

IMPLEMENTACIÓN DE MEDICIONES DE SATURACIÓN RESIDUAL EN CAMPO CON TRAZADORES PARTICIONABLES

Lucas M. D. Ortiz¹, Yamila G. Nuñez¹, Ezequiel Alvarez Gomez¹, Antonella Camusso¹,
 María Victoria de la Fuente¹, Carlos A. Somaruga¹, Andrés López Gibson², Silvio Figliuolo²,
 Leticia Legarto², Damián Llanes²

1: GMP - Universidad Nacional del Comahue, lmdidierortiz@gmail.com

2: YPF S.A., andres.lopezgibson@ypf.com, jose.llanes@ypf.com

3: Y-TEC S.A., silvio.p.figliuolo@ypftecnologia.com, maria.legarto@ypftecnologia.com

Keywords: Trazador, Saturación Residual, SWCTT, Partición, Coeficiente de Partición

ABSTRACT

Determination of residual oil saturation in oil-field using partitionable tracers

The residual oil saturation (Sor) of a reservoir represents the productive limit to a specific recovery process (Water Flooding or Chemical Enhanced Oil Recovery, CEOR). Single Well Chemical Tracer Tests (SWCTTs) are often used to assess Sor in a region as far as 7 meters from the wellbore. Assess of Sor can be done before and after an CEOR process injection to determinate its efficiency. The technique is based on the chromatographic separation of oil-water partitioning tracer and non-partitioning tracer. Detection and quantification of tracers are performed by gas chromatography. In 2015, YPF carried out the first SWCTT in Argentina at Chihuido de la Sierra Negra field, Neuquén province. The second SWCTT was carried out in 2017 in the same field. These operations provided the opportunity to couple and deploy laboratory and field activities together with YPF, Y-TEC and Comahue National University (UNComa) to achieve technical understanding and advance the technology local replication. Both tests allowed understanding and overcoming the operational difficulties and challenges of this kind of operation.

The project consists of: 1. Understanding the physics and chemistry related to the test, in order to develop a local service of measurements and interpretation. 2. Understanding process and operations involved on the test leading to a possible implementation of this services on the field. 3. Implement a commercial service applying this technology. 4. Investigate, develop, and optimize new alternatives and applications.

During the previously mentioned operations, YPF and Y-TEC were responsible of well selection, logistics, operations, and execution of each SWCTT.

The determination of tracer's concentration via HS/GC/FID and the interpretation of results were done by GMP group from UNComa. GMP's laboratory is located at a distance of 350 kilometers from the tested wells. Therefore, a procedure to preserve samples during transport was necessary.

The processing of results was done by two methods: One using theoretical models (MatLab algorithm) and the other one using numerical simulation (software). Both results were compared to get a better insight on the techniques.

In addition, partition coefficient and kinetic coefficient of the tracers were determined for specific conditions of the tested wells.

Local development of SWCTT's technology is a unique opportunity because it's becoming a best practice to assess the residual oil saturation in the field.

The purpose of this paper is to share experiences and results obtained from four partitioning tracer tests executed on two different wells in Neuquén, Argentina.

INTRODUCCIÓN

La saturación residual de petróleo (Sor) representa la fracción del volumen poral ocupada por petróleo luego del desplazamiento del mismo con un fluido específico, comúnmente agua. La Sor es uno de los parámetros que determinan el potencial productivo y el valor económico de un yacimiento candidato a producir por recuperación secundaria y/o terciaria. Es habitual considerar que un yacimiento maduro, en su etapa final de recuperación secundaria, aún mantiene más de un tercio del petróleo original el cual sería recuperable por algún proceso de recuperación mejorada (enhanced oil recovery o simplemente: EOR).

Existen diversos métodos para evaluar la Sor. La determinación insitu (en campo), aquí propuesta, constituye un mejor enfoque particularmente cuando se requiere seleccionar métodos de recuperación mejorada. Cuando la determinación se realiza en celdas de laboratorio con núcleos de campo, el valor de Sor pierde considerablemente representatividad respecto de las condiciones de campo (Salathiel, 1973).

El valor de Sor es diferente para los distintos tipos de roca, a su vez depende de las propiedades de interacción petróleo-agua, así como también de condiciones dinámicas, y si nos referimos a procesos en reservorios se deben considerar los factores estructurales. De manera que lograr una predicción confiable de Sor con exactitud a través de un modelo es algo difícil de lograr. Es importante agregar que dada la heterogeneidad geológica, y en pos de la optimización de la recuperación de petróleo es conveniente sólo tomar valores de saturación para una región representativa del campo.

Los ensayos *Single Well Chemical Tracer Test* (SWCTT) requieren medir el retraso que experimenta un trazador particionable respecto a uno no-particionable en su viaje a través de una roca saturada con agua y petróleo residual (inmóvil). Para evidenciar este retraso es necesario que ambos trazadores inicien su recorrido desde el mismo punto de partida. En un ensayo de pozo único, el punto de partida debe ser el interior del reservorio y el de finalización, la salida del mismo pozo. Esto exige que uno de los trazadores deba ser generado en el punto de inicio.

Los primeros experimentos a escala de laboratorio que usaron una reacción química para producir un trazador insitu, fueron reportados por Deans (1967). La propuesta fue inyectar un banco de acetato de etilo en una capa de arena que contenía hidrocarburo líquido a saturación residual. Al ser contactada el agua, por el banco de éster, se desarrolló la reacción de hidrólisis, produciendo alcohol etílico y acetato de sodio. La separación entre los dos picos de los registros de concentración de ambos compuestos en su viaje hacia el pozo se utilizó para determinar el valor de Sor. En la actualidad el método de determinación de la Sor por SWCTT, ha evolucionado en cuanto a complejidad, pero siempre basado en los ensayos iniciales postulados en 1967.

Esquemáticamente, un ensayo SWCTT a escala campo consta de cuatro períodos, tres de los cuales se aprecian en la Fig. 1 (Las etapas mostradas en la figura son ideales, es decir no representan

las alteraciones de la realidad como puede ser la retención y reacción del compuesto durante su inyección/producción).

Período de consolidación de la Sor: se inyecta un volumen suficientemente grande de agua de recuperación secundaria o agua con aditivos (EOR) tal que se garantice un valor de Sor propio del tratamiento y desplace todo el petróleo móvil en esas condiciones en la zona a ensayar.

Período de inyección: Se inyectan en el pozo el trazador primario y un trazador de balance de masa. Comúnmente estos son un éster-alquilo y un alcohol respectivamente. Posteriormente se inyecta un volumen de empuje, compuesto por la misma agua del período anterior y el alcohol de balance de masa, para llevar al éster hacia el interior, lejos del pozo. El trazador de balance de masa comúnmente es un alcohol no soluble en la fase oleosa, y se utiliza para poder diferenciar el agua de formación con la inyectada durante este período.

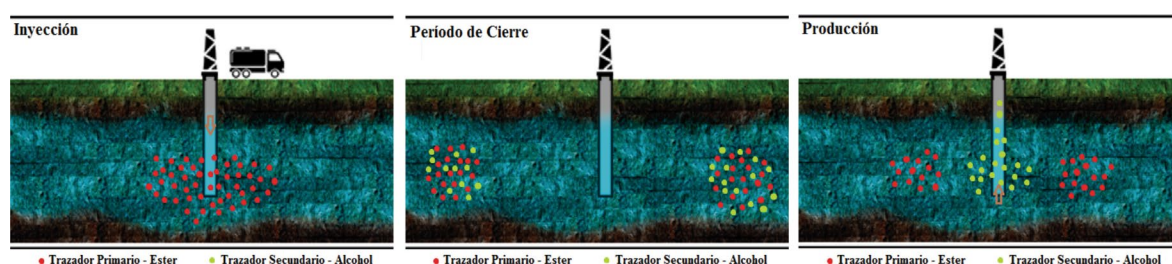


Figura 1. Etapas de un ensayo SWCTT ideal. A) Inyección, B) Cierre, C) Producción.

Período de cierre: Comienza una vez finalizadas las inyecciones antes mencionadas. En este período se produce la reacción de hidrólisis del éster, formando un nuevo trazador alcohol.

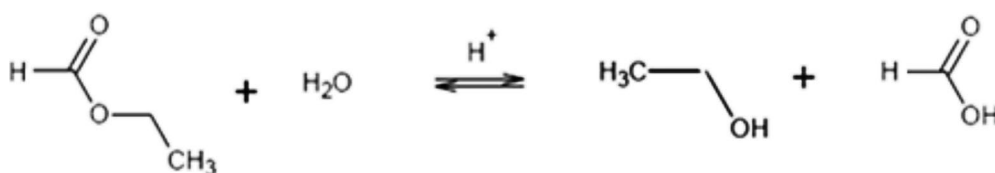


Figura 2. Reacción de hidrólisis ácida del éster formiato de etilo entregando etanol y ácido Fórmico.

La velocidad de la reacción dependerá de las condiciones de la capa del reservorio, sobre todo de la temperatura y el pH (Begum S., 2001). Es por esto que es complejo determinar un tiempo exacto de la duración para este período. Es común que se otorguen entre uno y seis días para alcanzar entre un 10% y 50% del avance de la reacción. Desarrollar la reacción a más del 50% trae problemas de mediciones, debido a las bajas concentraciones de éster a la salida. No se debe olvidar que la reacción no se da exclusivamente durante este período, sino que inicia desde la inyección y no se detiene hasta que la muestra sea apropiadamente refrigerada o se hidrolice todo el éster en formación (hecho no deseable).

El ácido generado de la reacción es retenido por el crudo del reservorio, por lo que no produce ninguna alteración al ensayo.

El alcohol producto de la reacción, presenta un coeficiente de partición nulo frente al petróleo. Es esta razón la que permitirá el desfase en la salida de ambos trazadores y así lograr estimar el valor de S_{or} .

Al final del período de cierre, los dos trazadores se encuentran juntos a una distancia prudente del pozo y listos para ser producidos y monitoreados en superficie. Una visión grafica de este período se puede apreciar en Fig. 1.

Una elevada reacción reduce excesivamente los niveles de concentración del trazador particionable, es por esto que es común colocar adicionalmente un trazador paralelo (trazador alternativo de contingencia), que tenga una interacción similar al éster con la fase oleosa pero que no reaccione una vez inyectado. El trazador elegido para este fin, debe tener un registro de salida que copie al del trazador primario.

Período de producción: Como se ha mencionado antes, a causa de su capacidad de partición entre las fases, cada uno de los trazadores (primario y secundario) presentan una velocidad de producción distinta, y por ende resultará un factor de retardo característico entre ambas especies. El éster es más soluble en petróleo que en el agua, esta preferencia es lo que se expresa a través del coeficiente de partición entre las fases mencionadas (coeficiente K), el cual siempre es determinado en el equilibrio y en condiciones de reservorio (Esteves *et al.* 2017).

$$K = \left(\frac{\text{Concentración del Éster en petróleo}}{\text{Concentración del Éster en agua}} \right)_{Eq} \quad Ec.(1)$$

El coeficiente de partición junto al factor de retardo (β) calculado con los trazadores, permitirán determinar la saturación residual de petróleo como expresa la Ec. (2).

$$S_{or} = \frac{\beta}{\beta + K} \quad Ec.(2)$$

Cuando es de interés evaluar la eficacia de un tratamiento EOR en la zona deseada, se precisará de dos ensayos SWCTT. Un ensayo previo al tratamiento EOR, para determinar la S_{or} original, y un ensayo posterior al tratamiento, para determinar la nueva S_{or} . La eficiencia del tratamiento EOR será proporcional a la diferencia en el valor de S_{or} entre un ensayo y otro.

METODOLOGÍA DE ENSAYO EN CAMPO

En el año 2017, se realizaron dos ensayos SWCTT a escala campo para evaluar la eficacia de un tratamiento EOR específico, a través de la determinación del factor de recobro que relaciona la S_{or} inicial con la S_{or} al final del tratamiento.

La actividad se realizó en un pozo del yacimiento Lomitas Sur, ubicado a 20 km de la ciudad de Rincón de los Sauces, en la provincia de Neuquén, Argentina.

El trabajo de diseño y planificación de los ensayos, así como también la ejecución en campo estuvo a cargo de YPF S.A e Y-TEC. El desarrollo EOR fue planificado y coordinado en campo por Y-TEC. Las tareas de toma, almacenamiento, y medición de las muestras fueron programadas por el Grupo de Medios Porosos (GMP) de la Universidad Nacional del Comahue.

La validación de técnicas y protocolos para la medición de las concentraciones desarrolladas en el laboratorio de GMP, fueron verificadas por personal del Y-TEC.

De acuerdo con las condiciones del reservorio, se seleccionaron los trazadores: Formiato de Etilo (FE) como trazador primario, y como consecuencia de éste, se obtiene el trazador secundario Etanol (EtOH). El trazador de contingencia fue n-propanol, y el trazador de balance de masa fue Metanol (MeOH).

A posteriori, se realizaron los ensayos respectivos para la determinación del coeficiente de partición, y la constante de hidrólisis bajo las condiciones del yacimiento en estudio en el laboratorio del GMP.

Para las tareas previas de acondicionamiento del pozo y ensayos preliminares YPF decidió el montaje de un equipo de workover. Ello facilitó y aseguró las tareas de bombeo de los trazadores hacia la zona objetivo. Finalizado el bombeo de los trazadores y el desplazamiento se inició el período de remojo que se extendió durante un par de días aproximadamente.

Una vez iniciado el período de producción mediante pistoneo, se inició el muestreo, en principio intensivo con períodos menores a veinte minutos, para luego pasar a un régimen de una muestra cada hora sobre el final de la producción. Las muestras fueron correctamente almacenadas bajo refrigeración, a fin de frenar la reacción. Luego fue determinada la concentración de cada trazador mediante cromatografía gaseosa HS/GC/FID en el laboratorio del GMP en la ciudad de Neuquén Capital.

Modelo teórico

El modelo habitualmente utilizado para representar un ensayo SWCTT, contempla (Deans *et al.*, 2000): 1) Convección de los trazadores. 2) Dispersión hidrodinámica. 3) Reacción química. 4) Partición.

El balance de masa considerando los procesos anteriores conducen a la Ec.(3)

$$(1 + \beta_i) \frac{\partial C_i}{\partial t} + \bar{V}_w \cdot \nabla C_i - \nabla \cdot (\bar{D} \cdot \nabla C_i) - \mathfrak{R}_i = 0 \quad \text{Ec.(3)}$$

Dónde: C_i es la concentración del trazador “i”; β_i es el factor de retardo entre los trazadores; $\bar{V}_w$ es la velocidad, lo cual satisface que: $\nabla \cdot \bar{V} = 0$ (fluido incompresible, flujo estacionario); $\bar{D}$ es el tensor de dispersión. Sus elementos se asumen función lineal de los componentes de $\bar{V}_w$; $\mathfrak{R}_i$ es el término de reacción.

La resolución de la Ec.(3) en geometría radial-cilíndrica conduce a una ecuación diferencial ordinaria correspondiente a un arreglo de tanques en serie (Deans *et al.*, 2000). Para este modelo equivalente, asumiremos como hipótesis: 1) Sistema lineal; 2) N celdas de mezclado perfecto, de longitud finita; 3) Cada celda representa una fracción de Sor y de 1-Sor; 4) La reacción de hidrólisis se asume de primer orden; 5) El trazador secundario no particiona.

Resolviendo las ecuaciones bajo las hipótesis anteriores, y considerando que el volumen medio de residencia es lineal con los tiempos medios de residencia, se obtiene como resultado la Ec.(4).

$$\frac{\bar{Q}_A}{\bar{Q}_B} = 1 + \beta_A \quad \text{Ec.(4)}$$

Donde $\bar{Q}_i$ representa al volumen de residencia medio del trazador “i”, y se calcula como:

$$\bar{Q}_i = \frac{\int_0^\infty C_{i,1} Q dQ}{\int_0^\infty C_{i,1} dQ} \quad \text{Ec.(5)}$$

Recordando la dependencia del valor de Sor con β y K en la Ec. (2), se ve claramente que, si es posible calcular los volúmenes de residencia junto con una estimación del coeficiente de partición, entonces es factible obtener una estimación de la Sor.

El modelo anterior requiere de la integración hasta infinito del perfil de la concentración. Para esto, no hay otra opción que la extrapolación. Si se tiene suficiente cantidad de puntos sobre el final del ensayo, es preferible ajustar la “cola” de la curva a una exponencial decreciente (Shook *et al.*, 2005). Si esto no es posible, porque el registro de datos es incompleto, se puede estimar la concentración de un trazador que viaja por un medio poroso, con la solución de la ecuación de convección-dispersión (CDE) de un trazador Ec. (6) (Bear, 1972).

$$C_{i(t)} = \frac{M_0}{\sqrt{D_0}} \exp \left[-\frac{(t - t_0)^2}{D_0 t} \right] \quad \text{Ec.(6)}$$

Con M_0 , D_0 y t_0 como los parámetros físicos, t el tiempo, y $C_{i(t)}$ la concentración del trazador “i”.

Simulación numérica

Se utilizó un software comercial que incluye una herramienta que permite la simulación del flujo de un trazador en el reservorio considerando la partición de especies, reacciones químicas, y casos de no-idealidad como son: el flujo cruzado entre etapas, flujo lateral, y taponamiento.

Adicionalmente se utilizó una herramienta específica para la optimización de la solución al problema.

A fines de acortar los tiempos de simulación sin perder exactitud en el resultado, es que se propuso una resolución vertical baja para la malla de estudio. Esto redujo el tiempo de simulación, sin perder el seguimiento de la tendencia de las curvas resultantes de la simulación frente a los resultados de campo. Los resultados finales obtenidos fueron verificados realizando dicha simulación con una grilla más refinada.

Además, se consideró la reacción química de hidrólisis, y la existencia de un flujo cruzado entre punzados, inducido tanto por diferencia de presiones como caudales.

Se utilizaron resultados de diferentes ensayos de diagnóstico del pozo como entradas adicionales de información: Ensayo push-pull previo al SWCTT, el cual estableció la capacidad de reversibilidad del fluido inyectado. Mediante un ensayo de perfil de producción se pudo definir la entrada de fluido a cada punzado. El mismo evidenció la presencia de una capa que admite entre un 60% y 80% del caudal total inyectado, ya sea por alta permeabilidad o menor presión.

El ajuste se realizó generando una coincidencia de las curvas resultantes de la simulación con los datos del trazador primario, y mediante modificaciones en el valor de Sor (y reajuste de diferentes parámetros de simulación) se obtuvo el ajuste para el trazador secundario.

En la Tabla 1 se observa la configuración de los parámetros de la simulación realizada.

Ítem	Opción 1
Grilla	Radial (coordenadas r y h)
Resolución vertical	Simplificada (1 a 4 capas activas)
60% de recuperación de trazador	Inyectar solo el 60% de lo real
Distribución de inyección	Usando factor de comp. (ff) Un solo pozo inyector
Simulación de flujo cruzado entre capas	Mediante caudales (más directo)
Perfil de producción (aporte de cada capa)	Pozos "BoundInj" inyectan cierto caudal en cada capa

Tabla 1 – Opciones de simulación

Dado que se trata de un ensayo en pozo individual el tipo de grilla más conveniente a utilizar es la grilla radial (coordenada radial y espesor). Antes de iniciar las simulaciones se probaron grillas con distintos números de celdas, por ende tamaño de celdas, buscando un tamaño de celda óptimo que maximice la relación "exactitud del resultado sobre tiempo de simulación". Además los resultados finales obtenidos fueron verificados realizando dicha simulación con una grilla refinada.

Se realizó un agrupamiento estadístico de la información (*Data binning*) para todos los grupos de datos que se utilizaron en el simulador. La Fig. 3, muestra un ejemplo de una secuencia de ajuste de datos.

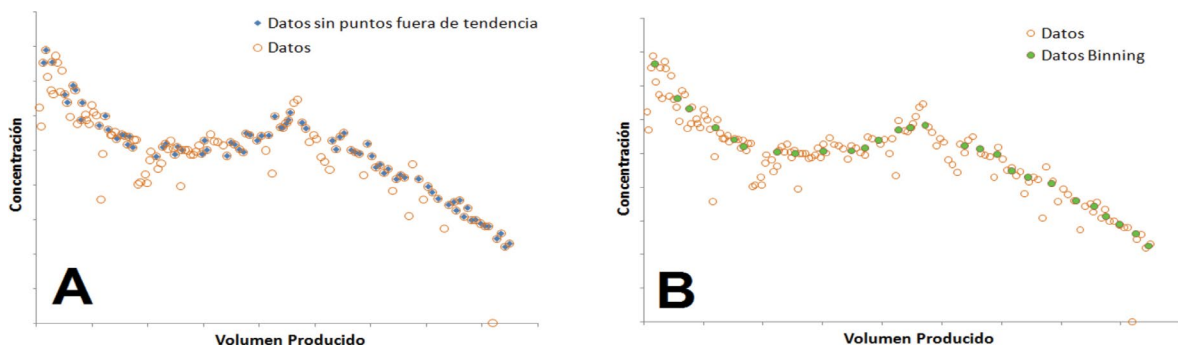


Figura 3. Secuencia de “data binning”. A) Datos sin puntos fuera de tendencia. B) Agrupamiento.

RESULTADOS

Los valores de concentración de todos los trazadores fueron omitidos para proteger la información de la compañía contratante del servicio.

Concentraciones medidas para el ensayo SWCTT#1 previo al tratamiento EOR.

La Fig. 4 muestra los resultados de las mediciones de la concentración para cada trazador inyectado en el pozo, previo al tratamiento EOR.

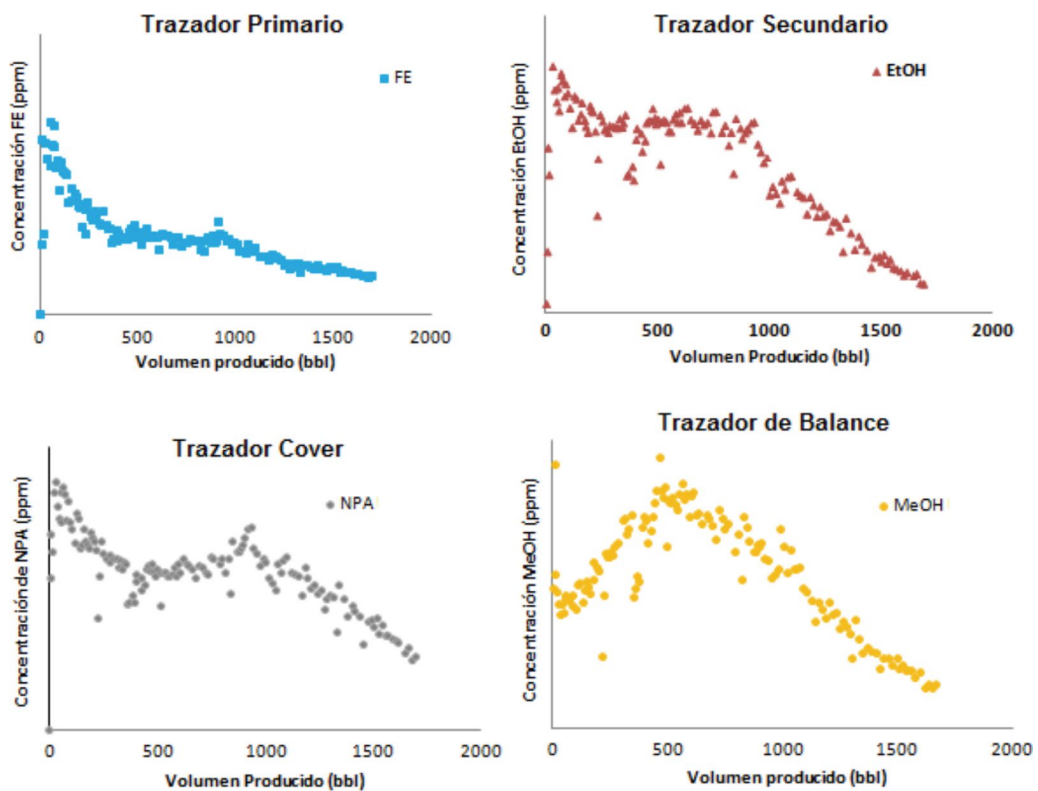


Figura 4. Mediciones de la concentración de Formiato de Etilo (FE), Etanol (EtOH), n-propanol (NPA), Metanol (MeOH). SWCTT#1

La forma del MeOH puede deberse a la devolución tardía de un volumen de trazador tomado por la capa alta admisión. De hecho, la forma amesetada de la respuesta de los otros tres trazadores en el intervalo del pico del MeOH puede indicar el efecto de heterogeneidades del reservorio.

Concentraciones medidas para el ensayo SWCTT#2 posterior al tratamiento EOR.

La Fig. 5 muestra los resultados de las mediciones de la concentración para cada trazador inyectado en el pozo, post al tratamiento EOR.

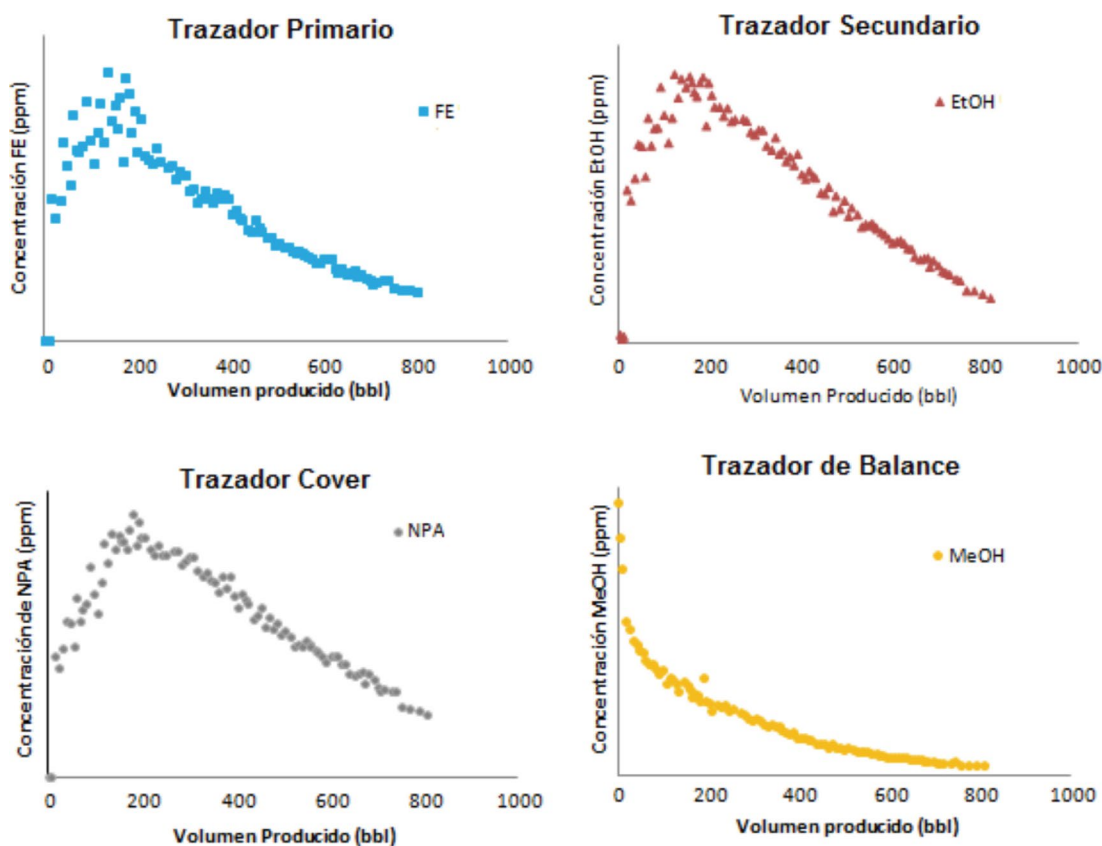


Figura 5. Mediciones de la concentración de Formiato de Etilo (FE), Etanol (EtOH), N-propanol (NPA), Metanol (MeOH). SWCTT#2

El efecto creciente en el MeOH desaparece en el segundo ensayo por la acción de conformance del polímero inyectado. Este tratamiento genera zonas selectivas donde la nueva inyección post-tratamiento solo se da en capas con niveles de mayor permeabilidad-menor presión.

INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Se utilizaron los registros del trazador secundario junto al trazador alternativo de contingencia para interpretar los resultados por los dos métodos empleados, y estimar un valor de Sor.

Método teórico

Los resultados obtenidos a partir de la Ec. (5) fueron corregidos por las desviaciones a las hipótesis observadas en las actividades de campo: Inyección en pulso imperfecto, reacción durante período de inyección y producción, caudales y presiones variables.

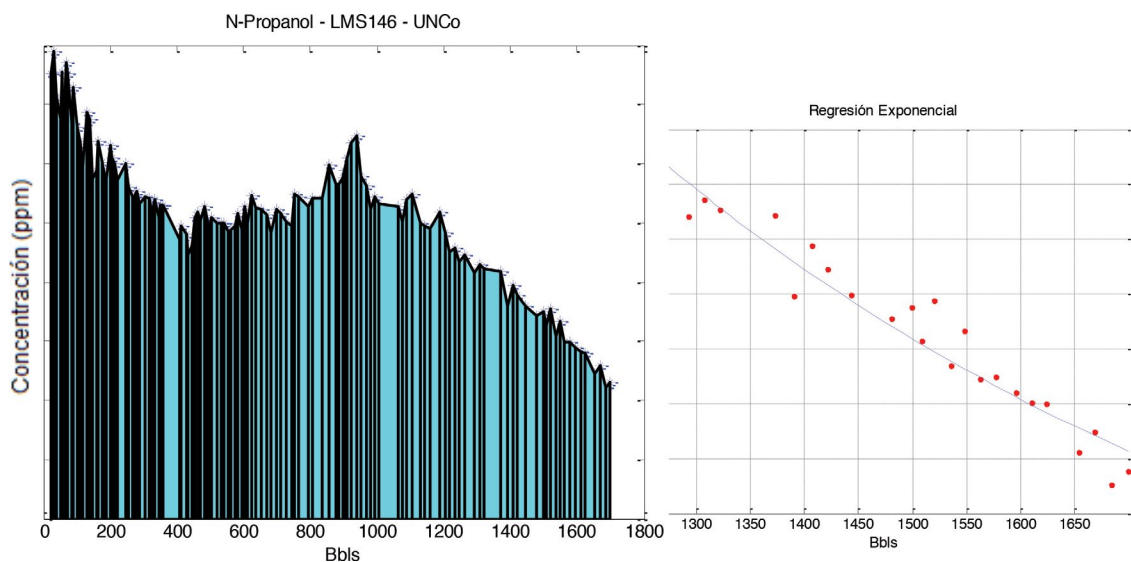


Figura 6. Integración por trapecios, con ajuste exponencial de cola. Trazador n-propanol.

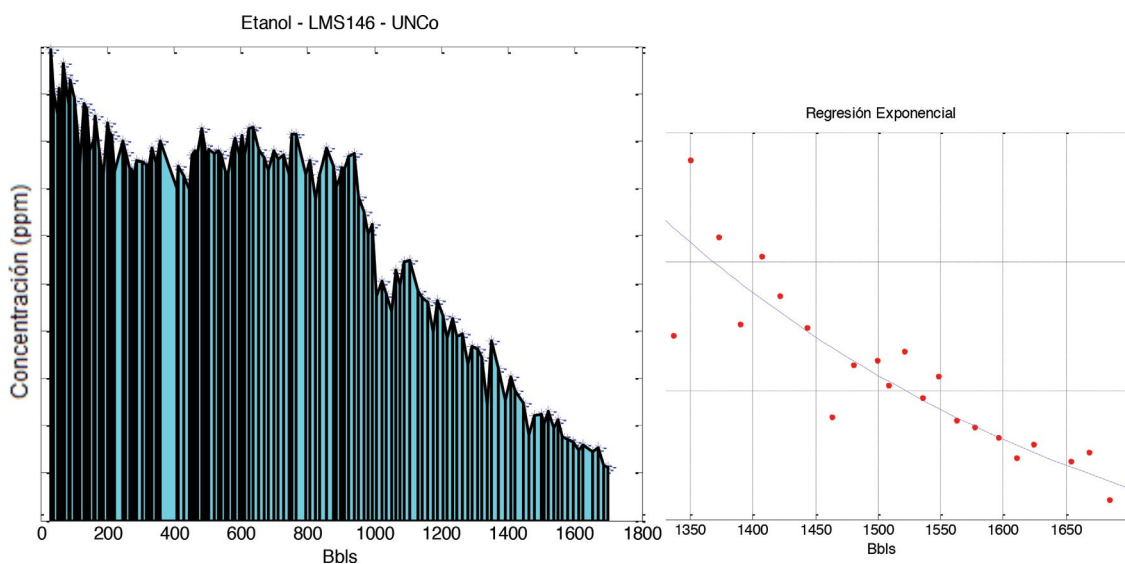


Figura 7. Integración por trapecios, con ajuste exponencial de cola. Trazador etanol.

Debido a que las curvas de concentración tienen una buena intensidad de puntos sobre el final, se utilizó un método de integración directo con extrapolación de datos al infinito, sin necesitar una ecuación predictiva.

En las Fig. 6 y 7, se puede observar la integración de los resultados de n-propanol y etanol para el ensayo SWCTT#1 previo a la aplicación del tratamiento EOR.

En las Fig.8 y 9, se observa la integración de los resultados de n-propanol y etanol para el ensayo SWCTT#2, posterior a la aplicación del tratamiento EOR.

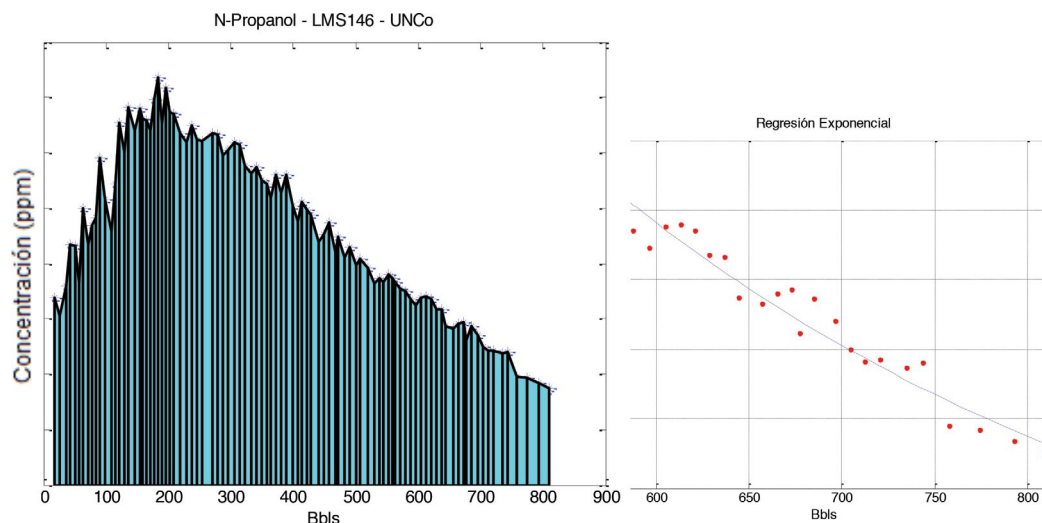


Figura 8. Integración por trapezios, con ajuste exponencial de cola. Trazador n-propanol

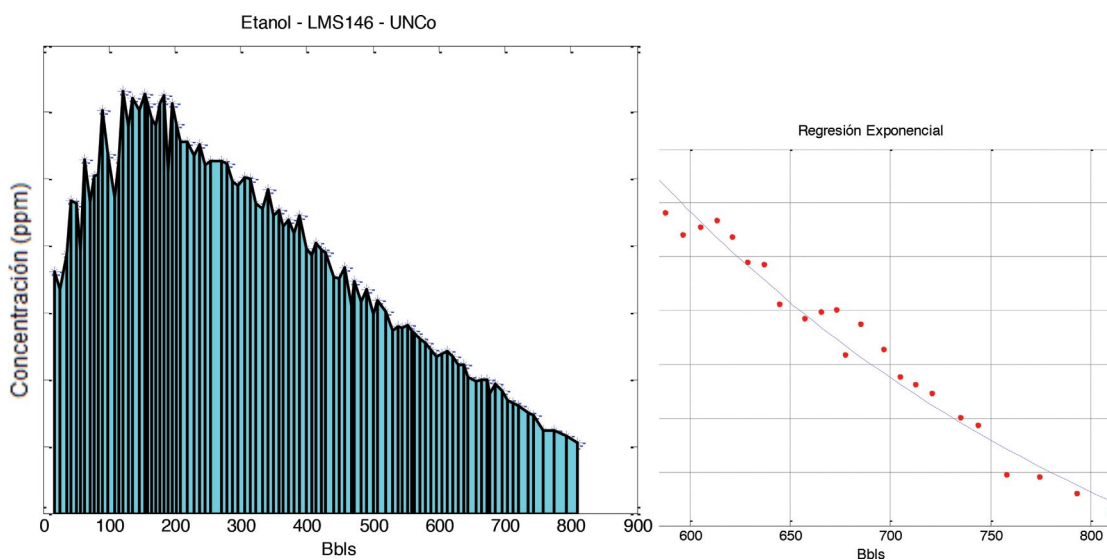


Figura 9. Integración por trapezios, con ajuste exponencial de cola. Trazador etanol.

Comparando entre ambos ensayos se obtiene como resultado un factor de reducción de 60%. Esto indica que se recuperó un 60% del petróleo inmóvil respecto a la condición inicial, a través del tratamiento EOR empleado.

La diferencia de saturación entre ambos ensayos fue de: $\Delta S_{or}=12\%$.

Simulación numérica

En la simulación numérica se utilizaron los puntos obtenidos del *data binning*. En la Fig.10A, se observa el ajuste en simultáneo del trazador primario y del trazador de balance de masa, sin considerar el trazador secundario. El ajuste final del trazador secundario, el cual es dependiente de los primeros dos, se observa en la Fig. 10B.

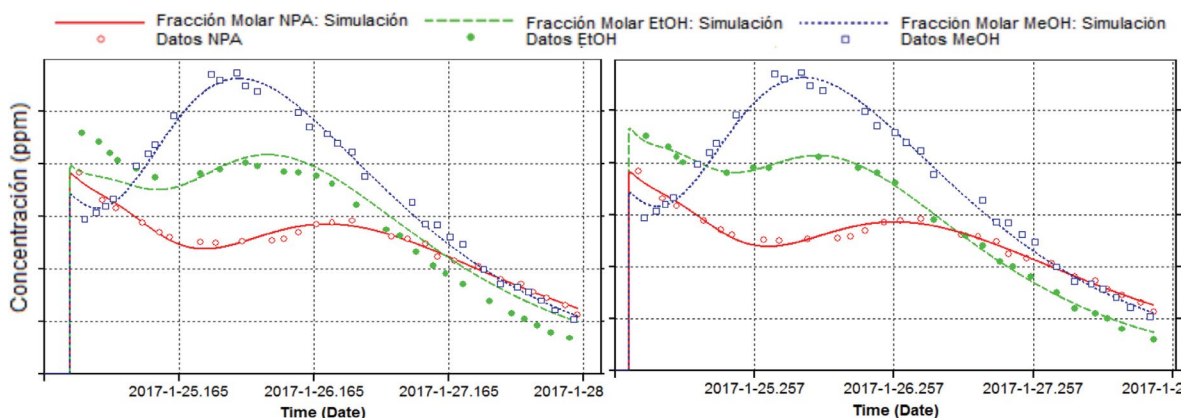


Figura 10. A) Ajuste de formiato de etilo y metanol en simultáneo. B) Ajuste final de etanol.

En la Fig. 11, se muestran las familias de curvas obtenidas para cada simulación realizada por el software.

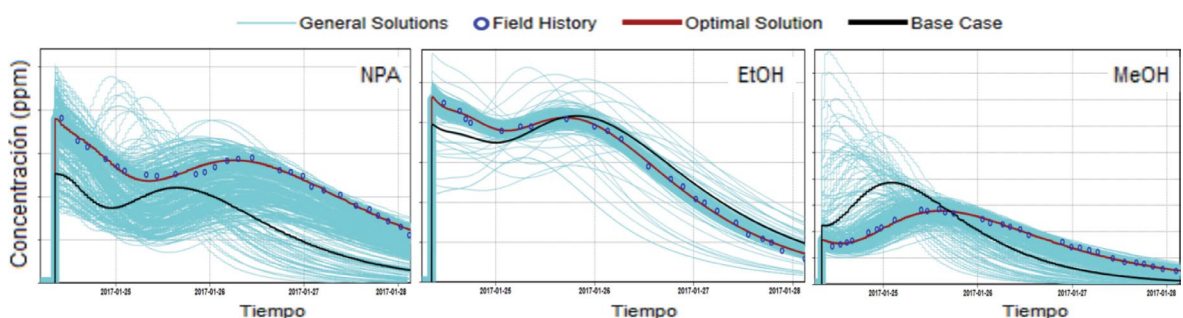


Figura 11. Familia de curvas de simulación para: A) n-propanol. B) etanol. C) metanol

La curva decreciente del error con cada simulación se puede observar en la Fig. 12. La solución óptima se muestra en rojo.

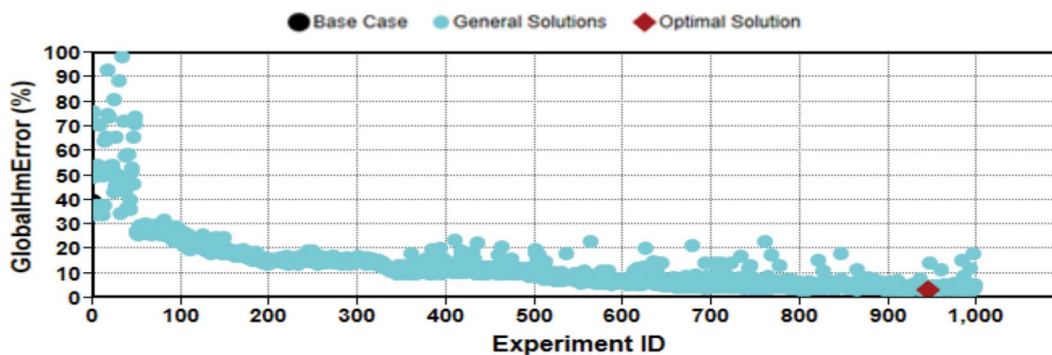


Figura 12. Representación del error global frente al número de simulaciones.

Como resultado final, la Fig. 13 muestra el gráfico de Sor frente al número de simulaciones. Se ve que la convergencia del valor de saturación (con una desviación aceptable) es rápida respecto al número final de simulaciones realizadas. Se observa en rojo la solución óptima.

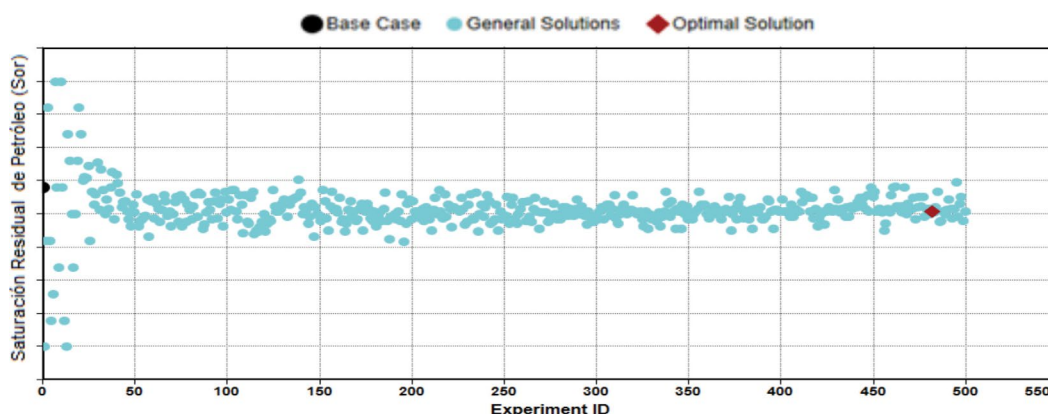


Figura 13. Sor vs Número de iteración. SWCTT#1

En las Fig. 14, 15, 16, y 17, se puede observar los resultados de simulación para los trazadores n-propanol, etanol, y metanol en el ensayo SWCTT#2, posterior a la aplicación del tratamiento EOR.

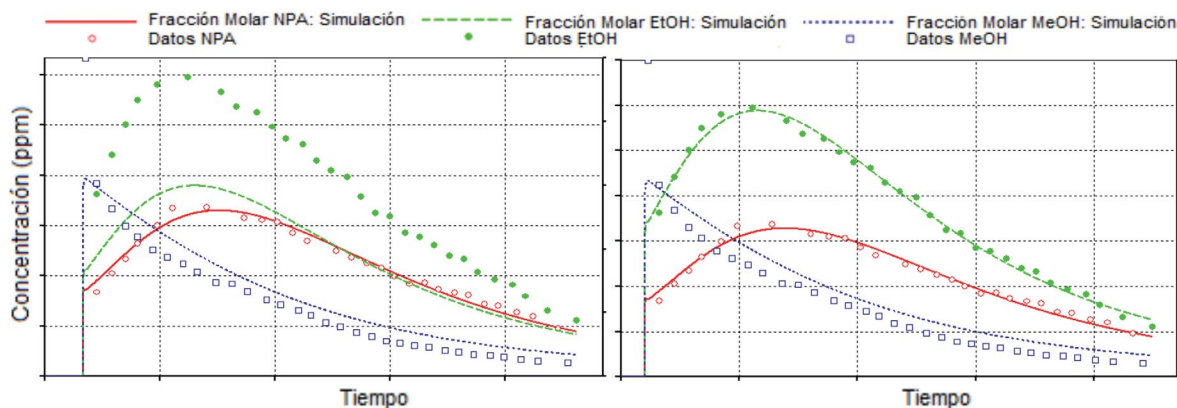


Figura 14. A) Ajuste de formiato de etilo y metanol en simultáneo. B) Ajuste final de etanol.

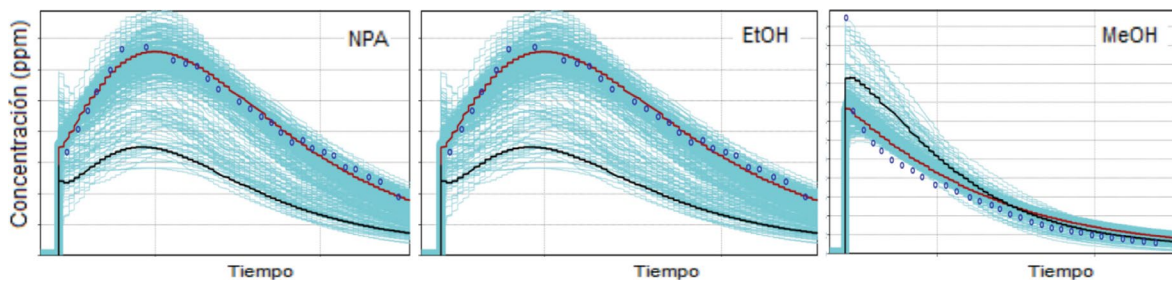


Figura 15. Familia de curvas de simulación para: A) n-propanol. B) etanol. C) metanol

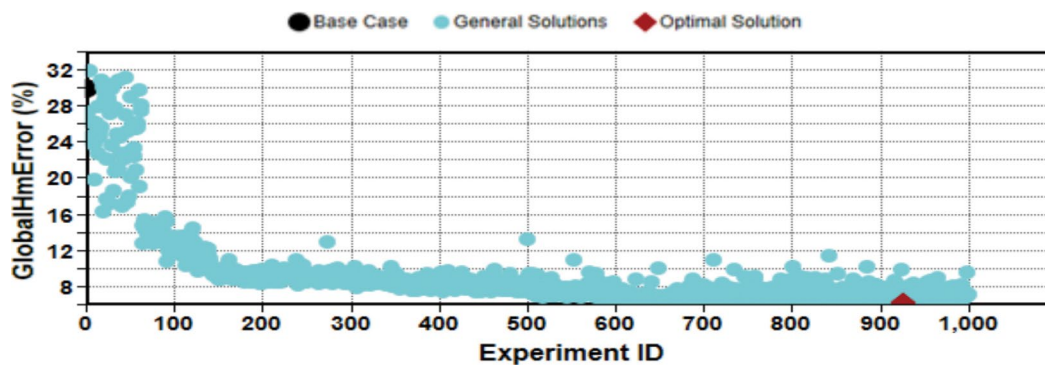


Figura 16. Representación del error global frente al número de iteraciones.

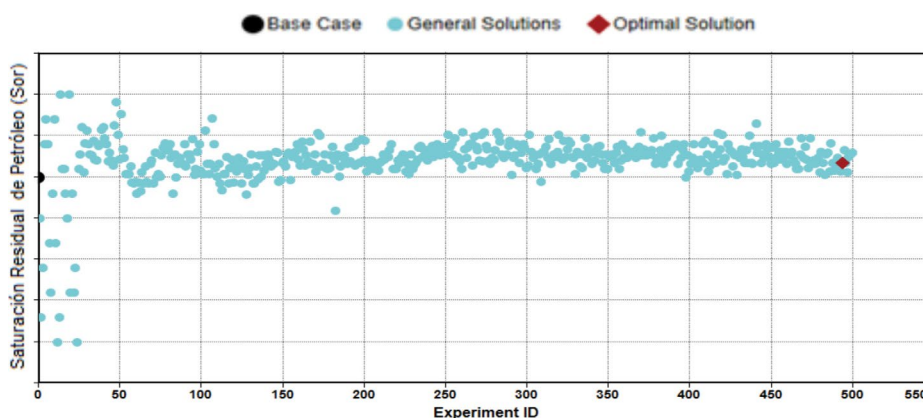


Figura 17. Sor vs Número de iteración. SWCTT#2

Comparando entre ambos ensayos se obtiene como resultado un factor de reducción de 61%. Esto indica que se recuperó un 61% del petróleo inmóvil respecto a la condición inicial, a través del tratamiento EOR empleado.

La diferencia de saturación entre ambos ensayos es de: $\Delta S_{or}=12\%$

CONCLUSIONES

	M. Teórico	Simulación Numérica
% de Reducción de Sor	60	61
ΔS_{or}	12	12

Tabla 2. Comparativa entre modelos de predicción de la Sor.

En comparación, ambas metodologías de interpretación arrojan resultados similares pese a que son de naturaleza muy diferente. El modelo analítico, es de fácil aplicación y aún su simplicidad, permite contemplar cierto nivel de detalle del ensayo, tal como inyección no impulsiva, y reacción fuera del período de remojo. Por supuesto, no incorpora propiedades del medio que pueden provocar registros anómalos, tales como heterogeneidad, falta de balance en las presiones previas al remojo, etc. Por otra parte, la simulación numérica no presenta dichas limitaciones, pero agrega la necesidad de tiempo de procesamiento y de carga de un volumen importante de datos precedentes, que el modelo teórico no requiere.

En síntesis, ambas metodologías son útiles a la hora de asegurar el resultado de la S_{or} , luego de realizar cada SWCTT. Se propone entonces aplicar ambas metodologías, en principio la del modelo teórico para obtener una S_{or} preliminar y luego la simulación numérica como una suerte de chequeo y refinamiento del resultado preliminar.

De forma adicional, se demostró que a partir de la contrastación de resultados obtenidos con una compañía internacional líder en SWCTT (resultados resguardados por la compañía que recibió el servicio), que es adecuada la estrategia de conservación de muestras mediante refrigeración (para luego medirlas en un laboratorio ubicado a distancia del yacimiento) y los métodos de medición cromatográficos empleados.

REFERENCIAS

- Bear J., 1972, "Dynamics of Fluids in Porous Media", Courier Corporation, First Edition.
- Begum Shakila, 2001, "Alkyl Formates Esters Hydrolysis in Aqueous Medium"
- Dake L. P., 1978, "Fundamentals of Reservoir Engineering", Elsevier Science B.V., 1ª Edición.
- Deans Harry A., 1971, "Method of determining fluid saturations in reservoirs", US patent #3623842
- Deans Harry A., Carlisle C., 2000, "Single Well Chemical Tracer Test Handbook"
- Deans Harry A., Carlisle C., 2007, "The single well chemical tracer test a method for measuring reservoir fluid saturations in-situ" Petroleum Engineering Handbook by L.W. Lake (Ed.) Vol. 5 Reservoir Engineering and Petrophysics. SPE
- Deans Harry A., Stephen Majoros, 1980, "The single well chemical tracer method for measuring residual oil saturation", Final Report
- Esteves, P. N., 2017, "Estudio del comportamiento de trazadores particionables en sistemas petróleo/agua, para ser usados en diagnóstico de reservas en la industria petrolera". Tesis de doctorado, Universidad Nacional del Sur. Directores: B.S. Fernández Band y G.H. Crapiste.
- Kapoor, Sunil, 1979, "Determination of Chemical Tracer Partition Coefficients", M.S. Thesis, Rice University
- Salathiel R.A., 1973, "Oil recovery by surface film drainage in mixed-wettability rocks". SPE-4104-PA
- Saudi Aramco, Institutt for Energiteknikk, Restrack, 2016, "A Step-Change for Single Well Chemical Tracer Test SWCTT: Field Pilot Testing of New Sets of Novel Tracers" Restrack. SPE-181408-MS
- Shook G. M., Forsmann J. P., 2005, "Tracer Interpretation Using Temporal Moments on a Spreadsheet"



**10° CONGRESO DE
EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS**

Energía y Sociedad
aliados inseparables
Mendoza 2018