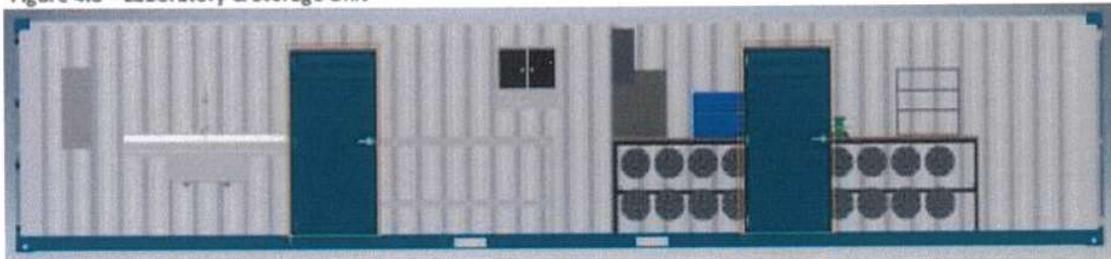
Unidad de Inyección de Químicos

Figure 4.3 – Chemical Injection Unit



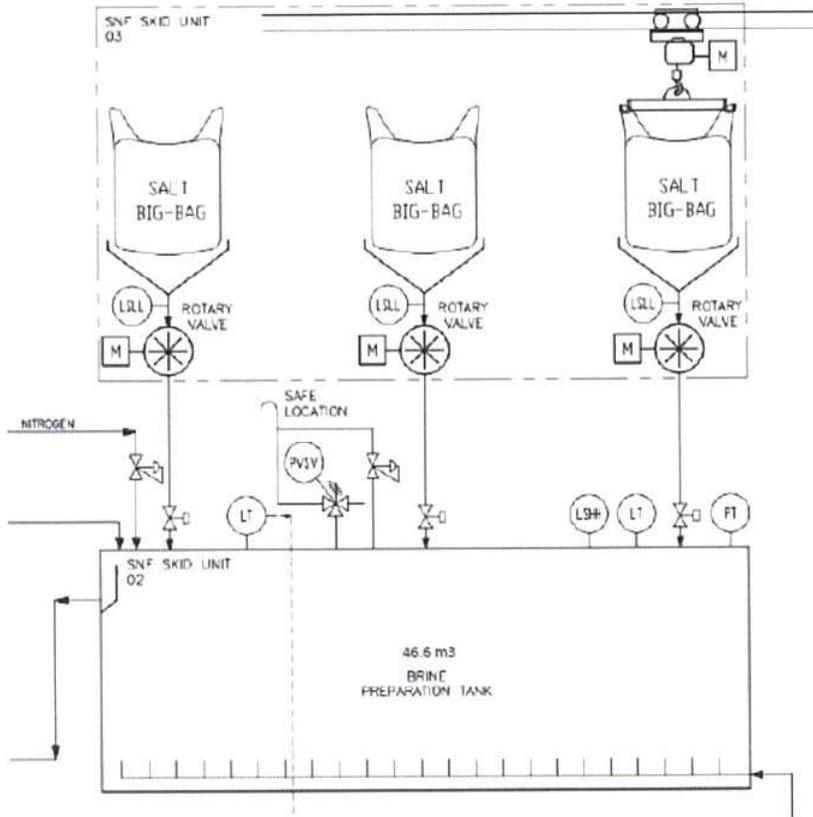
Laboratorio

Figure 4.8 – Laboratory & Storage Unit



	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

2.5.2.3 Surfactant Storage Tank:



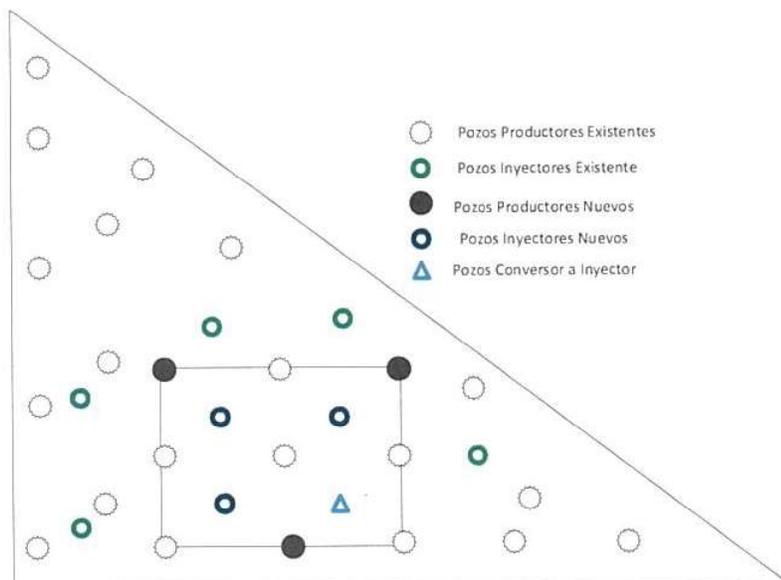
	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

2.6 CASO DE UN PROYECTO PILOTO Y POSIBLES RESULTADOS.

En este apartado se describirá un modelo de proyecto piloto aplicado en un área genérica en la cual se viene explotando la recuperación secundaria. Se propone analizar los escenarios de aumento de reservas por inyección de polímeros en un proyecto piloto para luego decidir la expansión a toda el área. Para evaluar incrementales siempre se define una línea base, en este caso será la producción ya considerando la recuperación secundaria y se evalúa el incremental por sobre la línea base.

2.6.1 Hipótesis para el caso ejemplo:

- Formación con potencial para aplicar técnica de EOR.
- Perforación de 3 pozos productores, 3 pozos inyectores, 1 conversión a inyector
- Esquema de pozos: distanciamiento inyector-productor de 200mts
- Tiempo de respuesta en pozos productores: a partir del año 1.
- Las curvas base de producción y datos OOIP son ficticios a modo de ejemplo para este TFI.
- Los datos económicos: precio de equipos, lifting cost y otras inversiones mencionadas están alteradas por temas de confidencialidad de la información.
- En el caso del proyecto piloto las plantas no se moverán de un pozo al otro ya que se encuentran a distancias cortas.



Instalaciones de superficie:

WTU (planta de agua): Rango Q (m³/d): 1500 a 2000m³/d.

PIU (planta de polímeros): Rango Q (m³/d): 1000 a 2000 - Presión de Inyección: 80 a 150kg/cm²

Inyección promedio por pozo: 180m³/d

Concentración base polímero: 700 ppm

Características generales del reservorio:

Profundidad promedio 900mts

Temperatura: 55C°

Permeabilidad: 500 a 1000md

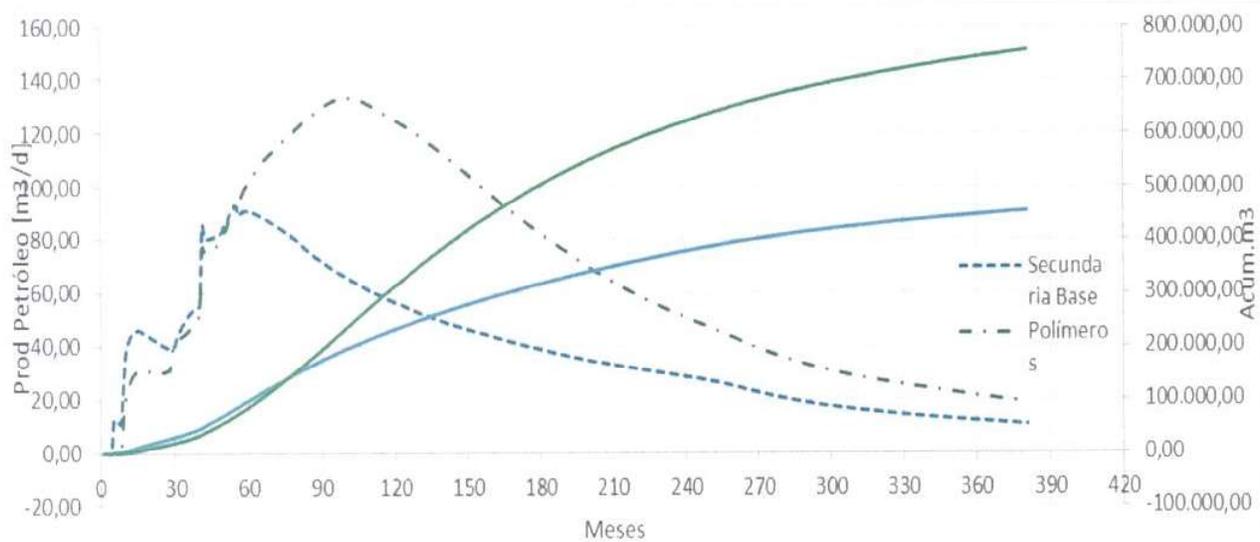
Porosidad promedio: 24%

	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

2.6.2 Curvas base y curva piloto

A continuación, se muestran los resultados del piloto según las hipótesis mencionadas arriba. Los resultados esperados aumentan las reservas en valores similares a los casos internacionales.

OOIP	Vol. Rec. A fin de concesión	Factor Recobro a fin de concesión	Vol. Rec. A fin de Vida útil	Factor Recobro a fin de Vida útil
MMbbl	MMbbl	%	MMbbl	%
80	3,17	4,0%	4,71	5,9%



Cómo se puede observar, ambos factores de recobro se encuentran dentro de los valores a nivel mundial de proyectos de EOR-Polímeros.

Se considera fin de concesión a los 180 meses (15 años) y fin de Vida útil a los 360 meses (30 años).

En la tabla siguiente se encuentran los datos asociados al proyecto, sólo se muestran hasta el mes 24.

	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

Período (mes)	Waterflooding				Polimero 700 ppm					
	Oil cumulative [m3]	Oil production rate [m3/d]	Water injection rate [sm3/d]	Water production rate [sm3/d]	Oil cumulative [m3]	Oil production rate [m3/d]	Water injection rate [sm3/d]	Water production rate [sm3/d]	Polymer [kg/mes]	Polymer [U\$S/mes]
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	-0,01	-0,06	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,11	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,21	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,29	0,00	0,00
5	1.713,35	12,71	-0,01	8,21	0,00	0,00	-0,01	0,37	0,00	0,00
6	2.095,96	12,11	-0,01	8,34	0,00	0,00	-0,01	0,42	0,00	0,00
7	2.448,98	11,66	0,00	8,29	0,00	0,00	0,00	0,48	0,00	0,00
8	2.802,00	11,20	0,00	6,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	3.632,05	25,66	119,99	73,01	614,17	12,58	239,11	36,56	0,00	0,00
10	4.848,33	38,38	359,10	280,01	1.271,80	21,08	359,11	163,84	0,00	0,00
11	6.108,26	41,91	599,10	295,80	1.993,99	24,80	599,11	190,74	0,00	0,00
12	7.332,58	44,20	599,10	313,89	2.747,15	27,50	599,11	214,62	0,00	0,00
13	8.738,91	45,49	599,10	333,37	3.647,60	29,32	599,11	239,50	0,00	0,00
14	10.117,33	45,95	599,10	349,95	4.555,13	30,25	599,11	260,68	0,00	0,00
15	11.555,36	46,13	599,10	367,42	5.513,96	30,89	599,11	282,76	0,00	0,00
16	12.939,39	45,82	566,94	379,94	6.452,68	31,16	599,11	302,02	0,00	0,00
17	14.349,70	45,27	566,94	391,50	7.420,84	31,26	599,11	320,40	0,00	0,00
18	15.739,90	44,68	566,94	402,25	8.391,31	31,29	599,11	337,16	0,00	0,00
19	17.066,87	44,08	566,94	412,33	9.326,91	31,15	599,11	352,24	0,00	0,00
20	18.413,17	43,43	566,94	421,88	10.279,02	30,72	566,95	358,21	8.640,00	23,76
21	19.697,96	42,82	566,94	430,59	11.190,86	30,39	566,95	362,32	8.928,00	24,55
22	21.013,69	42,21	566,94	439,24	12.128,01	30,15	566,95	366,49	8.928,00	24,55
23	22.308,01	41,60	566,94	447,20	13.061,86	30,13	566,95	371,89	8.064,00	22,18
24	23.458,05	41,07	566,94	453,82	13.926,50	30,18	566,95	377,22	8.928,00	24,55

...Continúa...

2.6.3 Evaluación económica

La evaluación económica se realizó solamente analizando los resultados del piloto. Esto permitiría tomar la decisión de ampliar el proyecto de forma masificada para obtener resultados de mayor volumen. Por lo tanto, se realizaron tres posibles escenarios variando el comportamiento de algunas variables principales para interpretar la conveniencia o no de continuar con la masificación.

Escenario 1: Hipótesis:

Aumento del precio del Crudo 2% anual.

Tiempo de respuesta del Polimero: a partir del primer año desde la inyección.

A fin de Concesión

T.I.R. 34,2%

VAN al 12% 30 MMUSD

A fin de Vida Útil

T.I.R. 36,3%

VAN al 12% 72 MMUSD

	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

Debajo se presenta el cuadro de resultados proyectado para obtener los indicadores TIR y VAN.

En este caso el proyecto indica la conveniencia de continuar con la masificación a toda el área de reserva.

	Año	Pr (oil)	Venta (MMbbl)	Ingresos (MMUSD)	Lifting Cost (MMUSD)	Costo del Polímero	Pozos (Prod/Iny)	Inversión PIU/WTU	Instalaciones LET/Flowlines	FF (MMUSD)
	0						-2,5	-3	-0,5	-6
	1	56,27	0,00	0	0,00	0,00	-0,5	-1	-1	-3
Reacción del Polímero	2	57,20	0,05	3	-1,58	-0,02				1
	3	58,14	0,11	3	-3,21	-0,07				0
	4	59,09	0,23	11	-7,05	-0,10				4
	5	60,06	0,44	16	-13,11	-0,17				2
	6	61,05	0,80	33	-23,94	-0,17				9
	7	62,05	1,08	34	-32,27	-0,17				1
	8	63,07	1,37	53	-41,24	-0,17				12
	9	64,10	1,68	55	-50,40	-0,17				4
	10	65,15	1,97	74	-59,23	-0,17				15
	11	66,22	2,25	75	-67,59	-0,17				7
	12	67,30	2,51	94	-75,42	-0,17				18
	13	68,41	2,75	94	-82,61	-0,17				12
	14	69,53	2,97	112	-89,17	-0,17				23
Fin Concesión	15	70,66	3,17	112	-95,12	-0,17				16
	16	71,82	3,35	129	-100,53	-0,17				28
	17	72,99	3,51	128	-105,42	-0,17				22
	18	74,18	3,66	144	-109,84	-0,17				34
	19	75,40	3,79	142	-113,85	-0,17				28
	20	76,63	3,92	158	-117,51	-0,17				40
	21	76,71	4,03	151	-120,84	-0,17				30
	22	76,78	4,13	166	-123,85	-0,17				42
	23	76,86	4,22	158	-126,54	-0,17				31
	24	76,94	4,30	173	-128,97	-0,17				43
	25	77,01	4,37	164	-131,17	-0,17				33
	26	77,09	4,44	178	-133,19	-0,17				45
	27	77,17	4,50	169	-135,08	-0,17				34
	28	77,25	4,56	183	-136,83	-0,17				46
	29	77,32	4,62	174	-138,47	-0,17				35
	30	77,40	4,67	187	-139,99	-0,17				47
Fin Vida Útil	31	77,48	4,71	178	-141,41	-0,17				36

Escenario 2: Hipótesis:

Baja del precio del Crudo por debajo de 50 usd/bbl.

Tiempo de respuesta del Polímero: a partir del primer año desde la inyección.

A fin de Concesión

T.I.R.

VAN al 12% **-\$ 27,47**

A fin de Vida Útil

T.I.R.

VAN al 12% **-\$ 50,91**

Con este resultado la decisión de continuar con el proyecto no sería conveniente.

Debajo se presenta el cuadro de resultados proyectado para obtener los indicadores TIR y VAN.

	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"		
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR		Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019		Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

	Año	Pr (oil)	Venta (MMbbl)	Ingresos (MMUSD)	Lifting Cost (MMUSD)	Costo del Polímero	Pozos (Prod/Iny)	Inversión PIU/WTU	Instalaciones LET/Flowlines	FF (MMUSD)
	0						-2,5	-3	-0,5	-6
	1	56,27	0,00	0	0,00	0,00	-0,5	-1	-1	-3
Reacción del Polímero	2	57,20	0,05	3	-1,58	-0,02				1
	3	58,14	0,11	3	-3,21	-0,07				0
	4	59,09	0,23	11	-7,05	-0,10				4
	5	45,05	0,44	9	-13,11	-0,17				-4
	6	45,79	0,80	28	-23,94	-0,17				3
	7	46,54	1,08	23	-32,27	-0,17				-10
	8	47,30	1,37	43	-41,24	-0,17				1
	9	48,08	1,68	38	-50,40	-0,17				-12
	10	48,86	1,97	58	-59,23	-0,17				-1
	11	49,67	2,25	54	-67,59	-0,17				-14
	12	50,48	2,51	73	-75,42	-0,17				-2
	13	51,31	2,75	68	-82,61	-0,17				-15
	14	50,00	2,97	81	-89,17	-0,17				-9
Fin Concesión	15	50,00	3,17	78	-95,12	-0,17				-17
	16	50,00	3,35	90	-100,53	-0,17				-11
	17	50,00	3,51	86	-105,42	-0,17				-19
	18	50,00	3,66	97	-109,84	-0,17				-13
	19	50,00	3,79	93	-113,85	-0,17				-21
	20	50,00	3,92	103	-117,51	-0,17				-15
	21	50,00	4,03	98	-120,84	-0,17				-23
	22	50,00	4,13	108	-123,85	-0,17				-16
	23	50,00	4,22	103	-126,54	-0,17				-24
	24	50,00	4,30	112	-128,97	-0,17				-17
	25	50,00	4,37	107	-131,17	-0,17				-25
	26	50,00	4,44	115	-133,19	-0,17				-18
	27	50,00	4,50	110	-135,08	-0,17				-26
	28	50,00	4,56	118	-136,83	-0,17				-19
	29	50,00	4,62	112	-138,47	-0,17				-26
	30	50,00	4,67	121	-139,99	-0,17				-19
Fin Vida Útil	31	50,00	4,71	115	-141,41	-0,17				-27

Escenario 3: Hipótesis:

Crecimiento del precio del Crudo durante el período de concesión y luego estabilización.

Aumento significativo de los costos operativos

Tiempo de respuesta del Polímero: 2 años desde la inyección.

A fin de Concesión

T.I.R. 13,3%

VAN al 12% \$ 0,91

A fin de Vida Útil

T.I.R. 4,2%

VAN al 12% -\$ 4,20

De esta manera se observa que el proyecto piloto indica continuar con la masificación durante el período de concesión, pero con alto riesgo de caer por debajo de la línea de aprobación.

Debajo se presenta el cuadro de resultados proyectado para obtener los indicadores TIR y VAN.



"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Versión: 0

2019

NOVIEMBRE 2019

Elaboró:
MNA/GTO

Corrigió:
SHIRATORI

	Año	Pr (oil)	Venta (MMbbl)	Ingresos (MMUSD)	Lifting Cost (MMUSD)	Costo del Polímero	Pozos (Prod/iny)	Inversión PIU/WTU	Instalaciones LET/Flowlines	FF (MMUSD)
	0						-2,5	-3	-0,5	-6
	1	56,27	0,00	0	0,00	0	-0,5	-1	-1	-3
Reacción del Polímero	2	58,52	0,05	3	-2,13	-0,02				1
	3	60,86	0,11	3	-4,33	-0,07				-1
	4	63,30	0,23	11	-9,52	0				2
	5	65,83	0,44	17	-17,70	0				-1
	6	68,46	0,80	37	-32,32	0				5
	7	71,20	1,08	39	-43,56	0				-4
	8	74,05	1,37	63	-55,68	0				7
	9	77,01	1,68	67	-68,04	0				-1
	10	77,78	1,97	87	-79,96	0				7
	11	78,56	2,25	90	-91,25	0				-1
	12	79,34	2,51	109	-101,81	0				7
	13	80,14	2,75	112	-111,53	0				0
	14	80,94	2,97	129	-120,38	0				9
Fin Concesión	15	81,75	3,17	130	-128,42	0				2
	16	73,57	3,35	116	-135,72	0				-19
	17	74,31	3,51	145	-142,32	0				2
	18	75,05	3,66	130	-148,29	0				-18
	19	75,80	3,79	158	-153,70	0				4
	20	76,56	3,92	142	-158,64	0				-17
	21	77,33	4,03	169	-163,13	0				6
	22	78,10	4,13	153	-167,20	0				-14
	23	78,88	4,22	179	-170,83	0				8
	24	79,67	4,30	163	-174,11	0				-11
	25	80,46	4,37	189	-177,08	0				12
	26	81,27	4,44	172	-179,81	0				-8
	27	82,08	4,50	198	-182,35	0				15
	28	82,90	4,56	181	-184,73	0				-4
	29	83,73	4,62	206	-186,93	0				19
	30	84,57	4,67	189	-188,99	0				0
Fin Vida Útil	31	85,42	4,71	214	-190,90	0				23

	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

2.7 PROYECTOS DE POLÍMEROS EN LA ARGENTINA

En la Argentina los proyectos de recuperación terciaria con polímeros datan de no más de 15 años de historia, se inició un piloto en el yacimiento Diadema en Chubut. Luego desde el año 2012 en el yacimiento El Corcovo en el sur de Mendoza se está inyectando polímeros con otro piloto. Los cuales fueron satisfactorios y se han lanzado varios proyectos más en áreas nuevas y de expansión de las existentes.

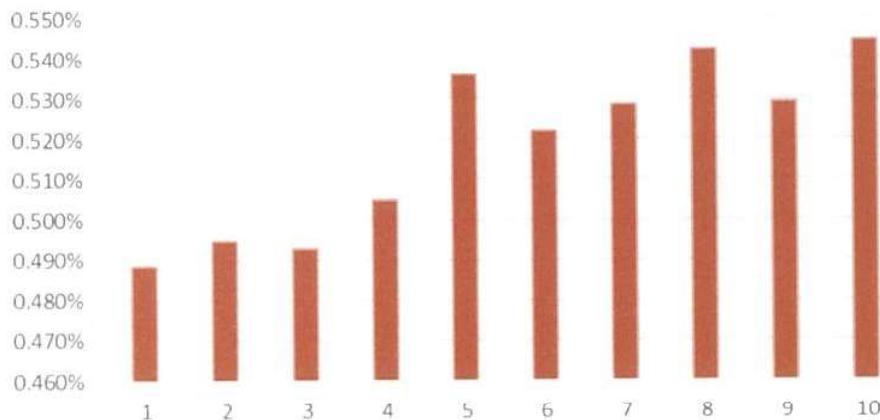
Los proyectos en curso, tanto pilotos como en fase de masificación, se encuentran en las siguientes áreas de reserva:

Cuenca	Provincia	Area/Yacimiento	Operadora
Golfo San Jorge	Santa Cruz	Los Perales	YPF
Golfo San Jorge	Chubut	Grimbeek / Manantiales Bher	YPF
Golfo San Jorge	Chubut	El Tordillo (*)	Tecpetrol
Golfo San Jorge	Chubut	Diadema	CAPSA
Neuquina	Mendoza	El Corcovo	Pluspetrol
Neuquina	Mendoza	Desfiladero Bayo	YPF

(*) En El Tordillo se realiza inyección de microgeles CDG como recuperación asistida, no son polímeros (P).

La producción de petróleo en la Argentina debido a recuperación asistida o terciaria se viene incrementando en los últimos años, pero aún aporta un muy bajo porcentaje respecto a la producción del petróleo convencional, en Octubre de 2019 tuvo un aporte de 0.544% [ref 8] del total de crudo convencional. Esto demuestra el gran potencial que se tiene en la Argentina para el desarrollo de la recuperación asistida por polímeros.

Porcentaje de producción de petróleo por recuperación asistida Argentina - Meses 2019



Datos obtenidos de secretaría de energía. Referencia 8.

	"OPTIMIZACIÓN RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE POLÍMEROS Y SURFACTANTES"	
	TRABAJO FINAL INTEGRADOR	Versión: 0 2019
	NOVIEMBRE 2019	Elaboró: MNA/GTO Corrigió: SHIRATORI

3. CONCLUSIONES

La demanda creciente, año a año, de energía en el mundo hace que sea necesario aumentar la producción de petróleo y gas dado que aún constituyen un gran porcentaje de la matriz energética primaria mundial.

La optimización de la recuperación de petróleo en yacimientos maduros se torna un desafío en el cual se viene avanzando.

Ya con la recuperación secundaria mediante inyección de agua de producción se ha aumentado la producción de crudo, pero aún queda un gran volumen de petróleo móvil por recuperar de los yacimientos.

Es por ello que la recuperación asistida EOR y sus tecnologías asociadas, son el método que viene creciendo para ser más eficientes en la obtención del petróleo móvil y aumentar el factor de recuperación. En el caso de inyección de polímeros se ha demostrado que se logra incrementar parte de las reservas.

En la Argentina hay un gran potencial para la recuperación por inyección de polímeros dado que cuenta con cuencas como la del Golfo San Jorge y la parte norte de la cuenca Neuquina donde la producción se sostiene en gran parte por recuperación secundaria. Tienen yacimientos muy maduros. Son reservorios de areniscas en muchas partes aptas para la inyección de polímeros. Entonces se dan varias condiciones propicias para la implementación de nuevos proyectos como se vienen dando, un alto porcentaje de petróleo aún en el reservorio, características de las areniscas, temperaturas de reservorio aptas para los polímeros desarrollados actualmente, gran conocimiento y experiencia en inyección de agua de producción (recuperación secundaria), y las condiciones económicas del negocio.

Respecto del ítem del punto anterior, tiene las fluctuaciones del precio del barril que impactan directamente en las decisiones de inversión. En el caso de los precios del polímero el impacto se podría ir mejorando con el desarrollo de tecnologías para utilizar menos concentración u optimización del proceso de reduciendo el lifting costo (costo operativo).

Además de las diferentes estrategias de producción ya que las plantas son modulares y permiten rotatividad entre las áreas de explotación.

En el país ya se tiene más de una década de inyección de polímeros, si bien es bastante reciente en la historia es ya un tiempo suficiente como para conocer la tecnología. Se van a seguir incrementando proyectos de inyección de polímeros y se va a ir mejorando en la experiencia en las distintas cuencas y las distintas operadoras para lograr una mejor eficiencia en la recuperación de petróleo.

4. ANEXOS Y REFERENCIAS

- 1) Enhanced Oil Recovery: Challenges & Opportunities – Expec Advanced Research Centre, SAUDI ARAMCO.
- 2) Enhanced_Oil_Recovery_An_Update_Review - Vladimir Alvarado 1,* and Eduardo Manrique 2
- 3) Screening of potential application of EOR Processes in a naturally fractured oil reservoir
- 4) EOR_Screening_SPE-35385-PA
- 5) Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges
- 6) Curvas y Datos ejemplo piloto
- 7) LIBRO Enhanced Oil Recovery Willhite
- 8) Secretaría de energía de la Nación Argentina. www.argentina.gob.ar/energia/hidrocarburos.