

SIMULACIÓN NUMÉRICA ESTOCÁSTICA DE TRATAMIENTOS DE CONFORMANCE PROFUNDO USANDO POLÍMERO DE ACTIVACIÓN TÉRMICA

STOCHASTIC NUMERICAL SIMULATION OF IN-DEPTH WATER CONFORMANCE CONTROL USING THERMALLY ACTIVE POLYMERS TREATMENTS

Iván Darío Poveda¹; Camilo Andrés Guerrero-Martin^{1,2}; Carlos Espinosa³;
Rubén Hernán Castro^{4*}

¹Universidad de América. Av. Carrera 1 #20 – 53. Bogotá, Colombia.

²LOTEP - Laboratório de Operações e Tecnologias Energéticas Aplicadas na Indústria do Petróleo, Faculty of Petroleum Engineering, Federal University of Pará, Salinópolis 66075-110, Brazil.

³TIP - Cooperativa de Tecnólogos e Ingenieros de la Industria del Petróleo y Afines. Santander, Colombia.

⁴Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía, Grupo de Investigación en Fenómenos de Superficie – Michael Polanyi, Medellín, Colombia.

(*) E-mail: rhcastroga@unal.edu.co

Recibido: 05 de diciembre, 2022. Aprobado: 01 de mayo, 2023. Versión final: 17 de mayo, 2023.

Resumen

La tecnología de polímero de activación térmica (TAP), se utiliza en yacimientos con procesos de inyección de agua donde se haya identificado existencia de canales preferenciales de flujo. En el presente trabajo se describen los principales mecanismos asociados a la tecnología TAP utilizada en procesos de recobro para control de canalización mediante conformance profundo. Adicionalmente, se realiza un estudio de las principales pruebas de laboratorio recomendadas en el estado del arte y se analizan los parámetros más relevantes obtenidos del estudio experimental fluido- fluido y roca- fluido de las formulaciones TAP.

Posteriormente, se construye un modelo conceptual de simulación numérica de yacimientos estocástico donde se incorporó un modelo de reacción química que se alimentó con rangos de parámetros como concentración y viscosidad del polímero TAP, volumen poroso accesible (VPA), adsorción, factor de resistencia (RF) y factor de resistencia residual (RRF), junto a parámetros operativos como caudal de inyección, tamaño del bache, y costo del polímero, obtenidos de la literatura, con el fin de realizar un análisis de sensibilidad que permitió identificar los parámetros que tienen mayor impacto en el desempeño de los tratamientos de conformance profundo sobre el incremento del factor de recobro y sus indicadores financieros.

Palabras Clave: inyección de agua, conformance profundo, polímero de activación térmica, simulación numérica de yacimientos, análisis técnico-financiero.

Cómo citar: Poveda, I. D., Guerrero, C. A., Espinosa, C., & Castro, R. H. (2023). Simulación numérica estocástica de tratamientos de conformance profundo usando polímero de activación térmica. *Fuentes, el reventón energético*, 21(1), 49-63. <https://doi.org/10.18273/revfue.v21n1-2023004> 

Abstract

Thermally active polymer (TAP) technology is used in reservoirs with waterflooding processes where preferential flow channels have been identified. This paper describes the main mechanisms associated with the TAP technology used in recovery processes for in-depth water conformance. Additionally, a study of the main laboratory tests recommended in the state of the art is carried out, and the most relevant parameters obtained from the fluid-fluid and rock-fluid experimental study of the TAP formulations are analyzed.

Subsequently, a conceptual model of stochastic numerical simulation of reservoirs is built where a chemical reaction model is incorporated that is fed with parameter ranges such as concentration and viscosity of TAP polymer, accessible pore volume (VPA), adsorption, resistance factor (RF), and residual resistance factor (RRF), together with operating parameters such as injection rate, slug-volume, and polymer cost, obtained from the literature, to perform a sensitivity analysis that allows identifying the parameters that have the greatest impact on the performance of the in-depth water conformance treatments on the increase of the recovery factor and its financial indicators.

Keywords: Technical-financial analysis, waterflooding, in-depth water conformance, thermally active polymer, reservoir numerical simulation.

1. Introducción

La creciente demanda de energía global proveniente de recursos renovables y no renovables, entre estos los hidrocarburos, unido con los pocos nuevos descubrimientos de yacimientos en las últimas décadas, plantea la necesidad de aumentar el factor de recobro en los campos maduros mediante el uso de tecnologías de recobro que permitan soportar la demanda de energía proveniente de hidrocarburos, por lo menos en las próximas dos décadas.

En el escenario colombiano, la relación de reservas probadas-producción diaria (R/P) actualmente está entre 6 y 8 años, por lo tanto, se establece la necesidad de evaluar tecnologías de recobro en los campos maduros para soportar o aumentar la relación R/P. En ese sentido, se hace necesario mejorar la recuperación de los campos existentes permitiendo mejorar la eficiencia de barrido volumétrica para poder garantizar la autosuficiencia energética nacional.

En este trabajo de maestría se hace una breve descripción de la tecnología de polímero de activación térmica (TAP por las siglas en inglés Termally Active Polimer) conocida comercialmente como Brightwater®, que se utiliza en yacimientos donde se haya detectado presencia de canales preferenciales de flujo del agua inyectada, con el objetivo de mejorar la eficiencia de barrido volumétrica, adicionalmente, se analizan las principales condiciones de operación y las pruebas de laboratorio involucradas en el comportamiento experimental, como lo son la concentración del polímero TAP, el caudal de inyección, el tamaño del bache, el volumen poroso accesible (VPA) y el factor de resistencia residual (RRF), entre otros.

Con el análisis de los estudios experimentales y la evaluación mediante simulación numérica probabilística de un tratamiento de conformance profundo se realizó un análisis de sensibilidad de las variables de mayor impacto en el proceso y, finalmente se validó mediante un estudio financiero conceptual la eficiencia de la tecnología (Pinto et al. 2018).

Tecnología De Polímero De Activación Térmica-TAP

La tecnología TAP se desarrolló en el año 1997 por el consorcio de investigación conformado por las compañías operadoras Mobil, BP, Texaco y Chevron, esta alianza fue conocida como MoBPTeCh, después se involucró la compañía de servicios Nalco bajo la modalidad de fabricante asociado; cuyo nombre fue denominado Brightwater®, (Goudarzi, 2015).

El primer tratamiento TAP se realizó en 2001 en el campo Minas en Indonesia (Garmeh et al., 2012). Desde entonces, se han aplicado una gran cantidad de tratamientos en todo el mundo. La tecnología podría mejorar la recuperación de petróleo hasta en un 20 % durante la vida útil del campo (Al Bahri et al., 2020).

De acuerdo con Daza & Castro (2022) la tecnología consiste en un polímero con partículas submicrónicas expandibles que se inyectan en fondo de pozo en conjunto con un surfactante dispersivo como bache utilizando el agua de inyección como carrier. El tamaño de sus partículas del polímero sin activar se encuentra entre 0.1-1 micras y posee una viscosidad similar a la del agua, lo anterior, facilita su propagación por el medio poroso del yacimiento. Como se presenta en la Figura 1, los entrecruzadores no reversibles conservan

las partículas en su estado inerte mediante enlaces intermoleculares. A medida que la microemulsión se propaga a través del yacimiento, con un aumento de la temperatura de la formulación TAP inyectada, los enlaces reversibles se rompen por hidrólisis y las partículas se expanden a su tamaño natural (hasta

diez veces el tamaño de las partículas sin activar), provocando un aumento en la viscosidad del producto y resistencia al flujo. La mayor resistencia se crea donde se deposita la mayor cantidad de partículas, es decir, la zona ladrona entre el pozo inyector y productor (Daza & Castro, 2022).

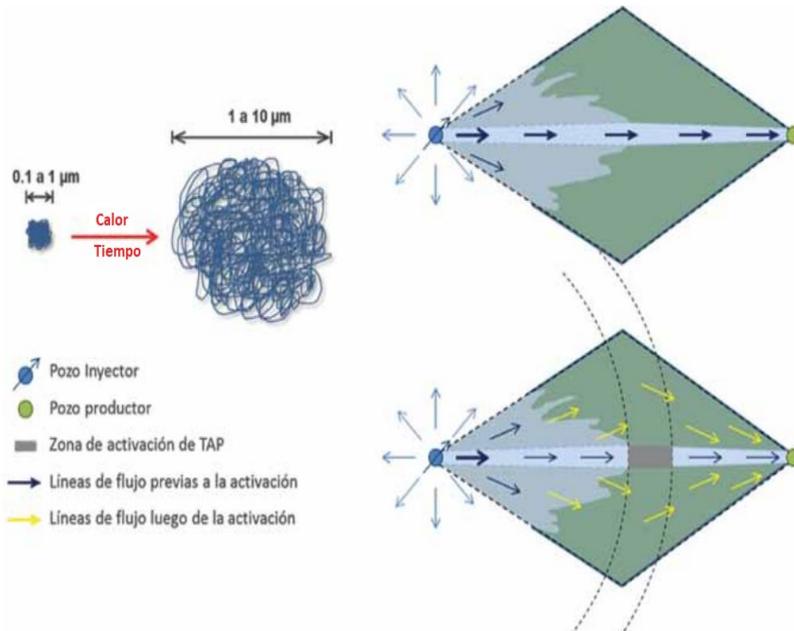


Figura 1. Partículas aumentando 10 veces su tamaño y frente de la línea de agua luego de la activación
Fuente: tomado de Gómez, et al. (2020) p.83

En ese sentido, el proceso de aplicación de formulaciones TAP se realiza en tres fases: La primera fase corresponde a la entrada de las partículas a la formación a una velocidad relativamente alta en donde la temperatura es la del agua de inyección y es relativamente baja en un rango de 50 a 120 F, en donde las partículas tienen un diámetro submicrónico e inertes, esto les permite ingresar a la formación sin causar pérdida de inyectividad.

La segunda fase involucra la propagación de las partículas, estas se encuentran aún inertes, y son arrastradas por el proceso de inyección de agua,

moviéndose a través de la estructura de poros hacia el interior del yacimiento, con un gradiente de temperatura generado entre el agua de inyección y la temperatura del yacimiento. Y la tercera fase concierne a la activación de las partículas dadas en un rango de temperaturas de 120 a 175 ° F (dependiendo el grado del polímero TAP utilizado), en la cual los enlaces cruzados se rompen y las partículas absorben agua y crecen, bloqueando el sistema de poros a través del cual viajaban, dado por el tiempo y temperatura previamente diseñado en laboratorio, para lo cual se debe tener isotérmica para la selección correcta del grado del polímero TAP, desviando el tamaño del flujo a áreas no barridas (Figura 2).

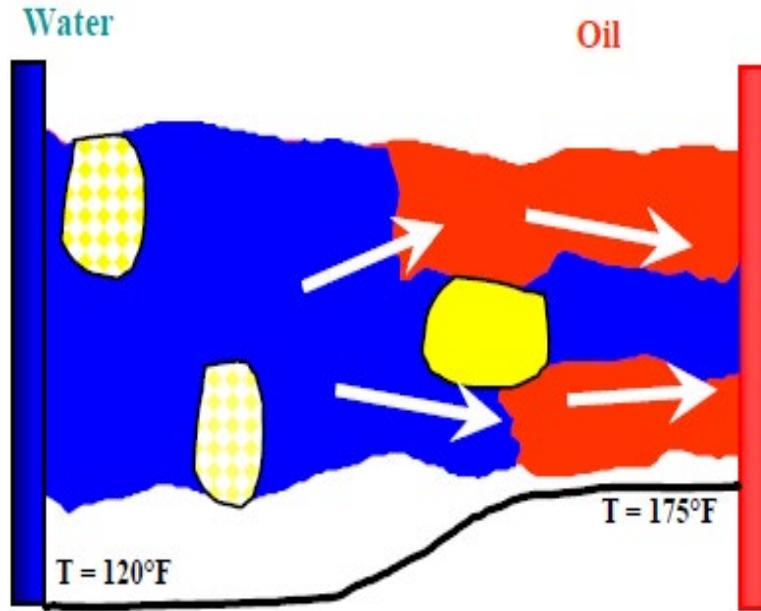


Figura 2. Desviación del flujo de agua a áreas no barridas.
Fuente: tomado de Ohms, et al. (2009) SPE 121761 p.2

2. Evaluación Experimental

La tecnología TAP corresponde a partículas submicrónicas, térmicamente reactivas y que producen un aumento de tamaño e interacción molecular, causando a su vez un aumento de viscosidad de la formulación. Frampton et al. (2004) desarrollaron números ensayos experimentales usando Slim Tube y pruebas de botella, y demostraron los siguientes aspectos asociados a la tecnología:

1. Viajar por el mismo camino que el agua de inyección.
2. Permanecer inerte hasta la reacción, sin pérdida de inyectividad o causando algún tipo de daño.
3. Propagarse en la roca sin ser afectada por mecanismos de adsorción o retención.
4. No ser dañada por efecto de corte y resistente a condiciones adversas (pH, salinidad, contaminantes como óxidos de hierro, etc.).
5. Desarrollar un bloqueo suficientemente fuerte para resistir el aumento del gradiente de presión generado.
6. Reaccionar selectivamente a la temperatura o tiempo de diseño.
7. Concentrarse y bloquear selectivamente la zona ladrona.

La evaluación experimental del polímero TAP y sus respectivas pruebas de laboratorio se encuentran ampliamente reportadas en la literatura. Salehi et al. (2012) proponen los ensayos experimentales para el estudio de desempeño roca-fluido y fluido-fluido de la tecnología. En la siguiente sección se resumen aspectos fundamentales de dichas evaluaciones:

Factibilidad Roca-Fluido (Slim Tube)

Según Salehi et al. (2012) la evaluación experimental de desempeño roca-fluido se puede basar principalmente en pruebas de flujo Slim Tube, las cuales son realizadas para evaluar el rendimiento de polímero TAP en medios porosos en términos de factor de resistencia (RF) y factor de resistencia residual (RRF). El RF está relacionado con el aumento de la viscosidad del agua debido a la presencia del polímero y se calcula a partir de las mediciones de presión durante la inyección del tratamiento. El RRF está relacionado con la adsorción/retención del polímero y la disminución de permeabilidad en la zona ladrona (Vega et al. 2019).

El procedimiento planteado por Salehi et al. (2012) para las pruebas Slim Tube considera los siguientes pasos generados para evaluar el desempeño del polímero TAP:

1. El Slim Tube se satura al vacío con salmuera sintética a una tasa de 0,5 ml/ minuto hasta completar 2 volúmenes porosos inyectados, se registra ΔP_{Base}
2. Posteriormente, se inyectan 3 volúmenes porosos de microemulsión TAP a la misma tasa de flujo, hasta que se obtiene un valor de presión estable ΔP_{BW}
3. Se sella el Slim Tube y se deja envejecer a temperatura de yacimiento.
4. En paralelo, se realizan pruebas de botella con una microemulsión idéntica para obtener el tiempo de activación.
5. Una vez la curva de viscosidad alcanza sus valores máximos (tiempo de activación), se desplazan 3 volúmenes porosos de salmuera ($\Delta P_{Salmuera}$) (a una tasa de 0,5 ml/minuto para calcular RF máximo y RRF una vez que sólo fluye salmuera.
6. Registrar los valores de RF, RF máximo y RRF con las ecuaciones 1,2 y 3.

$$RF = \frac{\Delta P_{BW}}{\Delta P_{Base}} \text{ (ecuación1)}$$

$$Máx RF = \frac{\Delta P_{Máx}}{\Delta P_{Base}} \text{ (ecuación2)}$$

$$RRF = \frac{\Delta P_{Salmuera}}{\Delta P_{Base}} \text{ (ecuación3)}$$

La Figura 3, presenta el desempeño típico obtenido en las pruebas Slim Tube y el montaje de la evaluación roca-fluido.

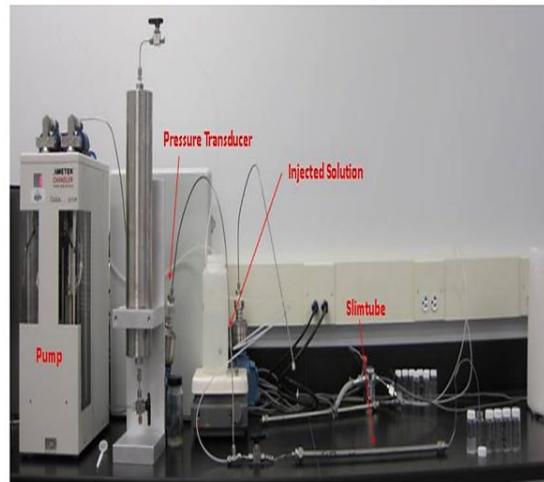
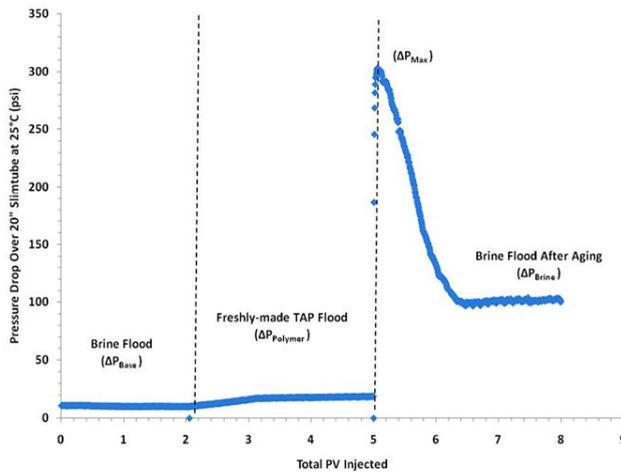


Figura 3. Montaje experimental pruebas de Slim Tube

Fuente: tomado de Salehi, et al. (2012) SPE 154022 MS p.4

En la Tabla 1, se presentan valores de viscosidad, adsorción, RRF y RF/RRF para diferentes concentraciones de polímero, reportadas por Garmeh, et al. (2012) del proceso de inundación con la tecnología TAP.

Tabla 1. Propiedades del TAP para diferentes concentraciones.

Fuente: Tomado y adaptado de Garmeh, et al. (2012) SPE 144234 PA p.4

PROPIEDADES TAP PARA DIFERENTES CONCENTRACIONES			
Concentración TAP	Viscosidad (Después de Activación)	Adsorción (mg/g roca)	Factor de resistencia residual (RF/RRF)
5000	35	0.3	40 (20.5)
10000	83	0.4	65 (33.0)
15000	145	0.5	100 (50.5)

Factibilidad Fluido-Fluido (Pruebas De Botella Y Viscosidad).

Las pruebas experimentales de desempeño fluido-fluido se realizan principalmente para confirmar el tiempo de activación del polímero TAP y el aumento de la viscosidad con el tiempo/temperatura. Los valores de viscosidad y la cinética de expansión dependen principalmente del rango de activación, pH y concentración del polímero TAP.

El procedimiento planteado por Salehi et al. (2012) para las pruebas de tiempo de activación y viscosidad considera los siguientes pasos generados para evaluar el desempeño del polímero TAP:

1. La formulación del polímero TAP se prepara a la concentración deseada.
2. Por cada concentración se toman entre 15 y 20 muestras.
3. Las muestras son selladas y llevadas a una celda anaeróbica.

4. Las muestras son puestas dentro de un horno a temperatura de yacimiento, revisando periódicamente un cambio de coloración de la muestra para identificar el tiempo de activación.
5. Se toma una muestra del horno a diario, se enfría hasta 25°C y se mide viscosidad vs shear rate a dicha temperatura.

Gutiérrez et al., 2022 reportaron la ejecución del primer tratamiento TAP en un campo de Colombia, los autores afirman que, durante la etapa de ejecución el seguimiento experimental se puede fundamentar en pruebas de botella y mediciones diarias de viscosidad, con el objetivo de observar el desempeño a diferentes concentraciones del polímero TAP.

La Figura 4, presenta el comportamiento de la viscosidad de la microemulsión a 5000 ppm, 7500 ppm, y 10000 ppm a condiciones de yacimiento, en el cual se puede observar la activación del polímero TAP a los 13 días (Gutiérrez et al., 2022).

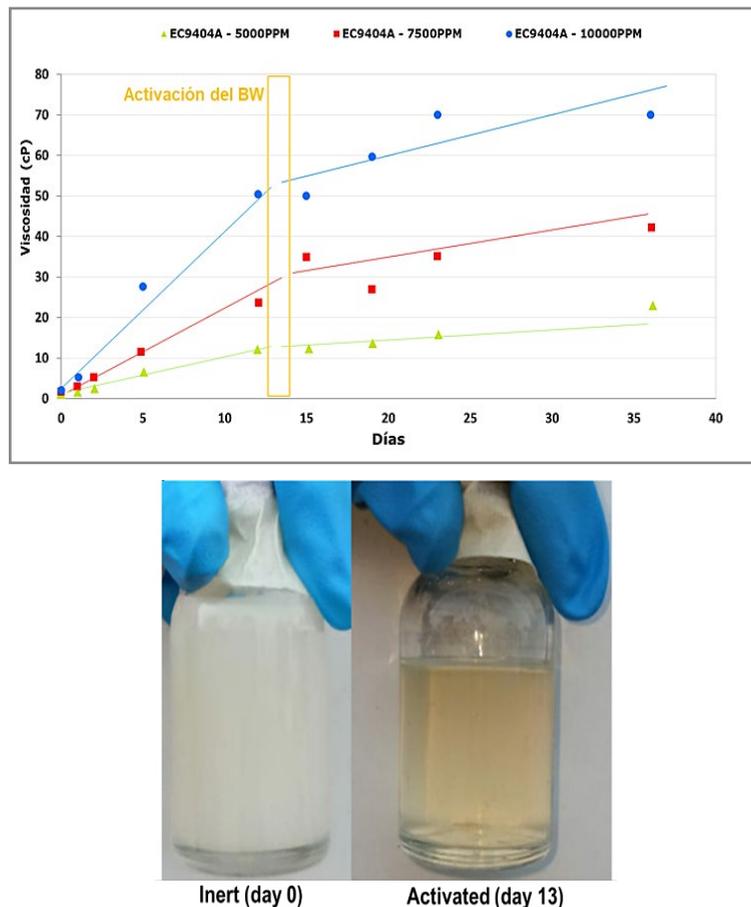


Figura 4. Viscosidad y tiempo de activación TAP a 59°C, preparada en agua de inyección
Fuente: tomado de Gutiérrez, et al. (2022) SPE 209472 MS p.9/12

Simulación Numérica

El modelo de simulación numérica es una herramienta que permite representar comportamientos de fenómenos y procesos que ocurren en el yacimiento, a partir de un ajuste histórico de la energía del campo de petróleo y una representatividad del comportamiento de los volúmenes de fluidos extraídos en el desarrollo del mismo; el modelo cuenta con propiedades estáticas características del ambiente geológico, dinámicas y de fluidos de yacimiento (permeabilidad relativa, presiones capilares, propiedades PVT, entre otras).

Sin embargo, en este proyecto se generó un modelo numérico conceptual donde se integraron propiedades básicas de un campo colombiano, reportadas por Maya, et al. (2015), los resultados de evaluación experimental

roca-fluido reportados por Garmeh, et al. (2012) y los resultados de evaluación experimental fluido-fluido del comportamiento del polímero TAP reportado por Gutiérrez, et al. (2022). En la simulación numérica de yacimientos y análisis de sensibilidad se utilizó software comercial, el cual permitió predecir procesos de inyección del polímero TAP como tratamiento de conformance profundo teniendo en cuenta la metodología publicada por Granado (2012).

El modelo estático se generó representando un proceso de inyección de agua con un pozo inyector vertical asociado a pozo productor vertical, con el fin de identificar el desempeño de la inyección de polímero TAP en una zona de muy alta permeabilidad (zona ladrona). La Tabla 2, presenta las propiedades del modelo numérico.

Tabla 2. Propiedades del modelo de simulación.

PROPIEDADES DEL MODELO DE SIMULACIÓN		
Propiedad	Magnitud	Valor
Longitud	Ft	2000
Ancho	Ft	400
Espesor	Ft	100
Grid	-	100x1x10
Profundidad	Ft	6000
Presión	psi	3000
Número de pozos	-	2
Saturación inicial de agua	-	0.3
Temperatura de superficie (inyección)	°F	60
Temperatura de Yacimiento	°F	140
Kv/Kh	-	0.1
Porosidad	%	15 – 25
Permeabilidad Horizontal	mD	10 - 1500
Permeabilidad Zona Ladrona	mD	1500

La Figura 5, presenta la distribución de permeabilidad horizontal en el medio poroso, representando heterogeneidad del yacimiento con valores de

permeabilidad baja (10 mD), media (200 mD) y alta (1500 mD) para la zona ladrona.

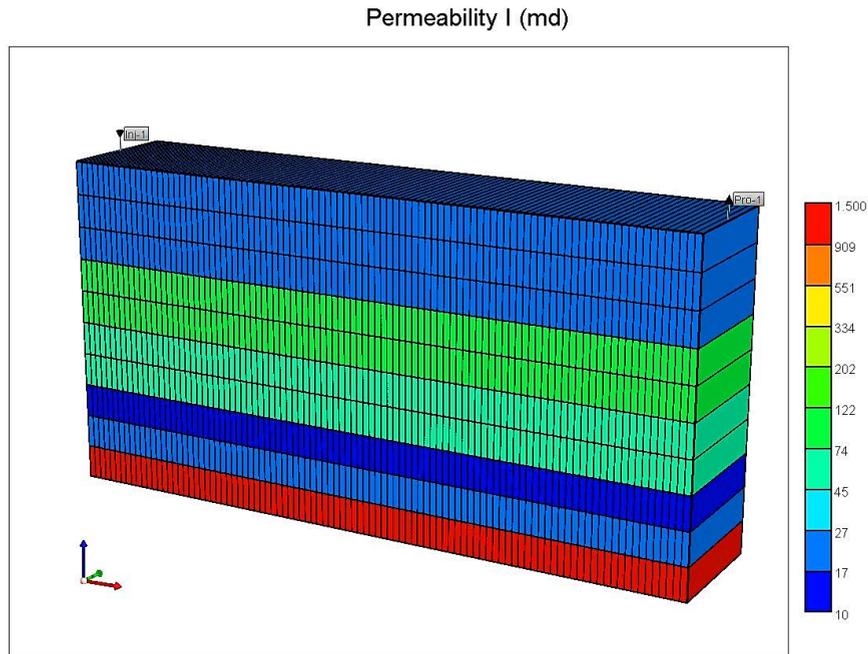


Figura 5. Distribución de permeabilidad horizontal (mD) modelo conceptual

Posteriormente se inicializó el modelo conceptual dinámico y se generó el caso base implementando un proceso de inyección de agua con un caudal de inyección de 1000 bbl/d por un periodo de 4 años. En la Figura 6, se presenta la distribución de saturación de aceite donde se aprecia que el proceso de inyección de

agua después de un periodo de tiempo recircula agua por la capa de mayor permeabilidad, generando un valor de saturación de aceite cercano a la saturación de aceite residual en dicha zona ladrona, en contraste con alta saturación de aceite en las zonas del yacimiento con menor permeabilidad.

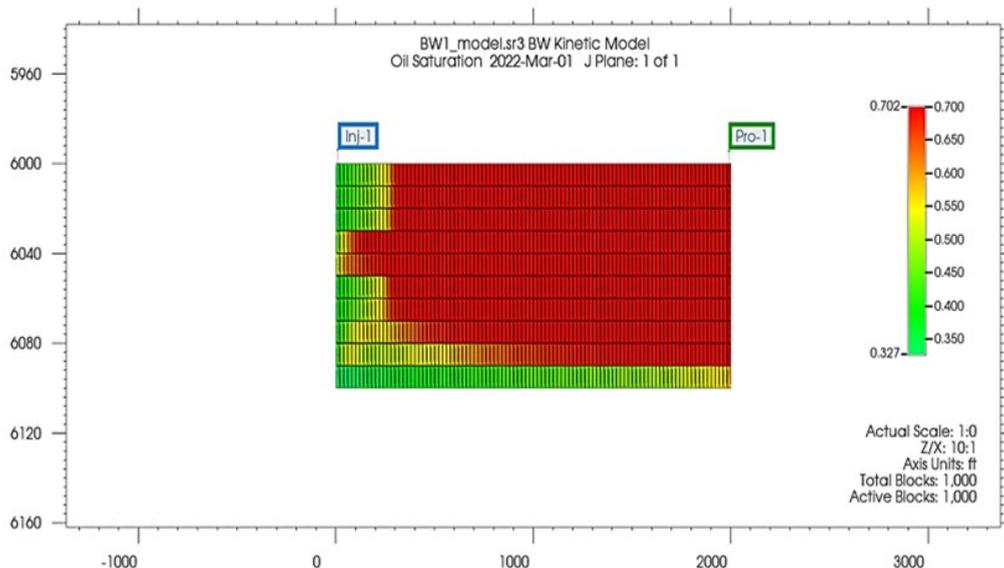


Figura 6. Distribución de saturación de aceite (fracción) modelo conceptual

Una vez definido el caso base, se incluyeron en el software diferentes experimentos (escenarios) con rangos en los parámetros operativos y de la tecnología, para realizar un análisis de sensibilidad y visualizar los parámetros más influyentes sobre el tratamiento de formulación TAP. Los parámetros utilizados son

caudal de inyección, volumen inyectado, adsorción, volumen poroso accesible (VPA), viscosidad de la solución polimérica, reducción de movilidad (RF) y reducción de permeabilidad del yacimiento después del proceso de inyección del polímero TAP (RRF). En la Tabla 3, se relaciona los parámetros descritos.

Tabla 3. Parámetros del modelo de simulación.

ESCENARIOS DE SENSIBILIDAD			
Parámetro		Unidades	Rango
Adsorción máxima	ADMAXT	mg/g roca	0,3 – 0,5
Adsorción	ADRT	mg/g roca	0,5 – 1
Caudal de Inyección	Qinj	bbl/d	500 – 3000
Factor de resistencia residual	RRF	-	1 – 50
Volumen poroso accesible	VPA	fracción	0,7 – 1
Concentración	BW_Concent	ppm	5000 – 12000
Volumen canal promedio estimado	V_canal	bbl	356215
Volumen de bache polímero con respecto al volumen poroso	Vol_BW	fracción	0,05 - 0,25

3. Resultados y Discusión

Mediante simulación numérica probabilística se generaron diferentes escenarios de inyección de formulación TAP, con el objetivo de establecer los parámetros de diseño con los cuales se obtenga el mayor factor de recobro asociado al menor corte de agua producto de la implementación de la tecnología.

La Figura 7, presenta el comportamiento del factor de recuperación de petróleo de la línea base y el resultado probabilístico del factor de recuperación de petróleo obtenido por la inyección del polímero TAP.

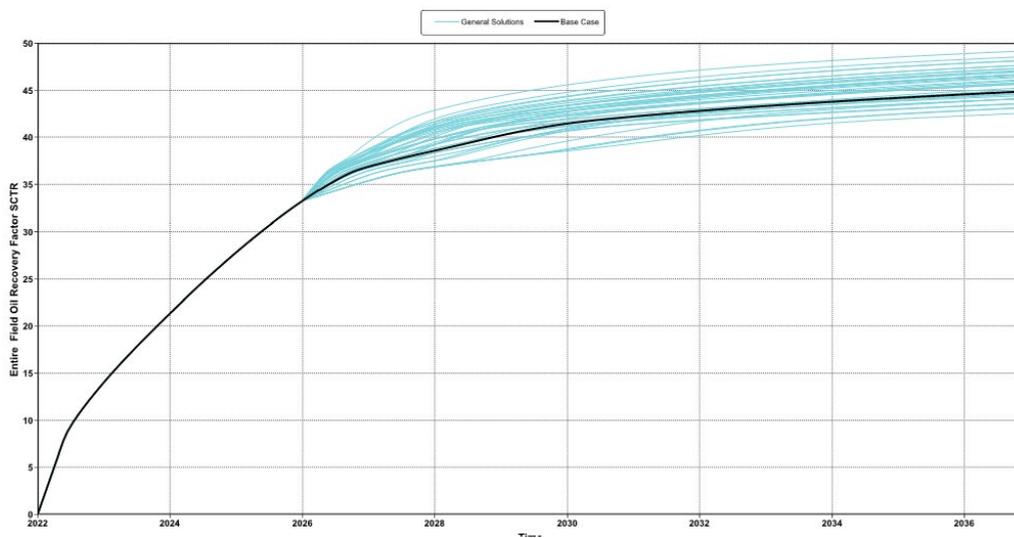


Figura 7. Sensibilidad del modelo probabilístico del factor de recuperación de petróleo debido a la inyección de TAP.

La Figura 8, presenta el histograma del factor de recuperación de petróleo incremental con un comportamiento tipo distribución gaussiana, adicionalmente, se presenta los percentiles P10, P50 y P90, y el comportamiento de la frecuencia acumulada.

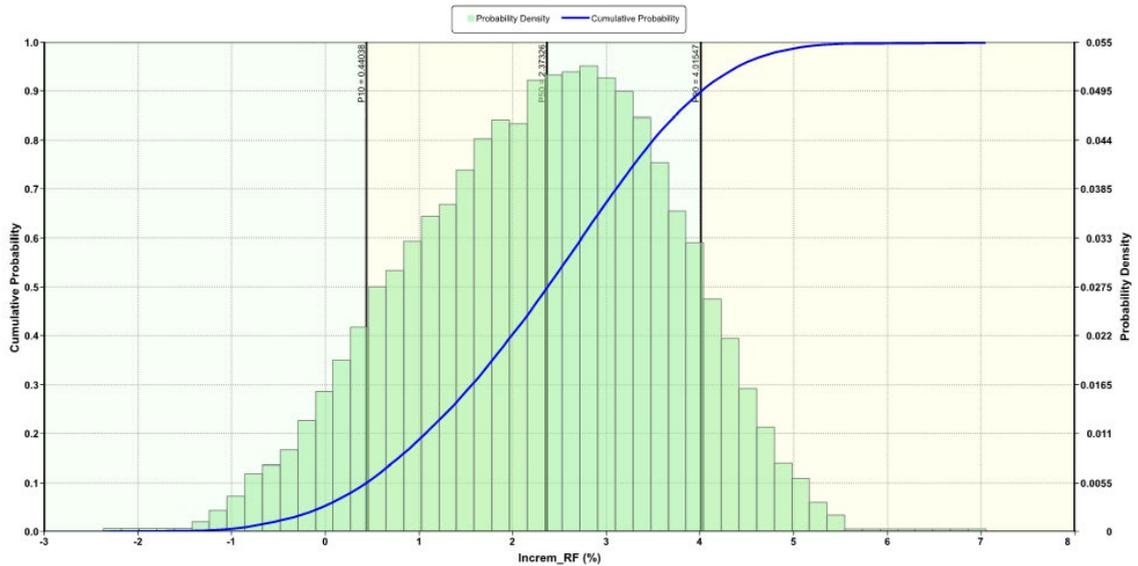


Figura 8. Histograma de factor de recuperación de petróleo asociado a la inyección del polímero TAP.

Para el análisis del modelo probabilístico asociado al factor de recuperación de petróleo se realizó una representación visual de la sensibilidad de los parámetros por medio del gráfico de Tornado. En la Figura 9, se

presenta que las variables caudal de inyección (Q_{inj}) y tamaño del bache del polímero, son las que tienen mayor incidencia, seguidas del factor de resistencia residual y concentración del tratamiento TAP.

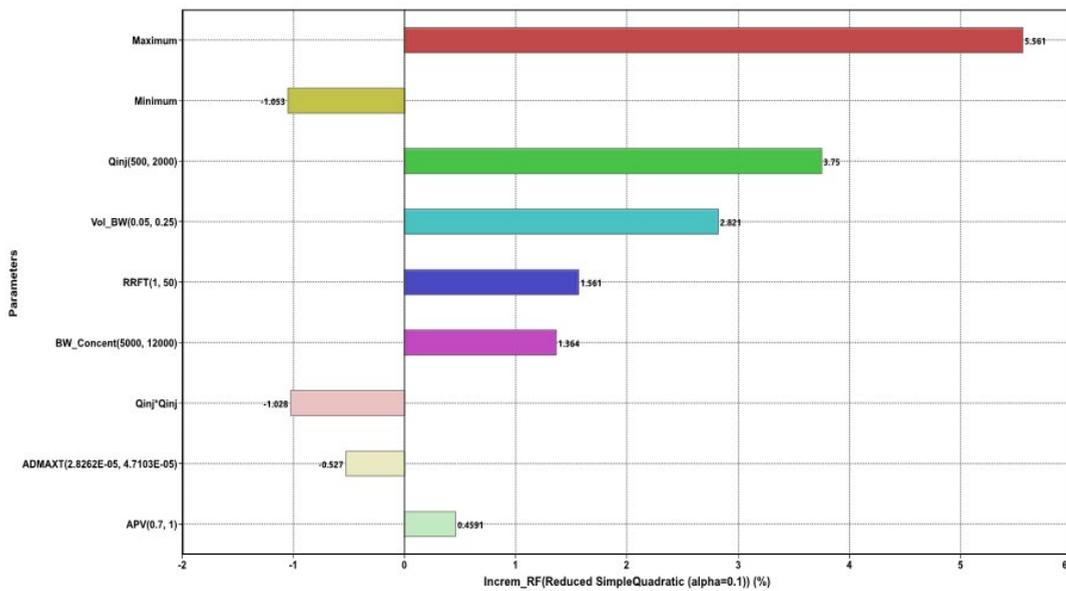


Figura 9. Gráfico de Tornado asociado al factor de recuperación de petróleo.

Por otro lado, la Figura 10 presenta el comportamiento de la producción acumulada de petróleo de la línea base y el resultado probabilístico de la producción acumulada de petróleo obtenida por la inyección del polímero TAP.

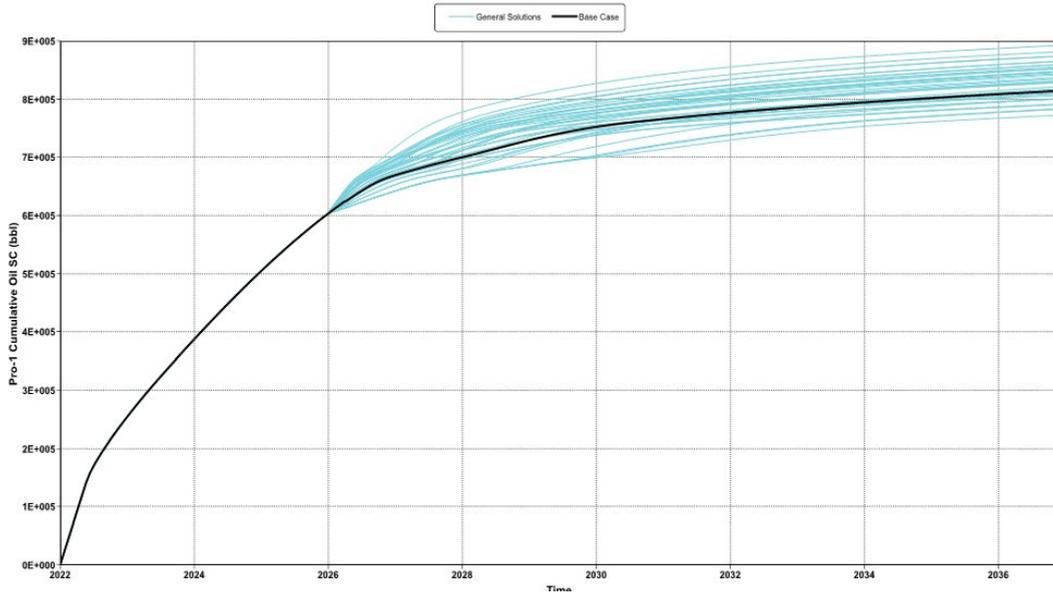


Figura 10. Sensibilidad del modelo probabilístico de la producción acumulada de petróleo debido a la inyección de TAP

La Figura 11, presenta el histograma de la producción acumulada de petróleo incremental con un comportamiento tipo distribución gaussiana, adicionalmente, se presenta los percentiles P10, P50 y P90, y el comportamiento de la frecuencia acumulada.

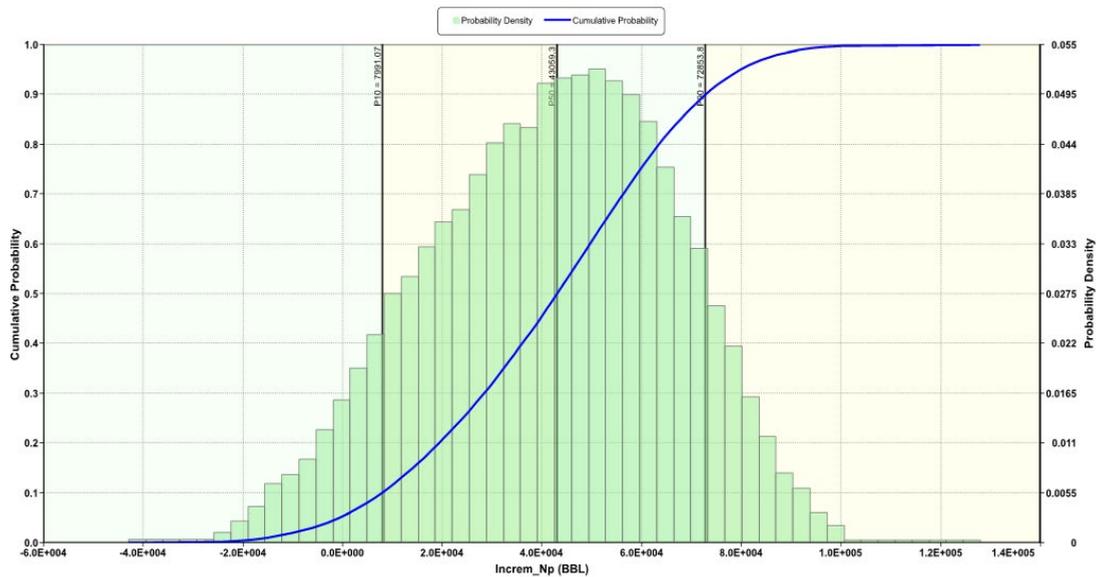


Figura 11. Histograma de la producción acumulada de petróleo asociado a la inyección del polímero TAP.

De manera consistente, el gráfico de Tornado de la producción acumulada de petróleo presenta que las variables caudal de inyección (Qinj) y tamaño

del bache del polímero, son las que tienen mayor incidencia, seguidas del factor de resistencia residual y concentración del tratamiento TAP (Figura 12).

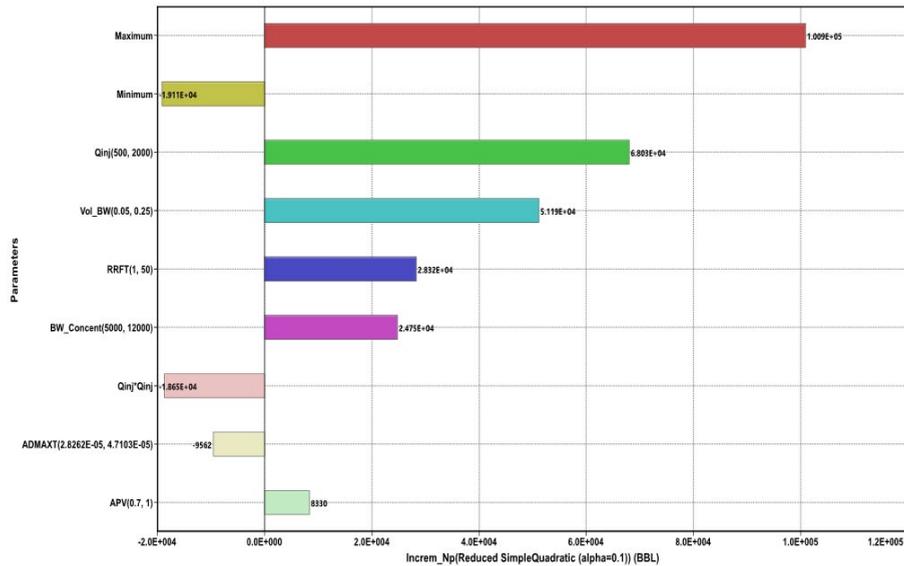


Figura 12. Gráfico de Tornado asociado a la producción acumulada de petróleo.

Evaluación Financiera

Se realizó una evaluación financiera conceptual, donde también se utilizó un análisis de sensibilidad probabilístico, de acuerdo con el comportamiento de un parámetro aleatorio mediante una distribución de probabilidad basado en el simulador de Montecarlo, basada en los factores de ponderación de los drivers de costo para todos los períodos históricos, esta simulación de ponderación define factores asociados al promedio aritmético de cada año y una distribución continua de probabilidad (Martínez, 2001).

En la evaluación financiera conceptual no se contemplaron trabajos de reacondicionamiento de pozos, workover, CapEx, monitoreos, alquiler de equipos. Para la evaluación se utilizó el Valor Presente Neto (VPN) calculando las entradas de efectivo y las salidas de efectivo asociadas al proyecto utilizando las siguientes variables unitarias:

1. Tasa de interés 10%
2. Costo del polímero TAP 12 US/Kg (Pritchett, 2003).
3. Lifting cost 8 US/bbl.
4. Precio de venta del petróleo de 80 US/bbl.

Es importante resaltar que Lugo et al. (2010) y Ohms et al. (2010) reportan costo por barril incremental inferior de \$US 5 en tratamientos similares.

La Figura 13, presenta el histograma del VPN con un comportamiento tipo distribución gaussiana, adicionalmente, se presenta los percentiles P10, P50 y P90, y el comportamiento de la frecuencia acumulada.

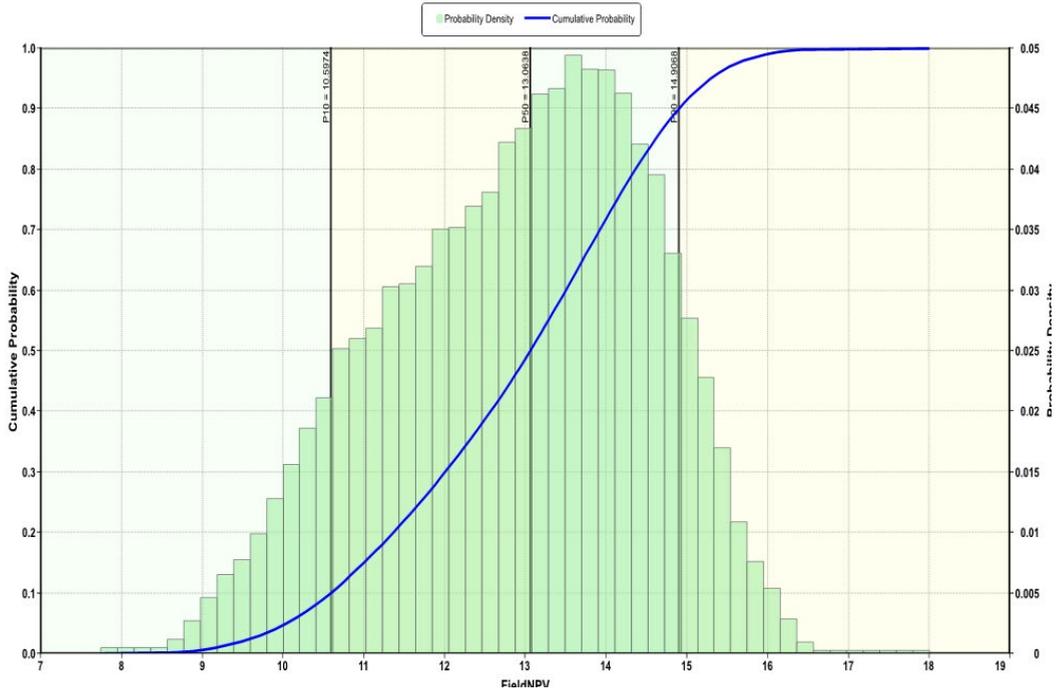


Figura 13. Histograma del VPN asociado a la inyección del polímero TAP.

Finalmente, la Figura 14 presenta el gráfico de Tornado asociado al VPN producto de la inyección del polímero TAP, en donde también se obtuvo que

para el VPN las variables caudal de inyección (Q_{inj}) y tamaño del bache del polímero, son las que tienen mayor incidencia.

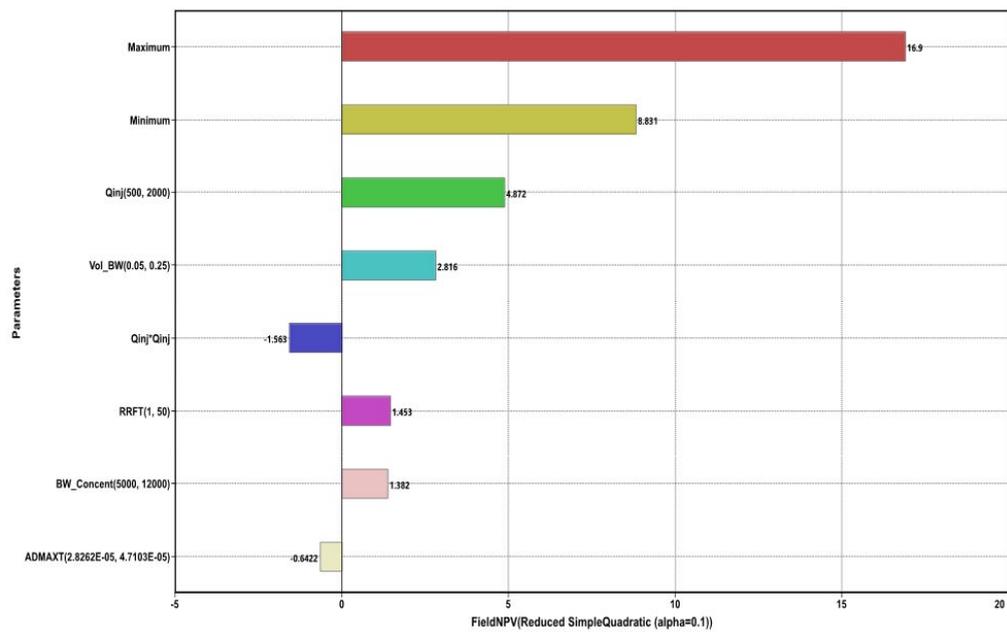


Figura 14. Gráfico de Tornado asociado VPN producto de la inyección del TAP.

4. Conclusiones

- Se analizaron los principales mecanismos asociados a la tecnología de polímero de activación térmica (TAP), encontrando principalmente: i) la activación del polímero TAP es función de tiempo y temperatura de yacimiento ii) el polímero TAP se adsorbe en las gargantas de los poros de la roca acuatizadas creando una resistencia contra el flujo factor de la resistencia residual (RRF) en la zona ladrona, permitiendo el mejoramiento de la eficiencia volumétrica del proceso de inyección de agua, iii) el nivel de adsorción es una función de la concentración, salinidad y mineralogía de roca y iv) la característica de la adsorción crea una resistencia retenida contra el flujo y desvía el flujo hacia áreas no barridas.
- Se construyó un modelo numérico conceptual y se realizó un análisis de sensibilidad de las diferentes variables asociadas a la tecnología TAP, encontrando que los parámetros más influyentes en factor de recobro incremental, producción de petróleo incremental acumulada y VPN son el caudal de inyección y tamaño del bache de polímero (%VP), seguidas del factor de resistencia residual y concentración de polímero.
- Los resultados obtenidos a partir del análisis de sensibilidad de la simulación numérica probabilística evidencian que, al tener valores más altos de caudal de inyección (Qinj), tamaño de bache polímero (%VP), factor de resistencia residual (RRF) y concentración (BW_Concent) del polímero TAP; se obtiene un valor más alto de factor de recobro incremental, producción de petróleo incremental acumulada y VPN.
- Con respecto a los histogramas de factor de recuperación de petróleo y producción acumulada de petróleo, se determinó que para el factor de recuperación de petróleo incremental se tiene un P10: 0,44%, un P50: 2,37% y un P90: 4,01%, por otro lado, para la producción acumulada de petróleo incremental se obtuvo un P10: 7.991 bbl, un P50: 43.059 bbl y un P90: 78.853 bbl.
- De acuerdo con la evaluación financiera y del Valor Presente Neto (VPN), el parámetro de caudal de inyección (Qinj) es el que tiene mayor impacto en térmicos de retorno de la inversión del tratamiento de inyección del polímero TAP, debido las entradas de efectivo y las salidas de efectivo asociando dividendos generados por la inversión.

5. Recomendaciones

- Usar un sector model de un modelo numérico de un campo real (ajustado en sus propiedades estáticas y dinámicas), para predecir de manera probabilística el proceso de conformance profundo, incorporando el modelo de reacción química y el análisis de la tecnología TAP desarrollada en el presente trabajo de maestría.
- Generar la evaluación financiera contemplando trabajos de reacondicionamiento de pozos, workover, CapEx, monitoreos, alquiler de equipos, y demás costos ajustados al campo en estudio.

6. Agradecimientos

Agradezco a la Universidad de América y a la Revista Fuentes por permitirme publicar este artículo como requisito de mi opción de grado de Maestría Ingeniería en Hidrocarburos. Adicionalmente, quiero agradecer a mis directores PhD(c) Camilo Guerrero, PhD(c) Rubén Castro, y a mi asesor M.Sc. Carlos Espinosa por brindarme el conocimiento, las herramientas y la asesoría para desarrollar mi tesis de maestría plasmada en esta publicación.

Referencias

- [1] Al Bahri, M.S., Vazquez, O., Beteta, A., Al Kalbani, M.M., & Mackay, E. J. (2020, June). Modelling the Impact of Low Salinity Waterflooding, Polymer Flooding and Thermally Activated Polymer on Produced Water Composition. *SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition*. OnePetro. <https://onepetro.org/SPEOSS/proceedings-abstract/20OSS/1-20OSS/D012S008R011/448660>
- [2] Daza, J., Castro. R. “Evaluación técnico-financiera de los pilotos IOR/EOR ejecutados en Colombia con tecnología de inyección de polímero HPAM”. *Acipet, Cartagena, Colombia, 2022*. https://www.researchgate.net/publication/363185029_Evaluacion_tecnico-financiera_de_los_pilotos_IOREOR_ejecutados_en_Colombia_con_tecnologia_de_inyeccion_de_polimero_HPAM
- [3] Garmeh, R., Izadi, M., Salehi, M., Romero, J. L., Thomas, C. P., & Manrique, E. J. (2012). Thermally active polymer to improve sweep efficiency of waterfloods: simulation and pilot design approaches. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 15(01), 86-97. <https://onepetro.org/REE/article-abstract/15/01/86/204561/Thermally-Active-Polymer-To-Improve-Sweep?redirectedFrom=fulltext>

- [4] Gómez, J. E., Iuliano, A., Martínez, C. (2020). Inyección de partículas activadas térmicamente en fondo para el control de conformance en profundidad para mejorar la recuperación de petróleo en un campo maduro de explotación secundaria: Cerro Dragón. 7^o Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, realizado por el IAPG. https://www.petrotecnia.com.ar/120/Petro_archivos/Inyeccion.pdf
- [5] Goudarzi, A. (2015). Modeling conformance control and chemical EOR processes using different reservoir simulators (Doctoral dissertation). The University of Texas libraries, 1-415. <https://repositories.lib.utexas.edu/handle/2152/31338>
- [6] Granado, C., V (2012). Seminario virtual (webinar) Metodología para la selección en la estrategia óptima de la inyección polimérica de laboratorio a campo. https://www.youtube.com/watch?v=WGiWkLI7pY4&t=2686s&ab_channel=ComputerModellingGroupLtd.
- [7] Gutierrez M., Garcia J., Castro R., Zafra T., Rojas J., Ortiz R., Quintero H., Garcia H., Niño L., Amado J., Quintero D., Kiani M. (2022). In-Depth Water Conformance Control: Design, Implementation and Surveillance of the First Thermally Active Polymers Treatment TAP in a Colombian Field. Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Virtual. <https://onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/22IOR/1-22IOR/D011S007R002/484037>
- [8] H. Frampton, J. C. Morgan, S. K. Cheung, L. Munson, K. T. Chang & D. Williams. Development of a novel waterflood conformance control system. SPE paper 89391 presented at the 2004 SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 17–21 April 2004. <https://onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/04IOR/All-04IOR/SPE-89391-MS/71292>
- [9] Lugo, N., May, D., Campbell, E., Ng, R., Cheung, S., Offshore field experience with Brightwater®. Work Shop Water based EOR Diversion techniques in Stavanger, Norway, January 20th 2010. <https://www.yumpu.com/en/document/view/38799782/offshore-field-experience-with-bright-water-force>
- [10] Martinez, R. E. (2001). Forecast techniques for lifting cost in gas and oil onshore fields. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. OnePetro. <https://onepetro.org/SPELACP/proceedings-abstract/01LACPEC/All-01LACPEC/SPE-69559-MS/133431>
- [11] Maya, G., Jimenez, R., Castro, R., Mantilla, J., Vargas, J., Cardenas, F., Fernandez, F., Quintero, H., Zaitoun, A., Manrique, E., Romero, J., Putnam, J., (2015). Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. Paper presented at the SPE-177245-MS Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. <https://onepetro.org/SPELACP/proceedings-abstract/15LACP/1-15LACP/D011S004R001/184210>
- [12] Ohms, D., McLeod, J., Graff, C., Frampton, H., Morgan, J., Cheung, S., Yancey, K., Chang, K., “Incremental-Oil Success From Waterflood Sweep Improvement in Alaska”. Paper SPE-121761-MS. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands, Texas, April 2009.
- [13] Pinto, M. S., Herrera, D. M., & Angarita, J. C. G. (2018). Optimización de la producción para un campo conceptual a través del uso combinado de inyección de polímero y tecnología de pozo inteligente. Fuentes: El reventón energético, 16(1), 37-45.
- [14] Pritchett, J., Frampton, H., Brinkman, J., Cheung, S., Morgan, J., Chang, K. T., ... & Goodgame, J. (2003). Field application of a new in-depth waterflood conformance improvement tool. Paper presented at the SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malaysia. <https://onepetro.org/SPEAPIOR/proceedings-abstract/03IIORC/All-03IIORC/SPE-84897-MS/137879>
- [15] Salehi, M., Thomas, C. P., Kevvitch, R. M., Manrique, E., Garmeh, R., & Izadi, M. (2012). Performance evaluation of thermally activated polymers for conformance correction applications. Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA. <https://onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/12IOR/All-12IOR/SPE-154022-MS/157954>
- [16] Vanegas, P. A. V., Ruiz, T. Y. Z., Macualo, F. H. E., & Martin, C. A. G. (2019). Metodología para la formulación de proyectos de recuperación química mediante analogías.