

Resultados de primer ensayo SWCTT (Single Well Chemical Tracer Test) de EOR químico en Chihuido de la Sierra Negra

L. Giannini (YPF); J Inchauspe (YPF); A. Lopez Gibson (YPF); I. Lopez Dávalos (YPF); S. Figliuolo (Y-TEC); L Legarto (Y-TEC); Ma.I. Hernández (Y-TEC); D Masiero (Y-TEC); D. Llanes (YPF)

Resumen

Dentro de la fase de conceptualización del proyecto EOR en el yacimiento Chihuido de la Sierra Negra, se ejecutó el primer piloto de un solo pozo (SWP) con el objetivo técnico de medir la variación de saturación residual de petróleo causada por la inyección de una formulación de álcali surfactante y polímero. La diferencia se calculó a partir de la inyección y producción de trazadores químicos particionables antes y después de la inyección de dicha formulación.

Este trabajo detalla las actividades previas a la ejecución del ensayo, su diseño y ejecución, los resultados obtenidos, y las expectativas que se abren sobre la potencial implementación de una recuperación terciaria masificada en ChSN.

Introducción

El ensayo tomó lugar entre abril y mayo de 2015 en el yacimiento Lomita Sur incluido dentro del área de concesión Chihuido de la Sierra Negra en la Provincia de Neuquén.

El gerenciamiento de campos petrolíferos en recuperación secundaria avanzada conlleva desafíos que deben apuntar a mejorar la eficiencia en la extracción de petróleo. El aumento de

la eficiencia con metodologías de uso cotidiano se ve limitado por las condiciones imperantes en el reservorio que obligan a trabajar con altos cortes de agua en la producción. Vencer los límites impuestos en la actualidad supone la utilización de técnicas nuevas. La tecnología que mundialmente se ofrece como la de mayor desarrollo y potencial es la de la recuperación mejorada de petróleo (EOR). Esta tecnología se encuentra en muchos campos alrededor del mundo en diferentes etapas de maduración. En la Argentina son pocos los proyectos implementados, no tan pocos los pilotos ejecutados, y se registran constantemente nuevos ensayos de laboratorio que demuestran un gran interés y potencial en el desarrollo de esta tecnología en el país.

La implementación de este tipo de proyectos acarrea riesgos de magnitud considerable en tanto y en cuanto suponen una erogación de capital de cuantía para recorrer caminos que nunca fueron allanados. Los riesgos de transitar estos caminos deben minimizarse en la medida de lo posible teniendo siempre en cuenta factores económicos, para lo cual se suelen implementar ensayos y pilotos sucesivos de complejidad y representatividad creciente.

La implementación de este tipo de proyectos en campos de petróleo en recuperación secundaria avanzada determina que los mismos se desarrollen en una situación que cuenta con muchas ventajas y otras tantas desventajas. Las principales ventajas derivan de la localización de los proyectos en zonas con infraestructura, personal y servicios afines plenamente desarrollados. Esto supone ahorros significativos en tiempo y dinero al comparar este tipo de proyectos con el desarrollo de campos nuevos. Asimismo constituye una de las principales desventajas, que puede ser expresada a través de la famosa frase de Albert Einstein: *“Es más fácil desintegrar un átomo que superar un prejuicio”*, si como prejuicio, en este caso, entendemos la costumbre de hacer las cosas de una forma determinada.

Principios de funcionamiento del SWCTT

Dentro de la ejecución del SWP se realizan dos mediciones de saturación de petróleo en el medio poroso mediante la inyección de trazadores particionables. La técnica consiste en estimar la saturación de petróleo presente en una zona del reservorio cercana al pozo mediante la inyección de un trazador particionable y reactivo. Con este fin se utiliza un éster que particiona en las fases petróleo y agua y sufre hidrólisis en la fase acuosa produciendo un alcohol, que se utiliza como trazador no particionable. En este trabajo denotaremos al éster como trazador A y el alcohol como trazador B. Para realizar un SWCTT la zona a evaluar debe encontrarse en condiciones de S_{or} o muy cercanas a la S_{or} .

El ensayo comienza con la inyección de un banco de éster en el pozo y su desplazamiento hasta una distancia apropiada, luego se cierra el pozo dando tiempo a que parte del éster se convierta en alcohol y finalmente se pone en producción el pozo. Durante el flujo hacia el pozo un trazador (A) se ve retrasado con respecto al otro (B) debido a la diferencia de velocidades relativas de ambas fases. Midiendo la concentración de ambos trazadores y presentándolos en función del líquido acumulado (Fig. 1) puede estimarse la saturación de petróleo en la zona analizada.

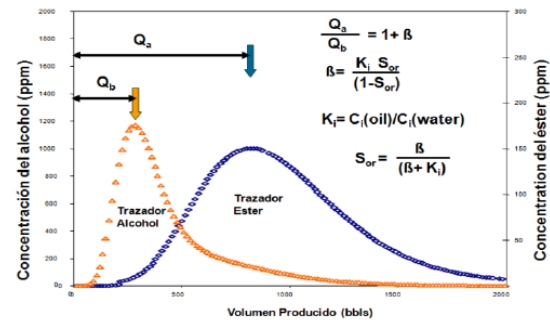


Figura 1: Concentraciones de trazadores vs Volumen de líquido producido

La estimación se realiza calculando el factor de retardo del éster β y combinándolo con el valor del coeficiente de partición K , previamente medido en laboratorio mediante la siguiente ecuación,

$$S_{or} = \frac{\beta_A}{\beta_A + K_A}$$

Actividades previas a la ejecución del ensayo

El ensayo que se describe en este trabajo se realizó como parte del proyecto de recuperación terciaria de Chihuido de la Sierra Negra. El mismo

consiste en la inyección de una formulación de ASP con el objetivo de reducir la saturación residual de petróleo en el reservorio. Este yacimiento explota principalmente reservorios de las formaciones Huitrín y Agrio, siendo uno de los más grandes el miembro Troncoso Inferior de la primera formación. Geológicamente se trata de una duna seca desarrollada en el Barremiano. En el área de estudio este intervalo tiene un espesor promedio de 35m. La facies de Duna está constituida por cuarzo-arenitas medias a muy finas, bien seleccionadas, con distribución bimodal, estratificación entrecruzada de alto ángulo (aproximadamente 25°) a horizontal y gradación inversa.

En la siguiente tabla se presentan datos del reservorio en cuestión y del agua de producción en la zona estudiada

Tabla 1: Propiedades del reservorio y del agua de formación

Temperatura, °C	45 – 65
Tipo de roca	Arena
Profundidad, m	1000 - 1150
Porosidad, %	16-24
Permeabilidad, mD	80 - 180
Contenido de Arcilla, %	2 – 8
Gas Disuelto, std ft ³ /std bbl	150 – 220
Presión de reservorio, psi	650 – 1000
Viscosidad del petróleo, Cp(@55°C)	1 – 5
Gravedad, API°	27 – 40
Salinidad del agua de formación, ppm	110.000 – 150.000

El proyecto incluyó la reinterpretación del modelo estático en la zona de mayor interés del reservorio, la selección del método más adecuado

para elevar la eficiencia en la explotación del reservorio y los estudios de laboratorio necesarios para llegar a una formulación que diera los mayores rindes en generación de fase de emulsión Windsor III.

Para la ejecución de este piloto se determinaron 3 valores de K para el trazador formiato de etilo bajo condiciones de reservorio. La bibliografía reporta valores para este parámetro entre 2,0 y 8,0.

Adicionalmente se realizó la medición de la constante de hidrólisis del formiato de etilo (EtF). Este parámetro representa la velocidad de la reacción que genera etanol a partir del trazador (EtF) y el agua en condiciones de reservorio.

Selección del pozo

Como parte esencial de este tipo de ensayos se destaca la selección del pozo en el cual se realizará el estudio. El pozo a elegir debe cumplir las siguientes condiciones:

- El pozo debe ser **productor**, para que su saturación no haya sido afectada por imbibición forzada.

- Que atraviese la **zona de interés**, en este caso la Duna Seca de la formación Troncoso.

- No fracturado**, para ensayar el reservorio y no la fractura, e intentar asegurar flujo radial y permitir que la interpretación del ensayo sea lo más directa posible.

- Que la zona a ensayar se encuentre **acotada verticalmente** intentando seleccionar una sola zona de flujo.

En base a estos criterios y la cercanía a la zona de implementación del proyecto de inyección en ChSN se seleccionó el pozo para el estudio. El mismo producía $65 \text{ m}^3/\text{d}$ con un corte de agua de 97,0%

El pozo utilizado para este piloto fue intervenido en el año 2013 para aislar el intervalo de punzados que se deseaba estudiar y evaluar de manera acabada la productividad y corte de agua de esta zona. Durante esta intervención se realizaron perfiles de corrosión y cemento para garantizar la integridad del pozo. Adicionalmente se realizó un ensayo fall-off con dos registradores de presión colgados, frente a la zona de interés y debajo de tapón para evaluar la conectividad entre los intervalos punzados. Luego de la puesta en producción de la zona de interés se tomaron las muestras de fluidos para realizar los trabajos de laboratorio.

En el año 2015 se realizó una nueva intervención del pozo durante la cual se retiró el tapón, se corrió un perfil de carbono-oxígeno, y se inyectó un trazador (tiocianato de sodio) en los punzados inferiores para determinar la conectividad vertical entre punzados de la capa 5T. Finalmente se fijó el tapón nuevamente y se lo cementó para garantizar el sello.

Diseño y ejecución del piloto

El SWP puede dividirse en cuatro etapas principales: llevar el reservorio a saturación petróleo residual al agua (S_{orw}), medir el valor de saturación residual al agua, llevar el reservorio a saturación de petróleo residual al cóctel ASP (S_{orASP}), medir el valor de saturación residual de petróleo final.

Para el caso de este trabajo se inyectó metanol como trazador conservativo en los períodos de inyección de los ensayos para medición de saturación, en el caso de la inyección de formulación EOR se trazó con tritio. Su función fue cuantificar qué proporción del líquido inyectado se produjo en cada período de producción. El caudal de inyección de todos los bancos de agua, ASP y trazadores fue el mismo caudal de producción del pozo.

Debe tenerse en cuenta que el sistema de extracción del pozo en el cual se realizó el ensayo es el bombeo mecánico y que para alternar los ciclos de producción e inyección tuvo que asentarse y liberar la bomba de su asiento en varias ocasiones. La Figura 2 muestra un esquema del pozo donde puede verse que la zona de estudio se encontraba aislada por un conjunto de tapón y packer. Esto minimiza el almacenamiento y los volúmenes muertos dentro del pozo, permitiendo un mayor control de los fluidos que ingresar y salen del reservorio.

Para llevar la zona de estudio a la saturación de petróleo residual al agua se inyectaron 12,3 volúmenes porales de agua de la red de inyección de secundaria en la zona de interés.

Luego se realizó la primera medición de saturación residual de petróleo con trazadores particionables (SWCTT). Para esto se inyectó agua de producción con un 1% en volumen de formiato de etilo y 2,5% en volumen de metanol, para después cerrar el pozo por un período de 3 días. Acto seguido se puso en producción el pozo midiendo por cromatografía gaseosa las concentraciones de los trazadores a períodos de tiempo entre 10 a 30

minutos. En cada muestra se registró la concentración del trazador inyectado (formiato de etilo), el producto de la hidrólisis de la parte no particionada (alcohol etílico) y el trazador de conservación (alcohol metílico).

El período de producción continuó hasta que se pudo determinar con claridad la existencia de un solo máximo de concentración de cada trazador y su ubicación con respecto al volumen acumulado de producción.

Terminado el período de producción de trazadores se realizó la inyección de la formulación de la cual se deseaba saber la efectividad en reducir la S_{or} . En este caso se inyectó una formulación de álcali, surfactante y polímero (ASP) para generar una fase de emulsión con el petróleo residual, seguida por 3 bancos de polímero de concentraciones decrecientes para ayudar a desplazar la fase de emulsión lejos del pozo y garantizar una mayor eficiencia de barrido.

La etapa siguiente consistió en repetir el proceso de medición de saturación residual para obtener la eficiencia en reducción de S_{or} del cóctel inyectado. En ninguno de los ciclos de producción el pozo aportó cantidades detectables de petróleo.

Es importante remarcar que para la preparación de la formulación ASP se utilizó agua de río “ablandada”. Esto se hizo para garantizar la estabilidad del surfactante debido a la presencia de altas concentraciones de iones calcio en

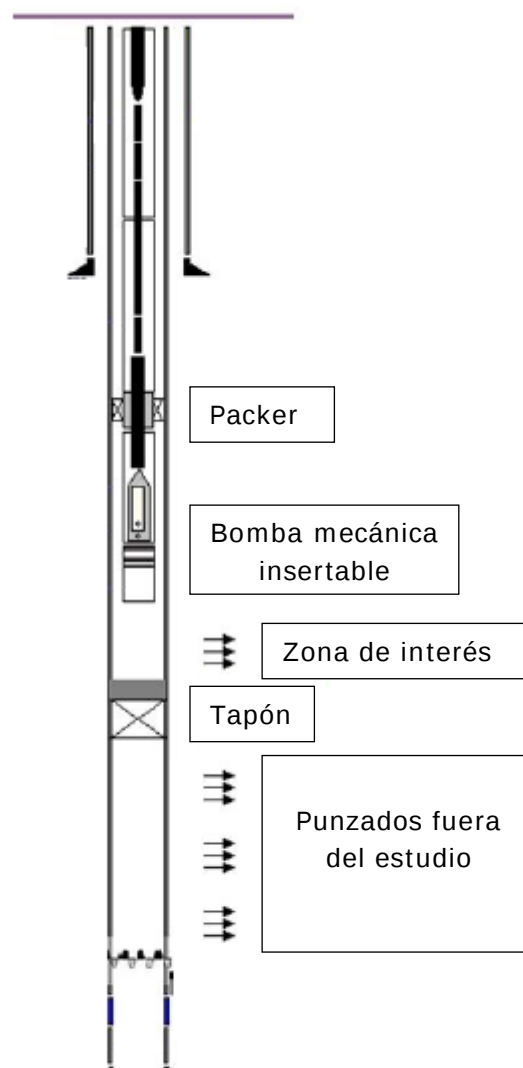


Figura 2: Esquema del pozo

este agua. A través de un proceso de intercambio iónico se redujo la concentración de iones de calcio de 150 a 6,4 ppm.

Resultados

Los resultados obtenidos a partir del análisis de la información recolectada indican que la saturación residual de petróleo sufre una reducción del 48% entre su valor al agua y al ASP. Comparando las Figuras 3 y 4 puede

apreciarse la disminución de la distancia entre los máximos en las curvas de concentración, lo que muestra la variación del coeficiente β y por ende la del valor de S_{or} .

Este valor se corresponde con lo esperado en base a las características petrofísicas del reservorio.

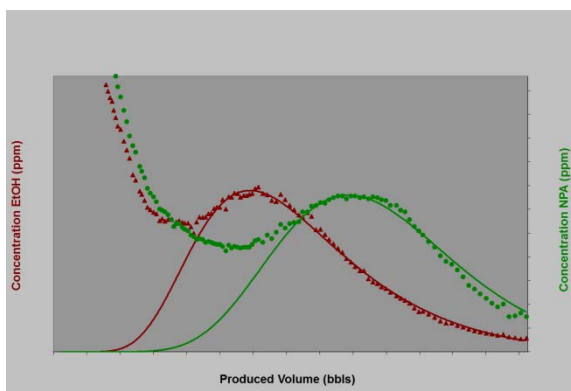


Figura 3: Concentraciones de trazadores vs volumen de líquido producido (SWCTT#1)

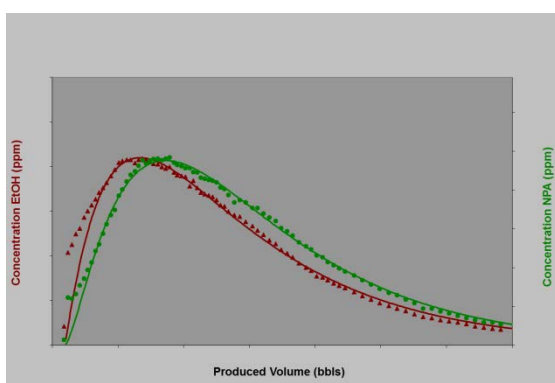


Figura 4: Concentraciones de trazadores vs volumen de líquido producido (SWCTT#2)

Se estimó una eficiencia en la reducción del S_{or} , mediante la aplicación de un proceso ASP, tal que alienta continuar con los trabajos iniciados con el objeto de la implementación de la tecnología ASP en campo.

El valor de S_{or} medido mediante el primer SWCTT es coherente con las estimaciones en las zonas barridas del

reservorio y brinda confiabilidad en la aplicación de esta tecnología.

Los resultados obtenidos en el ensayo alientan a extender la aplicación de la tecnología SWCTT en otras áreas del yacimiento y el reservorio en cuestión. Asimismo estos resultados abren el juego para poder aplicar esta misma metodología de trabajo en otros activos de la compañía. La ejecución de este piloto ha dejado una gran cantidad de lecciones aprendidas y oportunidades de mejora para nuevas aplicaciones de esta metodología. La articulación de tareas con múltiples sectores de la compañía y con compañías externas, algunas de las cuales no trabajan regularmente en la industria del petróleo, supone un desafío en cuanto la logística que precisa.

Existe un gran campo de aplicación para esta técnica en el país y la misma se presenta como una oportunidad de agregar valor a proyectos de recuperación terciaria en etapa de conceptualización. La implementación de pilotos EOR implica grandes costos y acarrea un gran riesgo por la gran cantidad de incertidumbres que se tienen. La implementación de estos pilotos de un pozo permite obtener datos valiosos y reducir ciertas incertidumbres que pueden aumentar la probabilidad de éxito de los pilotos entre pozos.

Referencias

- Jerauld, G., Mohammadi, H., & Webb, K. J. (2010, January). "Interpreting single well chemical tracer tests". SPE Improved Oil Recovery Symposium.
- Jin, L., Jamili, A., Harwell, J. H., Shiau, B. J., & Roller, C. (2015, March). "Modeling and Interpretation of Single

Well Chemical Tracer Tests (SWCTT) for pre and post Chemical EOR in two High Salinity Reservoirs". *SPE Production and Operations Symposium*.

-Stoll, W. M., al Shureqi, H., & Finol, J. (2010). "Alkaline-Surfactant-Polymer Flood: From the Laboratory to the Field". *SPE* 129164.

-Chavez Majluf, N., Shiau, B. J. B., Harwell, J. H., Roberts, B. L., Lin, Z., & Yuill, S. (2012, January). "Effect of Neutral Salts and Temperature on the Partitioning Coefficient of Ethyl Formate Used for EOR Assessment. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*.

-Carlisle, C., Al-Maraghi, E., Al-Saad, B., Britton, C., Fortenberry, R., & Pope, G. (2014, April). "One-Spot Pilot Results in the Sabriyah-Mauddud Carbonate Formation in Kuwait Using a Novel Surfactant Formulation". *SPE Improved Oil Recovery Symposium*.

-C. Sumaruga (2014). "Curso de trazadores – Transporte de un trazador". Neuquén, Argentina.

-Donaldson, E. C., & Staub, H. L. (1981, January). "Comparison of methods for measurement of oil saturation". *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.

-Deans, H. A., & Carlisle, C. T. (1988). "Single Well Chemical Tracer Test Handbook". Chemical Tracers Inc., Houston, TX.

-Sheely, C. Q. (1978). "Description of field tests to determine residual oil saturation by single-well tracer method". *Journal of Petroleum Technology*, 30(02), 194-202.

-Hernandez, C., Chacon, L., Anselmi, L., Angulo, R., Manrique, E., Romero, E., & Carlisle, C. (2002, January). "Single well chemical tracer test to determine asp injection efficiency at Lagomar VLA-6/9/21 area, C4 member, Lake Maracaibo, Venezuela". In *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*.

-Deans, H. A., & Shallenberger, L. K. (1974, January). "Single-well chemical tracer method to measure connate water saturation". In *SPE Improved Oil Recovery Symposium*.