

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Estudio de la aplicación de Métodos Químicos en la arena Ui, mediante la plataforma Petrel para evaluar el factor de recobro”

TESIS DE GRADO

Previo a la Obtención del Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

AUTOR:

Johanna Elizabeth Avila Marcillo

DIRECTOR:

MSc. César Pinoargote

Guayaquil – Ecuador

Año: 2015

AGRADECIMIENTO

A Schlumberger del Ecuador, al equipo de Trabajo de GPE, a Oscar Cortez por su ayuda y apoyo, en especial a Maria Morffe por los conocimientos impartidos, confianza y apoyo depositado en mí y hacer posible este trabajo.

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral, especialmente a los profesores de la Facultad de Ingeniería de Ciencias de la Tierra por formarme como profesional, a la Dra. Elizabeth Peña por su consejo y amistad, al MSc. Cesar Pinoargote por su orientación en este proyecto de grado.

DEDICATORIA

A Dios por permitirme cumplir una meta más.

A mis padres y mi hermano Gustavo, por todos los sacrificios realizados, quienes siempre han sido mi apoyo y mi guía, por estar conmigo en los buenos y malos momentos, por ayudarme a perseverar y motivarme a alcanzar mis metas. Los amo.

Johanna Avila

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Kenny Escobar S.

PRESIDENTE



MSc. César Pinoargote

DIRECTOR DE TESIS

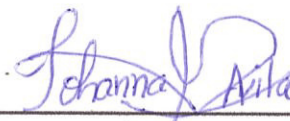


Dr. Eddy Sanclemente

VOCAL PRINCIPAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta tesis de grado me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”.

A handwritten signature in blue ink, reading "Johanna Avila", written over a horizontal line.

Johanna Avila Marcillo

RESUMEN

La creciente demanda de crudo alrededor del mundo promueve el desarrollo de nuevas tecnologías para incrementar las reservas de los campos maduros. Los campos de petróleo del oriente ecuatoriano no son la excepción a esta tendencia, por lo que la implementación de métodos de recuperación terciaria o mejorada es inminente para mantener o aumentar la producción actual del país.

De ahí el motivo de mi tesis de grado, “ Estudio de la aplicación de Métodos Químicos de recuperación mejorada en la arena Ui, perteneciente al campo OXEN, mediante la plataforma Petrel para evaluar el factor de recobro ”

En esta tesis se determinara el agente químico y la concentración óptima del mismo para aumentar el factor de recobro en un área piloto del campo Oxen, basado en el modelo de simulación, donde se evalúa la producción actual del campo, propiedades petrofísicas y del fluido, y condiciones dinámicas actuales (presión, saturaciones) con el software de Schlumberger PETREL, como plataforma para la integración e interpretación de datos y ECLIPSE, como simulador numérico de petróleo negro y métodos químicos de

recuperación mejorada. Con estas herramientas, se realizó la evaluación del factor de recobro con 5 tipos de inyección de químicos que son: álcali(A), surfactantes(S), polímeros (P), SP y ASP, se desarrolló la selección del mejor agente, basado en la eficiencia de desplazamiento de cada uno de ellos en una región representativa del yacimiento (área piloto), la compatibilidad con el yacimiento en estudio y el costo asociado.

Como resultado tendremos que polímeros es el agente más óptimo para recuperación mejorada a escala conceptual de este proyecto, utilizando baches de polímeros con concentraciones de 0.08 y 4.0 lb/bbl consiguiendo un factor de recuperación del 29.9% y un valor presente neto para el año 2023 de \$125,000.000 resultando sumamente rentable al compararse con el caso de inyección de agua con factor de recuperación de 20% y VPN= \$16,000.000.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	VI
ÍNDICE GENERAL	VIII
ABREVIATURAS	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIV
ÍNDICE DE TABLAS	XVI
ÍNDICE DE ECUACIONES	XVII
1 ASPECTOS GENERALES	1
1.1 Descripción del problema	1
1.2 Formulación del problema	2
1.3 Objetivos.....	3
1.3.1 Objetivo general	3
1.3.2 Objetivos específicos	3
1.4 Justificación.....	4
2 MÉTODOS QUÍMICOS APLICADOS EN RECUPERACIÓN MEJORADA.....	5
2.1 Clasificación de los métodos químicos de Recuperación mejorada.	5
2.2 Surfactantes	6

2.2.1	Comportamiento de surfactantes en la interface de fluidos	7
2.2.2	Clasificación de surfactantes.....	8
2.2.3	Proceso de inyección de Surfactantes.....	9
2.2.4	Modelo de Surfactantes	10
2.3	Álcali.....	15
2.3.1	Cambio de humectabilidad de la roca	16
2.3.2	Proceso de inyección de álcali	17
2.3.3	Ecuación de conservación de álcali.....	18
2.4	Polímeros	21
2.4.1	Clasificación de polímeros.....	22
2.4.2	Mecanismos que actúan en el desplazamiento de polímeros.....	23
2.4.3	Proceso de inyección de polímeros.....	24
2.4.4	Modelo de Polímeros	25
2.5	Surfactantes y Polímeros (SP).....	30
2.5.1	Comportamiento de la inyección combinada de surfactantes y polímeros.	30
2.5.2	Proceso de Inyección de SP	31
2.6	Álcali, Surfactante y Polímero.....	32

2.6.1	Comportamiento de la Inyección combinada de Surfactantes y Polímeros en el medio poroso.....	32
2.6.2	Proceso de Inyección de Álcali Surfactantes y Polímeros	33
3	SIMULACIÓN DE QUÍMICOS EN EL ÁREA PILOTO.....	34
3.1	Historia del campo ajustada.....	37
3.2	Selección de área piloto.....	39
3.2.1	Evaluación de zonas con mayor cantidad de petróleo móvil.....	39
3.2.2	Evaluación de las propiedades petrofísicas utilizando el Índice de Calidad de Roca (RQI)	40
2.1.1.	Evaluación de la continuidad de la arena	41
2.2.	Elaboración de estrategia	43
3.2.3	Evaluación del Factor de Recobro.....	46
2.2.1.	Evaluación de Eficiencias de Desplazamiento.....	47
2.3.	Simulación de químicos en área piloto.....	50
2.3.1.	Identificar keywords necesarios para activar la simulación de químicos.....	51
3.3	Surfactantes	53
3.3.1	Concentraciones utilizadas en la simulación	54
3.3.2	Factor de recobro obtenido con cada una de las simulaciones.	55

3.4	Alcali.....	58
3.4.1	Concentraciones utilizadas.....	58
3.4.2	Factor de recobro.....	60
2.4.	Polímeros.....	63
3.4.3	Concentraciones utilizadas.....	63
2.5.	Surfactantes y Polímeros (SP).....	68
2.5.1.	Concentraciones utilizadas.....	68
2.5.2.	Factor de recobro.....	70
2.6.	Álcali, surfactantes y polímeros (ASP).....	73
2.6.1.	Concentraciones utilizadas en la simulación de ASP.....	73
2.6.2.	Factor de recobro obtenido con ASP.....	74
4	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.....	79
4.1	Elección de la mejor concentración de químico para cada uno de los métodos inyectados “Oxen”.....	79
4.2	Elección y análisis del mejor método químico para el campo Oxen.	81
4.2.1	Ventajas.....	83
4.2.2	Desventajas.....	83
4.3	Análisis de costos.....	83
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	89

5.1	Conclusiones	89
5.1.1	Recomendaciones.....	91

BIBLIOGRAFIA

ANEXOS A

ANEXOS B

ABREVIATURAS

A	Álcali
API	American Petroleum Institute
ASP	Surfactante, Polímero y Álcali
BBL, bbl	Barril Normal de Petróleo
BPPD	Barriles de petróleo por día
CAP	Contacto agua petróleo
CCM	Concentración Crítica Micelar
EOR	Enhanced Oil Recovery
FR	Factor de recobro
GPE	Geosciences & Petroleum Engineering
kg	Kilogramos
lb	Libras
Mbbl	Miles de barriles normales de petróleo
Pp	Polímero
Pc	Presión capilar
POES	Petróleo original en sitio
ppm	Partes por millón
PTS	PetroTechnical Services
S	Surfactante
SP	Surfactante y Polímero
RQI	Rock Quality Index
USD	Dólares de Estados Unidos
VPN	Valor Presente Neto

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Clasificación de Métodos Químicos de Recuperación Mejorada	6
Figura 2 Molécula de surfactante	7
Figura 3 Descripción del comportamiento de la tensión superficial en función de la concentración de surfactantes	8
Figura 4 Cálculo de la permeabilidad relativa.....	12
Figura 5 Flujo de Simulación de EOR	36
Figura 6 Ajuste de Historia Campo Oxen	37
Figura 7 Ajuste de presiones de fondo.....	38
Figura 8 Mapa de saturación de petróleo móvil.....	40
Figura 9 Mapa de saturación de petróleo móvil.....	41
Figura 10 Correlación de pozos X, Y y Z de la zona Este	42
Figura 11 Plan de intersección mostrando facies entre pozos	43
Figura 12 Predicción de caso base	45
Figura 13 Saturación de petróleo móvil al final de la predicción	45
Figura 14 Saturación de agua promedio	48
Figura 15 Saturación de agua en plano de intersección.....	48
Figura 16 Mapa de ubicación de pozos en área piloto	50
Figura 17 Producción y acumulado de petróleo con inyección de agua.	53

Figura 18 Producción de petróleo del campo con inyección de surfactantes.	56
Figura 19 Inyección de baches de surfactantes del escenario 1.	57
Figura 20 Producción de petróleo con inyección de álcali Y surfactantes. ...	61
Figura 21 Inyección de baches de solución de álcali y surfactante del escenario 4.	62
Figura 22 Producción de petróleo con inyección de polímeros.	66
Figura 23 Inyección de baches de solución de polímeros del escenario 4. ..	67
Figura 24 Producción de petróleo del campo con inyección de SP	71
Figura 25 Representación de la inyección de baches de surfactantes y polímeros para el escenario 3 de SP	72
Figura 26 Producción de petróleo del campo con inyección de ASP	75
Figura 27 Producción de petróleo acumulado con inyección de ASP	77
Figura 28 Eficiencia areal al final de la predicción (2023),	82
Figura 29 Eficiencia vertical al final de la predicción (2023),	82
Figura 30 Valor presente neto para cada uno de los escenarios con inyección de polímeros.....	88

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I Estrategia inyección de agua.....	49
Tabla II Concentraciones utilizadas en la inyección de surfactantes	54
Tabla III Recobro de petróleo en cada escenario	58
Tabla IV Concentraciones utilizadas en la inyección de surfactantes	60
Tabla V Factor de recuperación con inyección de álcali y surfactantes.....	62
Tabla VI Concentraciones de los diferentes escenarios simulados con polímeros	64
Tabla VII Factor de recuperación con inyección de agua	64
Tabla VIII Factor de recuperación de petróleo con inyección de polímeros ..	66
Tabla IX Concentraciones de surfactantes y polímeros.....	68
Tabla X Factor de recuperación para SP	71
Tabla XI Valores de concentraciones utilizadas para ASP	74
Tabla XII Factor de recuperación con inyección de ASP	76
Tabla XIII Costo utilizados para el cálculo de VPN con inyección de polímeros	86

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1.....	10
Ecuación 2.....	11
Ecuación 3.....	13
Ecuación 4.....	14
Ecuación 5.....	14
Ecuación 6.....	18
Ecuación 7.....	19
Ecuación 8.....	21
Ecuación 9.....	26
Ecuación 10.....	26
Ecuación 11.....	26
Ecuación 12.....	26
Ecuación 13.....	28
Ecuación 14.....	30
Ecuación 15.....	85

CAPÍTULO 1

1 ASPECTOS GENERALES

1.1 Descripción del problema

Actualmente la mayoría de los campos de petróleo Ecuatorianos han sido depletados con recuperación primaria, una de sus mayores fuentes de energía ha sido el empuje hidráulico. Aquellos campos en los cuales la energía natural no es la suficiente para la producción primaria del crudo, se implementa la recuperación secundaria con inyección de agua o gas, para compensar la pérdida de presión y obtener un mejor barrido del crudo.

La recuperación primaria y secundaria permiten recuperar de un 5 a 50% del petróleo en sitio, quedando así grandes volúmenes sin producir en el

reservorio. Debido a la demanda mundial de petróleo, se hace imperante retirar la mayor cantidad posible del mismo, por lo que la Recuperación Mejorada o Terciaria es una estrategia de desarrollo muy atractiva para la explotación de campos maduros.

La falta de experiencia en la implementación de estos métodos en el Ecuador, hace necesario un flujo de trabajo exhaustivo para la caracterización y análisis de los posibles métodos de Recuperación Mejorada a través de la Simulación Numérica de Yacimientos. Esta tesis se enfocará en la evaluación de los métodos químicos de Recuperación Terciaria con ayuda de la Simulación Numérica.

1.2 Formulación del problema

Dada las características del Campo OXEN, ¿cuál es el agente químico y la concentración óptima del mismo que me permitirá aumentar el factor de recobro.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Determinación del agente químico y la concentración óptima del mismo para aumentar el factor de recobro en un área piloto del campo Oxen.

1.3.2 Objetivos específicos

- Analizar las características estáticas y dinámicas del campo Oxen para conocer el comportamiento de los fluidos en el medio poroso.
- Seleccionar las zonas con mejores características de calidad de roca, continuidad y saturación de petróleo móvil, para la selección del área piloto.
- Incluir nuevos pozos productores e inyectores para estrategias del modelo.
- Analizar el modelamiento de eclipse para cada agente químico.
- Optimizar tasas de inyección y concentración de químicos de acuerdo a factor de recobro y valor presente neto.
- Realizar un flujo de trabajo para estructurar las tareas y tener claro cuál es su orden de realización.

1.4 Justificación.

La gran demanda del mundo por productos derivados del hidrocarburo, ha puesto al hombre en la necesidad de recobrar la mayor cantidad posible de los yacimientos, por lo cual se implementan técnicas de recuperación mejorada, con el único objetivo de aumentar el factor de recobro y reducir el petróleo residual.

Estas técnicas requieren de un modelo estático y dinámico muy bien detallado para que represente de la mejor manera posible el comportamiento y la influencia de los químicos en presencia de los fluidos de reservorio que se encuentran en el medio poroso, a la vez ayuda a reducir los riesgos en la aplicación de cualquier inyección de agua.

Por lo cual, debido a la falta de un flujo de trabajo para la selección de métodos químicos de recuperación mejorada y al creciente número de proyectos que requieren estas técnicas se hace necesario el desarrollo de un análisis detallado con simulación numérica, para evaluar la efectividad de estos proyectos y su incertidumbre asociada.

CAPÍTULO 2

2 MÉTODOS QUÍMICOS APLICADOS EN RECUPERACIÓN MEJORADA

2.1 Clasificación de los métodos químicos de Recuperación mejorada.

Los métodos químicos de recuperación mejorada modifican las características de los fluidos que se encuentran en el medio poroso, mejorando movilidad del petróleo y radio de desplazamiento, también se puede invertir la mojabilidad de la roca si es necesario. El objetivo de emplear químicos en un yacimiento es disminuir la saturación de petróleo residual e incrementar las reservas recuperadas.

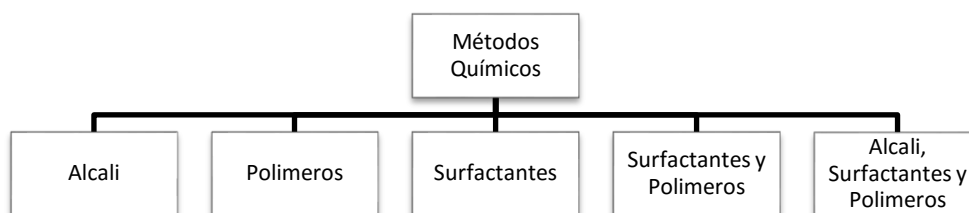


Figura 1 Clasificación de Métodos Químicos de Recuperación Mejorada

La elección del método químico a emplearse depende de la permeabilidad, porosidad y humectabilidad de la roca que se encuentra en el medio poroso del yacimiento y a la vez de ciertas características del fluido que se desee desplazar como; el grado API, la viscosidad y la cantidad de ácidos naftenicos que contenga el petróleo.

A continuación se mencionara cada uno de los métodos químicos a emplearse de forma individual y las combinaciones propuestas en la Figura 1.

2.2 Surfactantes

Son compuestos orgánicos cuya estructura molecular contiene grupos hidrofílicos (afines al agua) e hidrofóbicos (repelen el agua). Los surfactantes tienen actividad interfacial, es decir se absorben en la interface reduciendo la tensión interfacial entre los fluidos presentes en el

medio poroso, permitiendo un mejor desplazamiento de la fase oleofílica atrapada en la fase acuosa (ver Figura 2). [1]

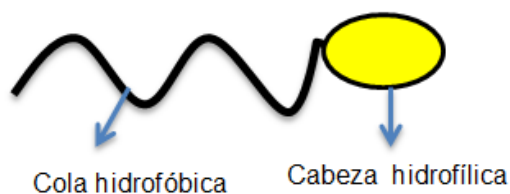


Figura 2 Molécula de surfactante

2.2.1 Comportamiento de surfactantes en la interface de fluidos

A concentraciones muy bajas, las moléculas de surfactantes se difunden en la interface (ver Figura 3) donde se absorben promoviendo la disminución de la tensión interfacial (A). A medida que se incrementa la concentración de surfactantes existirán más cantidad de moléculas disponibles para absorberse en la interface y continuar disminuyendo la tensión interfacial (B). Posteriormente se llegara a un punto denominado Concentración Critica Micelar (CCM) a partir del cual a pesar de seguir aumentando la concentración de surfactantes, la tensión interfacial habrá dejado de disminuir y permanecerá constante (C), esto ocurre cuando la interface ha sido completamente saturada y se han formado las micelas que es la asociación de moléculas de surfactantes en agregados coloidales. [2].

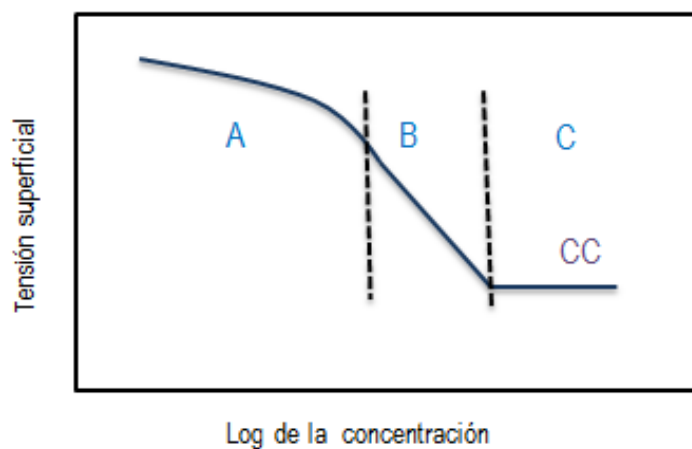


Figura 3 Descripción del comportamiento de la tensión superficial en función de la concentración de surfactantes

2.2.2 Clasificación de surfactantes.

La clasificación de surfactantes según la naturaleza iónica de sus grupos polares:

- **No iónicos:** No poseen grupos con cargas en su parte hidrofílica. Este tipo de surfactante es muy tolerante a la alta salinidad pero su función de reducir la tensión interfacial no es muy buena.
- **Iónicos:** Son aquellos cuyo grupo polar posee una carga neta. Si la carga es negativa toman el nombre de Aniónicos, los cuales son los más usados para el recobro mejorado de petróleo porque son fáciles de obtener en grandes cantidades, debido a que son obtenidos del crudo, tienen una baja

absorción en las areniscas, disminuyen la tensión interfacial de los fluidos presentes y poseen mayor resistencia a los iones metálicos de calcio y magnesio. Toman el nombre de Cationes cuando su carga neta es positiva, pueden ser fuertemente adsorbidos sobre las areniscas, pero su efectividad mejora en rocas carbonatadas y variar la humectabilidad de la roca. Cuando contiene dos grupos activos que pueden ser no iónico-catiónico, no iónico – aniónico o aniónico-catiónico, se denominan Anfótericos.

A menudo se mezcla surfactantes aniónicos con no iónicos para incrementar la tolerancia a la salinidad. [1] [2]

2.2.3 Proceso de inyección de Surfactantes

Consiste en agregar una cantidad determinada de surfactante al agua de inyección, cuyas características como concentración, viscosidad, adsorción, entre otras serán determinadas por pruebas de núcleos en laboratorios. La inyección debe consistir en baches sucesivos de surfactante y agua. El bache de surfactante disminuirá la tensión interfacial, por lo cual incrementa la movilidad del petróleo y en consecuencia el número capilar también incrementa, mientras el bache de agua será el encargado de movilizar el frente de petróleo formado por

el surfactante y llevarlo hasta los pozos productores. En la Figura 10 se ilustra el proceso.

2.2.4 Modelo de Surfactantes

En Eclipse 100 la distribución de surfactante inyectado se modela mediante una ecuación de conservación de solvente para surfactante dentro de la fase agua. Modifica la tensión interfacial agua/petróleo y este efecto está directamente descrito en el número capilar (N_c)

- **Numero Capilar**

N_c es una cantidad adimensional que mide la relación de fuerzas viscosas a fuerzas capilares y se representa por:

$$N_c = \frac{C_N}{C_D} \left\| \left\| \frac{T \Delta P_o}{A} \right\| \right\| \frac{1}{\sigma_{ow}} = C_N \frac{\|K \cdot \nabla P_o\|}{\sigma_{ow}} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde

T Transmisibilidad

A Área de flujo de sección transversal

K Permeabilidad

N_c es una cantidad adimensional que mide la relación de fuerzas viscosas a fuerzas capilares y está dado por:

$$N_c = \frac{C_N}{C_D} \left\| \frac{T \Delta P_o}{A} \right\| \frac{1}{\sigma_{ow}} = C_N \frac{\|K \cdot \nabla P_o\|}{\sigma_{ow}} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde

T Transmisibilidad

A Área de flujo de sección transversal

K Permeabilidad

P_o Potencial

σ_{ow} Tensión interfacial

C_D Constante Darcy

C_N Factor de conversión en función de las unidades usadas

- **Modelo de permeabilidad relativa**

Eclipse permite una transición de curvas de permeabilidad relativa inmiscibles con bajo número capilar, a curvas de permeabilidad relativa miscibles con alto número capilar. [3]

La permeabilidad relativa utilizada en un valor de La función de miscibilidad se calcula en dos pasos:

- 1) Interpolación de las curvas miscibles e inmiscibles a partir de los puntos finales.
- 2) Los valores de permeabilidad relativa son buscados en ambas curvas, luego se interpolan entre los dos valores y se obtiene la permeabilidad relativa final

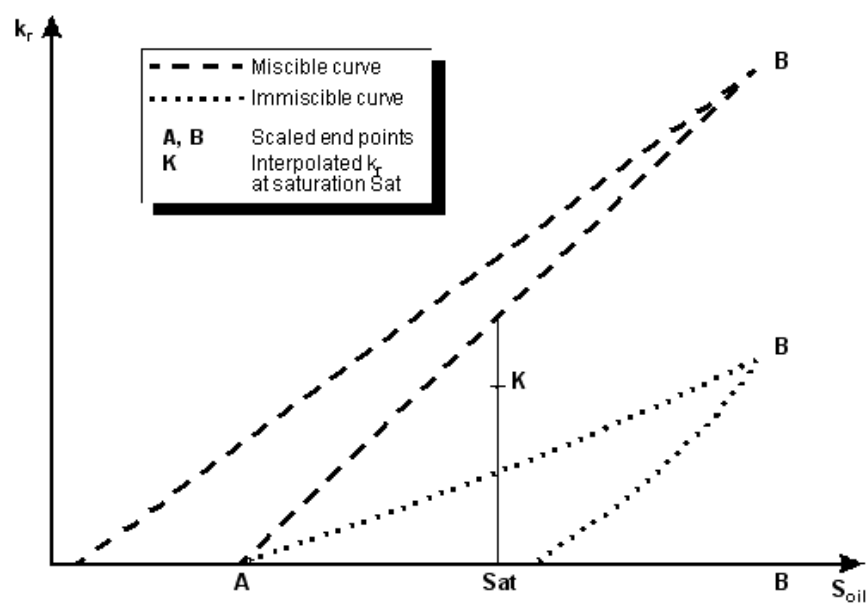


Figura 4 Cálculo de la permeabilidad relativa

Fuente: Manual de Eclipse 2013

- Presión capilar

La presión capilar de agua se reducirá con el incremento de la concentración de surfactante, dando lugar a una reducción del petróleo residual.

Se representa:

$$P_{cow} = F_{cp} \cdot P_{cow}(S_w) \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde

$$F_{cp} = \frac{\sigma_{ow}(C_{surf})}{\sigma_{ow}(0)} \quad \text{Multiplicador de la presión capilar}$$

$\sigma_{ow}(C_{surf})$ Tensión interfacial a concentración de surfactante presente

$\sigma_{ow}(0)$ Tensión interfacial a concentración cero

$P_{cow}(S_w)$ Presión capilar a partir de curvas inmiscibles.

- **Propiedades PVT del agua**

El surfactante modifica la viscosidad del agua dulce o salada usando las keywords PVTW o PVTWSALT. La viscosidad del surfactante ingresa como una función de concentración usando la keyword SURFVISC.

La siguiente ecuación es utilizada para el cálculo de viscosidad de solución agua-surfactante:

$$\mu_{ws}(C_{surf}P) = \mu_w(P) \frac{\mu_s(C_{surf})}{\mu_w(P_{ref})} \quad \text{Ecuación 4}$$

- μ_s Viscosidad del surfactante (SURFVISC)
- μ_w Viscosidad del agua (PVTW o PVTWSALT)
- μ_{ws} Viscosidad de la mezcla agua-surfactante
- P_{ref} Presión de referencia en el PVTW
- (C_{surf}) Concentración de surfactante

- **Adsorción**

La adsorción del agente se asume inmediata y la cantidad adsorbida es una función de la concentración dada por:

$$MSA = PORV \cdot \frac{1 - \phi}{\phi} \cdot MD \cdot CA(C_{surf}) \quad \text{Ecuación 5}$$

Dónde:

- MSA Masa de Surfactante Absorbida
- $PORV$ Volumen poroso de la celda

ϕ	Porosidad
MD	Densidad de masa de la roca
$CA(C_{surf})$	Adsorción isotérmica como una función de concentración de surfactante local en solución.

2.3 Álcali

Estos reactivos químicos (soluciones alcalinas) reaccionan con los ácidos naftenicos del crudo que se encuentra en reservorio, produciendo surfactantes en situ o también conocido como sustancias jabonosas, los cuales son capaces de disminuir la tensión interfacial y cambiar la humectabilidad del medio poroso.

Los álcalis usados para la formación de jabones en situ son: hidróxido de sodio, Carbonato de sodio, ortosilicato de sodio, tripolifosfato de sodio, metaborato de sodio, hidróxido de amonio y carbonato de amonio.

La solución acuosa alcalina de inyección debe alcanzar un pH entre 8 y 10. En el rango de pH antes mencionado los ácidos naftenicos del crudo reaccionan y forman los surfactantes en situ, los cuales disminuyen el ángulo de contacto entre el crudo y la roca reservorio, provocando el cambio de humectabilidad y al mismo tiempo la disminución de tensión interfacial.

Uno de los problemas del álcali es que se puede consumir excesivamente en las arcillas debido a reacciones con minerales presente en la arena del yacimiento. El orden de consumo en que el álcali reacciona con arcillas es:

- Mayor de caolinita y yeso
- Moderada para monmorillonita, illita, dolomita, y zeolita
- Moderadamente baja de feldespato, clorito, y fino de cuarzo
- Menor de arena de cuarzo
- Insignificante para calcita

Los carbonatos deben evitarse porque usualmente contienen anhidrita y yeso, los cuales reaccionan adversamente con las soluciones alcalinas, precipitándose alrededor de los pozos productores. [1]

2.3.1 Cambio de humectabilidad de la roca

La humectabilidad es la encargada de distribuir los fluidos en el espacio poroso. El cambio de humectabilidad se genera en el instante en que los ácidos naftenicos del crudo reacción con la base (bache de álcali) formando jabones o surfactantes en situ con carga positiva, los cuales son absorbidos por la roca en sus partes negativas.

Al invertir la humectabilidad la permeabilidad del agua disminuye mientras que la del petróleo aumenta y se desplaza con más facilidad [4]
[1]

2.3.2 Proceso de inyección de álcali

En este proceso se agrega un volumen de álcali a una concentración determinada en laboratorio al agua que se va inyectar en la formación, llamado solución alcalina o bache de álcali, el cual modificara las características del crudo agilizando su movimiento respecto al agua, esto ocurre gracias a la disminución de la tensión interfacial, seguido del bache de álcali estará un bache de agua que ayudara al desplazamiento del banco de petróleo.

Su mayor desventaja es que tiende a adsorberse una gran cantidad en la roca yacimiento y tiende a perder sus características a altas temperaturas.

La inyección de álcali tiene un comportamiento similar a la inyección de surfactantes, pero con la diferencia de que es menos efectivo y esto es ocasionado a que los jabones generados en situ tienden a degradarse rápidamente, por lo tanto el volumen de petróleo recuperado es mucho menor. [1]

2.3.3 Ecuación de conservación de álcali

El álcali se asume en la fase acuosa. Se debe especificar su concentración en los pozos inyectoros. [3]

La distribución del álcali inyectado es modelada resolviendo una ecuación de conservación:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{V^* S_w C_a}{B_r B_w} \right) + \frac{d}{dt} \left(V \rho_r C_a^a \frac{1 - \phi}{\phi} \right) = \sum \left[\frac{TK_{rw}}{B_w \mu_{weff} R_k} (\delta P_w - \rho g D_z) \right] C_a + Q_w C_a \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde

V Volumen de poro del bloque

S_w Saturación de agua

C_a Concentración de álcali

B_r, B_w Volumen de formación de agua y roca

ρ_r, ρ_w Densidad de masa de la roca de formación y del agua

Σ Suma sobre las celdas vecinas

C_a^a Concentración de adsorción de álcali

T Transmisibilidad

K_{rw} Permeabilidad relativa del agua

μ_{weff} Viscosidad efectiva del agua ($a=w$), polímero ($a=p$) y sal ($a=s$)

- P_w Presión de agua
- g Aceleración gravitacional
- D_z Profundidad central de la celda
- Q_w Tasa de producción de agua

- **Manejo de adsorción**

La adsorción isotérmica se especifica como una tabla de adsorción de álcali en función de la concentración, utilizando la keyword ALKADS.

Si se previene la adsorción, su concentración adsorbida no cambiara con el tiempo. Cuando se permite la desorción, esta variara con el tiempo.

- **Efecto del álcali sobre la tensión superficial agua petróleo**

Eclipse modelara como un efecto combinado con surfactante mediante la siguiente modificación:

$$\sigma_{wo} = \sigma_{wo}(C_{surf})A_{st}(C_{alk}) \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde

$\sigma_{wo}(C_{surf})$ Tensión interfacial a la concentración de surfactante presente y concentración de álcali cero.

$A_{st}(C_{alk})$ Multiplicador de la tensión interfacial a la concentración de álcali presente.

- **Efecto de álcali sobre la adsorción surfactante/polímero.**

El álcali puede reducir la desorción del surfactante y polímero sobre la superficie de la roca y se modela así:

$$V\rho_r C_{s,p}^a \frac{1-\phi}{\phi} A_{ad}(C_{alk}) \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde

V Volumen poroso de la celda

ρ_r Densidad de masa de la roca

$C_{s,p}^a$ Concentración adsorbida de surfactante/polímero

ϕ Porosidad

$A_{ad}(C_{alk})$ Multiplicador de la adsorción a la concentración de álcali

Cuando la adsorción de álcali se asume como irreversible, se previene la desadsorción, por lo tanto el efecto sobre la adsorción de surfactante y polímero también será irreversible.

La masa de surfactante o polímero adsorbido se convertirá en:

$$V\rho_r C_{s,p}^a \frac{1-\phi}{\phi} A_{ad}(C_{alk\ max}) \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde

$C_{alk\ max}$ Es la máxima concentración de álcali encontrada en el bloque, correspondiente al efecto actual de la adsorción surfactante/polímero.

2.4 Polímeros

Son los encargados de modificar la reología de un líquido debido a su alto peso molecular y por ser solubles en agua. Son utilizados en el recobro mejorado de petróleo para aumentar la viscosidad del agua y así conseguir que el crudo se desplace con más facilidad, disminuyendo el problema de interdigitación viscosa.

Esto se alcanza al mezclar polímero y agua, los cuales forman un fluido no newtoniano cuya viscosidad varía con la temperatura y con la velocidad de cizallamiento que se aplica, por lo tanto a mayor velocidad su viscosidad disminuye y caso contrario aumenta. Con esta solución se

desea lograr un frente continuo que empuje al banco de petróleo localizado delante.

La inyección de Polímeros no reduce el petróleo residual, pero logra una recuperación más temprana del crudo móvil y con menor corte de agua.

La temperatura y agua de formación tienen gran influencia sobre el comportamiento del polímero. Al permanecer un tiempo prolongado a alta temperatura la solución de polímeros pierde viscosidad, debido a la degradación de cadenas poliméricas. El mismo efecto ocurre cuando existe un gran contenido de sales en el agua de formación. [5]

2.4.1 Clasificación de polímeros

Se clasifican en poliacrilamidas y biopolímeros.

- **Poliacrilamidas**

Son polímeros sintéticos se caracterizan por poseer una unidad monómerica llamada acrilamida por ejemplo los poliacrilamidas, son los más utilizados en la inyección de polímeros, pues poseen la capacidad de aumentar la viscosidad del agua y disminuir la permeabilidad en zonas invadidas. Se degradan en sistemas de

altas temperatura, en aguas con elevada salinidad y pierde su viscosidad a altas velocidad de cizallamiento.

- **Biopolímero**

Polímero natural, originario de sistemas biológicos, el más conocido son polisacáridos. En la industria petrolera un polisacárido muy común es goma de maíz de azúcar (Xanthan gum), es muy resistentes a la degradación mecánica producida por acción de fuerzas cortantes. Son muy viscosificantes en aguas de gran salinidad, pero no tienen el mismo comportamiento en agua dulce.

2.4.2 Mecanismos que actúan en el desplazamiento de polímeros

Su principal mecanismo es reducir la razón de movilidad gracias al aumento de la viscosidad del agua, mejorando la eficiencia de barrido, al mismo tiempo disminuyendo la cantidad de agua a inyectar y producir.

Otros mecanismos presentes en los desplazamientos de polímeros son:

- **Retención**

Causada por la adherencia del polímero a los poros de la roca yacimiento.

Volumen de poro inaccesible

En muchas ocasiones las moléculas de polímeros tienen mayor tamaño en relación a ciertas gargantas porales ocasionando que el polímero no pueda fluir a esas zonas, tomando el nombre de volumen poroso inaccesible

- **Precipitación**

En presencia de agua con un alto contenido de sales y temperatura aumenta el grado de hidrolisis, ocasionando precipitado de polímeros dando lugar a una reducción de la viscosidad y taponamiento de la formación. [6]

2.4.3 Proceso de inyección de polímeros

La inundación de polímeros en yacimientos se basa en el aumento de la viscosidad del agua para obtener un mejor desplazamiento del petróleo y por ende un mejor recobro También disminuye las zonas de mayor permeabilidad originando el flujo del petróleo atrapado en las de menor permeabilidad.

El proceso se debe diseñar de acuerdo a las características del yacimiento.

Generalmente consta de:

- 1) Bache de agua dulce: para disminuir la salinidad del agua de formación y reducir la degradación del agente químico
- 2) Bache de polímeros: será el encargado de disminuir la razón de movilidad, al aumentar la densidad del agua. Es recomendable inyectar baches continuos con disminución gradual de concentración para conservar la integridad del frente.
- 3) Inyección de agua: Desplazara los fluidos presentes en el reservorio (petróleo, polímero) del pozo inyector al productor.

2.4.4 Modelo de Polímeros

ECLIPSE asume que la solución de polímeros en el medio poroso no tiene influencia sobre el flujo de la fase hidrocarburifica, pero si en la fase acuosa. El modelo de polímeros asume la ecuación estándar de petróleo negro y modifica la ecuación estándar del agua, requiriendo de ecuaciones adicionales para describir el flujo de polímeros y salmuera en el medio poroso. [3]

Las ecuaciones de agua, polímero y salmuera utilizadas en Eclipse son las siguientes:

Agua:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{VS_w}{B_r B_w} \right) = \sum \left[\frac{TK_{rw}}{B_w \mu_{weff} R_k} (\delta P_w - \rho_w g D_z) \right] + Q_w \quad \text{Ecuación 10}$$

Polímero:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{V^* S_w C_p}{B_r B_w} \right) + \frac{d}{dt} \left(V \rho_r C_p^a \frac{1 - \phi}{\phi} \right) = \sum \left[\frac{TK_{rw}}{B_w \mu_{weff} R_k} (\delta P_w - \rho_w g D_z) \right] C_p + Q_w C_p \quad \text{Ecuación 11}$$

Salmuera:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{VS_w C_n}{B_r B_w} \right) = \sum \left[\frac{TK_{rw} C_n}{B_w \mu_{weff} R_k} (\delta P_w - \rho_w g D_z) \right] + Q_w C_n \quad \text{Ecuación 12}$$

$$V^* = V(1 - S_{dpv}) \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde

S_{dpv} Denota el volumen de poro inaccesible en cada celda de la grilla

C_p^a Concentración de adsorción del polímero

ρ_r Densidad de masa de la roca de formación

ϕ Porosidad

ρ_w Densidad del agua

Σ Suma sobre las celdas vecinas

R_k	Factor de reducción de permeabilidad para la fase acuosa debido a la retención de polímero
C_p, C_n	Concentración de sal y polímero en la fase acuosa
μ_{weff}	Viscosidad efectiva del agua ($a=w$), polímero ($a=p$) y sal ($a=s$)
D_z	Profundidad central de la celda
B_r, B_w	Volumen de formación de agua y roca
T	Transmisibilidad
K_{rw}	Permeabilidad relativa del agua
S_w	Saturación de agua
V	Volumen de poro del bloque
Q_w	Tasa de producción de agua
P_w	Presión de agua
g	Aceleración gravitacional

El modelo asume que el factor volumétrico y densidad de la fase acuosa son independientes de la concentración de sal y polímero.

Tanto la inyección de agua, solución de polímeros y salmuera son asumidos como componentes miscibles en la fase acuosa, su miscibilidad o grado de mezcla se especifica a través de términos de viscosidad en la ecuación de conservación. [3]

- **Tratamientos de fluidos viscosos**

El termino viscosidad usado en la ecuación de flujo de fluidos contiene el efecto de cambio de la fase acuosa debido a presencia de polímeros y sales en solución. Para obtener la viscosidad efectiva del polímero se ingresa la viscosidad de una solución de polímero totalmente mezclada como un incremento de función de la concentración de polímero en solución ($\mu_m(C_p)$) y la viscosidad de la solución a la máxima concentración de polímero (μ_p), esto se puede representar de la siguiente manera:

$$\mu_p = \mu_m(C_p)^w \mu_p^{1-w} \quad \text{Ecuación 14}$$

Dónde:

ω = Parámetro de mezcla Tood – Longstaff

Este parámetro determina el grado de segregación entre el agua y la solución de polímero inyectado. Si $\omega=1$ la solución de polímero y agua están totalmente mezcladas.

Si $\omega=0$ la solución de polímero es completamente segregado del agua.

[3]

- **Adsorción**

La adsorción se trata como un efecto instantáneo en el modelo. El efecto de adsorción del polímero es crear un banco de agua puro en el borde delantero del bache. Efectos de desorción pueden ocurrir a medida que pasa el bache.

Hay dos modelos de adsorción. El primer modelo se asegura de que cada bloque de celda vuelva a trazar la isoterma de adsorción, ocasionando que la concentración disminuya y aumente. El segundo modelo asume que si la desorción se impide entonces la concentración de polímero adsorbido no puede disminuir con el tiempo, y por lo tanto no permite ninguna desorción. [3]

- **Tratamiento de las reducciones de permeabilidad y volumen de poro inaccesible**

El proceso de adsorción causa una reducción en la permeabilidad de la roca para el paso de la fase acuosa y se correlaciona directamente con la concentración de polímero adsorbido. Con el fin de calcular la reducción de la permeabilidad de la roca, es necesario especificar el factor de resistencia residual (FRR) para cada tipo de roca.

El factor de resistencia real se puede calcular como:

$$R_k = 1.0 + (FRR - 1.0) \frac{C_p^a}{C_p^{amax}} \quad \text{Ecuación 15}$$

El valor de máxima concentración adsorbida C_p^{amax} , depende del tipo de roca, debe ser especificado por el usuario y no puede ser cero. El usuario también debe especificar el volumen de poro inaccesible para cada tipo de roca, lo cual representa el volumen de poroso inaccesible para la solución de polímeros. [3]

2.5 Surfactantes y Polímeros (SP)

2.5.1 Comportamiento de la inyección combinada de surfactantes y polímeros.

La combinación de estos dos agentes químicos, permite desplazar las reservas remanentes en el yacimiento con mayor efectividad. La solubilidad parcial del surfactante tanto en agua como aceite permite que se coloque en la interface y agilice la movilización del petróleo al disminuir la tensión interfacial y fuerzas capilares. El polímero aumenta la viscosidad del agua, generando un frente continuo que evitará la rápida interdigitación. Unificando estos procesos las fuerzas viscosas aumentan

y las fuerzas capilares disminuyen, dando lugar a un incremento del número capilar, cuyo valor representa un aumento en las reservas recuperables.

2.5.2 Proceso de Inyección de SP

El surfactante y polímero se inyectan en diferentes baches. Dependiendo del efecto que se desee conseguir en el medio poroso, puede ser:

- 1) Polímero seguido de surfactantes: donde la función del polímero será de disminuir la adsorción del surfactante o taponar canales más permeables y permitir el flujo de zonas menos interconectadas.

- 2) Surfactante seguido de polímero: utilizado para que el bache de surfactante no se vea afectado por la interdigitación del agua al momento de su inyección

Ambos procesos son seguidos por inyección de agua.

2.6 Álcali, Surfactante y Polímero

2.6.1 Comportamiento de la Inyección combinada de Surfactantes y Polímeros en el medio poroso

La inyección combinada de los agentes químicos permite obtener un efecto de aumento de la viscosidad del agua, disminución de tensión interfacial y adsorción.

Cada agente químico cumple una función específica

El álcali se encarga de adsorberse en la roca para disminuir la adsorción del surfactante y polímero, aumentando la eficiencia de cada agente.

El surfactante ocasiona una disminución de tensión interfacial entre los fluidos y aumentar la movilidad del petróleo.

La función del polímero como ya se ha mencionado es aumentar la viscosidad del agua y facilitar el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores.

2.6.2 Proceso de Inyección de Álcali Surfactantes y Polímeros

El proceso general se describe en baches a continuación:

- Agua dulce: utilizada para un prelavado, es decir tratar de disminuir la salinidad de agua de formación y evitar que los químicos se degraden.
- Álcali y surfactante: esta mezcla tiene como objetivo principal disminuir la adsorción de surfactante para que su eficacia sea la máxima en la interface, por lo tanto el álcali es quien se adsorbe en la superficie de la roca.
- Polímero: encargado de disminuir la movilidad del agua y mantener un frente continuo que desplace el surfactante.
- Agua: desplaza los baches químicos desde el pozo inyector al productor.

Su diseño varía de acuerdo a cada yacimiento, tasa de inyección, tipo de agente químico y concentración de cada uno de ellos, deben ser obtenidas de pruebas de laboratorio.

CAPÍTULO 3

3 SIMULACIÓN DE QUÍMICOS EN EL ÁREA PILOTO

Cuando se desea empezar una inyección de químicos en un campo, se deben tomar en cuenta tres parámetros, que son: tasa, concentración y tiempo de inyección. Los principales motivos son los altos costos de los químicos, facilidades de superficie y su mantenimiento.

Con lo referido, es sencillo notar que la aplicación de estas técnicas de recuperación mejorada es costosa y necesitan un estudio minucioso del yacimiento para minimizar la incertidumbre.

El simulador Eclipse es una de las herramientas que facilitan minimizar la incertidumbre, pues nos muestra el posible comportamiento de los fluidos

en presencia de agentes químicos, permitiéndonos variar y optimizar tasas, tiempos y concentraciones.

En el área piloto seleccionada se buscó hacer una simulación con varios baches del producto químico para un periodo de 10 años, no se utilizó una inyección continua de químicos debido a que el proyecto perdería rentabilidad. Todo esto se detalla y verifica más adelante.

La simulación de inyección de químicos en el campo "OXEN" se la realizó utilizando el siguiente flujo de trabajo:

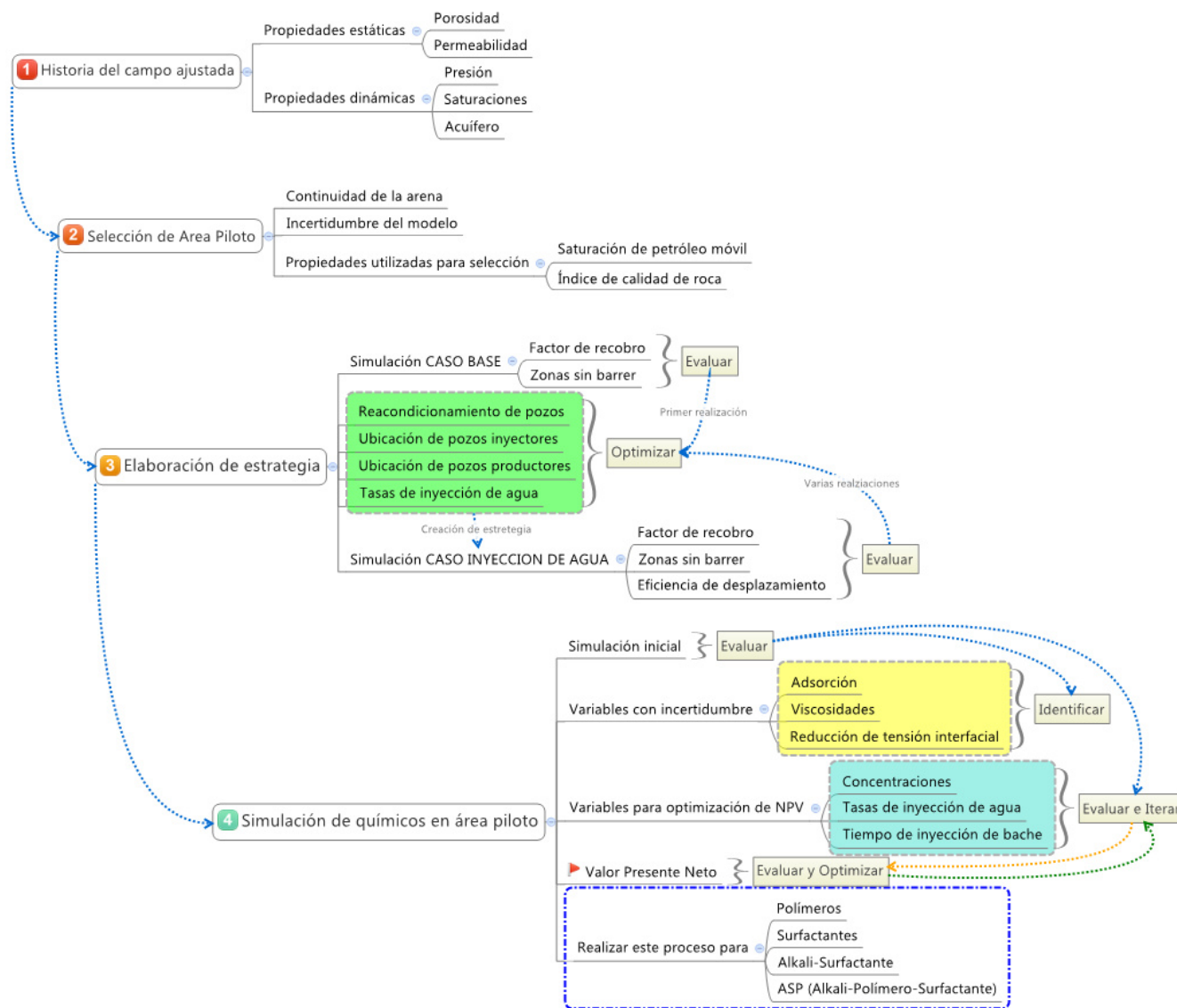


Figura 5 Flujo de Simulación de EOR

3.1 Historia del campo ajustada

El ajuste de historia del modelo en estudio se requiere para la creación y evaluación de los casos de predicción a realizarse. Para proyectos de recuperación secundaria y mejorada se requiere mucho detalle por parte de un modelo estático, así como también del dinámico. Esto debido a la inversión asociada a estos proyectos y a la complejidad en el movimiento de fluidos que suponen.

Para el efecto de esta tesis, se tomó el ajuste de historia realizado en este campo por la compañía Schlumberger. El ajuste de historia se puede observar en la Figura 6.

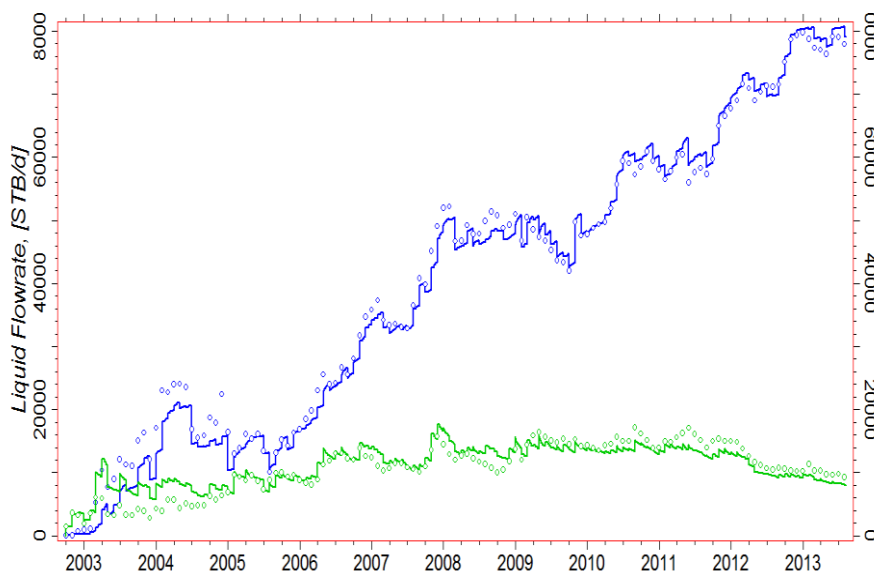


Figura 6 Ajuste de Historia Campo Oxen

Se puede observar en la Figura 5 que el ajuste tanto de petróleo como agua, son aceptables. Por lo que el volumen poroso y las permeabilidades relativas del modelo están representando el comportamiento del campo.

Así mismo, en la Figura 7 se observa el ajuste de presiones de fondo de 4 pozos, en donde se observa una buena concordancia. Esto indica que las permeabilidades absolutas alrededor de los pozos están representadas correctamente en el modelo. El ajuste de presiones de fondo es aceptable en más de un 90% de los pozos del modelo.

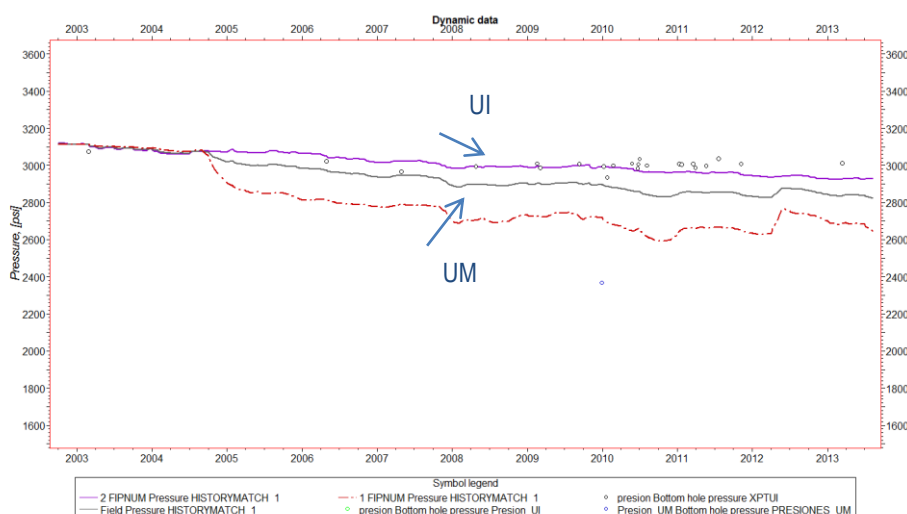


Figura 7 Ajuste de presiones de fondo

Habiendo revisado el ajuste de historia, se puede confiar en que será representativo para las predicciones a realizar, con la incertidumbre propia que esta representa.

3.2 Selección de área piloto

El siguiente paso en la metodología de trabajo, es la selección del área piloto, la cual se realiza de acuerdo a varios criterios:

- Evaluación de zonas con mayor cantidad de petróleo móvil
- Evaluación de las propiedades petrofísicas utilizando el Índice de Calidad de Roca (RQI)
- Evaluación de la continuidad de la arena

Para la evaluación de estos criterios se utilizaron diferentes propiedades estáticas y dinámicas del modelo de simulación, de ahí la importancia de tener un modelo bien ajustado.

3.2.1 Evaluación de zonas con mayor cantidad de petróleo móvil

Para evaluar las zonas con mayor cantidad de petróleo móvil, se crearon mapas promedio de esta propiedad para las dos zonas del yacimiento (UM, UI) creando una variable dinámica en Petrel y observando las zonas más saturadas, como se muestra en la Figura 8.

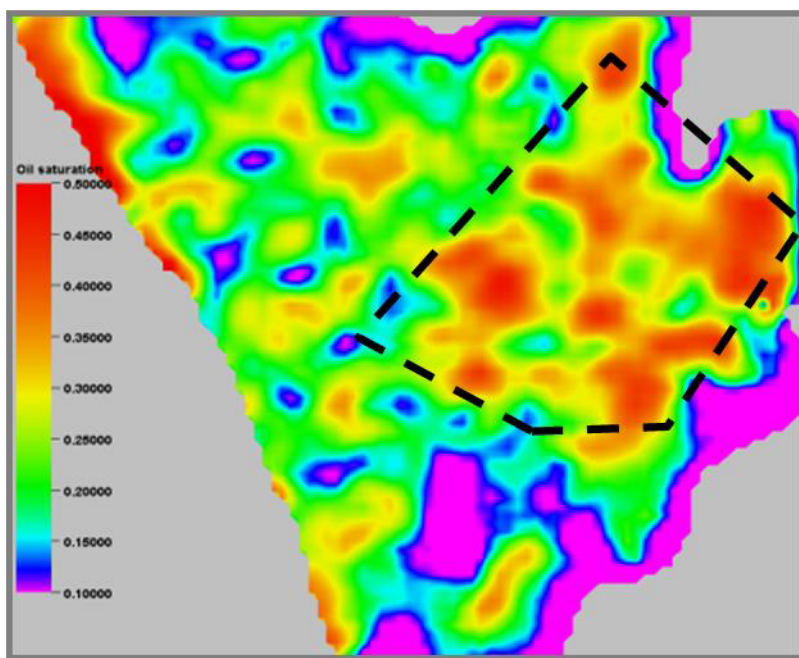


Figura 8 Mapa de saturación de petróleo móvil

3.2.2 Evaluación de las propiedades petrofísicas utilizando el Índice de Calidad de Roca (RQI)

Para la evaluación de las zonas con mejor propiedades petrofísicas, se utilizó el Índice de Calidad de Roca (RQI) representado por la siguiente ecuación.

$$0.0314 * \sqrt{\frac{k}{\phi}}$$

Se crean mapas promedio de esta propiedad para facilitar la visualización de zonas que contengan mejor calidad de roca (Figura 9).

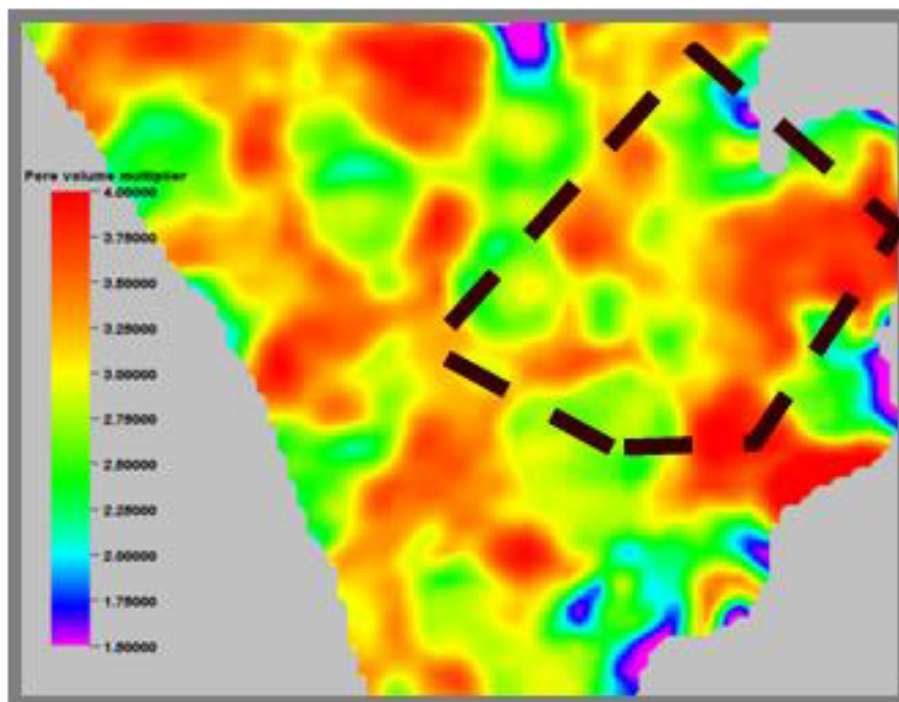


Figura 9 Mapa de saturación de petróleo móvil

Conjuntamente con el mapa promedio de saturación de petróleo móvil, se escoge como área piloto aquella con mejores características en saturación y calidad de roca.

3.2.3 Evaluación de la continuidad de la arena

En la zona piloto escogida (Polígono) de los pasos anteriores, se evalúa la continuidad de la arena para verificar la factibilidad de procesos de inyección de agua y posteriormente de químicos.

Esto se realiza observando la interpretación petrofísica de registros eléctricos entre pozos y la población de propiedades petrofísicas entre ellos para verificar la selección del área escogida en los pasos previos.

La correlación entre los pozos OXNJ-81, OXNJ121 Y OXNH-138 se puede ver en la Figura 10 que corresponda a la zona XX con mayor saturación de petróleo móvil.

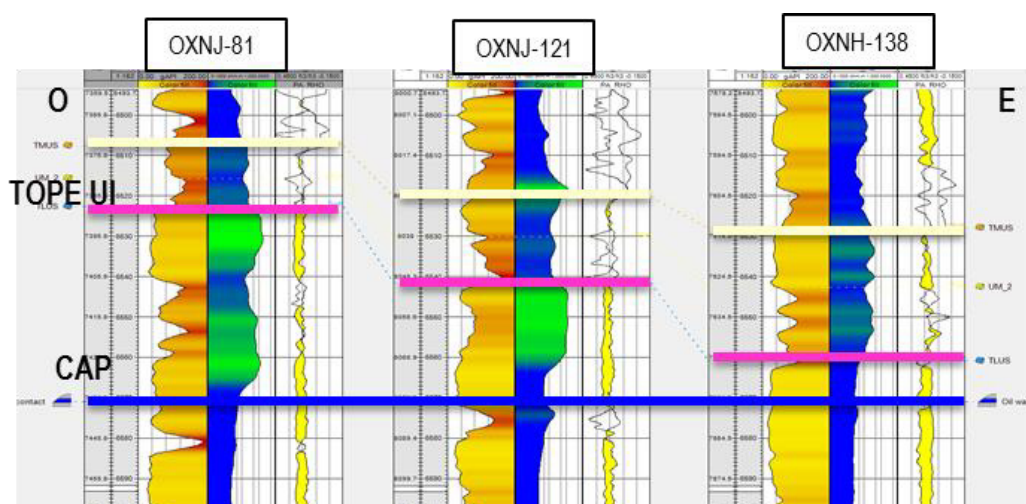


Figura 10 Correlación de pozos OXNJ-81, OXNJ121 de la zona Este

Se puede apreciar importantes espesores de arenas en los pozos mostrados, lo que indica una buena continuidad entre ellos. Posteriormente se realiza un plano de intersección entre los pozos, mostrando la cantidad de arena que se obtuvo del modelo estático (Figura 11) donde el color rojo representa el tipo de roca 1, el rojo el tipo de roca 2, mientras que el verde es roca no yacimiento.

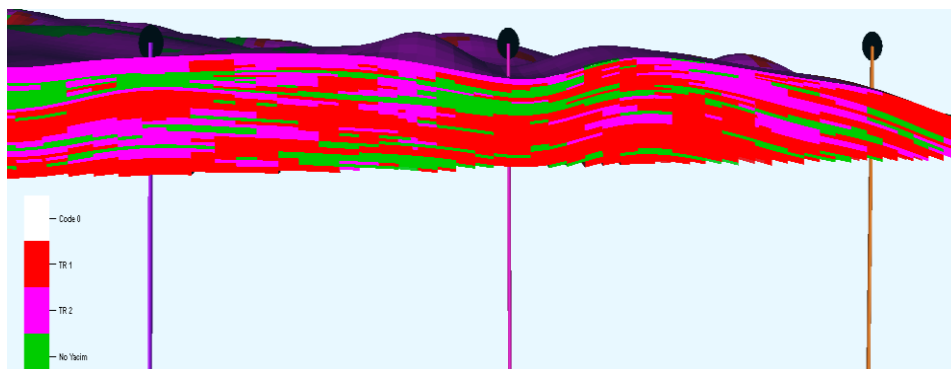


Figura 11 Plan de intersección mostrando facies entre pozos

De lo observado en los planes de intersección y del estudio geológico, se concluye que la arena UM es muy heterogénea y por ende de alto riesgo para cualquier proceso de inyección. Debido esto, las evaluaciones realizadas en este estudio sólo contemplan la zona UI del yacimiento.

3.3 Elaboración de estrategia

Una vez seleccionada el área piloto, se procede a la elaboración de la estrategia que será la base para el proceso de inyección de agua, la que a su vez será tomada como referencia para la selección de los procesos químicos.

En la elaboración de la estrategia se realizan las siguientes actividades:

- Reacondicionamiento de pozos (cambios de zona o conversión a pozos inyector)
- Perforación de pozos nuevos (productores o inyectores)

Para definir una primera estrategia, se necesita evaluar la predicción de un “Caso Base” o de “Depleción” en el modelo de simulación. Llámese a estos, la predicción del comportamiento del campo sin realizar alguna actividad adicional a la actual (al final del ajuste de historia). La predicción del caso Base se muestra en la Figura 12. Al final de la predicción, se analizan zonas sin barrer (Figura 13) y pozos con baja producción, teniendo así una idea de las posibles actividades a realizar.

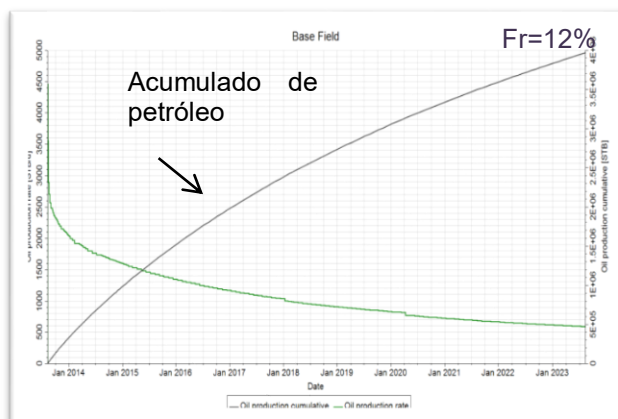


Figura 12 Predicción de caso base

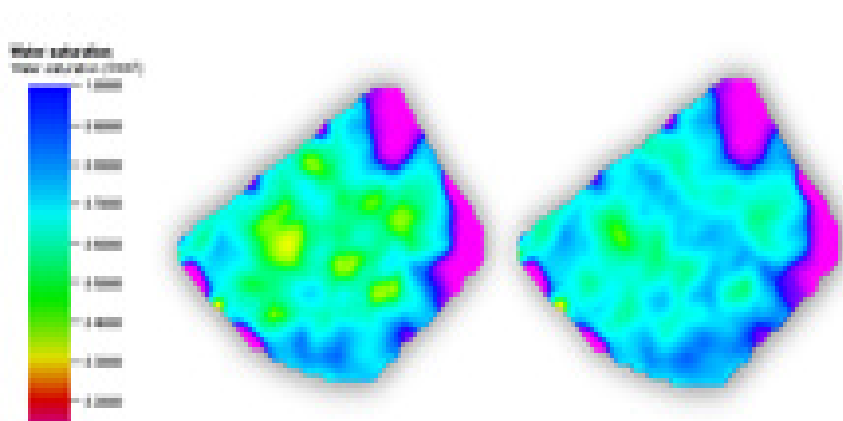


Figura 13 Saturación de petróleo móvil al final de la predicción

Se realizaron workovers y pozos nuevos de acuerdo a las zonas que quedaron saturados en el caso base. Luego se elabora la estrategia de inyección de agua en donde se evalúa el factor de recobro y las eficiencias de desplazamiento. De esta forma se optimiza la ubicación inicial de los pozos inyectoros y de los trabajos de reacondicionamiento para obtener la mayor cantidad de recobro posible.

3.3.1 Evaluación del Factor de Recobro

En la evaluación del factor de recobro, se debe calcular el petróleo original en sitio en la zona de interés y el acumulado actual de petróleo, así se tiene el factor de recobro al inicio de la predicción. Teniendo estos valores, se puede calcular la tasa de inyección por cada inyector. Con las facilidades de cálculo que nos ofrece ECLIPSE, se puede obtener estos valores y verificar el factor de recobro al final de las predicciones con diferentes tasas de inyección de agua y diferentes localizaciones de pozos inyectores y productores.

Como se mencionó en la sección 2.2.3, las evaluaciones se harán en la zona UI, la cual cuenta con un empuje hidráulico importante que representa una dificultad al momento de aumentar la eficiencia de desplazamiento del petróleo en sitio, debido a las altas saturaciones de agua en la parte inferior del yacimiento y la conificación presente en muchos de los pozos del campo. Esto nos indica que los disparos en los pozos inyectores deben estar en lo posible al tope de la zona UI, para demorar el efecto de la gravedad y encontrarnos con altas saturaciones de agua.

Al final de cada predicción se evalúa el factor de recobro y se optimizará la localización de los pozos inyectores y/o productores tomando en

cuenta las eficiencias de desplazamiento llevadas a cabo en cada predicción.

3.3.2 Evaluación de Eficiencias de Desplazamiento.

En el cálculo analítico del recobro por inyección de agua, existen varios factores a tomar en cuenta para recuperar la mayor cantidad de crudo posible:

- Eficiencia de desplazamiento
- Eficiencia de desplazamiento areal
- Eficiencia de desplazamiento vertical

En un proceso de inyección de agua sólo se puede modificar la eficiencia areal y hasta cierto punto, la vertical (intervalo de disparos).

La eficiencia areal se optimiza con la localización de los inyectores y productores, asegurándonos que el barrido ocurra en un gran porcentaje del área de influencia del proceso. Para esto se realizan mapas promedio de saturación de agua lo que permite evaluar el movimiento del agua arealmente (Figura 14)

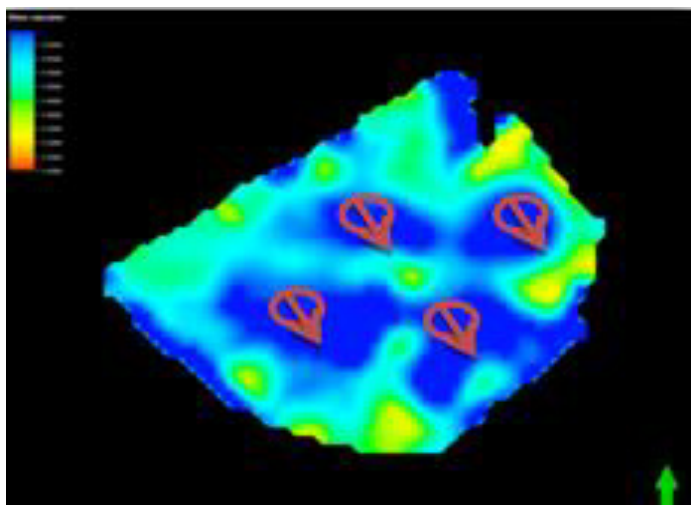


Figura 14 Saturación de agua promedio

Para evaluar la eficiencia de desplazamiento vertical, se genera un plano de intersección entre un pozo productor e inyector (Figura 15). Esto ayuda a visualizar cómo la heterogeneidad vertical influye en el barrido del agua.

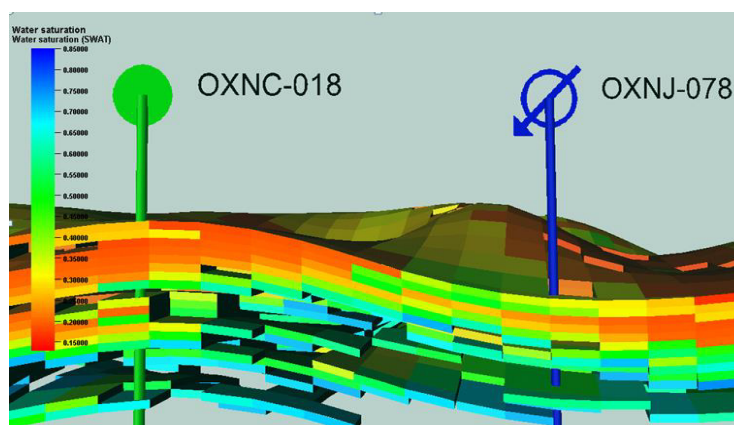


Figura 15 Saturación de agua en plano de intersección

Al observar el comportamiento del agua, se pueden modificar los intervalos de disparos, tanto de pozos inyectores como productores para

mitigar los efectos de gravedad y conificación. También, se buscan zonas en donde el modelo muestre sellos lutíticos que evitan la entrada de agua del acuífero, mejorando así el desplazamiento de agua de los inyectores.

Las evaluaciones de lo mencionado hasta este punto se realizan iterativamente para optimizar el factor de recobro con diferentes escenarios. La estrategia final para el proceso de inyección de agua que servirá como base para los procesos químicos se especifica en la Tabla 1 y la Figura 16 muestra un mapa con las localizaciones de los pozos productores e inyectores.

Tabla 1 Estrategia inyección de agua

	Actividad	Número
Workovers	Cambio de zona	8
	Conversión a inyector	1
Pozos nuevos	Productores Desviados	0
	Productores Horizontales	1
	Inyectores desviados	3

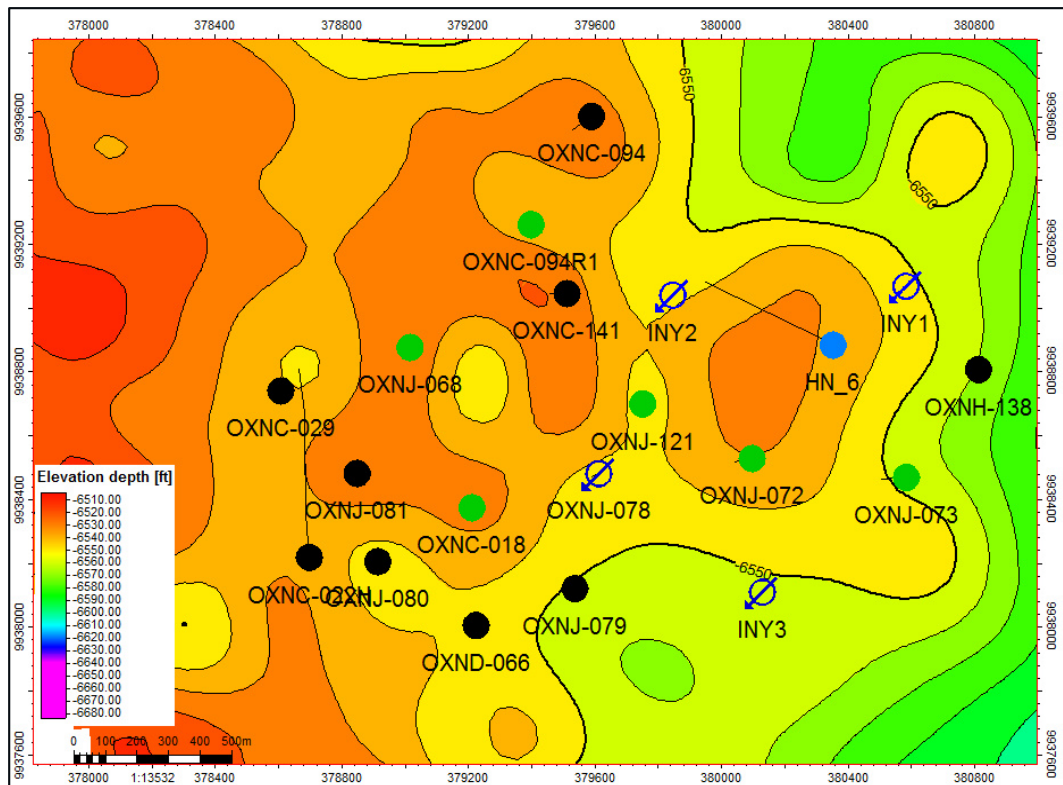


Figura 16 Mapa de ubicación de pozos en área piloto

3.4 Simulación de químicos en área piloto

En este paso se realiza lo siguiente:

- Identificar keywords necesarias para activar la simulación de químicos
- Identificar variables con incertidumbre en los procesos químicos

- Evaluar y optimizar las concentraciones de químicos inyectadas, la tasa de inyección de agua inyectada junto con el químico y el tiempo de inyección del bache de químicos.
- Evaluar y maximizar el factor de recobro y el valor presente neto mediante la optimización de las variables mencionadas en el paso anterior.

A continuación se explica en detalle cada uno de los pasos.

3.4.1 Identificar keywords necesarios para activar la simulación de químicos

Evaluar los casos de simulación de químicos es el objetivo principal de este estudio. Para ello se necesita conocer los keywords necesarios para simular estos procesos, los cuales están especificados en el Anexo

Eclipse trata de representar los mecanismos de los agentes químicos en la simulación mediante la inclusión de propiedades con keywords. Debido a la falta de análisis especiales de laboratorio para agentes químicos, las propiedades de los mismos fueron obtenidas a partir de datos de un software de Schlumberger llamado EORt.

EORt es una herramienta de selección de agentes EOR de acuerdo a las características del modelo de simulación proporcionado. El software cuenta con una base de datos de alrededor de 3000 proyectos de recuperación mejorada que se han efectuado a nivel mundial, el cual fue de mucha ayuda para encontrar las propiedades de agentes químicos usadas en campos con características similares a OXEN.

De contar con datos de laboratorio, se usarán aquellos para incluirlos en los casos de simulación.

Para comparar los factores de recobro de los procesos químicos, se hizo un caso base de inyección de agua, cuyos resultados se presentan a continuación en la Figura 17, mostrando el comportamiento de la producción de petróleo con inyección de agua.

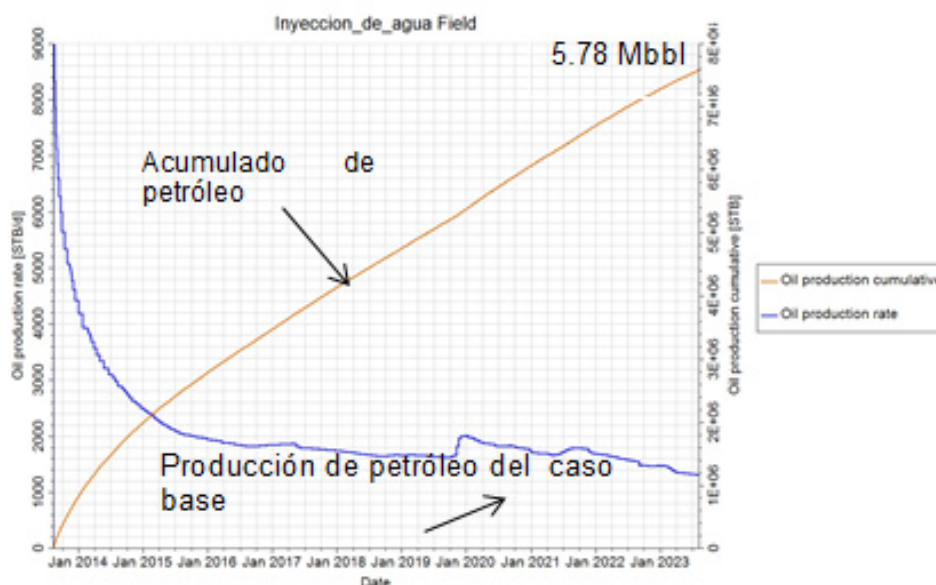


Figura 17 Producción y acumulado de petróleo con inyección de agua.

El factor de recuperación obtenido con el caso de inyección de agua es del 20%, representa un acumulado de petróleo 5,786 Mbbbl

La inyección de agua será el caso base para comparar la aplicación de métodos químicos en el área piloto descritos a continuación, los cuales fueron escogidos de cientos de corridas para cada método.

3.5 Surfactantes

Para la aplicación de surfactantes se desarrollan cuatro escenarios, en cada uno se utilizaron de 5 a 4 baches de surfactantes a diferentes concentraciones, con el objetivo de utilizar la cantidad más óptima.

3.5.1 Concentraciones utilizadas en la simulación

Se emplearon 5 baches de surfactantes con periodos alternados de un año de inyección, cada uno seguido por un bache de agua.

La Tabla II muestra las concentraciones utilizadas, en el escenario 1 y 4 se observa que las concentraciones se mantuvieron constantes para los baches de surfactantes en 4.5 y 3.0 lb/bbl, siendo baches de agua aquellas con concentraciones igual a 0.0.

Para los escenarios 2 y 3 se fue disminuyendo la concentración para ver cómo influye en el factor de recuperación especificado en la Tabla II.

Tabla II Concentraciones utilizadas en la inyección de surfactantes

	Escenario	1	2	3	4
		Concentración Lb/bbl	Concentración Lb/bbl	Concentración Lb/bbl	Concentración Lb/bbl
Número de baches	1	4.5	4.5	4.5	3.0
	2	0.0	0.0	0.0	0.0
	3	4.5	4.5	4.5	3.0
	4	0.0	0.0	0.0	0.0
	5	4.5	3.0	0.0	3.0
	6	0.0	0.0	2.2	0.0
	7	4.5	3.0	0.0	3.0
	8	0.0	0.0	2.2	0.0
	9	4.5	1.0	0.0	3.0
	10	0.0	0.0	0.0	0.0

La concentración utilizada se considera con base en decenas de corridas de simulación donde se evalúa aumento del factor de recobro con respecto al del agua. Se tomaron como puntos de partida valores sugeridos por la plataforma EORt.

Las tasas se varían bajo el siguiente criterio:

- A mayor tasa de inyección mayor costo.
- Después de los dos primeros baches la cantidad de petróleo atrapada en el agua disminuye significativamente.
- En varias de las corridas se inyectó a la misma tasa, donde el aumento del factor de recobro no justificaba la cantidad inyectada

Los valores de las tasas se encuentran detallados en el Anexo D

3.5.2 Factor de recobro obtenido con cada una de las simulaciones.

Para mostrar cómo influye la concentración y tasa inyectada de surfactantes, la Figura 18 muestra la producción de petróleo del campo con cada escenario, la línea azul representa la producción de petróleo con inyección de agua y con respecto a ella se compara los casos de surfactantes. La línea roja (escenario 1) es la más pronunciada en

relación al caso de inyección de agua, es sencillo deducir que representa el mayor factor de recuperación. Se especifica el factor de recuperación de cada escenario en la Tabla III.

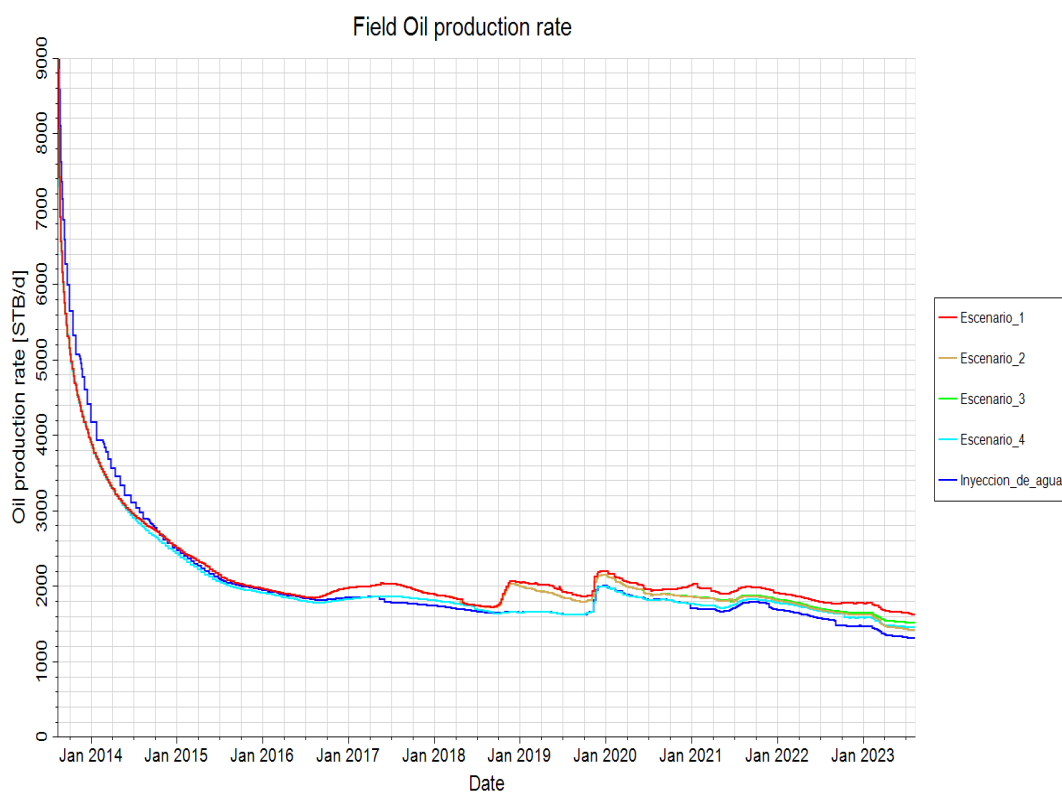
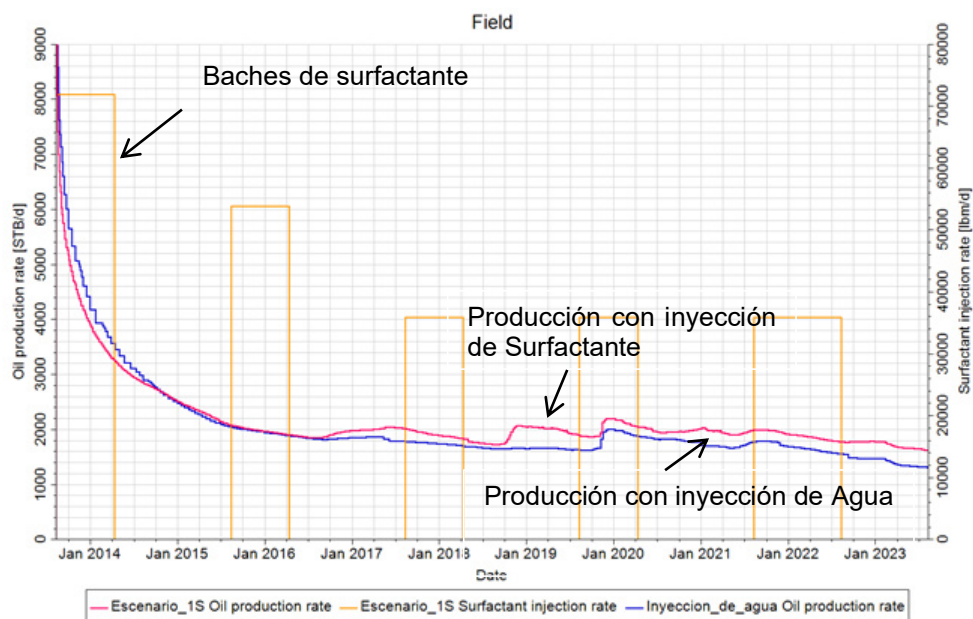


Figura 18 Producción de petróleo del campo con inyección de surfactantes.



'k

Figura 19 Inyección de baches de surfactantes del escenario 1.

La Figura 19, es la representación de la inyección de baches de surfactantes para el escenario 1, donde las barras simbolizan la inyección de los baches, existe un cambio del tamaño de las barras no por cambio de concentración, es porque varía la tasa de inyección (Anexo D).

A partir de los primeros baches, se distingue el incremento de la producción de petróleo, manteniéndose por encima del escenario de inyección de agua hasta el final de la predicción.

Cada bache debe ocupar 0.4% del volumen poroso para obtener un buen barrido de la zona de interés.

Tabla III Recobro de petróleo en cada escenario

Escenario	Petróleo acumulado (Mbbbl)	%FR
1	8.301	30.30
2	7.828	26.70
3	8.015	28.08
4	7.508	24.35

3.6 Alkali

La simulación de álcali en Eclipse debe llevarse a cabo junto con el surfactante, debido a que el modelo trabaja con la combinación de estos dos agentes. El álcali se encarga de disminuir la adsorción del surfactante en la roca y el surfactante disminuye la tensión interfacial agua-petróleo.

Eclipse permite esta combinación activando las keywords SURFACTANT y ALKALY.

3.6.1 Concentraciones utilizadas

En la inyección de este método, se utilizaron de tres a cinco baches de solución de álcali con surfactante, todos con tiempo de inyección de un año y misma tasa las cuales pueden ser corroboradas en el Anexo D.

La Tabla IV indica las concentraciones utilizadas en cada escenario propuesto con químicos y como se alterna con inyección de agua (concentración= 0.0 lb/bbl), recordando que cada bache representa un período de un año se variaron las concentraciones y tasas de álcali y surfactante, para evaluar su comportamiento mediante el aumento del factor de recuperación. Tanto en el escenario 1 y 3 las concentraciones de surfactantes y álcali permanecen constante para cada bache de inyección, en los demás escenarios estas concentraciones se disminuyeron para visualizar cuanto variaría el factor de recuperación respecto a una inyección con concentración continua (Escenario 1 y 3).

Tabla IV Concentraciones utilizadas en la inyección de surfactantes

	Escenario	1		2		3		4	
		Concentración Lb/bbl		Concentración Lb/bbl		Concentración Lb/bbl		Concentración Lb/bbl	
		A	S	A	S	A	S	A	S
Número de baches	1	1.0	3.0	2.0	3.0	2.0	2.2	2.0	3.3
	2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	3	1.0	3.0	2.0	3.0	2.0	2.2	2.0	3.3
	4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	5	1.0	3.0	1.0	2.0	2.0	2.2	2.0	3.3
	6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	7	1.0	3.0	1.0	2.0	2.0	2.2	2.0	3.3
	8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	9	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	2.2	1.0	2.5
	10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

3.6.2 Factor de recobro

La producción de petróleo del campo en cada uno de los escenarios fue aumentando a medida que aumenta la concentración de surfactante en los dos primeros baches, con lo cual se puede decir que: la buena implementación de los primeros baches de químicos inyectados a un yacimiento pueden hacer la diferencia en su recobro de petróleo.

Su comportamiento a la vez depende del volumen poroso que se ocupe con cada bache, los cuales deben estar en un orden de 0.35 a 0.45 %.

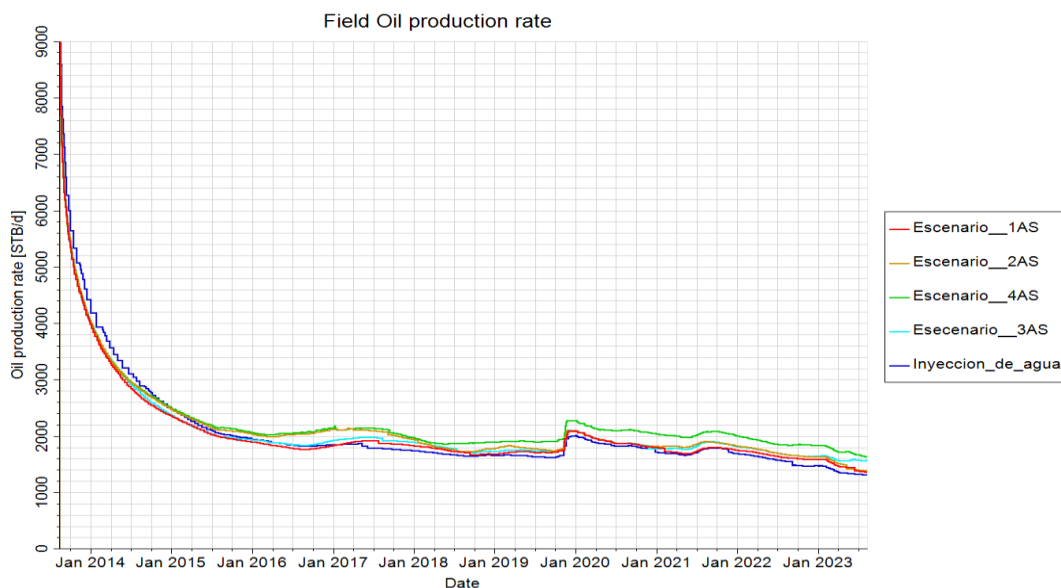


Figura 20 Producción de petróleo con inyección de álcali Y surfactantes.

En la Figura 20, la línea azul representa la producción de petróleo con inyección de agua, mientras las otras líneas simbolizan la producción de petróleo con surfactante. Siendo más sobresaliente el escenario 4 (línea verde) donde se logra alcanzar un factor de recuperación de 29.91%.

La inyección de baches de surfactantes del escenario 4 se indica en la Figura 21, al tener el mismo tamaño los dos primeros baches, es un indicativo que tanto la tasa como la concentración fueron constantes, para el tercer y cuarto bache de mezcla de álcali y surfactante se varió la tasa mas no la concentración y en el último se cambió tanto tasa como concentración.

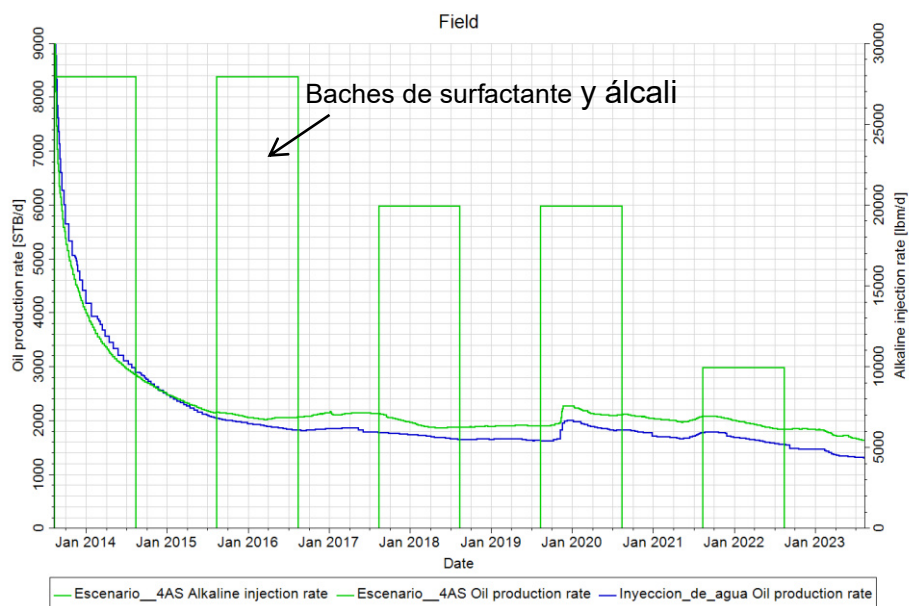


Figura 21 Inyección de baches de solución de álcali y surfactante del escenario 4.

Tabla V Factor de recuperación con inyección de álcali y surfactantes

Escenario	Petróleo acumulado (Mbbbl)	%FR
1	7.546	24.62
2	7.889	27.19
3	7.721	25.96
4	8.170	29.91

La Tabla V tiene registrado los valores de factor de recuperación de los escenarios, siendo el más desalentador el 1, pues alcanzo una recuperación de petróleo menor al caso de inyección de agua (20%) y el más optimista el escenario 4 con un factor de recuperación de 29.91.

2.1. Polímeros

Se presentan los resultados, de simular 4 escenarios con variación de tasa y concentración de polímeros, a la vez se presenta un caso adicional de tasa y concentración constantes durante los 10 años de simulación.

3.6.3 Concentraciones utilizadas

Como se puede apreciar en la Tabla VI, en los escenarios 1, 2, 3 y 4, la concentración de polímero se va reduciendo conforme se incrementa el número de bache y cada uno de estos esta alternado por un bache de agua (concentración= 0.0 lb/bbl). La disminución de la concentración se debe a que la mayor cantidad de petróleo será producida en los primeros años, porque es cuando se formará un frente continuo que desplazará el crudo, los siguientes baches servirán para mantener la viscosidad del agua por encima de su valor normal (1 centipoise). El incremento de la viscosidad del agua estará directamente relacionado con la concentración de polímero a utilizarse.

La Tabla VI también muestra que en el escenario 5, todos los baches tienen una concentración de 0.4 lb/bbl, es decir representa un escenario con inyección continua de polímeros sin utilizar baches de agua.

Tabla VI Concentraciones de los diferentes escenarios simulados con polímeros

	Escenario	1	2	3	4	5
		Concentración Lb/bbl	Concentración Lb/bbl	Concentración Lb/bbl	Concentración Lb/bbl	Concentración Lb/bbl
Número de baches	1	0.40	0.40	0.45	0.40	0.4
	2	0.00	0.00	0.45	0.40	0.4
	3	0.20	0.30	0.00	0.40	0.4
	4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.4
	5	0.08	0.01	0.20	0.00	0.4
	6	0.00	0.00	0.20	0.00	0.4
	7	0.06	0.08	0.00	0.00	0.4
	8	0.00	0.00	0.00	0.08	0.4
	9	0.03	0.08	0.07	0.08	0.4
	10	0.00	0.00	0.00	0.08	0.4

Tabla VII Factor de recuperación con inyección de agua

Escenario	Factor de recuperación
Inyección de agua	20%

3.6.4 Factor de recobro

El mayor incremento de petróleo producido en el campo con inyección de polímeros, se puede deducir de la Figura 22, donde la línea verde simboliza el mejor escenario, otorgado al caso de inyección continua con un recobro de 31.15%, seguido del escenario 4 (línea turquesa) con 30.13%, que en términos de barriles son 8.486 y 8.318 Mbbl respectivamente. La diferencia de barriles recuperados entre los escenarios mencionados es de 168 bbl, esta diferencia no es muy significativa al compararse con un caso de inyección continua (escenario 5) y una alternada (escenario 4). La inyección continua de polímeros en este caso representa un mal uso y desperdicio del químico.

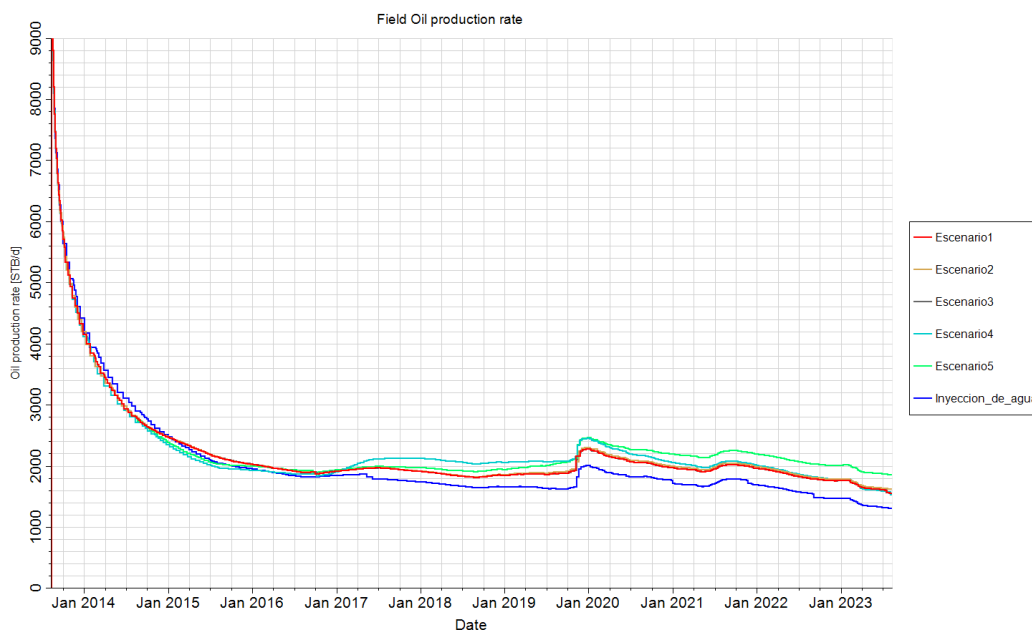


Figura 22 Producción de petróleo con inyección de polímeros.

De acuerdo a la Tabla VII, el mejor factor de recuperación fue obtenido con el escenario 5, seguido por escenario 4, 3, 2 y 1, todos los escenarios se mantuvieron con un factor de recobro por encima del caso de inyección de agua (20%). Siendo polímeros uno de los agentes más prometedores para este campo.

Tabla VIII Factor de recuperación de petróleo con inyección de polímeros

Escenario	Petróleo acumulado (Mbbbl)	%FR
1	8.125	28.59
2	8.175	28.90
3	8.298	29.97
4	8.318	30.13
5	8.486	31.15

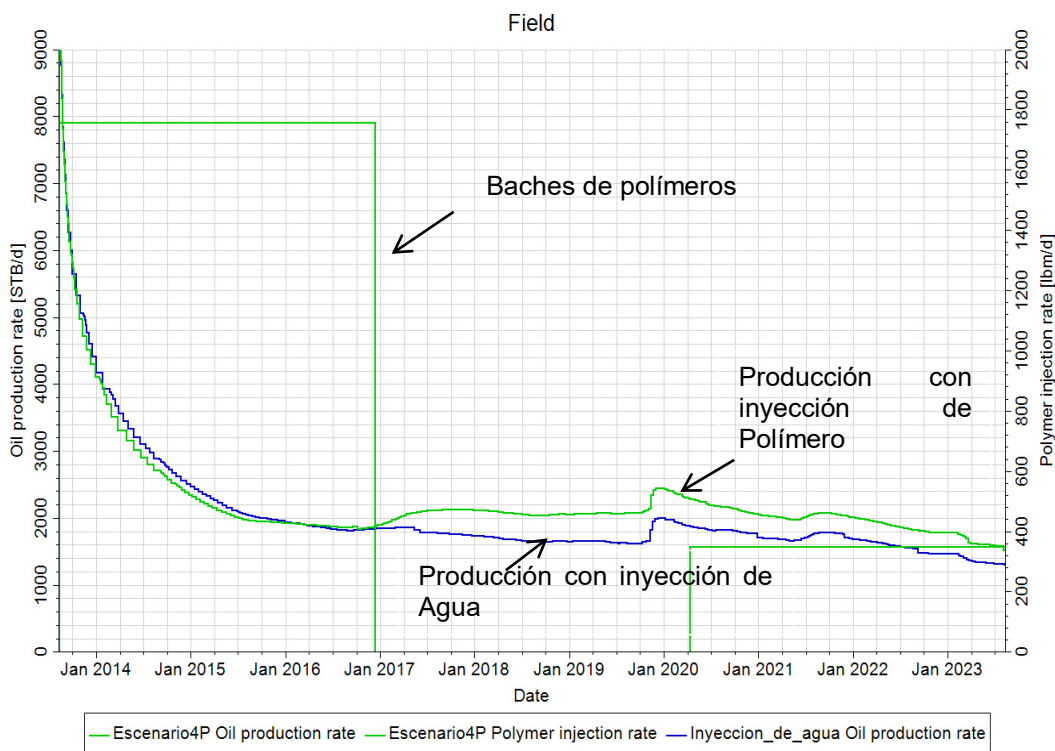


Figura 23 Inyección de baches de solución de polímeros del escenario 4.

La representación de la inyección de baches del escenario 4 es la Figura 23, donde la primera barra de color verde indica la inyección de polímeros de los tres primeros baches (cada bache dura un periodo de un año), con una concentración de 0.4 lb/bbl, seguido por cuatro baches de agua (concentración= 0.0) y la segunda barra simboliza los tres últimos baches de polímeros con concentración 0.08 lb/bbl. A partir de Enero del 2017, fecha en la cual el tercer bache de polímeros finaliza se produce un aumento de la producción de petróleo (ver Figura 23), incremento que se mantiene constante hasta finales de la predicción.

Escenario	1		2		3		4	
	Concentración Lb/bbl		Concentración Lb/bbl		Concentración Lb/bbl		Concentración Lb/bbl	
	S	P	S	P	S	P	S	P
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.25

Por ejemplo en el escenario 3 (Tabla IX) notamos que el primer bache tiene concentración de surfactante 3,0 lb/bbl y de polímeros 0.0 lb/bbl, esto quiere decir que el primer año solo se inyecta surfactante. En el segundo bache se observa que para surfactantes la concentración es 0.0, mientras que para polímeros es 0.25 lb/bbl, es decir el segundo año se inyecta solo polímero, para el tercer bache de este escenario, tanto las concentraciones de surfactantes como polímeros son de 0.0 lb/bbl, lo que representa al bache de inyección de agua y así sucesivamente.

Las concentraciones de polímeros deben ser manejadas con cuidado porque el aumento que ocasiona en la viscosidad del agua está relacionado directamente con la presión de inyección, las cuales pueden llegar a sobrepasar la presión de fractura del yacimiento.

En este caso, surfactantes utiliza una cantidad de concentración alta en relación a polímeros, debido a su comportamiento directo a la disminución de la tensión interfacial.

3.7.2 Factor de recobro

El aumento del petróleo producido para el escenario dos y cuatro se observan en la Figura 24 a partir del año 2015, mientras que para los demás el incremento se observa a partir del 2016. Esto ocurre por la cantidad de tasa inyectada y concentración utilizada en el bache, especificadas en el anexo D. La Figura 24 permite ver que todos los escenarios de SP están por encima de la curva de producción de petróleo con inyección de agua (línea azul).

SP es uno de los métodos más atractivos para yacimientos con conificación como en este caso, pero su implementación también implica altos costos al ser un método combinado, razón por la cual el factor de recuperación debe ser considerablemente mayor en comparación a los otros métodos para optar por él.

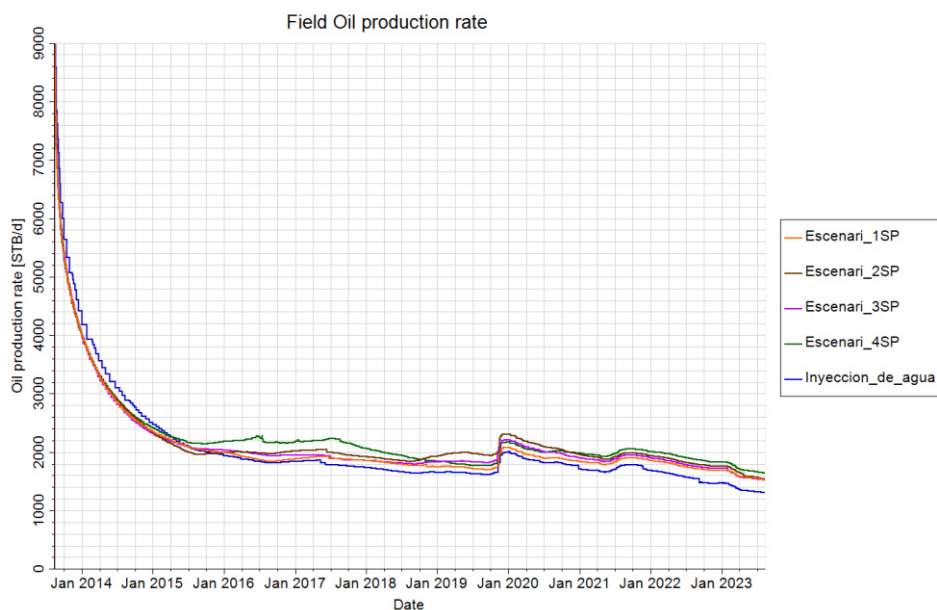


Figura 24 Producción de petróleo del campo con inyección de SP

La Tabla X muestra el factor de recuperación para cada uno de los escenarios optimizados, donde el mejor fue el escenario 4 con un factor de recuperación de 29.9%, los demás escenarios se mostraron por debajo de este valor. Al revisar la Tabla X también se observa que los factores de recuperación son similares a los métodos revisados anteriormente.

Tabla X Factor de recuperación para SP

Escenario	Petróleo acumulado (Mbbbl)	%FR
1	7.750	26.00
2	7.903	27.104
3	8.071	28.416
4	8.267	29.906

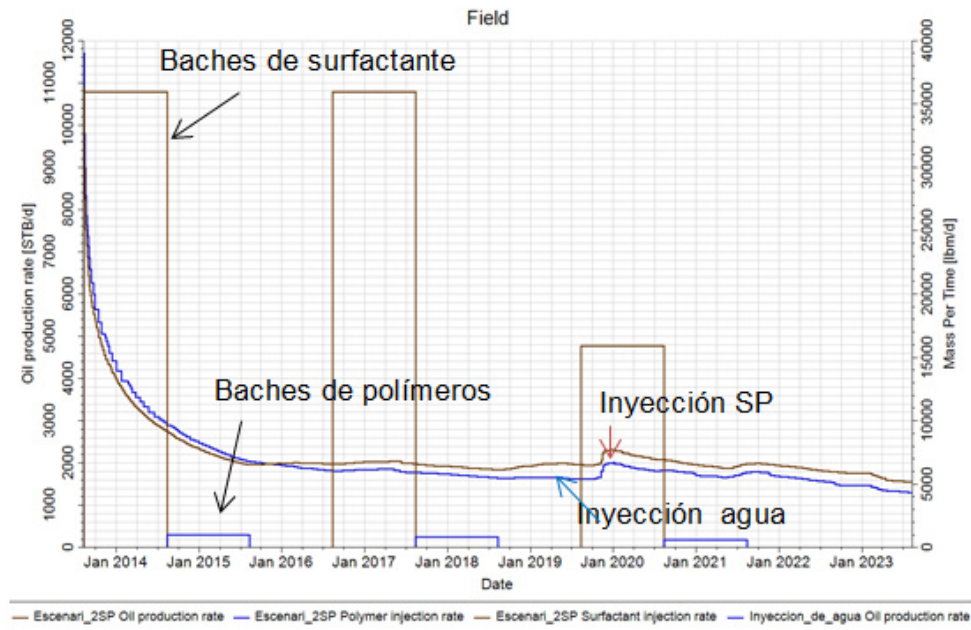


Figura 25 Representación de la inyección de baches de surfactantes y polímeros para el escenario 3 de SP

La Figura 25 representa la inyección de SP para el escenario 3, donde la barra café simboliza el bache de surfactante, el cual es de un mayor tamaño en relación al bache de polímero (barra azul) por la gran diferencia de concentración utilizada (ver Tabla IX). Cuando se compara el escenario 3 de SP con la inyección de agua (Figura 25), se aprecia que en los dos primeros años la producción de petróleo con SP se mantiene por debajo de la curva de producción con inyección de agua, tiempo en cual se realiza la inyección de los baches de surfactantes y polímeros, al tercer año la producción de petróleo comienza a incrementar, debido a que en este tiempo se realiza el desplazamiento de los baches de químicos con el agua inyectada y de esta forma se va

alternando los baches de químicos con el agua, obteniendo un incremento continuo de petróleo.

3.8 Álcali, surfactantes y polímeros (ASP).

El proceso de ASP puede ser uno de los más efectivos, pero su gran limitante de implementación son los elevados costos, pues se incrementan en un 40% en relación a un método individual, razón por la cual para este caso solo se inyectaron dos baches de cada químico.

3.8.1 Concentraciones utilizadas en la simulación de ASP

Para evaluar los escenarios 1, 2 y 3 la concentración de surfactante, álcali y polímeros fueron optimizadas mediante tasas, tiempos y concentraciones, teniendo en cuenta datos de campo comúnmente utilizados y con características similares al yacimiento Oxen.

Para la inyección de ASP, el surfactante y álcali ingresan en mezcla y el polímero por separado. En el escenario 2 (ver Tabla XI) se puede observar que los baches de químico tienen concentraciones tanto de surfactantes, álcali y polímero en el mismo bache, tendiendo al error de inferir una mezcla de los tres químicos, pero en realidad lo que ocurre es que los únicos agentes que se mezclan son el álcali y surfactantes para

un tiempo de 6 meses y el polímero se inyecta los 6 meses siguientes, como cada bache representa un año se colocaron las tres concentraciones juntas porque sus periodos de inyección suman un año.

Las concentraciones utilizadas en los tres escenarios son mencionadas a continuación en la Tabla XI.

Tabla XI Valores de concentraciones utilizadas para ASP

	Escenario	1			2			3		
		Concentración Lb/bbl			Concentración Lb/bbl			Concentración Lb/bbl		
		A	S	P	A	S	P	A	S	P
Número de baches	1	2.0	3.0	0.0	1.0	3.0	0.25	2.0	3.5	0.0
	2	0.0	0.0	0.25	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.25
	3	0.0	0.0	0.0	1.0	2.0	0.20	0.0	0.0	0.25
	4	1.0	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	5	0.0	0.0	0.2	1.0	1.5	0.15	0.0	0.0	0.0
	6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	2.5	0.0
	7	1.0	2.0	0.0	1.0	1.0	0.15	0.0	0.0	0.22
	8	0.0	0.0	0.15	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.22
	9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

3.8.2 Factor de recobro obtenido con ASP

Los factores de recuperación obtenidos muestran un aumento de producción de petróleo a partir del tercer y cuarto año de inyección con

químicos, esto se muestra en la Figura 26. Además se puede distinguir al escenario 3 (línea negra) por arriba de los demás la mayoría del tiempo, obteniendo un factor de recuperación de 30.067 que es igual a 8.295 Mbbbl.

Uno de los parámetros que define la efectividad de este método es el álcali, puesto que se adsorbe en la roca y evita la adsorción de surfactantes y polímeros aumentando su eficacia. Para este tipo de proyectos es necesario tener análisis de compatibilidad de los agentes químicos a utilizarse con núcleos del yacimiento.

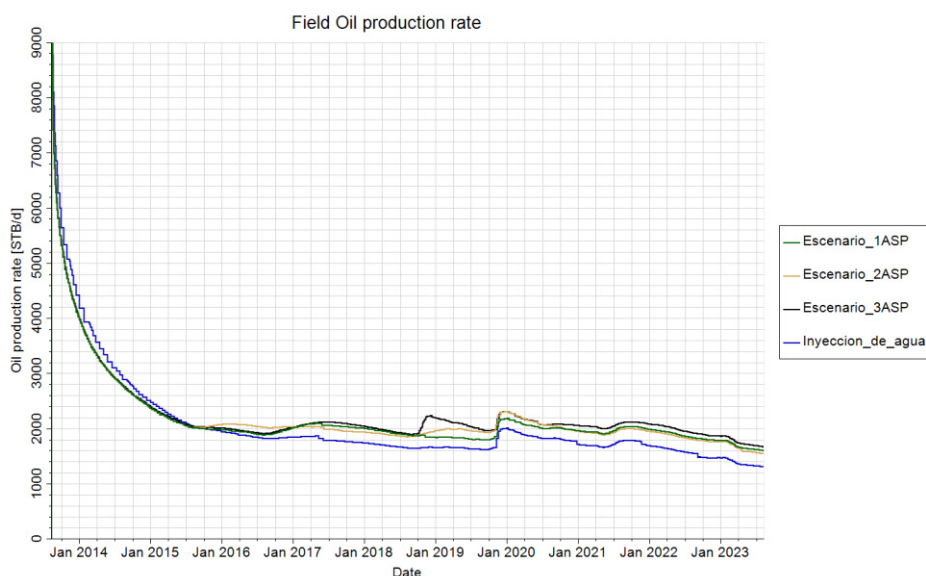


Figura 26 Producción de petróleo del campo con inyección de ASP

La Tabla XII define los factores de recuperación de cada escenario de inyección de ASP, es sencillo notar que los mejores fueron el 2 y 3,

mientras que el escenario 1 no vario de forma significativa con el caso de inyección de agua. A pesar de usar la combinación de los tres agentes químicos la variación del factor de recuperación es muy similar a los conseguidos con SP, surfactantes y Polímeros (ver Tablas XII, IX y VI).

Tabla XII Factor de recuperación con inyección de ASP

Escenario	Petróleo acumulado (Mbbbl)	%FR
1	8.114	28.705
2	7.737	25.867
3	8.295	30.067

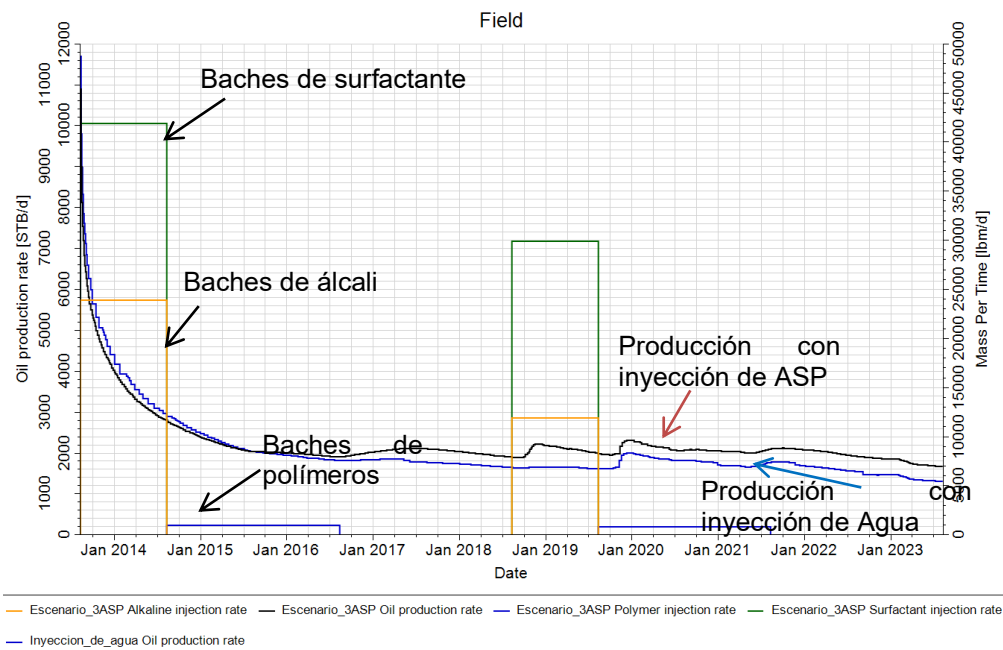


Figura 27 Producción de petróleo acumulado con inyección de ASP

La Figura 27 muestra la inyección de ASP del escenario 3, en la cual la mezcla de álcali y surfactantes se realiza con una concentración de 2.0 y 3.5 lb/bbl en el primer bache, de forma sucesiva se inyecta dos baches de polímeros que duran un período de dos años a una concentración de 0.25 lb/bbl, seguidos por dos baches de agua (concentración=0.0 lb/bbl), nuevamente se inyecta químicos y agua a las concentraciones indicadas en Tabla X y tasas definidas en el Anexo D. Al finalizar el segundo bache de polímeros la curva de producción de petróleo de ASP empieza a elevarse, incrementando así la recuperación en comparación a la de inyección de agua (línea azul), durante la inyección del segundo bache de surfactante y álcali se forma un pico en la tasa producida de petróleo,

siendo un indicativo del buen funcionamiento de la disminución de tensión interfacial y control de movilidad ocasionada por el polímero , manteniendo así el diferencial de la tasa producida hasta el final de la producción.

Cuando los químicos no funcionan se notara de forma sencilla la caída de la producción de petróleo en el campo a la línea base establecida, que en este caso sería la producción con inyección de agua

CAPÍTULO 4

4 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.

4.1 Elección de la mejor concentración de químico para cada uno de los métodos inyectados “Oxen”.

El proceso de selección para las concentraciones mostradas se encuentra basada en el factor de recuperación obtenido.

- Surfactantes

Concentración (lb/bbl)	4.5	0.0	4.5	0.0	0.0	2.2	0.0	2.2	0.0	0.0
------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

- Álcali y surfactantes

Concentración (lb/bbl)	A	2.0	0.0	2.0	0.0	2.0	0.0	2.0	0.0	1.0	0.0
Concentración (lb/bbl)	S	3.3	0.0	3.3	0.0	3.0	0.0	3.3	0.0	2.5	0.0

- Polímero

Concentración (lb/bbl)	0.45	0.0	4.5	0.0	0.0	2.2	0.0	2.2	0.0	0.0
------------------------	------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

- Surfactante y polímero

Concentración (lb/bbl)	S	3.0	3.0	3.0	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Concentración (lb/bbl)	P	0.0	0.0	0.0	0.0	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25

- Alkali, surfactantes y polímeros.

Concentración (lb/bbl)	A	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Concentración (lb/bbl)	S	3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0
Concentración (lb/bbl)	P	0.0	0.25	0.25	0.0	0.0	0.0	0.25	0.25	0.0	0.0

En los anexos se presenta el estudio de la factibilidad económica versus factor de recuperación para cada uno de los escenarios presentados en esta tesis.

4.2 Elección y análisis del mejor método químico para el campo Oxen.

Después de realizar múltiples simulaciones para optimizar cada uno de los métodos químicos de recuperación mejorada (surfactantes, polímeros, SP, AS, ASP) y observar los resultados para todos los escenarios presentes, se realiza la elección del agente químico que incremente la recuperación de petróleo con respecto al caso de inyección de agua, en función del factor de recuperación y rentabilidad.

Por lo tanto en términos de rentabilidad y factor de recuperación entre todos los métodos aplicados y detallados en el Anexo C, la inyección de Polímeros es el método más atractivo para aplicar en esta área piloto con un factor de recuperación de hasta 31%.

El éxito de este método depende de cómo a bajas concentraciones se puede incrementar la viscosidad de la solución inyectada al yacimiento, creando un frente continuo que desplaza al petróleo hasta los pozos productores, recorriendo los canales más interconectados o con mayor permeabilidad, la cual posteriormente disminuirá, debido a la reducción del área transversal del poro, ocasionada por la adsorción de polímero que forma una capa en la superficie de la arenisca y reduce la permeabilidad, permitiendo su flujo y un mejor barrido areal y vertical del yacimiento en

zonas con menos permeabilidad que no hubiesen podido ser barridas con la inyección de agua, representado en las Figuras 27 y 28.

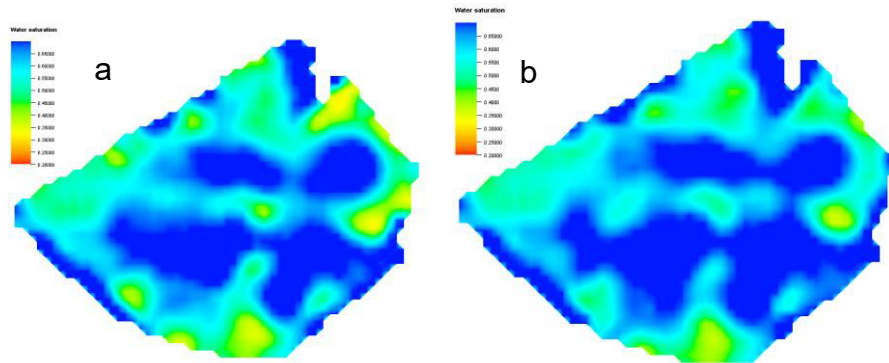


Figura 28 Eficiencia areal al final de la predicción (2023),

a) Inyección de agua b) Inyección de polímeros.

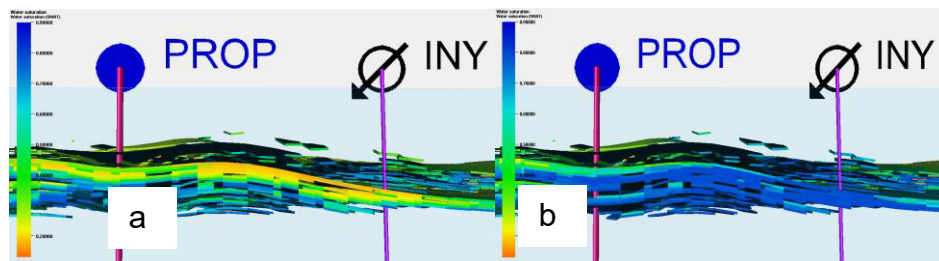


Figura 29 Eficiencia vertical al final de la predicción (2023),

a) Inyección de agua b) Inyección de polímeros

En las Figuras 28 y 29 se puede observar los resultados del barrido areal y vertical del área piloto con inyección de agua y polímeros, al incrementar la viscosidad del agua con la inyección de polímero, se logra un mejor barrido de la zona, ocasionado por una disminución de razón de movilidad

de 1.09 a 0.3, a la vez se logra un mejor barrido vertical desde el inyector al productor, un comportamiento visible en la Figura 28.

4.2.1 Ventajas

- Buen barrido areal y vertical (ver Figura 28 y 29)
- Disminución de la razón de movilidad (de 1.09 a 0.39)
- Factor económico

4.2.2 Desventajas

- Sensible a altas salinidades(> 35.000 ppm)
- Costos operativos elevados frente a problemas

4.3 Análisis de costos

Los costos de instalaciones operativas y mantenimiento, el precio de petróleo, el costo del producto químico juegan un papel muy importante en el éxito de un proyecto de recuperación mejorada y fue con inyección de polímero q se obtuvo mayor rentabilidad en comparación a los otros métodos químicos aplicados.

Para un estudio económico de inyección de químicos se deben tener en cuenta tres principales factores: el químico a utilizarse, sus respectivas facilidades, tasa de inyección y tratamiento del fluido. Los costos actuales de los químicos se encuentran en el siguiente rango:

- -Polímero: 2 – 3.6 USD/kg
- -Surfactante: 1.6 – 3 USD/kg
- -Álcali: 0.3 – 1.2 USD/kg

El costo de las facilidades depende del proceso de inyección de químico. Por ejemplo una planta modular para inyección de polímeros con una capacidad de 3000 bbl/día y 3000 psi a inyectarse a 4 pozos tiene un costo alrededor de 1.5 - 2 millones de dólares, sin incluir el costo anual de operación de la planta que es de aproximadamente 350 – 400 mil dólares. Una clasificación de costos generales de facilidades con estas capacidades para los demás procesos químicos es:

- S – \$500,000
- AS – \$1,700,000
- SP- \$1,800,000
- ASP- \$3,200,000

Además se deben incluir otros costos como inversión inicial, costo operativo, monitoreo de la planta entre otros.

El Valor Presente Neto (VPN) es el método utilizado en este proyecto para determinar la rentabilidad económica de aplicación de métodos químicos. Debe ser positivo para que el proyecto sea aceptado. Está definido por la ecuación.

$$VPN = -I_i + \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} \quad \text{Ecuación 16}$$

Dónde:

r Tasa de descuento

I_i Inversión inicial

F_t Flujos de caja

n Periodo de tiempo del proyecto

Después de haber revisado los factores de recuperación obtenidos que fueron similares en los procesos estudiados (surfactantes, polímeros, álcali, SP y ASP), obteniendo factores de recuperación (FR) similares y tomando en cuenta la cantidad de concentración utilizada para cada

método (ver anexo D) podemos concluir que el método con mayor factibilidad.

Para el estudio de inyección de polímeros, los parámetros y costos tomados en cuenta son presentados en la Tabla XIII, el costo de polímeros que se utiliza es de \$15 la libra inyectada, debido a que se utilizó el modelo de negocios del proyecto Casabe, donde se toma el costo operación y mantenimiento de las facilidades dentro del costo de libra de polímeros inyectada, los demás valores fueron obtenidos de la página de Petroamazonas.

Tabla XIII Costo utilizados para el cálculo de VPN con inyección de polímeros

Descripción	Costo
Inversión Inicial	\$19,000000
Polímeros	\$15 lb
Costo operativo de petróleo producido	\$9 bbl
Tratamiento de barril de agua inyectada	\$3 bbl
Precio del petróleo	\$50

La Figura 30 da a conocer la rentabilidad del proyecto basada en la producción incremental con inyección de polímeros respecto al caso de inyección de agua con un VPN= \$16,000.000, donde todos los escenarios de polímeros presentados se mantienen por encima de la

curva de producción de petróleo con inyección de agua (línea azul), la línea verde correspondiente al escenario 3 de inyección de polímeros y con un factor de recuperación de 29.97%, logrando el mayor VPN= \$125,000.000, seguido por el escenario 1, 2, 4 y 5. El escenario 5 que representa el caso de inyección continua de polímeros a pesar de poseer el mayor FR= 31% alcanza el menor VPN=\$93,000.000.

El Valor Presente Neto permite medir los flujos de ingresos y egresos actuales como futuros que tendrá el proyecto, también da a conocer el tiempo al cual el proyecto adquiere mayor rentabilidad (máximo VPN), en la Figura 30 se aprecia como el caso de inyección de agua (línea azul) alcanza su máximo VPN en Enero del 2016, posterior a esa fecha comienza a declinar o comenzar a perder rentabilidad, de forma contraria las curvas de los escenarios de polímeros siempre están incrementando, es decir aumentando su VPN día a día.

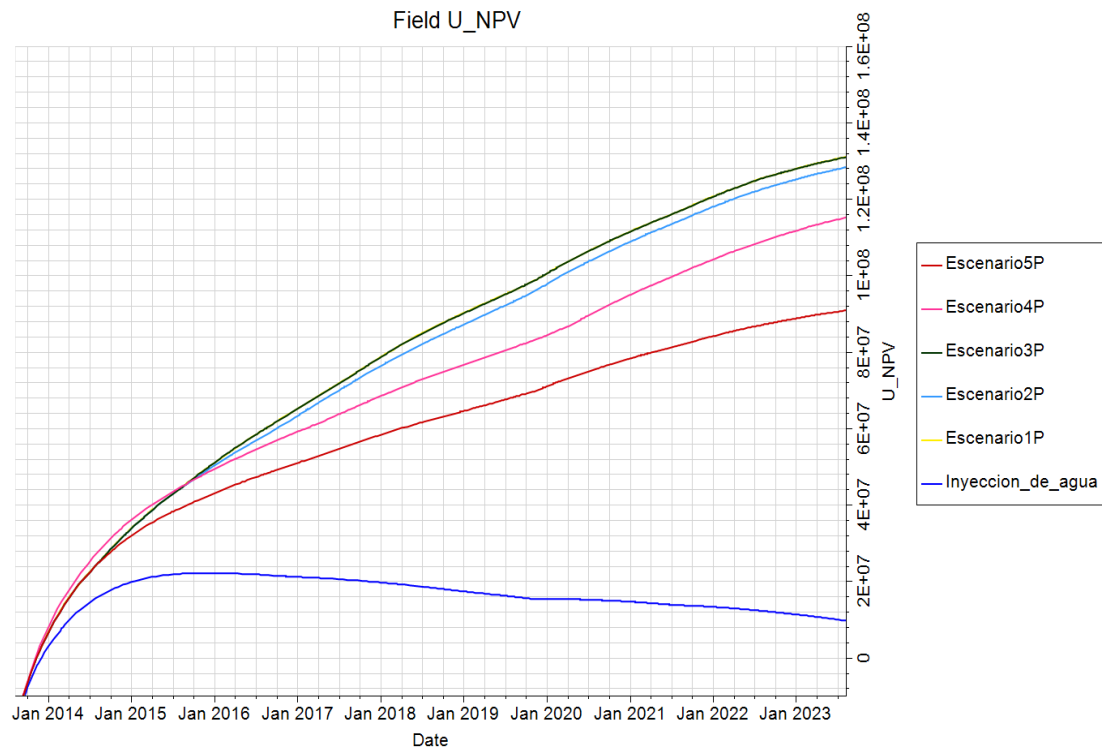


Figura 30 Valor presente neto para cada uno de los escenarios con inyección de polímeros.

CAPITULO 5

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

1. La inyección de agua no es efectiva en términos de recobro, debido a las altas saturaciones de agua (0.35%) ya presentes en el yacimiento por el empuje hidráulico.
2. La inyección de polímeros es el mejor método a aplicarse en esta zona piloto, debido a las bajas concentraciones (0.08 a 0.45 lb/bbl) utilizadas, factores de recuperación de hasta 31% y VPN mayores a \$93,000.000 al final de la predicción, los cuales en todo momento fueron positivos y mayores al VPN del caso de inyección de agua, a diferencia de los otros métodos necesitaban altas concentraciones de 2.0 a 4.5 lb/bbl, incrementando costos y

alcanzando factores de recuperación similares a los obtenidos con polímeros.

3. La efectividad de inyectar polímeros se encuentra ligado al aumento de viscosidad del agua ocasionada por su concentración inyectada, por ejemplo con una concentración de polímero igual a 0,08 lb/bbl la viscosidad del agua aumenta 4 veces y a una de 0.42 lb/bbl incrementa 32 veces (ver tabla de PLYVISC en Anexos B).
4. La inyección de surfactantes necesita de un 200% más de tasa y 10 veces más concentración en comparación a polímeros para proporcionar un factor de recuperación similar.
5. La mayor incertidumbre asociada a surfactante se encuentra en las tablas de concentración versus tensión interfacial ingresadas a través de la keyword SURFST.
6. Las concentraciones y tiempos de inyección de los dos primeros baches son primordiales para obtener una buena recuperación de petróleo, incrementando hasta en un 2% el factor de recuperación al duplicar la concentración, debido a que en esos periodos la saturación de agua no ha aumentado (0.35%) y su efectividad

será mayor, porque al pasar el tiempo el acuífero seguirá ingresando al reservorio y aumentando la saturación del agua.

7. Mayor factor de recuperación no asegura rentabilidad de un proyecto, un claro ejemplo es el escenario 1 de surfactantes con un $FR=30.30\%$ y $VPN= \$18,000.000$ al final de la predicción, mientras que con el escenario 3 de polímeros se logra un $FR=29.9$ y $VPN= \$125,000.000$.
8. La inyección continua afecta la rentabilidad del proyecto.
9. La evaluación económica de surfactantes, AS y ASP no fueron rentables, a pesar de tener un factor de recuperación semejante a polímeros.
10. Con la implementación del valor presente neto en Eclipse se puede determinar el tiempo al cual se tiene VPN máximo, dando lugar a optimizaciones de estrategias de desarrollo.

5.1.1 Recomendaciones

1. Realizar análisis especiales y de compatibilidad entre los químicos y las rocas de reservorio.

2. En el caso de no contar con análisis de compatibilidad, se necesitara realizar sensibilidades de las propiedades más importantes de los agentes a utilizarse.
3. Uso de software que permitan optimizar el valor presente neto y el factor de recuperación variando tasas, tiempos y concentraciones de inyección de los agentes químicos.
4. La salinidad es un factor importante que puede afectar el desempeño de cualquier método químico, por lo tanto se recomienda evaluar este comportamiento en Eclipse
5. De tener la información suficiente es recomendable realizar simulación composicional, el cual modelara de mejor forma los mecanismos de cada agente.

Bibliografía

- [1] J. Sheng, Modern Chemical Enhanced Oil Recovery, 2011.
- [2] A. M. Jiménez, Analisis e Interpretacion de yacimientos sometidos a metodos químicos, Bucaramanga, 2009.
- [3] Schlumberger, Eclipse Rference Manual, 2013.
- [4] Schlumberger, «Fundamentos de la Mojabilidad,» 2007.
- [5] J. Sheng, Enhanced Oil Recovery Field Case Studies, 2013.
- [6] Society of Petroleum Engineers 21018, «Measurements of Polysaccharide Polymer Properties in Porous Media».
- [7] Schlumberger, «Tecnologia EOR,» p. 20, 2011.
- [8] M. Paris de Ferrer, Inyeccion de agua y gas en yacimientos petroliferos, Maracaibo, Venezuela, 2001.

- [9] E. M. Freddy, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Neiva, Colombia, 2002.
- [10] M. Paris de Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Maracaibo, Venezuela, 2009.
- [11] N. Ezekwe, Petroleum Reservoir Engineering Practice, Boston, 2011.
- [12] Craig, The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, New York, 1971.
- [13] L. Carrillo, Desplazamiento Miscibles, 2006.
- [14] L. Lake, Enhanced Oil Recovery, 1989.
- [15] J. Salager, Recuperación Mejorada de Petróleo, Mérida, Venezuela, 2005.
- [16] Anónimo, «Petróleo América,» [En línea]. Available: <http://www.petroleoamerica.com/2011/02/recuperacion-mejorada-del-petroleo-por.html>.
- [17] P. y. C. Painter, Fundamentals of Polymer Science, USA, 1994.
- [18] I. Fernández, Polímeros en solución y aplicación de los polímeros en la industria petrolera, Venezuela.

ANEXOS

Anexo A

Modelo de surfactante usando Eclipse 100

El modelo de surfactante es activado por la keyword SURFACT en la sección del RUNSPEC.

En la sección del PROPS se deben ingresar tres keywords obligatorias y dos opcionales en el caso de existir adsorción del agente en la roca.

Tabla 1 Keywords de surfactantes

KEYWORD	DESCRIPCIÓN	NOTA
SURFST	Tensión interfacial agua-petróleo en presencia de surfactante.	(Obligatoria)
SURFVISC	Modificador de viscosidad del agua.	(Obligatoria)
SURFCAPD	Datos de saturación capilar.	(Obligatoria)
SURFADS	Adsorción isotérmica	(Opcional)
SURFROCK	Indicador de propiedades de la roca y adsorción	(Si SURFADS está presente)

La concentración de surfactante inyectado será especificada en la keyword WSURFACT para cada pozo inyector. [3]

Modelo de Polímeros usando Eclipse 100

El modelo es activado utilizando la keyword POLYMER en el RUNSPEC.

Se debe ingresar las siguiente Keywords para que el modelo trabaje de manera adecuada:

Tabla 2 Keywords de Polímeros

KEYWORD	DESCRIPCIÓN
PLYVISC	Función de viscosidad de la solución de polímeros
PLYROCK	Especifica propiedades de roca-polímero.
PLYADS	Adsorción de polímeros isotérmica sin dependencia de salinidad
PLMIXPAR	Parámetro de mezcla

Se debe especificar la concentración de polímero que se desea utilizar en la keyword WPOLYMER en la sección del SCHEDULE (18).

Modelo de Alkali usando eclipse 100

Se activa con la keyword ALKALINE en la sección del RUNSPEC.

Tabla 3 Keywords de Álcali

KEYWORD	DESCRIPCIÓN	NOTA
ALSURFST	Tabla de tensión superficial como una función de concentración de álcali.	Obligatoria si el modelo de inyección de surfactante es activada.
ALSURFADS	Tabla de adsorción de surfactante como una función de concentración	Obligatoria si SURFADS es usado.

	de álcali.	
ALPOLADS	Tabla de adsorción de Polímeros como una función de concentración de álcali.	Obligatoria si el modelo de inyección de polímeros es activado
ALKADS	Tabla de funciones adsorción.	Opcional
ALKROCK	Especifica propiedades de roca-álcali.	Obligatorio si ALKADS is utilizado

Al igual que los demás modelos, la concentración de álcali que se desea utilizar se especifica en la sección de SCHEDULE mediante la keyword WALKALINE.

Anexo B

Keywords utilizadas en Álcali

ALSURFST

CONCENTRACION ALCALI	TENSION INTERFACIA AGUA/OIL MULTIPLICADOR
lb/stb	
0	1
2	0.7
5	0.3
10.5	0
/	
0	1
2	0.7
5	0.3
10.5	0
/	

ALPOLADS

CONCENTRACION ALCALI	ADSORCION DE POLIMERO MULTIPLICADOR
lb/stb	
0	1
1	0.7
2	0.5
3	0.3
9.99999970839458	0.0
/	
0	1
1	0.7
2	0.5
3	0.3
9.99999970839458	0.0
/	

ALKROCK

1
/
1

/

ALSURFAD

CONCENTRACION
ALCALI

lb/stb

0
1
2
3
9.99999970839458

ADSORCION
MULTIPLICADOR

1
0.7
0.5
0.3
0.0

/

0
1
2
3
9.99999970839458

1
0.7
0.5
0.3
0.0

/

ALKADS

CONCENTRACION
ALCALI

Lb/stb

0
3.5
10

ALCALI ADSORBIDO EN LA ROCA
MULTIPLICADOR

0
0.00008
0.000247

/

0
3.5
10

0
0.00008
0.000247

/

Keywords utilizadas en Surfactantes

SURFVISC

CONCENTRACION
SURFACTANTE

lb/stb

0
9.9999997
/
0
9.9999997
/

VISCOCIDAD DEL
AGUA

0.31533
0.8

0.31533
0.8

SURFADS

CONCENTRACIÓN
SURFACTANTE

lb/stb

0
1.09042727129647
2.18085454259295
3.27128181388942
4.3617090851859
5.45248686348054
6.54291413477701
7.63334140607349
8.72376867736996
9.81419594866644
14.0202799266663
/
0
1.09042727129647
2.18085454259295
3.27128181388942
4.3617090851859
5.45248686348054
6.54291413477701
7.63334140607349
8.72376867736996
9.81419594866644
14.0202799266663

CONCENTRACIÓN DE SURFACTANTE
ADSORBIDO POR LA ROCA

0
0.000243
0.000303
0.000329
0.000345
0.000354
0.000361
0.000366
0.00037
0.000373
0.00038

0
0.000243
0.000303
0.000329
0.000345
0.000354
0.000361
0.000366
0.00037
0.000373
0.00038//

SURFCAPD

LOGARITMO DEL
NUMERO CAPILAR

-8
-7.2222
-6.4444
-5.6667
-4.8889
-4.1111
-3.3333
-2.5556
-1.7778
-1
8

/

-8
-7.2222
-6.4444
-5.6667
-4.8889
-4.1111
-3.3333
-2.5556
-1.7778
-1
8

FUNCION DE
MISCIBILIDAD

0.0
0.006
0.0347
0.1773
0.5636
0.8856
0.9789
0.9964
0.9994
1.0
1.0

0.0
0.006
0.0347
0.1773
0.5636
0.8856
0.9789
0.9964
0.9994
1.0
1.0/

SURFST

CONCENTRACION
SURFACTANTE

lb/stb

0
1.09042727129647
2.18085454259295
3.27128181388942
4.3617090851859
9.81419594866644
14.0202799266663

/

0
1.09042727129647
2.18085454259295
3.27128181388942
4.3617090851859
9.81419594866644

TENSION INTERFACIAL
AGUA-PETROLEO

0.00017130441
5.710147E-09
5.710147E-10
5.710147E-11
5.710147E-12
5.710147E-12
5.710147E-12

0.00017130441
5.710147E-09
5.710147E-10
5.710147E-11
5.710147E-12
5.710147E-12

14.0202799266663

5.710147E-12

/

SURFROCK

INDICE DE
ADSORCION

DENSIDAD DE MASA
DE LA ROCA

1

925.338

/

1

925.338

/

/

Keywords utilizadas en Surfactantes

PLYADS

CONCENTRACION
POLIMERO

CONCENTRACION DE POLIMERO
ADSORBIDO POR LA ROCA

lb/stb

lb/lb

0

0

0.0350506998166658

9.23E-06

0.0701013996333317

1.5E-05

0.140202799266663

2.182E-05

0.210304198899995

2.571E-05

0.350506998166658

3E-05

0.490709797433322

3.231E-05

0.665963296516651

3.403E-05

0.876267495416646

3.529E-05

0.999996465769477

3.582E-05

/

0 0

0.0350506998166658

9.23E-06

0.0701013996333317

1.5E-05

0.140202799266663

2.182E-05

0.210304198899995

2.571E-05

0.350506998166658

3E-05

0.490709797433322

3.231E-05

0.665963296516651

3.403E-05

0.876267495416646

3.529E-05

0.999996465769477

3.582E-05

/

/

PLYVISCCONCENTRACION
POLIMERO

lb/stb

0 1

0.0707820842237713

0.141563817940545

0.175593841378549

0.209623514309555

0.245014556421441

0.280405598533327

0.353910070611858

0.42060839779999

0.491390482023761

0.999999970839458

/

0 1

0.0707820842237713

0.141563817940545

0.175593841378549

0.209623514309555

0.245014556421441

0.280405598533327

0.353910070611858

0.42060839779999

0.491390482023761

0.999999970839458

/

MULTIPLICADOR DE LA
VISCOCIDAD DEL AGUA

4.8

8.533

10.933

13.067

16

18.667

25.867

34.667

44.267

114.77

4.8

8.533

10.933

13.067

16

18.667

25.867

34.667

44.267

114.77

PLYROCKESPACIO
POROSO
INACCESIBLEFACTOR DE
RESISTENCIA
RESIDUALDENSIDAD
MASAINDICE
ADSORCION
DE POLIMEROMAXIMA
ADSORCIÓN

0.05

1.07

925.3

1

3.424E-05

/

0.05

1.07

925.3

1

3.424E-05

/

Anexo C

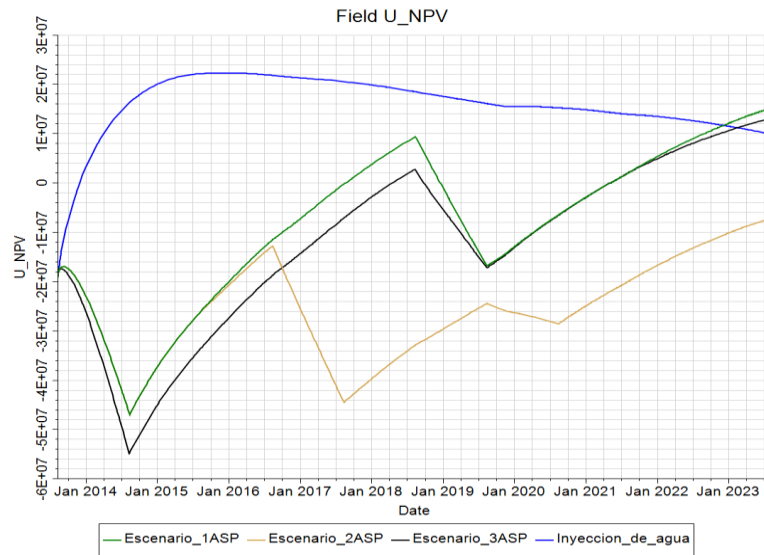


Figura 1 Valor presente neto en dolares de los escenarios de inyección de ASP

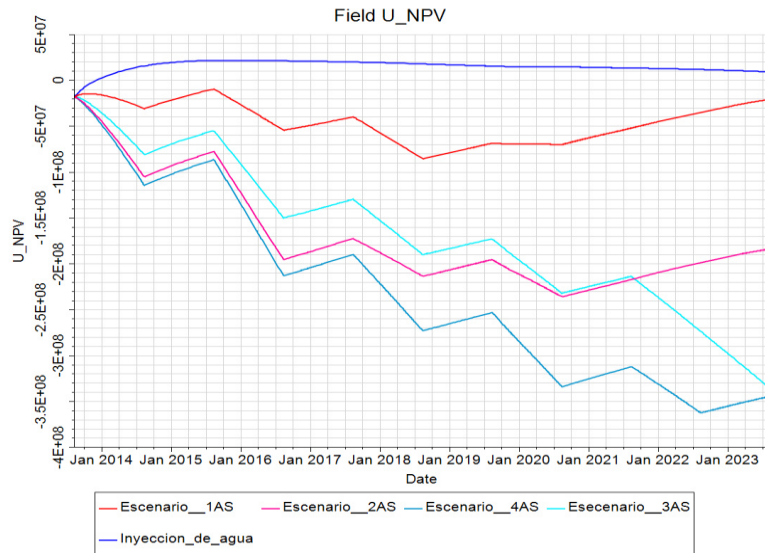


Figura 2 Valor presente neto en dolares de los escenarios de inyección de AS.

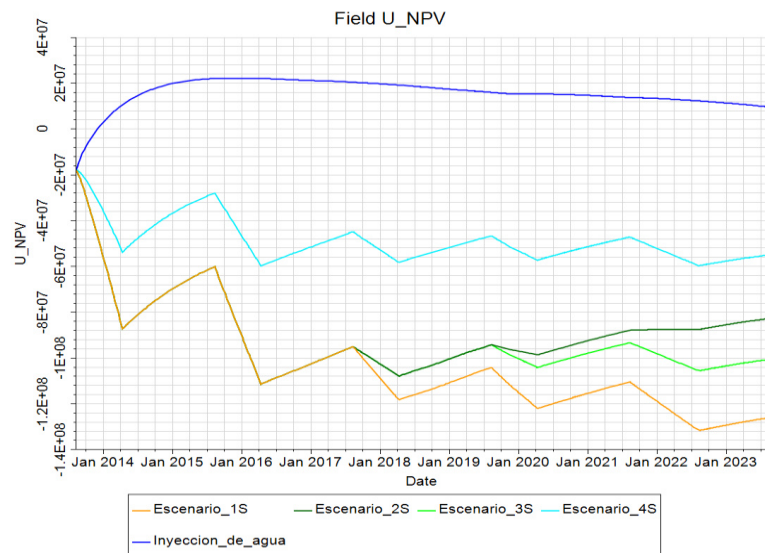


Figura 3 Valor presente neto en dolares de los escenarios de inyección de Surfactantes.

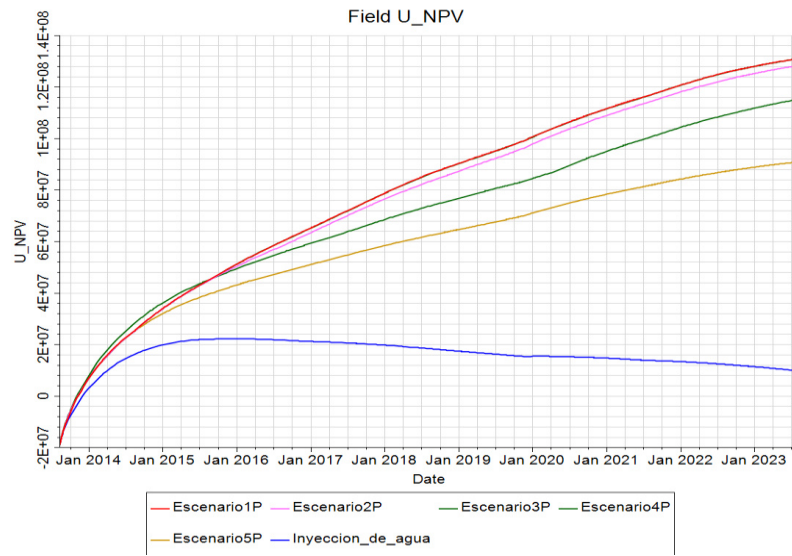


Figura 4 Valor presente neto en dolares de los escenarios de inyección de Polímeros

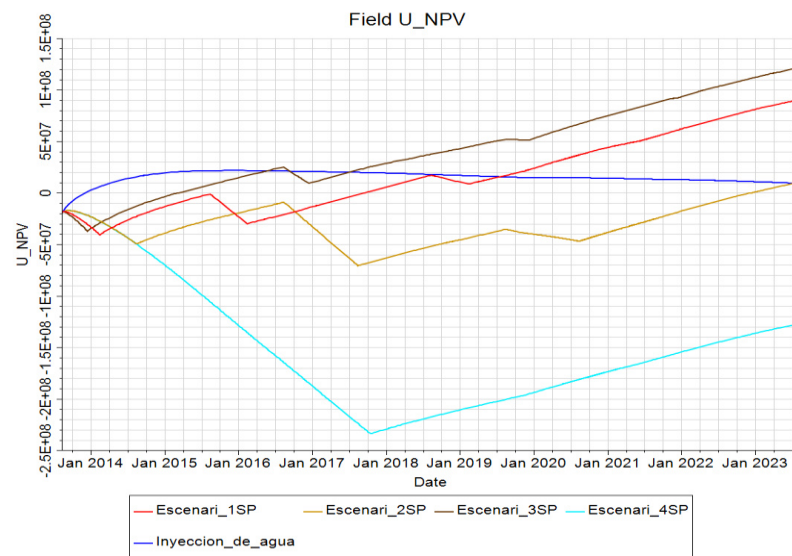


Figura 5 Valor presente neto en dolares de los escenarios de inyección de SP

Anexo D

Tabla 4 Concentraciones y tasas de surfactantes inyectados

	ESCENARIO	1		2		3		4	
		CONCENTRACIÓN LB/BBL	TASA BBL/DIA	CONCENTRACIÓN LB/BBL	TASA BBL/DIA	CONCENTRACIÓN LB/BBL	TASA BBL/DIA	CONCENTRACIÓN LB/BBL	TASA BBL/DIA
Número de baches	1	4.5	4000	4.5	4000	4.5	4000	3.0	4000
	2	0.0	3500	0.0	3500	0.0	3000	0.0	3000
	3	4.5	3000	4.5	3000	4.5	4000	3.0	4000
	4	0.0	2500	0.0	2500	0.0	3000	0.0	3000
	5	4.5	2000	3.0	2000	0.0	4000	3.0	4000
	6	0.0	2000	0.0	2000	2.2	3000	0.0	3000
	7	4.5	2000	3.0	2000	0.0	3000	3.0	3000
	8	0.0	2000	0.0	2000	2.2	3000	0.0	3000
	9	4.5	2000	1.0	2000	0.0	3000	3.0	3000
	10	0.0	2000	0.0	2000	0.0	3000	0.0	3000

Tabla 5 Concentraciones y tasas de inyección de polímeros

	Escenario	1		2		3		4		5	
		Concentración Lb/BBL	Tasa Bbl/dia	Concentración Lb/bbl	Tasa Bbl/dia	Concentración Lb/bbl	Tasa Bbl/dia	Concentración Lb/bbl	Tasa Bbl/dia	Concentración Lb/bbl	Tasa Bbl/dia
Número de baches	1	0.40	1100	0.40	1100	0.45	1100	0.40	1100	0.4	1100
	2	0.00	3000	0.00	3000	0.45	1100	0.40	1100	0.4	1100
	3	0.20	1100	0.30	1100	0.00	4000	0.40	4000	0.4	1100
	4	0.00	2000	0.00	2000	0.00	4000	0.00	4000	0.4	1100
	5	0.08	1100	0.01	1100	0.20	1100	0.00	4000	0.4	1100
	6	0.00	2000	0.00	2000	0.20	1100	0.00	4000	0.4	1100
	7	0.06	1100	0.08	1100	0.00	3000	0.00	4000	0.4	1100
	8	0.00	2000	0.00	2000	0.00	3000	0.08	1100	0.4	1100
	9	0.03	1100	0.08	1100	0.07	1100	0.08	1100	0.4	1100
	10	0.00	2000	0.00	2000	0.00	2000	0.08	1100	0.4	1100

Tabla 6 Concentraciones y tasas de inyección de SP

	Escenario	1			2			3			4		
		Concentración Lb/bbl		Tasa Bbl/día	Concentración Lb/bbl		Tasa Bbl/día	Concentración Lb/bbl		Tasa Bbl/día	Concentración Lb/bbl		Tasa Bbl/día
		S	P		S	P		S	P		S	P	
Número de baches	1	4.0	0.25	3000	4.0	0.35	3500	3.00	0.00	3000	3.0	0.0	3000
	2	0.0	0.00	3000	0.0	0.00	3000	0.00	0.25	1100	3.0	0.0	3000
	3	3.5	0.25	2500	3.0	0.20	2500	0.00	0.00	3000	3.0	0.0	3000
	4	0.0	0.00	2000	0.0	0.00	3000	3.00	0.00	3000	3.0	0.0	3000
	5	2.0	0.20	2000	0.0	0.00	3000	0.00	0.20	1100	0.0	0.25	1100
	6	0.0	0.00	2000	3.0	0.15	2000	0.00	0.00	3000	0.0	0.25	1100
	7	1.0	0.10	2000	0.0	0.00	2000	2.00	0.00	2000	0.0	0.25	1100
	8	0.0	0.00	2000	1.0	0.10	2000	0.00	0.15	1100	0.0	0.25	1100
	9	1.0	0.10	2000	0.0	0.00	2000	0.00	0.00	2000	0.0	0.25	1100
	10	0.0	0.0	2000	0.0	0.00	2000	0.00	0.00	2000	0.0	0.25	1100

Tabla 7 Concentraciones y tasas de inyección de ASP

	Escenario	1				2				3			
		Concentración Lb/bbl			Tasa Bbl/dia	Concentración Lb/bbl			Tasa Bbl/dia	Concentración Lb/bbl			Tasa Bbl/dia
		A	S	P		A	S	P		A	S	P	
Número de baches	1	2.0	3.0	0.0	3000	1.0	3.0	0.25	2000	2.0	3.5	0.0	3000
	2	0.0	0.0	0.25	1100	0.0	0.0	0.0	3000	0.0	0.0	0.25	1100
	3	0.0	0.0	0.0	3000	1.0	2.0	0.20	2000	0.0	0.0	0.25	1100
	4	1.0	3.0	0.0	3000	0.0	0.0	0.0	3000	0.0	0.0	0.0	3000
	5	0.0	0.0	0.2	1100	1.0	1.5	0.15	2000	0.0	0.0	0.0	3000
	6	0.0	0.0	0.0	3000	0.0	0.0	0.0	3000	1.0	2.5	0.0	3000
	7	1.0	2.0	0.0	2000	1.0	1.0	0.15	2000	0.0	0.0	0.22	1100
	8	0.0	0.0	0.15	1100	0.0	0.0	0.0	2000	0.0	0.0	0.22	1100
	9	0.0	0.0	0.0	2000	0.0	0.0	0.0	2000	0.0	0.0	0.0	3000
	10	0.0	0.0	0.0	2000	0.0	0.0	0.0	2000	0.0	0.0	0.0	3000

■ 8 meses

■ 4 meses