

# Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de polímero y su impacto en las propiedades mecánicas de rocas•••••

pags 70-105

Grupo de Investigación: Simulación de Yacimientos y Recobro mejorado de petróleo.

Línea de Investigación: Recobro mejorado.

Jorge Luis Ramos Ramos•, Rubén Hernán Castro••,

Camilo Mario Barreneche Muñoz•••, Eudes Alfonso Diazgranados Avendaño••••

Recibido: 30 de mayo de 2014 Aceptado: 5 de diciembre de 2014

## RESuMEN

Se considera en la actualidad, que los campos maduros no poseen la energía suficiente para producir por sí solos. Por esta razón, es necesario implementar métodos de recuperación en ellos, para poder así, facilitar la producción.

Luego de llevar a cabo algunos procesos de inyección de agua en el campo de estudio, se busca evaluar la viabilidad de la *Inyección de Polímero*, como método de recobro mejorado. Así también, se quiere evaluar el impacto de este proceso en la geomecánica de la roca, para luego describir cualitativamente el fenómeno del *arenamiento*.

El estudio se llevó a cabo por medio de la recopilación de información del Campo, elaborando una descripción del proceso de inyección de polímero y de la geomecánica de las rocas. Acto seguido, se realizó la descripción del modelo conceptual del campo: gracias a ello, se plantean los escenarios de simulación numérica, para observar el incremento de pro-

ducción del proceso. Luego, se observan los resultados para concluir acerca de la viabilidad del mismo, mediante el software de simulación *Eclipse*.

Para determinar el mejor escenario, se hicieron los diferentes cambios de propiedades del polímero, y de la iteración de éste con la roca. Luego de obtener los resultados para la producción, una vez implementado el proceso deseado, se evaluó el impacto en la geomecánica de la roca. Para ello se llevó a cabo también la generación del modelo geomecánico del campo.

Luego, tal modelo fue acoplado con la inyección de salmuera, emulando las propiedades del polímero. Se buscó generar las mismas tasas de producción, tanto para petróleo como para agua. Una vez obtenido el ajuste, se procedió a determinar el cambio en los esfuerzos a partir de las simulaciones, y finalmente evaluar cualitativamente el arenamiento en el campo.

**Palabras Clave:** Recobro mejorado, Inyección polimérica, Simulación numérica, producción arena.

- Docente investigador, Ingeniería de petróleos, Jorge.ramos@investigadores.uamerica.edu.co
- Investigador Instituto Colombiano del Petróleo, ruben.castro@ecopetrol.com.co
- Estudiante coinvestigador, ingeniería de petróleos. Fundación universidad de América.
- Estudiante coinvestigador, ingeniería de petróleos. Fundación universidad de América
- Proyecto desarrollado en convenio con el ICP.

## LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

**ABSTRACT**

It is now considered that a mature field does not have sufficient energy to produce by itself. Therefore, it is necessary to implement recovering methods in them, in order to facilitate the production.

After carrying out some water injection processes, in the field of study, we wanted to evaluate the potential feasibility of now, *Polymer Injection*, as an enhanced recovery method. We want to assess the impact of this process in rock's geomechanics, and then to qualitatively describe the phenomenon of *sanding*.

The study was conducted by collecting information from the field, developing a description of the polymer injection process and the rock's geomechanics. Then, the description of the conceptual model of the field was made; as a result, we produce various numerical simulation scenarios to observe the increased production arising from the process. Then, the results are observed to conclude about its feasibility through the simulation software Eclipse.

To determine the best scenario, the different properties of the polymer changes were made and the iteration between it and the rock. After obtaining the results for production, once implemented the desired process, the impact it would have on the rock's geomechanics was evaluated. It was carried out to generate the geomechanical model of the field.

Then, this model was coupled with brine injection event emulating polymer properties. We sought to generate the same rates of production, both for oil and for water. Once obtained the fit, we proceeded to determine the change in effort from the simulations, and finally assess the quality sanding in the field.

**Keywords:** Recovery improved polymer injection, Numerical simulation, sand production.

**INTRODUCCIÓN**

Los métodos EOR (por su sigla en inglés Enhanced Oil Recovery) son los procesos utilizados para incrementar el factor de recobro de un yacimiento, más allá del que se lograría por métodos primarios. En su mayoría, consisten en inyección de gases o químicos líquidos y/o en el uso de energía térmica.

Por tal razón con el fin de aumentar la producción de petróleo en el campo de estudio, se desea

evaluar el proceso de inyección de polímero como método de recobro mejorado. Esto, mediante simulación numérica de yacimientos creando diferentes escenarios, en los cuales se sensibilizarán diferentes propiedades del polímero. De esta manera, se busca obtener el mejor escenario según los resultados de las simulaciones.

La geomecánica de la roca juega un papel importante en el desarrollo del presente proyecto, debido a que se pretende evaluar el impacto del proceso de inyección de polímero en el fenómeno de arenamiento. El arenamiento está presente en el campo; por esta razón se generó un modelo geomecánico del mismo, incluyendo las principales propiedades geomecánicas. Finalmente el modelo geomecánico fue acoplado con el proceso de inyección de polímero. El proceso se realizó emulando al anterior, a partir de una salmuera que reprodujera el comportamiento en la producción.

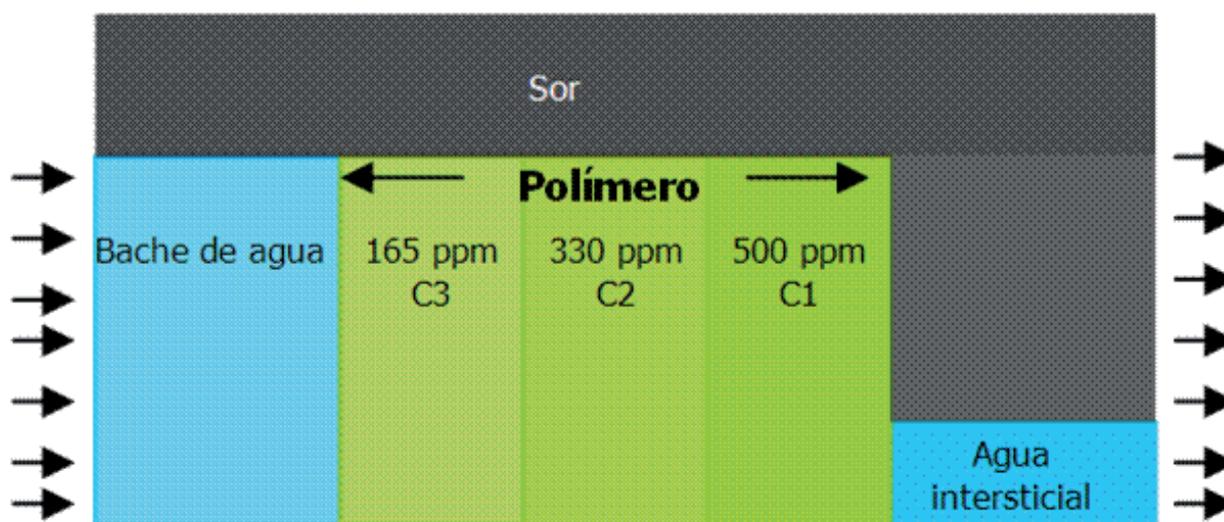
La Cuenca del Valle Medio del Magdalena reportó el mayor aporte de petróleo producido hasta principios del año 1980. Su comercialización se dio a principios del siglo XX, con el gran descubrimiento del Campo La Cira-Infantas. Luego de este descubrimiento, ocurrieron varios hallazgos de yacimientos petrolíferos de menor magnitud, en cuanto a reservas, pero de igual manera importantes para el desarrollo de esta cuenca.

**Inyección de polímero**

“El proceso de inyección de polímeros tiene como principal objetivo reducir la relación de movilidad que existe entre el agua y el petróleo, incrementando la viscosidad de la fase acuosa para incrementar la eficiencia de barrido volumétrica, por lo tanto, el factor de recobro y la producción de los yacimientos” (Castro, 2011).

La Inyección de Polímeros mejora la recuperación de aceite, debido al aumento en la eficiencia de barrido, más allá que la inyección de agua. Este proceso tiene un gran potencial en yacimientos moderadamente heterogéneos, con aceites de viscosidad intermedia, y con una adversa relación de movilidad agua-petróleo. (Ver Figura 1).

Figura 1. Diagrama de inyección de Polímeros.



Fuente: Green & Willhote, (2003, p239)

### Screening de la inyección de polímeros

El criterio de selección para procesos de inyección de polímeros ha sido investigado y resumido por diferentes autores especificados en la Tabla 1 y Tabla 2. La segunda presenta los parámetros más importantes de aplicación y los rangos para la implementación de este proceso.

### Polímeros empleados para inyección

#### Poliacrilamidas

Son polímeros sintéticos sometidos a inyección en yacimientos productivos. Mediante inyección de agua se somete a hidrólisis parcial, y se convierte en ácido acrílico la parte acrilamina.

Según Paris Ferrer, las poliacrilamidas son las más conocidas debido a que además de aumentar la viscosidad, alteran la permeabilidad de la roca del yacimiento en las zonas invadidas. También reduce la movilidad efectiva del agua

inyectada. El resultado final de su empleo será la reducción de la razón de movilidad. En consecuencia, el aumento en la eficiencia de barrido conlleva a un incremento en la producción de petróleo; sin embargo, se tiene que tener en cuenta el peso molecular de la poliacrilamidas al tener un rango pequeño. Si es alto, podría ocasionar el taponamiento de los espacios porosos de la formación.

#### Biopolímeros

“Los biopolímeros o polisacáridos son polímeros naturales los cuales se caracterizan por tener una buena capacidad viscosificante en presencia de agua con alta salinidad y resistencia a la degradación cuando está en presencia de esfuerzos mecánicos, algunos de estos pueden llegar a propagarse más fácilmente dentro de la superficie de la formación sin embargo debido a su composición son propensos al ataque bacterial” (Sheng, 2011, p. 101). Además de los polímeros anteriormente descritos existen nuevos polímeros utilizados en procesos de EOR como lo son los nuevos polímeros sintéticos y biopolímeros mejorados.

## LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

**Tabla 1. Criterios de selección para el proceso de inyección de polímeros**

Propiedades del aceite	
Gravedad (API)	>20
Viscosidad (cP)	<150
Características del yacimiento	
Saturación de aceite (%)	<10
Razón de movilidad	2.0 – 4.0
Permeabilidad (md)	>20
Profundidad (Ft)	<9000
Temperatura (F)	>175
Salinidad	Preferiblemente baja
Factor de heterogeneidad	0.5 – 0.85
Tipo de formación	Arenisca (también en carbonatos, se deben evitar las calizas)
Factores favorables	Condiciones apropiadas para la inyección de agua
	Alta saturación de petróleo
	Alta porosidad y espesor
Factores desfavorables	Capa de gas
	Agua de formación con alta salinidad
	Alto contenido de arcilla y calcio

Fuente: ECOPELROL (2008)

**Tabla 2. Screening Inyección de Polímero**

Autor	Parámetros del yacimiento						Saturación de petróleo (%)
	API	Ty (F)	Viscosidad (CP)	Presión (Psi)	Permeabilidad (md)	Profundidad (Ft)	
NPC0	NI	<250	<150	NC	<10	NC	NC
IYOHO	<40	<250	NC	NC	<50	NC	>0.25
TABER	<25	<200	<150	NC	<10	<9000	>0.1
SSI	<18	NC	<100	NC	<30	NC	NC
TABER-SERIGHT	<15	<200	<150	NC	>10	<9000	>0.5
H.L CHANG	NC	<229	<126	NC	<20	NC	NC

Fuente: ECOPELROL (2008)

## Factores que controlan la inyección de polímeros

- Salinidad “El agua de formación presente en el yacimiento contiene altas concentraciones de calcio y magnesio lo cual ocasiona un cambio en la viscosidad de la solución polimérica provocando una degradación química del polímero” (Sheng, 2011, p. 111), por este problema la concentración de sales presentes en la formación debe ser pequeña para evitar cambios en las propiedades del polímero inyectado.
- Temperatura. Las altas temperaturas encontradas en el yacimiento ocasionan una degradación en el polímero: “esta temperatura provoca una disminución en la viscosidad del polímero por lo cual generara una menor eficiencia de barrido, por otro lado, cuando un polímero es sometido durante un tiempo prolongado a altas temperaturas genera una degradación” (Sheng, 136).
- Presencia de capa de gas. Cuando se tiene la presencia de una capa de gas en el yacimiento, no es recomendable realizar una inyección de polímeros debido a que el aceite desplazado puede restaurar la capa de gas, generando el proceso de llene, lo cual sería desfavorable.
- Etapa de inyección de agua. Para poder realizar el proceso de inyección de químicos hay que tener en cuenta que se podría realizar en la etapa temprana del proceso de inyección de agua de no ser así los polímeros pueden llegar a ser ineficientes.

Entre los problemas más frecuentes durante el proceso de inyección de polímeros encontramos: la adsorción, degradación mecánica, degradación oxidativa, degradación térmica, degradación bacteriana, y la baja inyectabilidad

## Ventajas y desventajas de la inyección de polímero.

### Ventajas

Dentro de las principales ventajas se encuentran:

- Mejoran el barrido areal.
- Entre más diluidos se encuentra más viscosidad pueden llegar a brindar.
- Mejoran razón de movilidad agua petróleo.
- Factor económico.

### Desventajas

Entre las desventajas que se tiene en un proceso de inyección de polímero se encuentra.

- Presentan cambios debido a la salinidad.
- Taponamiento que se origina en la formación.
- Degradación bacteriana.
- Al momento de presentarse algún problema la solución sale muy costosa.
- Efecto de esfuerzos y altas temperaturas.

## Generalidades de la Geomecánica de Rocas

Es el estudio realizado para entender los procesos básicos de deformación de las rocas. Gracias a este estudio, pueden disminuirse las inestabilidades encontradas en los pozos. La geomecánica se basa en la relación existente entre el esfuerzo y la deformación. En un yacimiento se estudia el estado de los esfuerzos, la presión de poro, las propiedades físicas del yacimiento, fallas, fracturas naturales y roca sellos, para predecir el comportamiento del yacimiento. Se busca lograr una condición más estable.

## LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

“Los parámetros principales que controlan estas condiciones son el estado de los esfuerzos, la resistencia de la roca, propiedades y orientación de los estratos, presión de poro, distribución de fracturas y fallas, trayectoria del pozo y peso del lodo” (Fjaer et al., 1989).

## Esfuerzos

Se definen como la fuerza aplicada en el interior de un cuerpo. Los esfuerzos se encuentran moldeados por su origen, magnitud y dirección.

## Orientación de los esfuerzos

En el subsuelo, las formaciones se encuentran sometidas a diferentes tipos de esfuerzos llamados *esfuerzos in-situ*. Dentro de estos esfuerzos encontramos:

- Esfuerzo vertical ( $S_v$ ).
- Esfuerzo horizontal máximo ( $S_H$ ).
- Esfuerzo horizontal mínimo ( $S_h$ ).

La magnitud de los esfuerzos presentes en la roca puede determinar el esquema de falla. Según estas magnitudes, existen tres regímenes principales de falla:

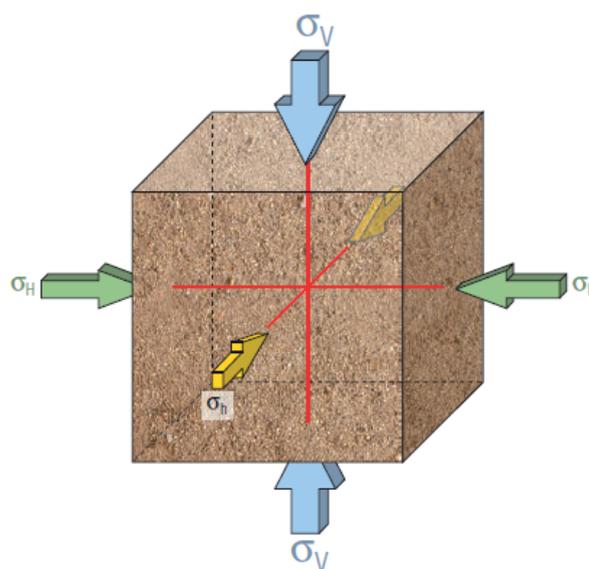
- Normal: En la cual se cumple que,  $S_v > S_H > S_h$
- Rumbo: En la cual se cumple que,  $S_H > S_v > S_h$
- Inversa: En la cual se cumple que,  $S_H > S_h > S_v$

## Tipos de esfuerzos

Existen tres tipos de esfuerzos dentro de la mecánica de la roca. Se encuentran representados en la figura 6.

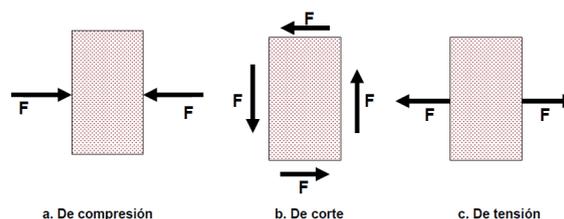
- Esfuerzos compresivos: se presentan cuando las fuerzas están dirigidas una contra la otra en el mismo plano.
- Esfuerzos de corte o cizalla: existen cuando las fuerzas externas están paralelas y en direcciones opuestas pero en diferentes planos.
- Esfuerzos de tensión: las fuerzas externas son paralelas y en dirección opuesta a lo largo del mismo plano.

**Figura 2. Esfuerzos principales presentes en la roca.**



Fuente: SCHLUMBERGER (2007/2008)

**Figura 3. Esfuerzos principales presentes en la roca.**



Fuente: Zoback (2008, p). Editado por los Autores.

### Propiedades elásticas de la roca

Dentro de los principales parámetros geomecánicos que facilitan el análisis del comportamiento de la roca se encuentran los siguientes:

- **Módulo de Young.** El módulo de Young se basa en medir la propiedad que tiene la roca a resistir la deformación axial, al ser sometida a un esfuerzo perpendicular.
- **Relación de Poisson.** Se define como la relación que existe entre la deformación axial y lateral que sufre un material sometido a un esfuerzo.
- **Módulo de corte.** Se define como la resistencia de un cuerpo a cambiar de forma, y aplica cuando los esfuerzos sobre el material son de cizalla.
- **Modulo volumétrico.** Mide la variación volumétrica de un material y la resistencia de este a la compresión hidrostática.
- **Constante de Biot.** Se define como un parámetro poro-elástico el cual describe la eficiencia de la presión de poro de la roca saturada de fluidos en contrarrestar el esfuerzo total aplicado sobre esta.

### Producción de arena

Al momento de iniciar la producción en un pozo, es posible que se presenten partículas sólidas junto con los fluidos del yacimiento, arrastradas por los fluidos producidos. La cantidad de sólidos producidos puede variar desde unos pequeños gramos hasta altas cantidades, las cuales pueden llevar a abandonar el pozo.

### Condiciones necesarias para la producción de arena

La producción de arena puede ocurrir si la roca vecina a la zona de producción no está consolidada o ya fue dañada. Estos daños pue-

den ocurrir por la concentración de fuerzas ocurridas alrededor de huecos abiertos, en rocas sometidas a estas concentraciones de fuerzas. El comienzo de la producción de arena, por lo tanto, se encuentra relacionado con las fuerzas que inducen al daño de la roca. Una roca no consolidada o dañada, es una condición necesaria para la producción de arena, pero no necesariamente es una condición suficiente para que este fenómeno se presente. Dentro de las condiciones necesarias y suficientes para que se presente el fenómeno encontramos las Fuerzas presentes en un grano de arena: Caída de presión crítica, Estabilidad y Colapso de los arcos de arena.

### Modelo conceptual de simulación numérica

Para la construcción del modelo conceptual de simulación numérica se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

#### Capacidad computacional Disponible

El número de celdas del modelo original, como se observa en la Figura 4, contiene 20.347.474 celdas, teniendo en cuenta que el patrón de inyección con el cual se trabajó se encuentra en el bloque III del campo de estudio. Se procedió a realizar el recorte del bloque III el cual se observa en la Figura 5.

Una vez realizado el recorte del bloque III y observando que tiene 1.904.175 celdas, no es posible realizar la simulación de manera satisfactoria, debido a la cantidad de celdas que tiene en x, y, z. No fue posible procesarla con la capacidad computacional disponible. Se determinó necesaria la aplicación de una técnica de escalamiento la cual consiste en reducir la cantidad de celdas, incrementando el tamaño de las mismas. Lo anterior, para obtener un modelo equivalente y reproducir la información estática del modelo original con un menor número de celdas.

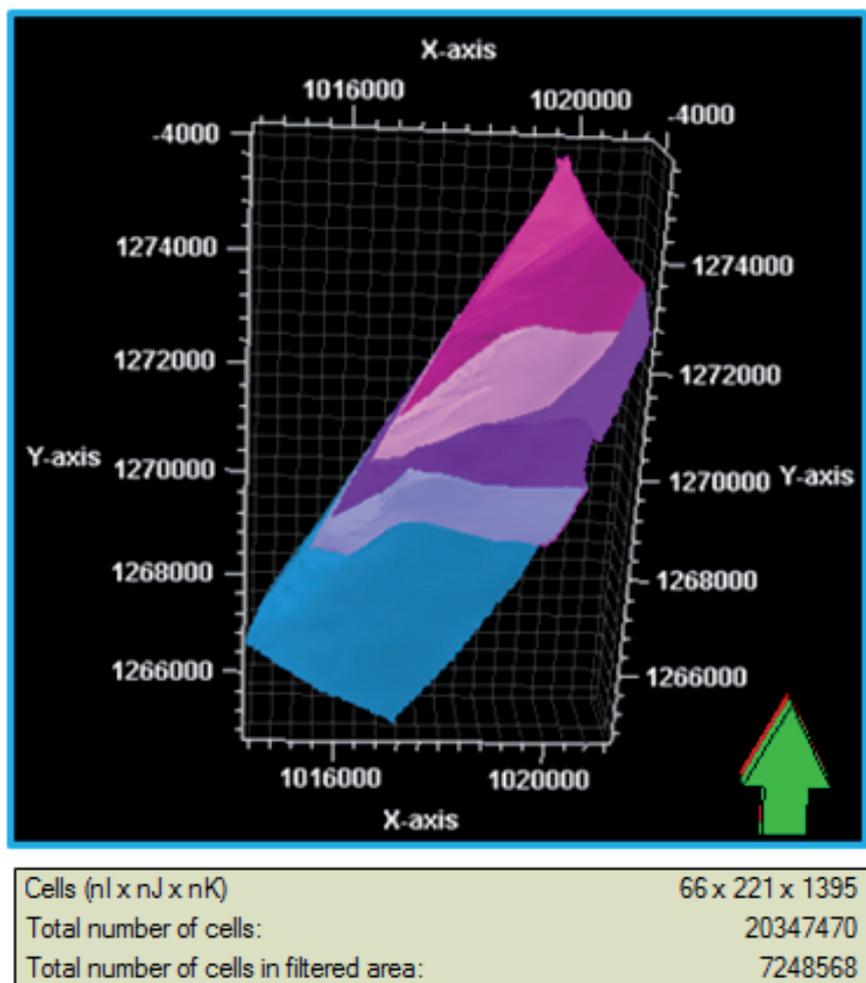
Luego de realizar un estudio estadístico para la verificación de la información y determinación

## LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

de las propiedades PVT, petrofísicas y de inicialización requerida. Se procedió a realizar el caso de simulación teniendo en cuenta el historial de producción e inyección de los pozos pertenecientes a este bloque. La producción comienza en el año de 1945 y su etapa de inyección en el año 1985. Debido a que la producción de agua y gas obtenida no reproduce los datos de la producción histórica, luego de realizar la simulación (Ver Grafica 1,2), se decidió realizar un cotejo histórico para obtener un mejor ajuste en estas dos curvas. Para la producción de petróleo si se obtuvo un buen ajuste (Ver Grafica 3).

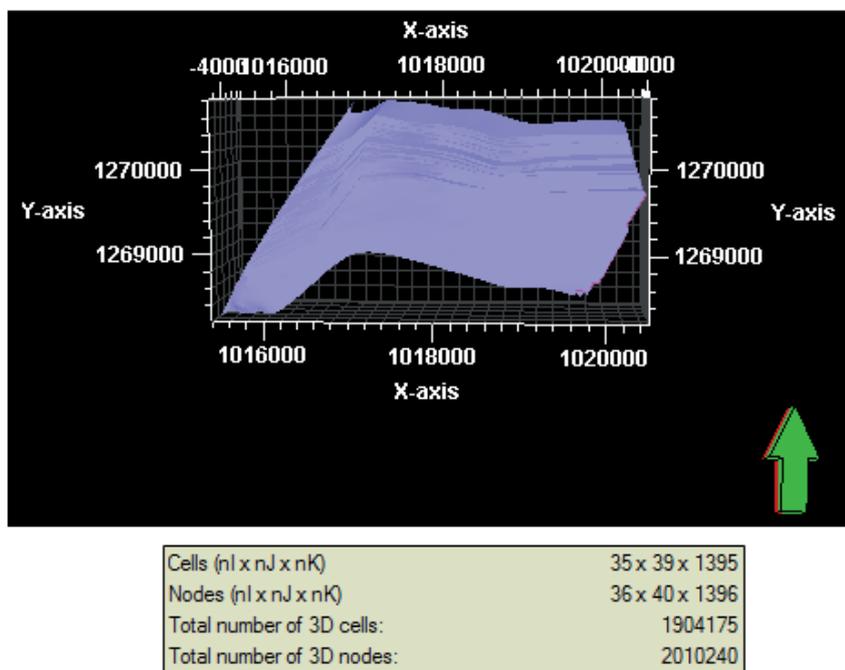
En las Gráficas 1, 2 y 3 se observa la producción de gas, agua y petróleo, para el caso base. Con la necesidad de lograr un mejor cotejo histórico, se decidió sensibilizar la variable de la permeabilidad relativa del agua, y la relación  $K_v/K_h$ . En la Grafica 4 se observan las curvas de permeabilidad relativa base. No se logró ajustar satisfactoriamente la curva simulada, respecto de la curva histórica. Por esta razón se decidió sensibilizar esta propiedad con valores de 0.1 a 0.5, esta se tomó una relación  $K_v/K_h$  heterogénea por lo cual se utilizó la Ecuación 1.

**Figura 4. Modelo estático del campo X año 2014**



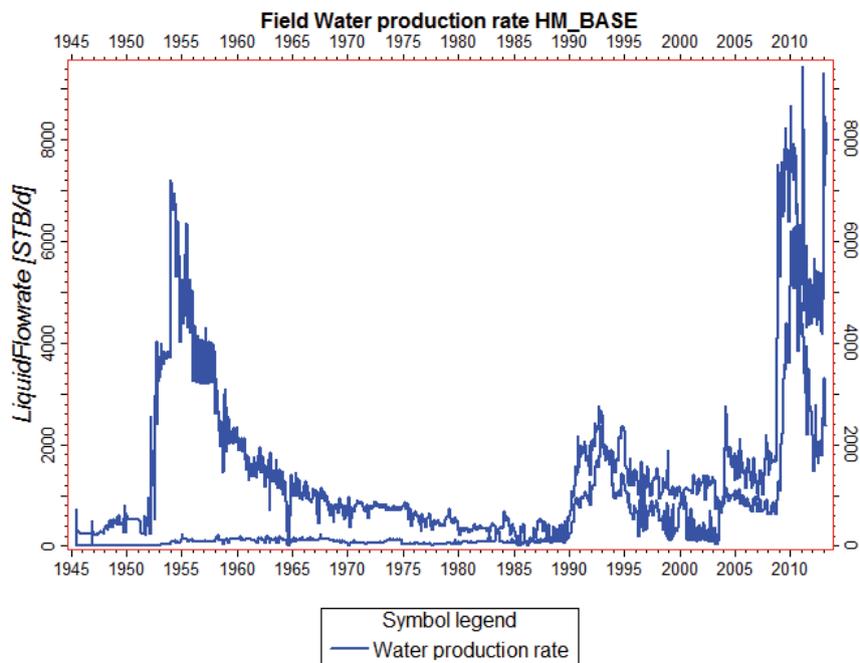
Fuente: Los Autores.

Figura 5. Recorte del bloque III



Fuente: Los Autores.

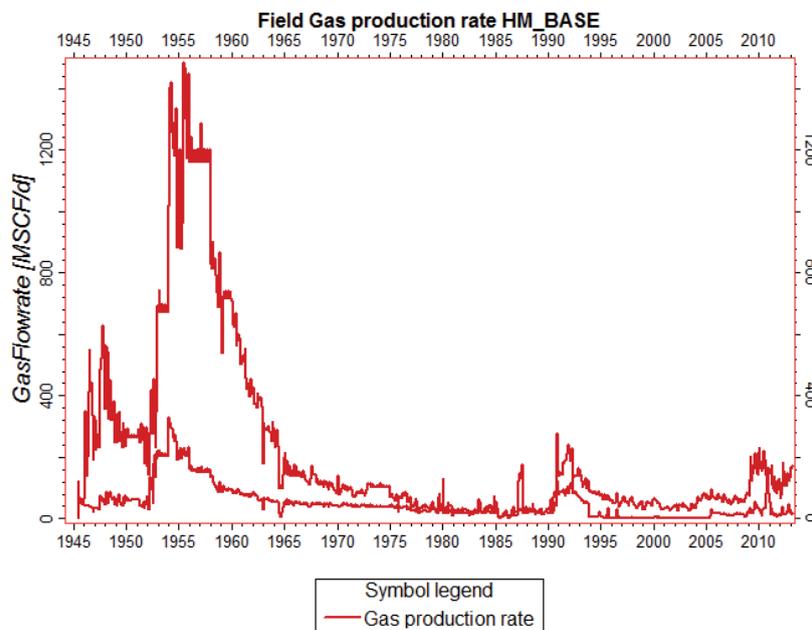
Gráfica 1. Producción inicial de agua del Campo X



Fuente: Los Autores.

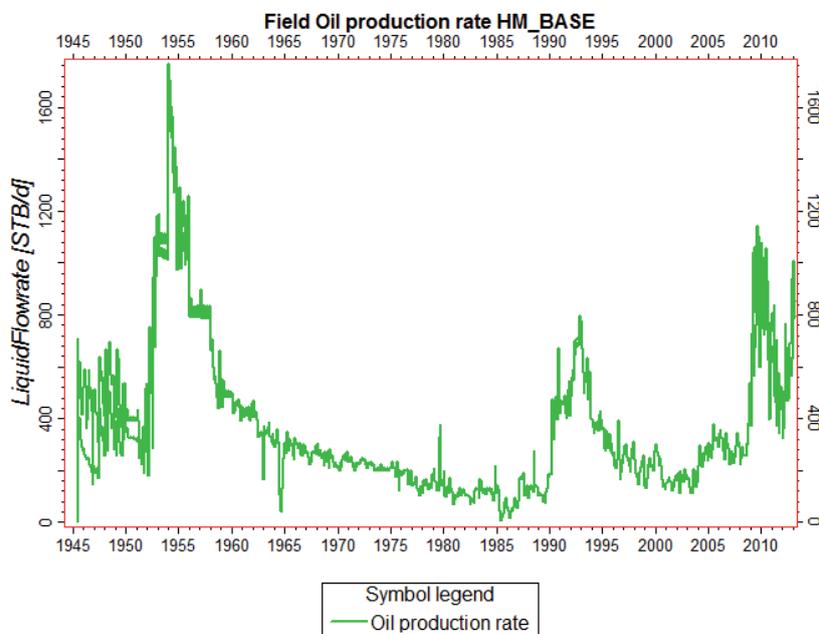
LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

**Gráfica 2. Producción inicial de gas del Campo X**



Fuente: Los Autores.

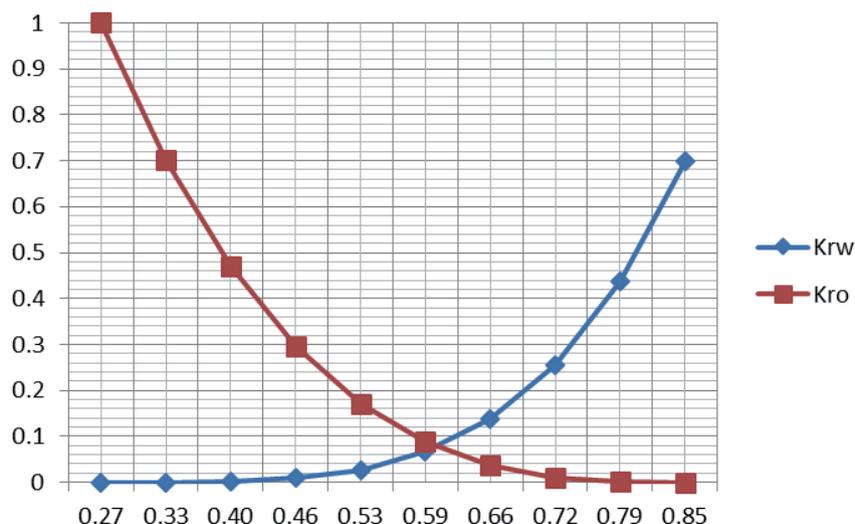
**Gráfica 3. Producción inicial de petróleo del Campo X**



Fuente: Los Autores.

Gráfica 4. Permeabilidades relativas bases del modelo

### Permeabilidades Relativas Agua-Aceite



Fuente: Los Autores.

Ecuación 1. Cálculo para la permeabilidad relativa

$$KZ = 0.0429 \sqrt{\frac{kx}{\theta}}^{2.2855}$$

Fuente: TIAB (2004. P.150)

Se determinó la permeabilidad vertical para así determinar una relación Kv/Kh heterogénea, con la cual se logró un mejor ajuste. En la Gráfica 5 se puede observar el cotejo histórico realizado, el cual se logró con una permeabilidad relativa de 0.3 y una relación Kv/Kh heterogénea.

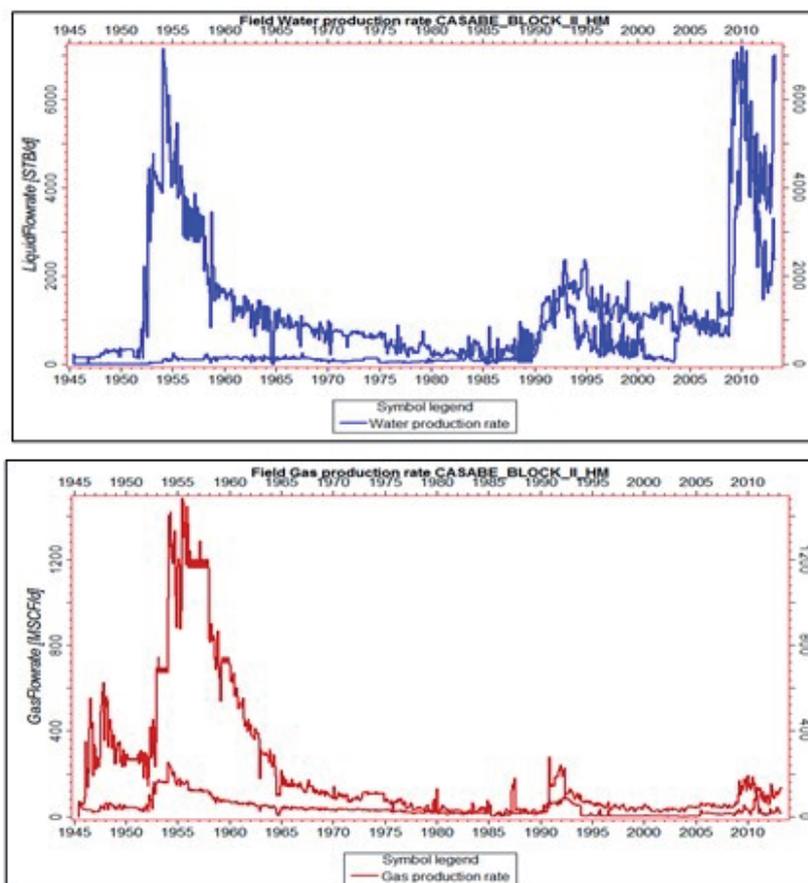
#### Modelo geomecánico

Una vez obtenido el mejor cotejo histórico, al reducir la incertidumbre y la diferencia exist

ente entre los datos simulados y los datos históricos, se procedió a incorporar el modelo geomecánico en el recorte escalado realizado anteriormente. Éste no corrió debido a que, para realizar un caso con un modelo geomecánico, se deben tener celdas rectangulares. Teniendo en cuenta lo anterior, se decidió realizar un nuevo recorte, trabajado mediante un arreglo de cinco pozos inversos que constan de cuatro pozos productores: FUA-1414, FUA-1092, FUA-1093, FUA-1094 y un pozo inyector el FUA-1237. Para realizar el recorte se filtraron las zonas pertenecientes a la formación Colorado, por lo que se trabajó con la zona A1 hasta la zona A3. Las celdas se consideran celdas rectangulares y se puede realizar una corrida de geomecánica con éxito. De igual manera se tomaron las celdas, desde la 11 a la celda 30, y solo en dirección i; en dirección j se tomaron todas las celdas. De esta manera se obtuvo el modelo que se observa en la Figura 6.

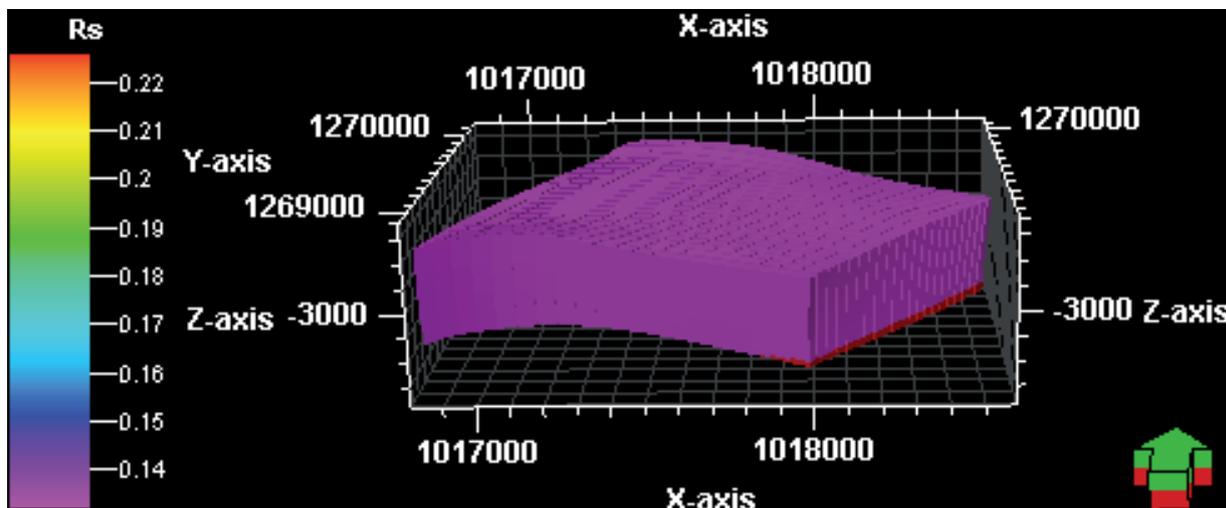
LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

**Grafica 5. Cotejo histórico para el campo en estudio**



Fuente: los Autores.

**Figura 6. Recorte del Bloque III**



Fuente: los Autores.

Finalmente se observa el modelo en el cual se ven las dos zonas de referencia, ubicadas a 3500 y 4200 pies, para las cuales se tomaron las propiedades PVT calculadas anteriormente, y calcularon las propiedades petrofísicas, y los datos de inicialización del modelo. El modelo final queda con 65,100 celdas, por lo cual es posible trabajar estos casos de geomecánica.

#### Modelo geomecánico del campo

En esta sección se describirán las diferentes propiedades geomecánicas utilizadas en la simulación, para evaluar el impacto de la inyección de polímeros en la distribución de los esfuerzos presentes en el yacimiento. Esto, con el fin de analizar el fenómeno de arenamiento presente en este campo. Para la construcción del modelo geomecánico se utilizaron datos de los parámetros geomecánicos de un pozo cercano al arreglo.

#### Ajuste parámetros geomecánicos para las arenas

Al realizar el estudio de los datos entregados por la empresa soporte, se analizó que, para las zonas con volúmenes de arcilla mayores al 60%, no se determina una buena correlación de los datos. Con el fin de obtener un mejor ajuste de estos parámetros, se realizó un filtro en el cual se tomaron únicamente los datos que presentan un volumen de arcilla menor al 60%. Tomando en cuenta este filtro, se propuso el ajuste, utilizando el programa *CurveExpert Professional 2.0.3*, para el Tiempo de Transito Compresional y el Tiempo de Transito de Cizalla obteniendo los siguientes resultados:

Ajuste al tiempo de transito compresional. Se ingresaron en el programa los valores de porosidad y de volumen de arcilla como variables independientes. El DTSM es la variable dependiente. La Ecuación 2 representa el modelo de regresión no lineal, con sus respectivos valores, para las constantes, utilizadas para el cálculo de este parámetro.

Ajuste tiempo de transito de cizalla.

Se ingresaron en el programa, los valores de porosidad y de volumen de arcilla como variables independientes y el DTSM es la variable dependiente. La Ecuación 3 representa el modelo de regresión no lineal, con sus respectivos valores para las constantes, utilizadas para el cálculo de este parámetro.

Ecuación 2. Cálculo para el tiempo de transito compresivo

$$DTCO = a\theta_1^2 + bvsh_2^2 + c\theta_1 + dvsh + e$$

Dónde:

*DTCO*: Tiempo de transito compresional. {μs/pie}

$\theta$ : Valor de porosidad para cada celda.

*vsh*: Valor de volumen de arcilla para cada celda.

*a*: 30.5506483

*b*: 276.775136

*c*: -10.6133826

*d*: 129.966165

*e*: 60.9712927

Ecuación 3. Cálculo para el tiempo de tránsito de cizalla

$$DTSM = a\theta_1^2 + bvsh_2^2 + c\theta_1 + dvsh + e$$

Dónde:

*DTSM*: Tiempo de transito de cizalla. {μs/pie}

$\theta$ : Valor de porosidad para cada celda.

*vsh*: Valor de volumen de arcilla para cada celda.

## LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

a: 30.5506483

b: 276.775136

c: -10.6133826

d: 129.966165

e: 60.9712927

Para el cálculo de las propiedades geomecánicas de las arcillas, se tomaron valores promedios para el tiempo de transito compresivo y el tiempo de transito de cizalla. Esto se realizó con el fin de minimizar el ruido y la dispersión de los datos en el modelo geomecánico. Los promedios utilizados para el cálculo de las propiedades geomecánicas de las arcillas fueron: DTSM: 223.8094 { $\mu\text{s}/\text{pie}$ } DTCO: 100 { $\mu\text{s}/\text{pie}$ }

*Ecuaciones utilizadas para el cálculo de las propiedades geomecánicas.* Las siguientes ecuaciones se utilizaron para calcular los parámetros geomecánicos requeridos para la construcción del modelo de simulación.

Ecuación 4. Cálculo de la Relación de Poisson

$$\nu = \frac{\frac{1}{2} \left( \frac{ts}{tc} \right)^2 - 1}{\left( \frac{ts}{tc} \right)^2}$$

Fuente: TIAB, Djebbar &amp; Donaldson (2004, p 578)

Dónde:

 $\nu$ : Relación de Poisson. {Adimensional}ts: Tiempo de transito de cizalla. { $\mu\text{s}/\text{pie}$ }tc: Tiempo de transito compresional. { $\mu\text{s}/\text{pie}$ }

Ecuación 5. Calculo del Módulo de Cizalla

$$g = \frac{\rho b}{ts} xa$$

Fuente: TIAB, Djebbar &amp; Donaldson (2004, p 578)

Dónde:

G: Módulo de Cizalla. {Psi}

Pb: Densidad *bulk*. {gr/cc}ts: Tiempo de transito de cizalla. { $\mu\text{s}/\text{pie}$ }tc: 1.34 x 10<sup>10</sup>

Ecuación 6. Cálculo para el Módulo de Young

$$E = 2G(1 + \nu)$$

Fuente: TIAB, Djebbar &amp; Donaldson 2004, p 578.

Dónde:

E: Módulo de Young. {Psi}

G: Módulo de Cizalla. {Psi}

 $\nu$ : Módulo de Poisson. {adimensional}

Las siguientes ecuaciones se emplearon para calcular la constante de Biot.

Ecuación 7. Cálculo para el Módulo volumétrico

$$Kb = \rho b \left( \frac{1}{tc^2} - \frac{4}{3ts^2} \right) xa$$

Fuente: TIAB, Djebbar &amp; Donaldson (2004, p 578)

Dónde:

Kb: Módulo volumétrico. {Psi}

 $\rho b$ : Densidad *bulk*. {gr/cc}ts: Tiempo de transito de cizalla. { $\mu\text{s}/\text{pie}$ }tc: Tiempo de transito compresional. { $\mu\text{s}/\text{pie}$ } $\alpha$ : 1.34 x 10<sup>10</sup>

Ecuación 8. Cálculo para la Compresibilidad volumétrica

$$Cb \frac{1}{Kb}$$

Fuente: TIAB, Djebbar & Donaldson (2004, p 578)

Dónde:

*Cb*: Compresibilidad volumétrica. {psi<sup>-1</sup>}

*Kb*: Módulo volumétrico. {psi}

Ecuación 9. Cálculo para la Compresibilidad de la roca

$$Cr = Pg \left( \frac{1}{tma^2} - \frac{4}{3tsma^2} \right) xa$$

Fuente: TIAB, Djebbar & Donaldson (2004, p 578)

Dónde:

*Cr*: Compresibilidad de la roca. {psi<sup>-1</sup>}

*Pg*: Densidad de los granos de la matriz. {gr/cc}

*tma*: Tiempo de transito compresional la matriz. {µs/pie}

*tsma*: Tiempo de transito de cizalla de la matriz. {µs/pie}

$\alpha$ : 1.34 x 10<sup>10</sup>

Ecuación 10. Cálculo de la Constante de Biot

$$\alpha = 1 - \frac{Cr}{Cb}$$

Fuente: TIAB, Djebbar & Donaldson (2004, p 578)

Dónde:

$\alpha$ : Constante de Biot.

*Cr*: Compresibilidad de la roca. {psi<sup>-1</sup>}

*Cb*: Compresibilidad volumétrica. {psi<sup>-1</sup>}

Después de ingresar las ecuaciones anteriormente nombradas al programa, y realizar los cálculos relacionados a los parámetros requeridos para la construcción del modelo, se obtuvieron las siguientes estadísticas:

**Cuadro 1. Estadísticas de los datos para los parámetros geomecánicos para las arenas.**

Parámetro	Mínimo	Máximo	Promedio
DTSM {ms/pie}	149.38	251.74	207.75
DTCO {ms/pie}	77.36	124.51	98.30
Vc {Pie/S}	8,031.24	12,925.84	10,202.45
Vs {Pie/S}	3,972.30	6,694.24	4,869.02
v {Adimensional}	0.29	0.40	0.35
G {Mpsi}	460,376.63	146,6950.00	74,642.41
E {Psi}	1,232,030.3750	3,839,740.0000	1,994,654.8556
Kb {Psi}	1,268,052.38	4,176,476.5	2,245,305.66
Cb {Psi - 1}	0.0'0	0.00	0.00
Cr {Psi - 1}	0.0'0	0.00	0.00
a {Adimensional}	0.09	0.77	0.46

Fuente: Los Autores.

## LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

**Cuadro 2. Valores de los parámetros geomecánicos ingresados para las arcillas**

Parámetro	Promedio
DTSM {ms/pie}	223.8094
DTCO {ms/pie}	100
Vc {Pie/S}	10000
Vs {Pie/S}	4,468.087578
v {Adimensional}	0.375
G {Mpsi}	610,692.84
E {Psi}	167,975.5300
Kb {Psi}	2,244,742.87
Cb {Psi - 1}	0.0000004450
Cr {Psi - 1}	0.0000002740
a {Adimensional}	0.3848

Fuente: Los Autores

Comportamiento de la producción debido al proceso de inyección de polímero

Para realizar la simulación del proceso de inyección de polímero, se utilizó la plataforma de

Eclipse 100 de la compañía Schulberger, para esto se utilizaron las características de una poli-acrilamida parcialmente hidrolizada, Superpusher 192, especificada en la Tabla 1. En el Gráfica 6 se puede observar la viscosidad obtenida a partir de diferentes concentraciones.

Teniendo en cuenta las ocho secciones en las cuales se divide el software, y basándose en el caso base de inyección de agua, se procedió a incorporar los *keywords* necesarios de la siguiente manera:

- RUNSPEC: Es necesario establecer el comando POLYMER.
- PROPS: En esta sección es necesario agregar los siguientes Keywords
- PLYADS: Este keyword describe dos aspectos (Ver Cuadro 3)
- PLYROCK: Este *keyword* se compone por cinco parámetros: (Ver Cuadro 4,5,6,25)

**Tabla 1. Propiedades y características del polímero**

Parámetro	Tipo de propiedad	Valor
Tipo de polímero	-	SNF Superpusher B192
Tiempo de corte	Polímero	10 <sup>s-1</sup>
Concentración base	Polímero	1500 PPM
Viscosidad solución polimérica	Polímero	87.10Cp
Máxima absorción de la roca	Roca-polímero	0.000494803 (Lb/Lb roca)
Adsorción residual de la roca	Roca-Polímero	0.000494803 (Lb/Lb roca)
Volumen poroso accesible de la roca	Roca-polímero	0.7
Factor de resistencia residual de la roca	Roca-polímero	3

Fuente: Los Autores

**Cuadro 1. Parámetros para el keyword PLYADS**

Concentración del polímero (lb/stb)	Concentración de polímero que se adhiere a la roca (lb/lb)
-------------------------------------	--

Fuente: Los Autores

**Grafica 6. Concentración del polímero Vs Viscosidad**



Fuente: Los Autores

**Cuadro 2. Parámetros para el keyword PLYROCK**

Espacio poroso inasequible en la roca	Factor de resistencia residual	Densidad de la roca (Lb/rb)	Índice de adsorción (si el valor es de 1 existe adsorción si es de 2 no existe).	Máxima adsorción del polímero (lb/lb)
---------------------------------------	--------------------------------	-----------------------------	--	---------------------------------------

Fuente: Los Autores

- PLYVISC: este *keyword* describe dos parámetros.

**Cuadro 3. Parámetros para el keyword PLYVISC**

Concentración de la solución polimérica (lb/stb)	Factor de incremento de la viscosidad de la solución polimérica
--	---

Fuente: Los Autores

- PLYMAX: especifica dos aspectos.

**Cuadro 4. Parámetros para el keyword PLYMAX**

Concentración de la solución polimérica (lb/stb)	Salinidad de la formación (lb/stb)
--	------------------------------------

Fuente: Los Autores

- SCHEDULE: en la sección de *shedule* se especifica el *keyword* WPLOYMER con este se establecen.

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

Cuadro 5. Parámetros para el keyword WPOLYMER

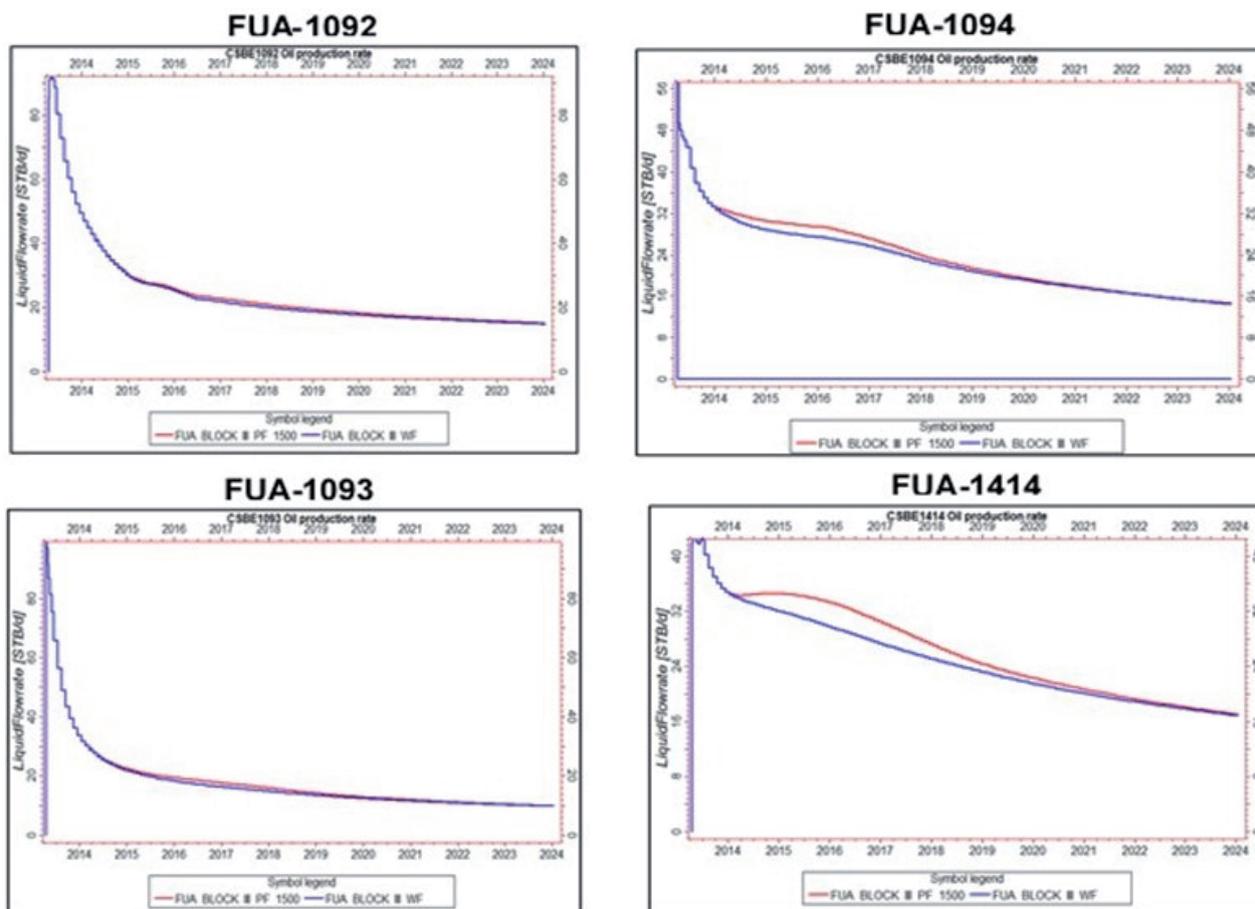
Nombre del pozo	Concentración de la solución polimérica (lb/stb)	Salinidad (lb/stb)
-----------------	--	--------------------

Fuente: Los Autores

Es necesario agregar dos veces este *keyword*. La primera es cuando se inicie la inyección del polímero, con la concentración determinada; y una segunda vez, cuando termine el proceso de inyección. En este último caso con una concentración de cero, para que así se deje de inyectar esta solución. Luego de montado y corrido el caso de inyección

de polímero, se obtuvieron los resultados para la producción de petróleo diaria y acumulada, para cada uno de los pozos pertenecientes al patrón de inyección. En la Grafica 7 se observa el comportamiento de la producción de petróleo, teniendo en cuenta el caso base de inyección de agua y el caso de inyección de polímero. En la Gráfica 8 se observa la producción para el patrón de inyección.

Gráfica 7. Producción de petróleo diaria y acumulada para los pozos del arreglo.



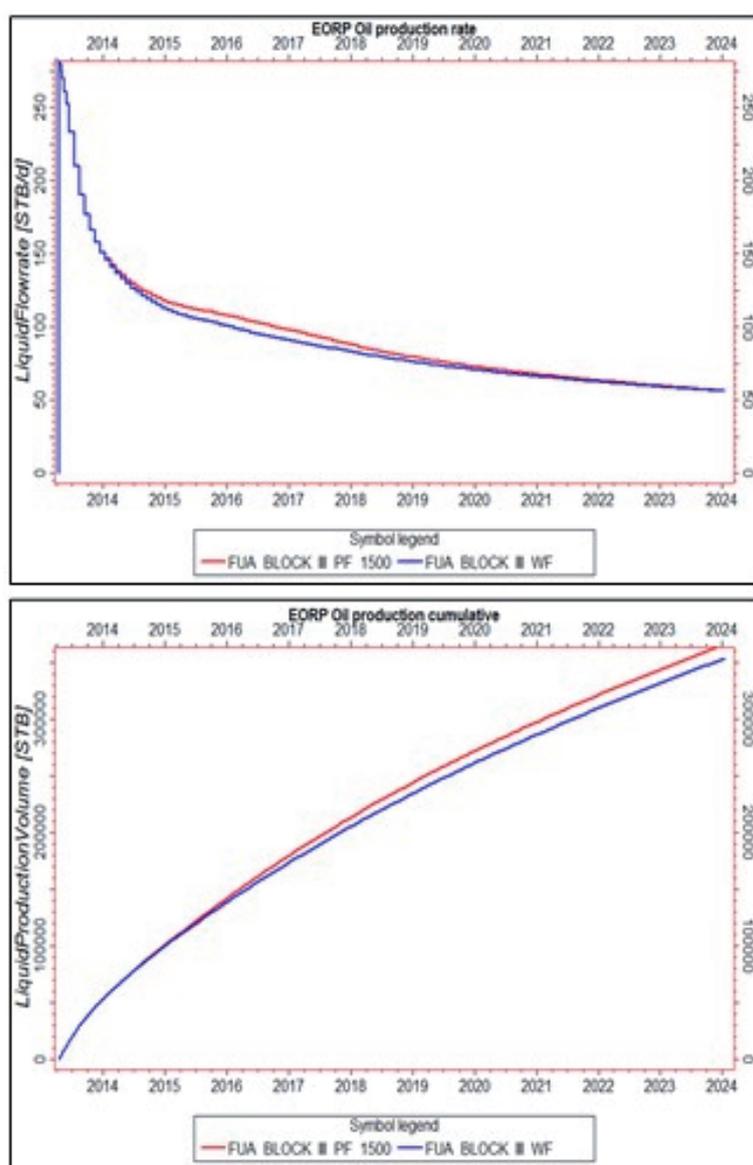
Fuente: Los Autores

En la gráfica 8 se observa la producción para todo el patrón de inyección

Luego de observar los resultados arrojados, y teniendo en cuenta que se está inyectando una concentración de polímero de 1500 PPM en enero del año 2014, en este año se observa un incremento en la producción diaria de petróleo. Pero para el año 2022, la caída de la producción llega a ser igual a la producción de petróleo del

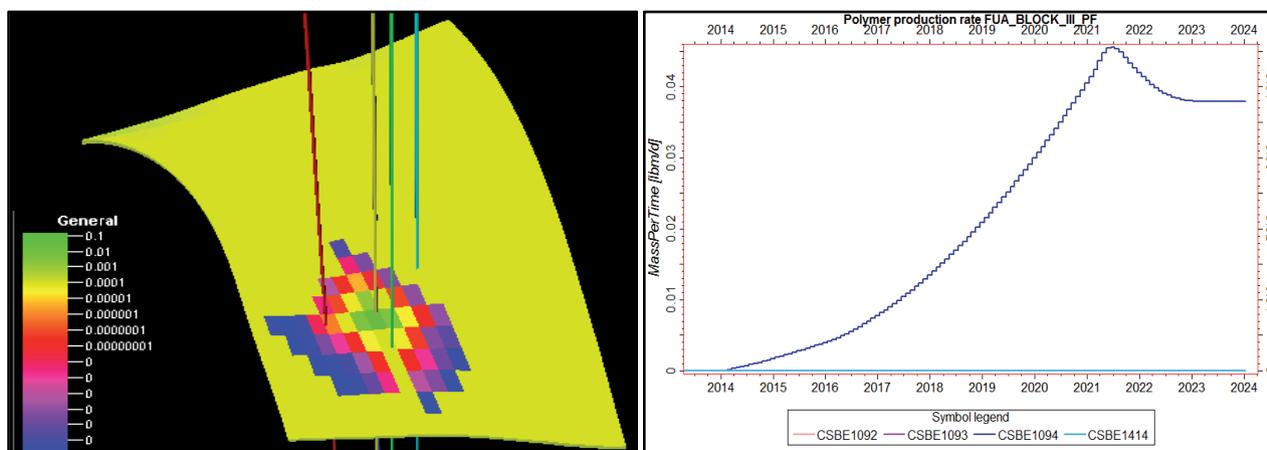
proceso de inyección de agua. Debido a esta razón se empezarán a analizar las variables que afectan un proceso de inyección de polímero, como lo son la movilidad, adsorción de la roca, heterogeneidad del yacimiento, saturación de agua inicial en el yacimiento, tasa de inyección, entre otras. En la Gráfica 9 se observa la propagación del polímero para el patrón de inyección y de la misma manera la producción por pozo del polímero.

**Gráfica 8. Producción de petróleo diaria y acumulada para el patrón de inyección**



Fuente: Los Autores

**Gráfica 9. Propagación y producción del polímero para el patrón de inyección**



Fuente: Los Autores

Como se puede observar en la Gráfica 9, el único pozo que produjo polímero es el FUA-1094. Para los pozos FUA-1091, FUA-1093 y FUA-1414 no se evidencia una producción de polímero debido a la mala conexión que existe entre estos pozos y el pozo inyector 1237. Por esta razón, y observando los datos de producción, se analizaron diferentes variables para determinar si el proceso de inyección de polímero es aplicable para este arreglo.

Debido a que el proceso de inyección de polímero no logró un barrido volumétrico significativo, se calculará la movilidad máxima en el yacimiento para observar las condiciones en las cuales se realizó el proceso de inyección de químico.

Para el cálculo de la movilidad máxima se utilizó la Ecuación 11, donde los valores están indicados en el Cuadro 6.

Ecuación 11. Cálculo de la Movilidad máxima en el yacimiento

$$M_{max} = \frac{k_w * \mu_o}{k_o * \mu_w}$$

Donde,

*Mmax*: Movilidad máxima en el yacimiento.

*Kw*: Permeabilidad efectiva del agua. (Adimensional)

*Ko*: Permeabilidad efectiva del petróleo. (Adimensional)

$\mu_p$ : Viscosidad de la solución polimérica (Cp.).

$\mu_w$ : Viscosidad del agua (Cp.).

**Cuadro 6. Valores para el cálculo de la movilidad máxima en el yacimiento.**

<i>Kw</i>	<i>Ko</i>	<i>mo</i> (Cp)	<i>mw</i> (Cp)
0.3	1	12	0.576533551

Fuente: Los Autores

Con los respectivos datos mencionados se obtiene una movilidad máxima de 6.2, la cual se encuentra por debajo de 10. Por lo tanto, indica que el proceso de inyección de polímero no va a ser lo suficientemente eficiente para lograr un barrido volumétrico de petróleo significativo.

Debido a que la heterogeneidad del yacimiento tiene un impacto importante en el proceso de inyección de polímero, y ya que el coeficiente de Dysktra Parsons cuantifica la

estratificación de la permeabilidad y su efecto en el comportamiento de la inyección de agua, pueden tomarse valores entre 0 y 1, de tal manera que entre menor sea su valor, mayor es la recuperación considerándolo homogéneo.

Se realizó el cálculo del coeficiente de variación de permeabilidad (V). Para esto se crearon registros sintéticos de la porosidad, permeabilidad y profundidad mediante la herramienta de Petrel, de los pozos correspondientes al patrón de inyección, seleccionados para este estudio.

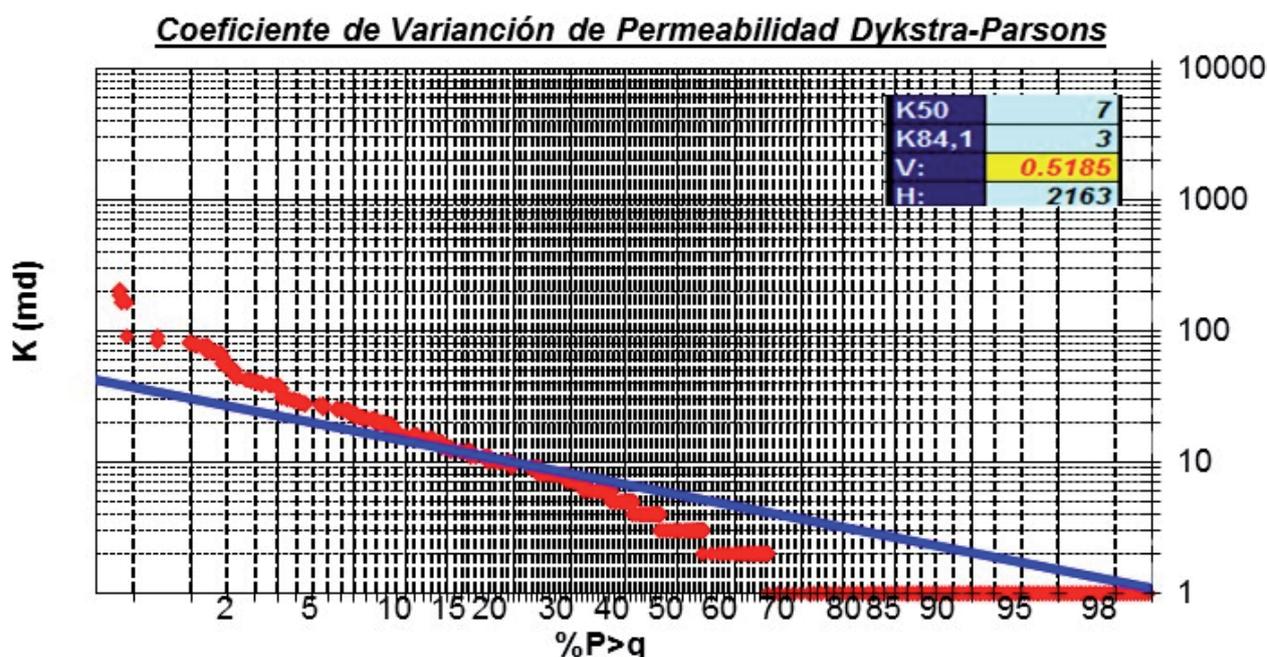
Luego de esto se unificaron las tablas de los pozos pertenecientes al patrón teniendo en

cuenta que, para la determinación del coeficiente, se toman los valores del espesor y la permeabilidad.

A continuación, en la Gráfica 10 se muestra la distribución y la interpolación de los datos para el cálculo del coeficiente de variación de la permeabilidad.

Como se observa en la Gráfica 8 el coeficiente de variación de la permeabilidad es de 0.5185; indica que el yacimiento es medianamente heterogéneo, por lo cual es poco aconsejable implementar un proceso de inyección de polímero.

**Gráfica 10. Coeficiente de Variación de Permeabilidad Dykstra-Parsons**



Fuente: Los Autores

Para determinar los principales parámetros que intervienen en la producción de polímero se procedió a realizar diferentes sensibilidades cambiando los valores de los parámetros de mayor influencia en este proceso,

como lo son: el factor de resistencia residual, volumen poroso accesible, adsorción máxima de la roca y concentración del polímero.

A continuación se observa el comportamiento de la producción modificando estos valores:

Comportamiento de la producción modificando la adsorción máxima: En el Cuadro 7 se observan los valores modificados y en la Gráfica 11 los resultados obtenidos sensibilizando este parámetro.

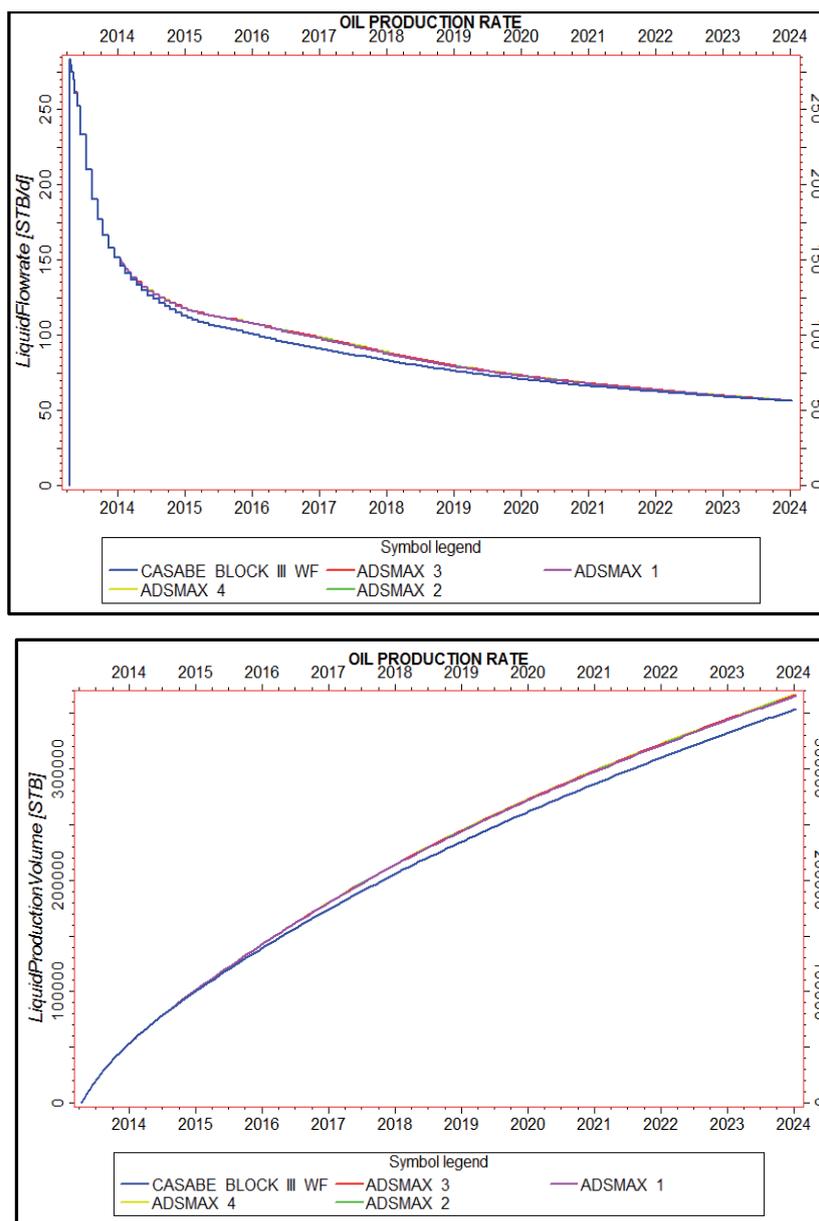
LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

**Cuadro 7. Sensibilidad del parámetro adsorción máxima**

Caso	Máxima adsorción del polímero [lb/stb]				
	1	2	3	4	5
Polímero	0.0001237	0.0002474	0.000494803	0.0007422	0.0009896

Fuente: Los Autores

**Grafica 11. Comportamiento de la producción sensibilizando a adsorción máxima**



Fuente: Los Autores

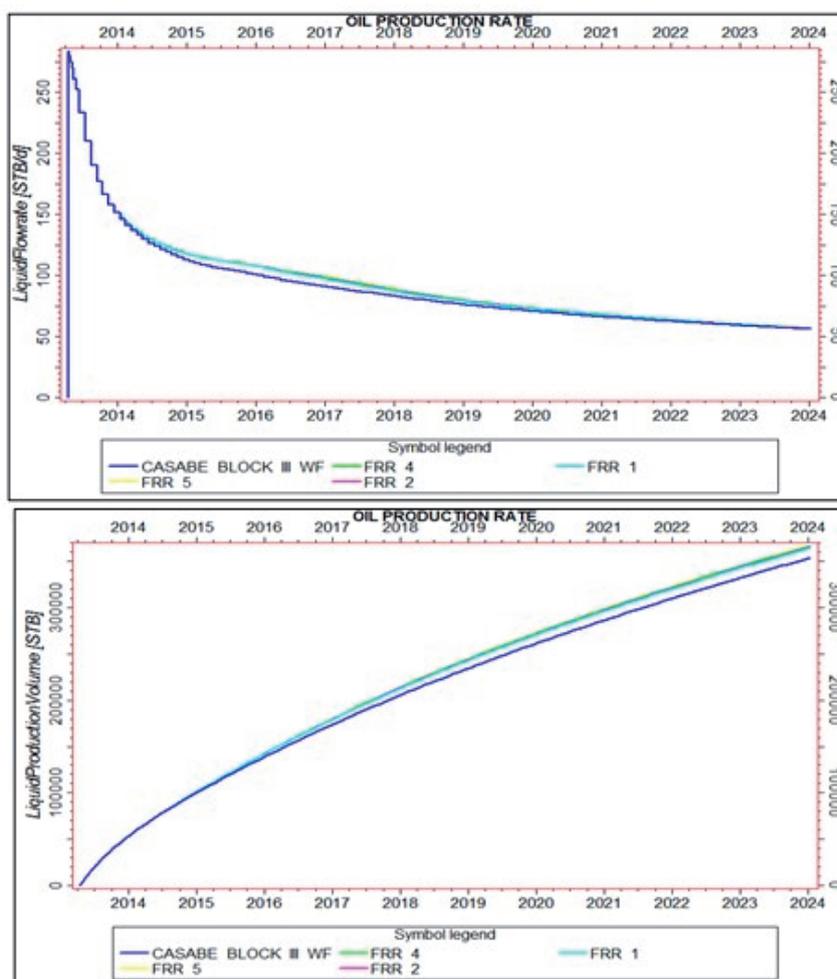
Comportamiento de la producción modificando el factor de resistencia residual: En el Cuadro 8 se observan los valores modificados y en la Grafica 12 los resultados obtenidos sensibilizando este parámetro

**Cuadro 8. Sensibilidad del parámetro factor de resistencia residual**

Caso	Factor de resistencia residual				
Polímero	1	2	3	4	5

Fuente: Los Autores

**Grafica 12. Comportamiento de la producción sensibilizando El factor de resistencia residual**



Fuente: Los Autores

Comportamiento de la producción modificando la concentración del polímero: En el Cuadro 9 se observan los valores modificados y en la Grafica 13 los resultados obtenidos sensibilizando este parámetro.

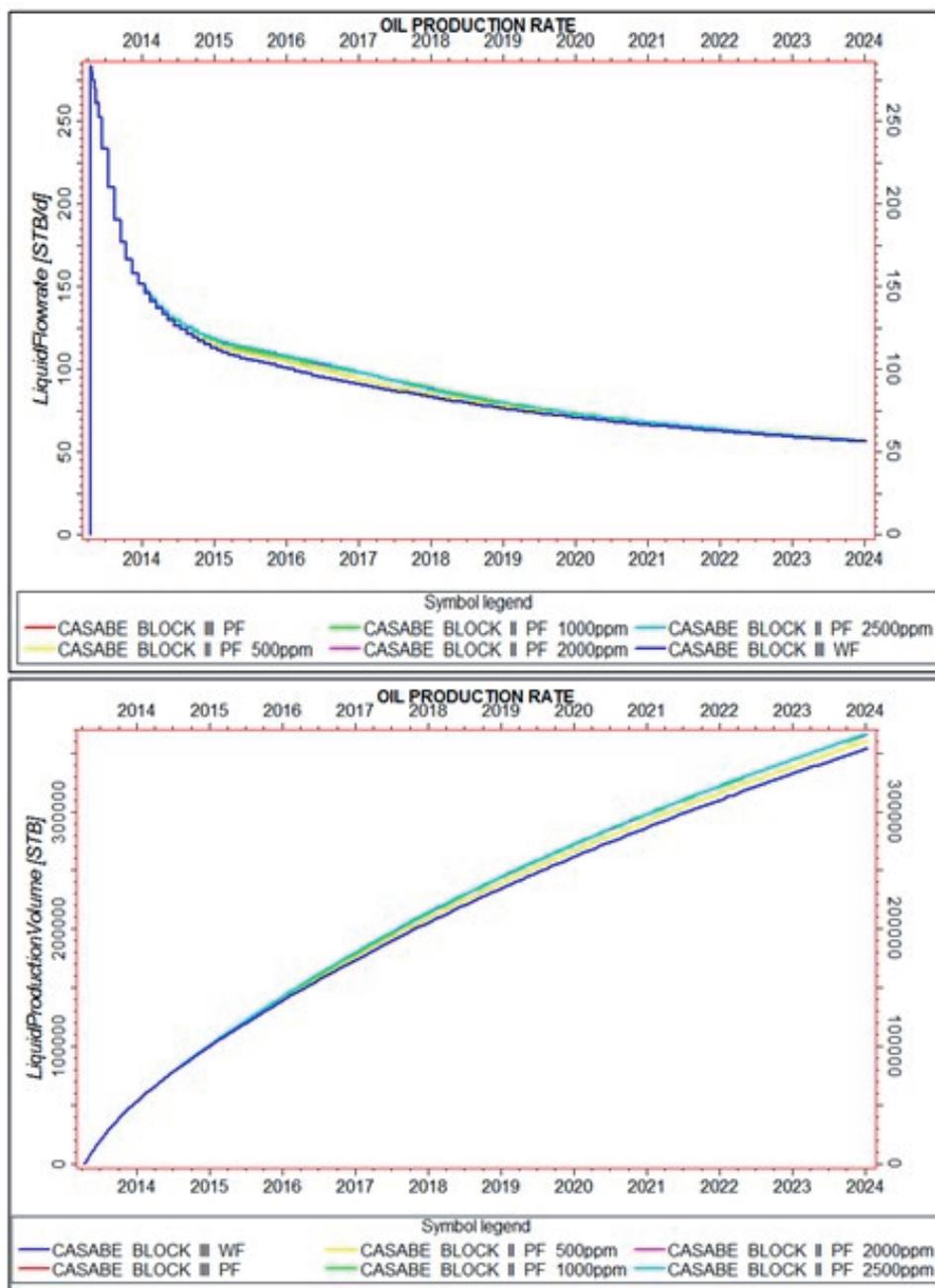
LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

**Cuadro 9. Sensibilidad del parámetro concentración.**

Caso	Concentración [lb/lb]				
Polímero	0,17529650	0,35059300	0,52588950	0,70118600	0,87648250

Fuente: Los Autores

**Grafica 13. Comportamiento de la producción sensibilizando La concentración del polímero**



Fuente: Los Autores

Comportamiento de la producción modificando el volumen poroso inaccesible: En el Cuadro 10 se observan los valores modificados y en la Grafica 14 los resultados obtenidos sensibilizando este parámetro

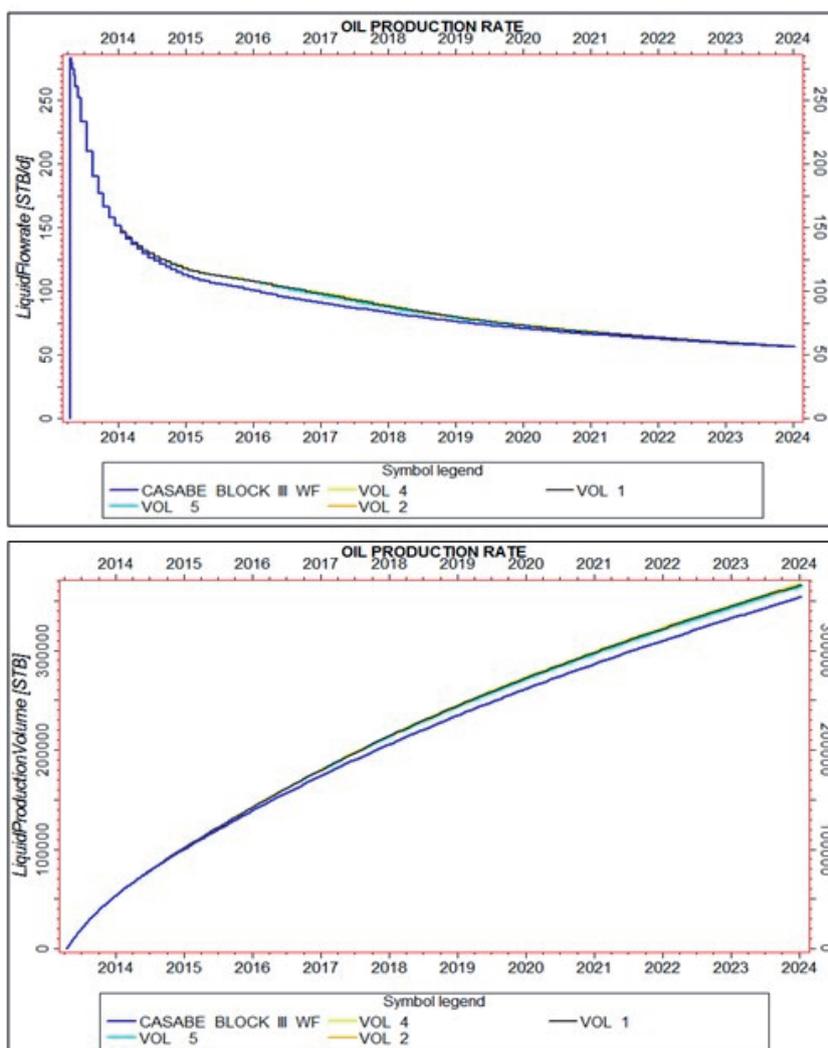
A partir de las simulaciones realizadas y teniendo en cuenta los incrementales arrojados para la producción de petróleo se estableció que el escenario el cual genero mayor factor de recobro fue el observado en la Cuadro 11.

**Cuadro 12. Sensibilidad del parámetro volumen poroso inaccesible**

Caso	Volumen poroso inaccesible				
Polímero	1	2	3	4	5
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5

Fuente: Los Autores

**Grafica 14. Comportamiento de la producción sensibilizando El volumen poroso inaccesible**



Fuente: Los Autores

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

**Cuadro 11. Escenario que genere que mejor recobro.**

Mejor escenario		
Parámetro	Valor	Factor de recobro
Factor de resistencia residual	5	1.06198
Volumen poroso accesible	0.1	1.06198
Concentración	2500	1.06013
Adsorción máxima	0.0125	1.0625

Fuente: Los Autores

Por tal motivo, se recomienda realizar el cálculo pertinente mediante pruebas de laboratorio, sobre los datos de adsorción máxima, factor de resistencia residual y la concentración del polímero

**Comportamiento en la producción de arena debido a la inyección de polímeros.**

Para poder evaluar el efecto que tiene la inyección de polímero sobre los esfuerzos de la roca se realizó un proceso de inyección de una salmuera, la cual reproduce el efecto y la propiedad de factor de resistencia residual. Así mismo se tendrá una salmuera con la misma viscosidad de la solución polimérica utilizada. Esto se hizo de esta manera debido a que el simulador E100 simula el proceso de inyección de polímero y E300 proceso de geomecánica, y no fue posible acoplar estas dos versiones debido a que no se contó con el software que hace posible este proceso.

Debido a que se necesita emular el efecto que tiene el polímero por medio de una salmuera y calcular a qué viscosidad de la solución salina se generaría un factor de resistencia residual de 3, se utilizó la Ecuación 12.

Ecuación 12. Cálculo del Factor de resistencia residual

$$Frr = \frac{k_w * \mu_{o,p}}{k_{o,p} * \mu_w}$$

Dónde:

*Frr*: Factor de resistencia residual.

*Kw*: Permeabilidad efectiva del agua.

*Ko*: Permeabilidad efectiva del petróleo.

$\mu_p$ : Viscosidad de la solución polimérica.

$\mu_w$ : Viscosidad del agua.

En el Cuadro 13 se observan los valores de cada una de estas propiedades, el valor necesario es la viscosidad del fluido desplazante de la salmuera. Para esto se piensa en que el efecto del entrapamiento mecánico no existe, por lo cual los fluidos se van a desplazar de la misma manera y por esto la ecuación queda de la siguiente forma (Ver Ecuación 13).

Ecuación 13. Cálculo del Factor de resistencia residual sin tener en cuenta el entrapamiento mecánico.

$$Frr = \frac{\mu_{o,p}}{\mu_w}$$

Donde:

*Frr*: Factor de resistencia residual.

$\mu_w$ : Viscosidad del agua. Cp.

$\mu_{o,p}$ : Viscosidad de la salmuera.

En el Cuadro 13 se observan los valores utilizados y el resultado de la viscosidad.

**Cuadro 13. Valores para el cálculo del factor de resistencia residual.**

Frr	$\mu_w$	$\mu_p$
3	0.576533508	X

Fuente: Los Autores

De esta manera se tiene una viscosidad para la salmuera de 1.7237 Cp con esta viscosidad es necesario calcular su equivalente en PPM para así determinar a qué concentración se inyectara la salmuera, para esto se utilizó la correlación de McCoy la cual se observa en la Ecuación 14.

Ecuación 14. Correlación de McCoy,R,L

$$\frac{\mu_w}{\mu_{wp}} = 1 - 1.87 \times 10^{-3} s^{0.5} + 2.18 \times 10^{-4} s^{2.5} + T^{0.5} - 135 \times 10^{-2} T (2.76 \times 10^{-3} s - 3.44 \times 10^{-4} s^{1.5})$$

Dónde:

$M_w$ : Viscosidad del Agua (Cp)

$M_{wp}$ : Viscosidad de la salmuera (Cp)

S: Salinidad de la solución (PPM)

T: Temperatura (F)

Una vez calculado el equivalente en PPM de la viscosidad obtenida y la viscosidad de la solución polimérica luego de haber realizado la simulación, la cual es de 13.97, se determinó un equivalente, para que la salmuera tuviera la misma viscosidad que obtuvo el polímero. Luego de esto se calculó el equivalente en unidades de campo (lb/bbl) con el fin de establecer los valores de la concentración de sal en el keyword WSALT. En el Cuadro 14 se observan los valores obtenidos para establecer estos parámetros, reproduciendo el efecto que tiene el factor de resistencia residual en la producción de petróleo.

Estos parámetros anteriormente mencionados se ingresaron en el keyword WSALT, para así reproducir el efecto que tiene el factor de resistencia residual en la producción de agua y petróleo. Cabe mencionar que no se está emulando el efecto de la adsorción de la roca en este procedimiento.

Teniendo en cuenta los cálculos realizados se procedió a simular el caso de salmuera el cual debe reproducir los valores de la curva de producción diaria de petróleo y acumulada esto con el fin de lograr reproducir el comportamiento obtenido en un proceso de inyección de polímero mediante el proceso de inyección una salmuera, en la Gráfica 15 se observa la producción de petróleo generada por los casos de inyección de salmuera y de polímero, de igual manera en la Gráfica 68 se tiene la producción de agua para estos dos casos.

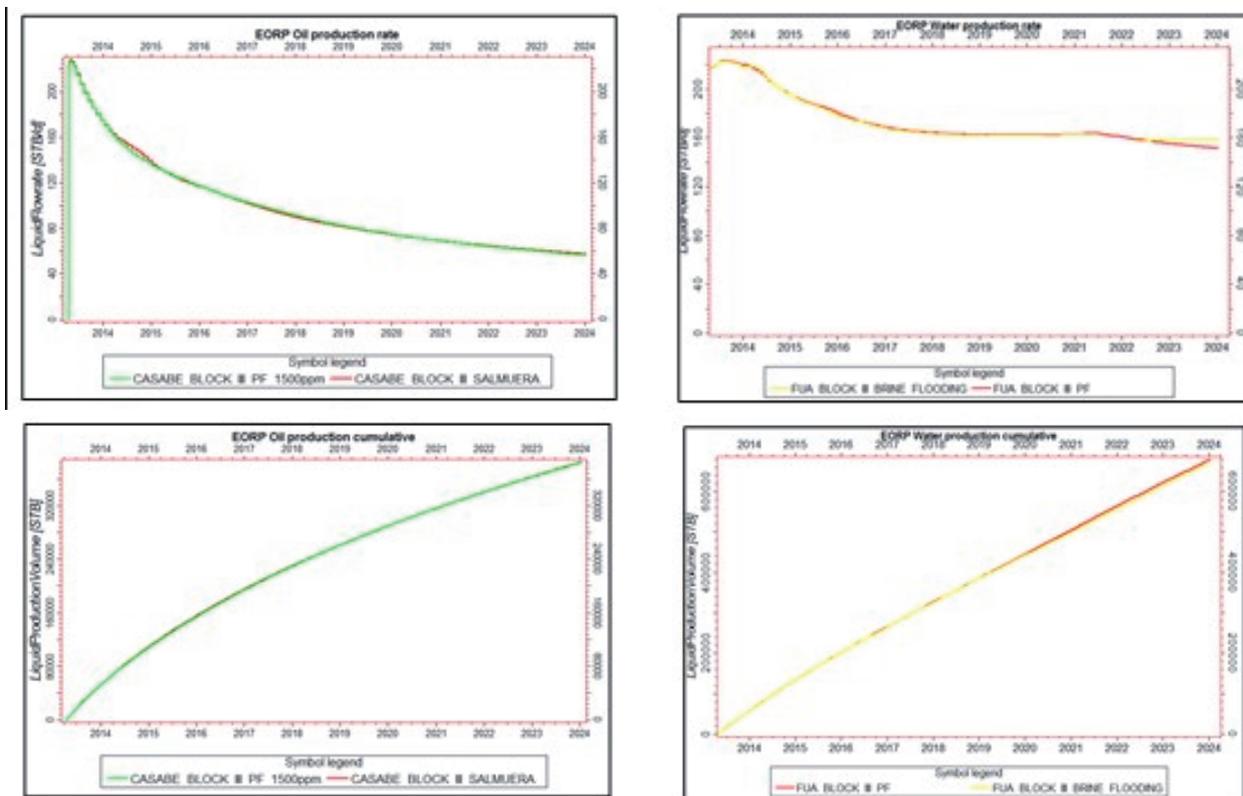
**Cuadro 14. Concentración de la salinidad para emular el efecto del factor de resistencia residual**

Fecha	Viscosidad de la solución (Cp)	Salinidad (PPM)	Salinidad (Lb/Bbl)
15/1/2014	13.141370541	1,018,000	356.9
15/1/2016	1.723713963	356,968.05	125.15

Fuente: Los Autores

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

**Gráfica 15. Ajuste de la producción de agua y petróleo del proceso de inyección de polímero con el proceso de inyección de salmuera**



Fuente: Los Autores

Luego de emular el efecto que tiene el factor de resistencia residual, presenta un proceso de inyección de polímero por medio de otro proceso de inyección de salmuera. Se puede evaluar el efecto del procrsid n el comportamiento de los esfuerzos presentes en el yacimiento. Para esto se realizó un estudio del comportamiento del fenómeno de arenamiento en el patrón seleccionado, dada la inyección de polímeros, y acoplado con geomecánica, con el fin de determinar el impacto que tuvo este proceso en la producción de arena.

**Comportamiento de la producción de arena**

Se utilizó el criterio de falla de Mohr Coulomb (CFF) el cual se basa en obtener la fuerza necesaria para vencer el esfuerzo normal que se encuentra perpendicular a la falla

y de esta manera producir una fractura la roca la cual pueda ser relacionada con la producción de arena, esta determinación se realizó utilizando el valor para los principales esfuerzos calculados a partir de la simulación realizada con los parámetros geomecánicos, los datos de estos esfuerzos fueron ingresados en la Ecuación 15, la cual es la ecuación derivada del CFF en función de los esfuerzos presentes en el yacimiento.

El ángulo de fricción presente en la anterior ecuación varía con respecto al tipo de roca, según la literatura encontrada, se tomó un valor de 30 grados para las arenas y 15 grados para la litología correspondiente a las arcillas.

El criterio de falla de Mohr Coulomb establece el siguiente análisis:

- Si  $CFF < 0$  la falla se considera estable debido a que el esfuerzo de cizalla al que se encuentra sometida la roca es insuficiente para ocasionar una ruptura.
- Si  $CFF = 0$ , el esfuerzo de cizalla presente en la roca es igual al encontrado en el plano de falla, y se podría decir que el sistema se encuentra en un equilibrio de esfuerzos.
- Si  $CFF > 0$ , indica que el esfuerzo de cizalla al que se encuentra sometida la roca es mayor a la resistencia del plano de falla, lo que indica que ha ocurrido una ruptura en la roca.

Se ingresó en el modelo de simulación la ecuación requerida para la determinación del CFF correspondiente a cada caso de simulación, inyección de polímeros e inyección de agua, y se generó un indicador de arenamiento con un condicional para poder determinar en qué zonas el esfuerzo excedió la resistencia del plano de falla. La condición plantea lo siguiente:

Si  $CFF \leq 1$ , entonces colocar en la celda un valor de 0 lo cual indica que el arenamiento no estaría presente en esta zona y se estableció para estas celdas un color gris, de lo contrario, si el valor del  $CFF > 1$ , establecer en la celda un valor de uno lo cual indica un posible arenamiento en esta zona, y se estableció para estas zonas un color amarillo. De esta manera se podría evaluar cualitativamente las zonas donde posiblemente pueda haber presencia de arenamiento.

El cálculo del CFF se realizó para diferentes fechas con el fin de realizar un análisis completo de todo el proceso de inyección, a continuación se presentaran los mapas de resultados para cada tiempo:

- Primera fecha 15 de diciembre de 2013. Se estableció esta fecha para poder determinar el estado del arenamiento antes de la implementación del proceso de inyección de

polímero, en la figura 7, se observa el mapa de distribución del índice de arenamiento para esta fecha y sus estadísticas.

Ecuación 15. Criterio de falla de Mohr Coulomb

$$CFF = \tau - 0.5 \tan(\theta) [(\sigma_1 + \sigma_3) + (\sigma_1 + \sigma_3) \cos(2\theta)]$$

Fuente: Zoback (2007.p. 124)

Dónde:

$CFF$ : Criterio de falla de Mohr Coulomb.

$\tau$ : Esfuerzo de cizalla.

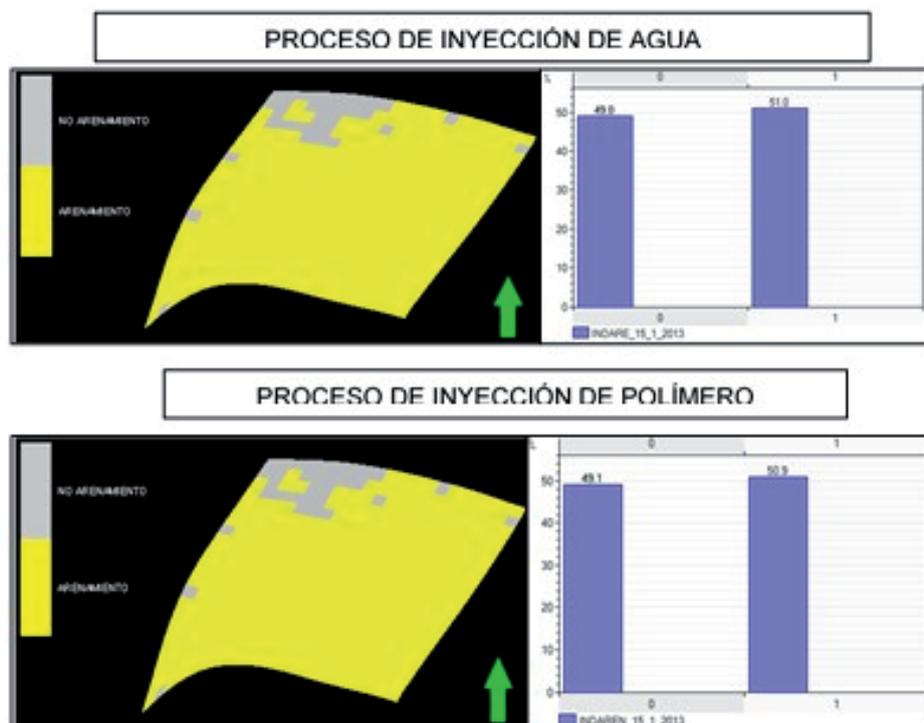
$\theta$ : Angulo de fricción interna.

$\sigma_1$ : Esfuerzo máximo.

$\sigma_3$ : Esfuerzo mínimo.

Se puede observar en la anterior grafica que no se ve un cambio en los esfuerzos y por ende el CFF, esto debido a que el proceso de inyección de polímeros aún no ha iniciado.

- Segunda fecha 15 de enero de 2014. En la Figura 8, se observa el mapa de distribución y estadísticas del índice de arenamiento, en el cual se puede apreciar un aumento leve en los esfuerzos y por ende las zonas que presentan un CFF mayor a uno lo cual puede inducir a un aumento en las zonas arenadas.
- Tercera fecha 15 de diciembre de 2015. En la Figura 9, se observa el mapa de distribución y estadísticas del índice de arenamiento, en el cual se puede apreciar un aumento en la cantidad de celdas con el valor de uno lo cual indica que existe un cambio en el comportamiento de los esfuerzos mínimo, máximo y de cizalla provocando una ruptura en la roca lo cual se puede relacionar con un posible aumento en el arenamiento.

**Figura 7. Distribución y estadísticas del índice de arenamiento para el 15/12/2013**

Fuente: los Autores.

- Cuarta fecha 15 de enero de 2018. En la Figura 10, se observa el mapa de distribución y estadísticas del índice de arenamiento, en el cual se puede apreciar que después de dos años de haber terminado el proceso de inyección de polímero, el índice de arenamiento tiende a ser igual, sin embargo existe una pequeña diferencia de esfuerzos entre ambos casos.
- Quinta fecha 15 de enero de 2024. En la Figura 11, se observa el mapa de distribución y estadísticas del índice de arenamiento, en el cual se puede apreciar que los esfuerzos se encuentran estabilizados para el final de la simulación.

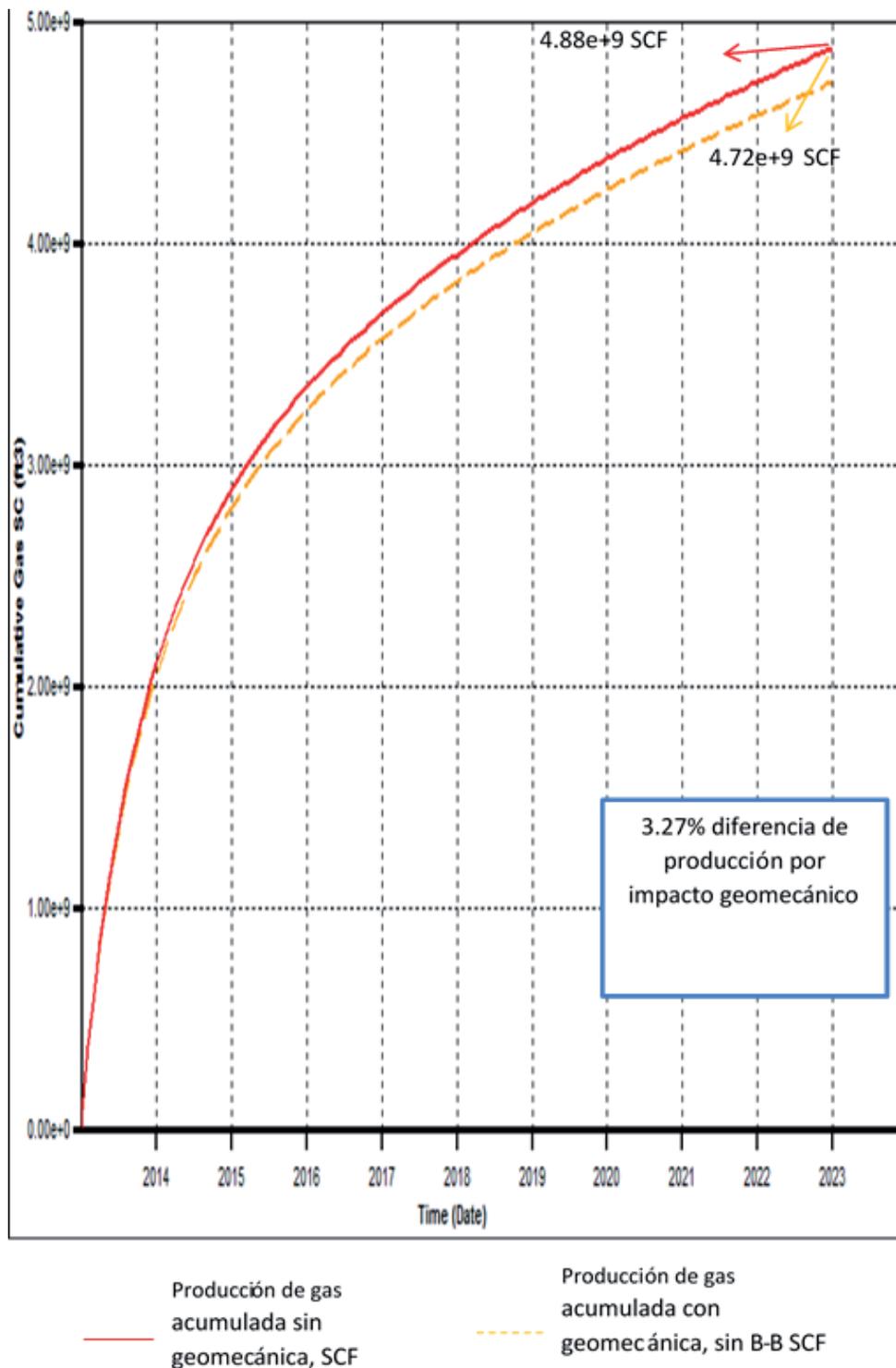
Una vez obtenidos los resultados para CFF correspondiente a cada caso de simulación y el índice de arenamiento, se procedió a realizar un cálculo que permitió evaluar el comportamiento de los esfuerzos en cada etapa de la simulación y se definió como el factor de incremento de los

esfuerzos, y es la relación que existe entre el Criterio de falla de Mohr Coulomb para inyección de polímeros y el Criterio de falla de Mohr Coulomb para inyección de agua, la Ecuación 16 fue utilizada para calcular este indicador.

De esta manera se calculó el factor de incremento de esfuerzos y se establecieron las siguientes condiciones:

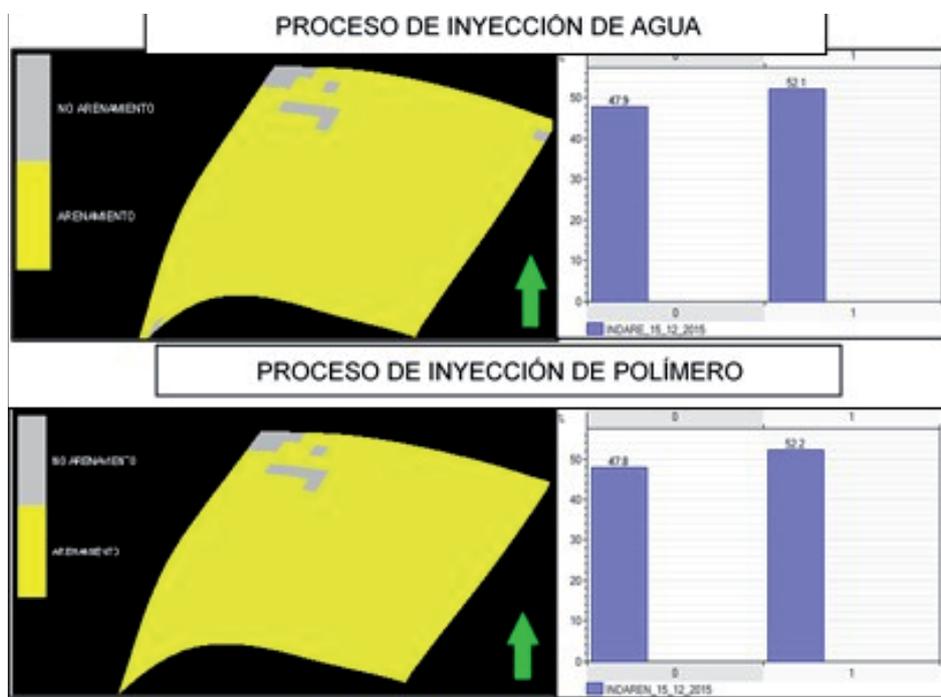
- Si el factor de incremento de esfuerzos es mayor a uno, se puede concluir que los esfuerzos en el yacimiento se incrementaron.
- Si el factor de incremento de esfuerzos es igual a uno, los esfuerzos en el yacimiento no fueron modificados.
- Si el factor de incremento de esfuerzos es menor a uno, los esfuerzos en el yacimiento se redujeron en la magnitud arrojada por el cálculo.

Figura 8. Distribución y estadísticas del índice de arenamiento para el 15/01/2014



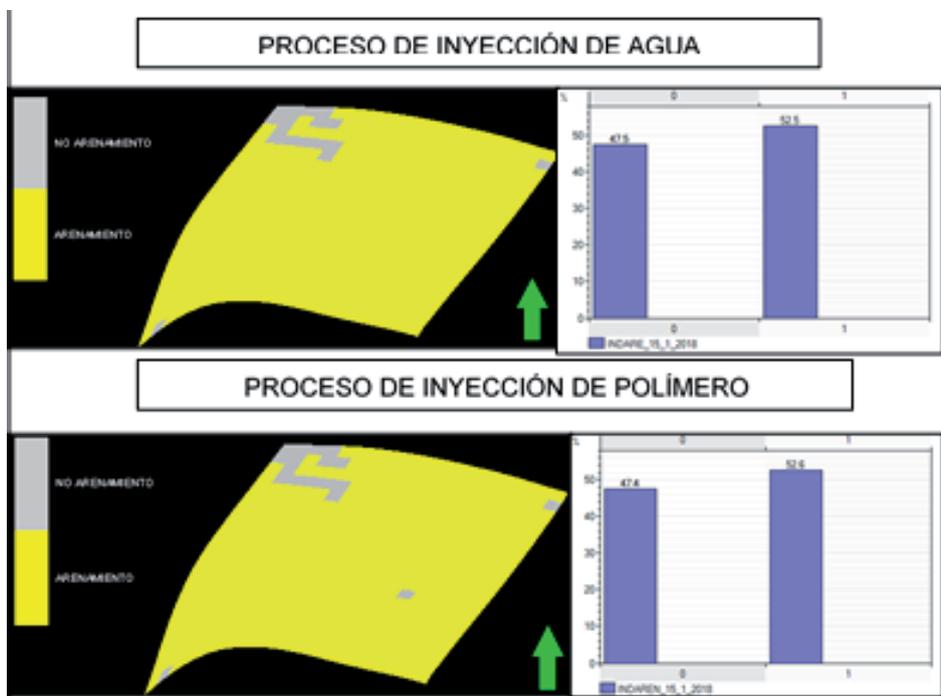
Fuente: los Autores.

**Figura 9. Distribución y estadísticas del índice de arenamiento el 15/12/2015**



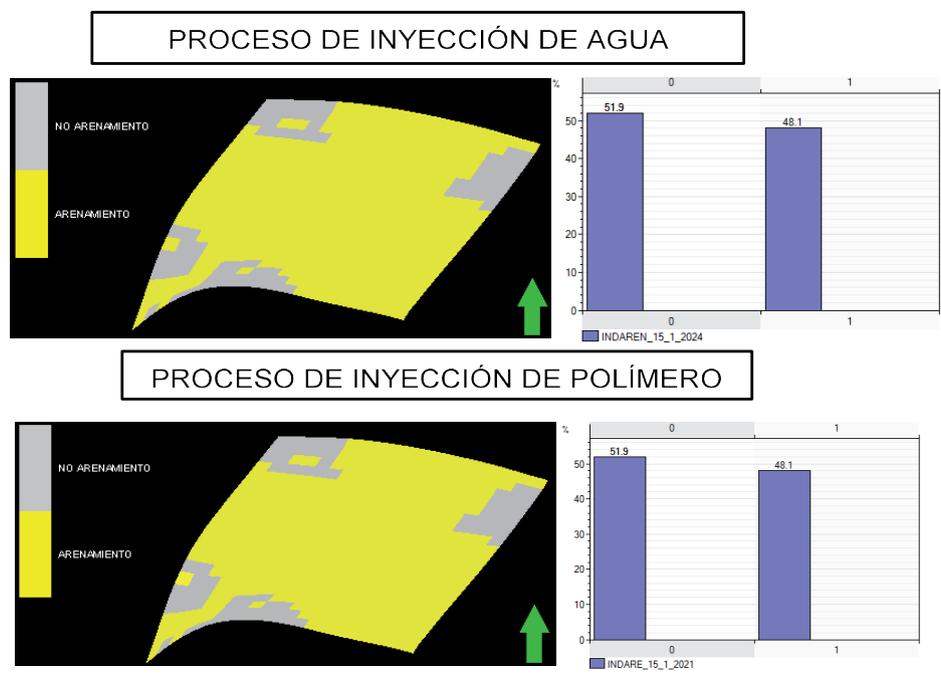
Fuente: los Autores: Para

**Figura 10. Distribución y estadísticas del índice de arenamiento para el 15/01/2018**



Fuente: los Autores

Figura 11. Distribución y estadísticas del índice de arenamiento para el 15/01/2024



Fuente: Los Autores.

Ecuación 16. Factor de incremento de esfuerzos

$$\text{Factor de incremento de esfuerzos} = \frac{CFF_{PF}}{CFF_{WF}}$$

Dónde:

$CFF_{PF}$ : Criterio de falla de Mohr Coulomb para inyección de polímeros.

$CFF_{WF}$ : Criterio de falla de Mohr Coulomb para inyección de agua.

Los resultados obtenidos para este cálculo se encuentran en la Tabla 1.

Tabla 1. Calculo para el factor de incremento de esfuerzos.

Factor de incremento de esfuerzo			
Fecha	CFF_WF	CFF_PF	FIE
15/12/2013	597.77	598.42	1.00108737
15/12/2014	611.61	612.36	1.00122627
15/12/2015	1,117.13	1,117.67	1.00048338
15/1/2018	3,596.37	3,600.55	1.00116228
15/1/2024	97,316.02	97,331.96	1.0001638

Fuente: Los Autores.

## LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

Comportamiento de la producción de arena teniendo una presión de fractura de 5000 psi.

Teniendo en cuenta que se calculó la presión de fractura, la cual es de 3200 Psi ese está limitando el proceso de inyección de polímero a que no supere esta presión ya que la formación no se encuentra fracturada, debido a esto se realizó el análisis del comportamiento de los esfuerzos asumiendo una presión mayor a la de fractura de 5000Psi solo con el fin de observar el comportamiento de los esfuerzos en el yacimiento y el cambio en la producción de arena.

## CONCLUSIONES

La evaluación de la viabilidad técnica mediante simulación numérica del proceso de inyección de polímero como método de recobro mejorado demostró que no es viable para el campo de estudio perteneciente a la cuenca del valle medio del magdalena.

Gracias a la descripción de los conceptos del proceso de inyección de polímeros teniendo en cuenta los polímeros utilizados, criterios de selección, factores que afectan la solución polimérica, ventajas y desventajas permitieron evaluar la viabilidad de este proceso como método de recobro mejorado para el campo en estudio ya que las propiedades del campo se encuentran dentro del rango de selección de un proceso de inyección de polímero.

La descripción de los parámetros geomecánicos necesarios para realizar el modelo para el caso de simulación permitieron evaluar el cambio que existe en los esfuerzos mediante un proceso de inyección de agua comparado con un proceso de inyección de una salmuera la cual reproduce el efecto generado por el proceso de inyección de polímero.

La descripción y validación del modelo conceptual de simulación permitió realizar los casos bases de simulación para así lograr realizar el ajuste histórico para luego evaluar los pronósti-

cos de la producción implementando el proceso de inyección de polímero como método de recobro mejorado, para así determinar la viabilidad del proyecto.

Los parámetros geomecánicos de mayor impacto en el comportamiento de las rocas presentes en el yacimiento son el Modulo de Young y la Relacion de Poisson. Al momento de la construcción del modelo base de simulación se encontró que el simulador ECLIPSE 300 presenta un condicional el cual no puede realizar la simulación geomecánica en mallas que presenten fallas, por lo tanto se decidió eliminar las fallas presentes en el modelo.

Teniendo en cuenta el modelo de simulación se generó el caso base del proceso de inyección de polímero por un periodo de inyección de dos años, así mismo se sensibilizaron los parámetros que tienen un mayor efecto en la inyección de polímero como la adsorción máxima, concentración del polímero, factor de resistencia residual y el volumen poroso inaccesible; el factor de recobro obtenido para el proceso de inyección de polímero fue de 1.05911 % y un incremental de petróleo acumulado para el año 2024 de 135.300 barriles. Uno de los principales parámetros al momento de evaluar la viabilidad técnica de la implementación de un proceso de inyección de polímero es la relación de movilidad existente en el yacimiento, para este caso la relación de movilidad no se encuentra lo suficientemente adversa al petróleo para considerar la implementación de este proceso, por tal motivo los resultados obtenidos en los incrementales de producción de crudo no fueron los esperados

Se determinó que la salmuera empleada para emular el efecto del polímero en el yacimiento, acoplada con geomecánica, emulo la producción de agua y crudo bajo ciertos parámetros establecidos en el caso de simulación, no con esto se aseguró que la salmuera tuviese las mismas propiedades del polímero ya que no se tuvo en cuenta el efecto del entrapamiento mecánico, por lo tanto los resultados obtenidos

reflejan un cambio significativo en la producción de arena como consecuencia al aumento de los esfuerzos efectivos. Por otra parte Se estableció como método de evaluación del arenamiento el criterio de Falla de Mohr Coulomb el cual arrojo resultados coherentes con cada proceso, esta evaluación se considera una evaluación cualitativa y no muy exacta, debido a que es una aproximación que se generó a partir de la relación que puede existir entre la inducción a una falla por la alteración de los esfuerzos y el arenamiento como consecuencia de esta falla producida, el arenamiento se asocia con el desprendimiento de sólidos y migración de estos hacia el pozo; al observar que para el proceso de inyección de polímero existe un incremento en los esfuerzos

efectivos con respecto a los esfuerzos obtenidos mediante un proceso de inyección de agua y siendo evaluados mediante los criterios anteriormente mencionados se concluye que existirá un incremento en el arenamiento.

Desde el punto de vista financiero utilizando el valor presente neto (VPN), el proceso de inyección de polímero como método de recobro mejorado, no es atractivo para la empresa debido a que no retorna el rendimiento esperado del 11.11% anual y de esta manera no cumple con las expectativas; el presente neto (VPN) fue de -1,721,615.70 el cual se encuentra por debajo del valor de referencia cero lo que indica que el proyecto no es viable desde el punto de vista financiero

## REFERENCIAS

Ahmed, T. (2012) Reservoir Engineering Handbook. 4e. London. Oxford. Elsevier, Ps. 1454.

Banzer, C. (1996) Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo, Universidad del Zulia. Ps. 150.

Castro, R. (2011) Primer Piloto CEOR en Colombia: Desde el screening hasta la implementación y monitoreo en campo. Ecopetrol.S.A.

Chen, S; Yang, L & Tointiwachwuthikul, P. (2010) Optimal parametric design for water alternating-gas (WAG) process in a CO<sub>2</sub>-miscible flooding reservoir. *En: Journal of Canadian Petroleum Technology*. Vol. 49, No.10. p. 78.

Christensen, J. & Stenby, E. (2001) Review of WAG

field experience. México: SPE, 71203. p. 359.

Davidson, P. (1982) Polymer Flooding in North Sea Reservoirs. Paper. SPE: 9300-PA.

Demin, W. (1993) Results of two polymer flooding pilots in the central area of Daqing oil field. October Paper SPE.

ECOPETROL S.A. (2011) Análisis de Ingeniería para selección pozos conformance – CEOR. El Reventón Energético, Ps. 63 - 71

Fjaer, R., Holt, P., Horsrud, A., Raaen & Risnes, R. (1992) Petroleum related rock mechanics: Developments in petroleum science, 2<sup>nd</sup> edition. p.437

Green, D., & Willhite, P. (1998) Enhanced Oil Recovery. Richardson: Society of Petroleum Engineers, p. 545.

Heinemann, Z. (2003) Petroleum recovery. Leoben: Textbook series, p. 16.p, p.290

Han, M. (2006) Application of EOR Technology by Means of Polymer Flooding in Bohai Oilfields Paper SPE: 104432-MS., p.380

Hong, K. (1992) Water-Alternating-Steam Process Improves Project Economics at West coalinga field. Estados Unidos: Petroleum society of cim/Society of Petroleum Engineers. CIM/SPE 90-84. P. 84-2. , p.480

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN (2006) Documentación: Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El Instituto, p.110

## LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

\_\_\_\_\_ (2008) Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá, El Instituto, Ps.1 – 2

\_\_\_\_\_ (1998) Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá. El Instituto, p.2

Jiménez, R. (2007) Inyección alternada de agua y gas (WAG): generalidades teóricas, casos históricos, problemas operacionales comunes y screening estadístico para su aplicación. En: Revista Fuentes. vol. 5, no. 1.

Kenneth, S. (1991) Polymer improved oil recovery. USA and Canada: CR press.inc.

Zoback, M. (2010) Reservoir geomechanics. Palo, Alto.

Departament of geophysycs, Stanford University.

Maya, G. & Castro, R. Estatut de la recuperació mejorada de petróleo en Colombia. Ecopetrol S.A.

Paris de Ferrer, M. (2001) Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Segunda Edición. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A, p. 418.

PDVSA (1998) Métodos de Recuperación Mejorada con Aditivos Químicos. Caracas, Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico.

\_\_\_\_\_ (1997) Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. Venezuela: Instituto de desarrollo profesional técnico, p. 220.

Perry, R. & Green, D. (2001) Manual del Ingeniero Químico Vol. 1. Séptima Edición. Madrid: Mcgraw-Hill, p. 390

Schlageter, J. (2005) Finanzas Operativas – Un Coloquio. Primera Edición. México: IPADE, p. 128.

SCHLUMBERGER, (2009) Eclipse reference manual, Versión: 2009.1.

SCHLUMBERGER, (2009) Eclipse technical manual, Versión: 2009.1.

Sheng, J. (2011) Modern Chemical Enhanced Oil Recovery, Theory and Practice. Burlington: Elsevier. P. 617.