



CONJUNTO DE PRUEBAS DE CAMPO DE PROCESOS CEOR ÉXITOSOS EN LAS CUENCAS DE BAKKEN Y PERMIAN Resultados prometedores de laboratorio y campo

Mahdi Kazempour, Nalco Champion, Mahdi.kazempour@ecolab.com; Mike Lantz, Nalco Champion, mlantz@ecolab.com; Daniela Alzate López, Nalco Champion, Daniela.alzate@ecolab.com.

Palabras claves

EOR (Enhanced Oil Recovery), CEOR (Chemical EOR), Shale, Yacimientos No Convencionales, Surfactantes, fracturamiento hidráulico.

Resumen

Los yacimientos no convencionales de hidrocarburos líquidos son actualmente una de las fuentes más importantes de América del Norte. La producción de petróleo experimenta una rápida declinación en estos yacimientos y es un problema importante que enfrentan muchos operadores. El bajo recobro de aceite se ha atribuido a la ultra-baja permeabilidad, baja porosidad y a la naturaleza de la humectabilidad al aceite de la roca yacimiento. Por lo anterior, la alteración de la humectabilidad usando químicos podría proporcionar una solución para incrementar la producción de estos yacimientos.

Una serie de formulaciones químicas llamadas “Production Enhancer (PE)” (Mejora de la producción) fueron desarrolladas para aumentar la recuperación de petróleo en yacimientos no convencionales en diferentes regiones. Los estudios de laboratorio y la aplicación de campo en la cuenca de Bakken han demostrado potencial de PE para impulsar la recuperación de petróleo en estos activos ultra-apretados.

Este estudio se enfoca en expandir la aplicación de PE de la cuenca de Bakken a la formación de la cuenca del Permian: Wolfcamp A. se llevaron a cabo experimentos de laboratorio como medidas de ángulos de contacto e imbibición espontánea para estudiar el efecto del PE en la alteración de la humectabilidad. Las pruebas de imbibición espontánea se llevaron a cabo utilizando tapones de núcleos preservados para evaluar el rendimiento de PE en la producción de aceite adicional en comparación con la línea base de salmuera. Los resultados de laboratorio mostraron que la aplicación de PE ajustada conduce a una alteración persistente de la humectabilidad y una recuperación significativa del aceite en comparación con la salmuera de inyección, sin causar problemas de emulsiones. En este estudio, la producción de petróleo relacionada con el PE fue de aproximadamente 30-40% OOIP en comparación con la producción de aceite insignificante con salmuera.

Además de los resultados de las pruebas de laboratorio, se cubrirá y discutirá un resumen actualizado de los ensayos de campo (tanto en aplicaciones huff-n-puff como en aplicaciones de completamiento con fracturamiento hidráulico) realizados en Bakken y Permian. Los resultados indican que el incremento en la producción acumulada de petróleo dentro de los primeros 6 meses de producción podría ser tan alto como el 65% si se implementa mientras se fractura el yacimiento, con una recuperación de la inversión en menos de 3 meses. Si se aplica como tecnología de mejora de un pozo

maduro, la tasa de petróleo podría duplicarse, y la tasa más alta de producción de petróleo se mantendría durante al menos 6 meses, dependiendo el volumen bombeado.

Los resultados de este estudio continúan confirmando la eficacia del PE para mejorar la producción de petróleo de yacimientos no convencionales (o apretados). Este estudio también proporciona la información requerida para optimizar diseños de pruebas de campo similares. Los conceptos y la información proporcionada también pueden trasladarse a otras cuencas no convencionales, ya sean líquidos o yacimientos de gas húmedo o seco.

Abstract

Unconventional liquid reservoirs are currently one of the most important sources of oil in North America. Oil production experiences a rapid decline in these reservoirs and this has been a major issue faced by many operators. Low oil recovery has been attributed to ultralow permeability, low porosity and oil-wet nature of the reservoir rock. Hence, wettability alteration using chemical could provide a solution to increase the production from these reservoirs.

A set of customized chemical formulations called Production Enhancer (PE) has been developed to increase oil recovery from unconventional oil reservoirs in different regions. Laboratory studies and field application in Bakken have demonstrated the PE potential to boost oil recovery in these ultra-tight assets.

This study focuses on expanding the application of PE from the Bakken to the formation in the Permian basin: Wolfcamp A. Laboratory experiments such as contact angle measurements and spontaneous imbibition tests have been conducted to study the effect of PE on wettability alteration. Spontaneous imbibition tests were carried out using Bakken and Permian preserved core plugs to evaluate the performance of PE in producing additional oil compared to the brine baseline. Lab results showed that application of a well-tuned PE formulation leads to persistent wettability alteration and significant oil recovery compared to injection brine, without causing any emulsion issues. In this study PE oil production was about 30- 40% OOIP compared to very negligible oil production with brine

Additional to lab findings, an updated summary of related field trials (in both huff-n-puff and initial completion forms) conducted in Bakken and Permian will be covered and discussed. The results indicate that the uplift in cumulative oil production within 6 months of initial production could be as high as 65% if implemented while fracturing the reservoir with a payback of less than 3 months. If applied as single-well enhancement technology on a mature well, the oil rate could be doubled, and the higher oil rate would be sustained for at least 6 months, depending on the volume pumped.

Results of this study further confirm the efficacy of PE in enhancing the oil recovery from tight oil reservoirs. This study also provides information required to optimize similar field trial designs. The concepts and information here can also be translated to other unconventional basins either liquids or wet/dry gas reservoirs.

Introducción

Los yacimientos de crudo y gas no convencionales se han convertido en una de las fuentes más importantes de energía en el mundo, especialmente en Estados Unidos. Además, Vaca Muerta en Argentina se considera uno de los recursos no convencionales más prometedores del mundo, y es la base de la política energética del país. Sin embargo, a diferencia de los yacimientos convencionales,

los yacimientos de Shale tienen unos factores de recobro muy bajos. A pesar de las altas tasas tempranas de producción en la vida de los pozos, su rápida declinación conlleva a porcentajes muy bajos de producción del petróleo original in situ, incluso aunque los pozos sean perforados horizontalmente y a su vez fracturados de forma masiva. Por ejemplo, la producción de petróleo de shale de la cuenca de Bakken en USA ha declinado un 70-80% desde su primer año. Las ultra baja permeabilidades, bajas porosidades, y la humectabilidad natural de estos yacimientos de shale al aceite limitan el recobro (Nguyen, Phan, Hsu, & Phan, 2017).

Alterar la humectabilidad de los shale a una condición de más humectable al agua podría ser un método promisorio para mejorar el recobro de aceite. El recobro adicional de aceite por la alteración de la humectabilidad se debe al cambio de la presión capilar y el subsecuente cambio en las curvas de permeabilidad relativa que hacen posible que la fase agua penetre en la formación espontáneamente y expulse el aceite de la matriz rocosa. Esta alteración en la humectabilidad podría lograrse utilizando diferentes químicos como surfactantes/tensioactivos, nanopartículas y, en algunos casos, agentes alcalinos (Kazempour, Kiani, Nguyen, Salehi, & Lantz, 2018). El presente estudio se centra específicamente en el performance de una formulación robusta base surfactante como método de recobro químico mejorado en yacimientos no convencionales de shale.

En la industria del petróleo los surfactantes han sido utilizados en muchas aplicaciones, incluyendo inyección de formulación Polímero-Surfactante (SP), Polímero-Surfactante-Alcalí (ASP) (Noorani, 2011), espumas (Yan, Miller, & Hirasaki, 2006) (Farajzadeh, Andrianov, Krastev, Hirasaki, & Rossen, 2012), entre otros. La principal característica de los surfactantes usados en técnicas EOR esta basado en su habilidad para reducir la tensión interfacial (IFT) a niveles que permiten una mejor movilización del aceite (Hirasaki, Miller, & Puerto, 2008). En algunos casos, particularmente en formaciones ricas en carbonato, los surfactantes se han usado para cambiar la humectabilidad de la superficie rocosa (Salehi, Johnson, & Liang, 2008) (Jarrahian, Seiedi, Sheykhan, Sefti, & Ayatollahi, 2012). En yacimientos no convencionales, los surfactantes también son usados como aditivos del fluido de fracturación hidráulico para facilitar la producción del flujo de retorno (Flow Back), buscando una menor retención del agua y por consiguiente menor bloqueo por agua.

En este estudio, se presenta el desarrollo y evaluación de diferentes formulaciones con la finalidad de alterar la humectabilidad de muestras de núcleo de las formaciones de Bakken y Niobara. La formulación es optimizada mediante una serie de mediciones de ángulos de contacto y pruebas de imbibición espontánea. Un candidato en campo es seleccionado para el ensayo en campo: pozo horizontal ubicado en Bakken con una longitud de 10,000 pies y 30 etapas de fracturamiento hidráulico. El tratamiento químico se implementó en forma de proceso Huff-n-puff. En el ensayo se inyectó un volumen de la formulación desarrollada, denominada “PE (del inglés Production Enhancer)” seguido por un periodo de cierre. También se presenta la aplicación del tratamiento PE durante el completamiento por facturación hidráulica en dos pozos en la cuenca de Permian. El PE fue añadido dentro de los fluidos de fracturamiento. El comportamiento de la producción posterior a los tratamientos evidencia el efecto significativo en la recuperación de petróleos de dicho agente alterador de la humectabilidad en yacimientos de shale apretados (tight shale).

Materiales y Métodos

Materiales

Formulaciones PE: Dos formulaciones diferentes de PE fueron usadas en este estudio. Las formulaciones PE A y PE B fueron estables ambas a altas salinidades (22% de TDS) y bajas salinidades (4% TDS) a 250°F.

Salmueras: Salmuera sintética de Bakken al 22% y 4% de TDS. Con pH respectivos de 5.5 y 7.5 $\pm$ 0.2

Medio Poroso: Núcleos preservador de la formación Middle Bakken en Dakota del Norte, USA. Con rango de permeabilidad entre 1-20 microDarcy (μ D) y porosidades desde 7 al 10%.

Métodos

Tensión superficial y ángulo de contacto: Los ángulos de contacto de las soluciones de PE y de las muestras de petróleo en rocas (muestras) de shale se midieron mediante un goniómetro automático Ramé Hart Modelo 295-F4. La tensión superficial y la tensión interfacial entre las fases salmuera y aceite se midieron usando un tensiómetro de caída giratoria Grace Instrument Modelo M65000 y un Kruss k100 con una placa Wilhelmy, respectivamente.

Medición de la tendencia de emulsiones: El impacto de la formulación de PE en la tendencia a la emulsión de los fluidos producidos se evaluó mezclando la salmuera (previamente calentada a 90°C) dosificada con 0,1% (en volumen) del producto químico, con el crudo. La solución se mezcló utilizando una velocidad de 13, 500 rpm durante un minuto. La mezcla se transfiere posteriormente a un cilindro graduado de 50 ml y se lleva a baño de agua a 90°C. El cilindro se monitorea para observar la separación del agua teniendo en cuenta la velocidad de ruptura, y la calidad de la interfaz agua-aceite.

Adsorción: la muestra de núcleo de Bakken se trituró en pequeños granos con tamaños entre 150 y 500 micras. Los núcleos triturados limpios se remojaron con la formulación química a 1000ppm en salmuera de TDS al 22% en una proporción de 1:10 (sólido a líquido). La mezcla se agitó mecánicamente a 250 RPM en un baño de agua de 80°C durante 2 horas. La concentración de producto en el sobrenadante fue determinada por el método de cromatografía líquida- espectroscopia de masa (LC-MS). Este método muestra alta precisión y sensibilidad. LC-MS es un excelente método para identificar, cuantificar productos químicos y sus impurezas.

Imbibición espontánea: se llevaron a cabo experimentos de imbibición espontánea para determinar la recuperación de petróleo y la efectividad de la formulación en penetrar en los núcleos. Las muestras de núcleo fueron saturadas con petróleo crudo durante cuatro semanas a alta presión y alta temperatura, según las condiciones de yacimiento, para alcanzar el estado de natural del núcleo de humectable al aceite. Posterior, los núcleos se ubican en las celdas de imbibición espontánea, la cual tiene una precisión de graduación de 0.1 mL. Las celdas previamente han sido llenadas con un volumen de la solución química. La celda se sumerge a temperatura de 90°C por 500 horas hasta no observar más aceite desplazado (**Fig. 1**). El volumen expulsado de aceite es usado para calcular la tasa de aceite y el %OOIP (del inglés Original Oil In Place) de aceite recuperado. Durante el proceso de imbibición ni las celdas ni los núcleos están expuestos a presión de confinamiento. Se asume que previo a las pruebas no hay presencia de gas ni de aceite en el núcleo, teniendo en cuenta que se llevaron a vacío previo la prueba de imbibición.



Fig. 1- Celda de imbibición espontánea.

Resultados y Discusiones.

Tensión interfacial

En la figura **Fig. 2** se puede observar la comparación entre los valores de tensión interfacial (IFT) de las soluciones de PE A y PE B en salmueras al 4% y 22% de TDS contra aceite de Bakken a 80°C. Ambos productos reducen las tensiones internaciones en un orden de magnitud. Sin embargo, posterior se presentarán los resultados de la prueba de imbibición espontánea donde no se encuentra correlación entre la reducción de la IFT y la recuperación de petróleo. Lo anterior sugiera que la humectabilidad, y no la IFT, es la variable clave en la recuperación de petróleo.

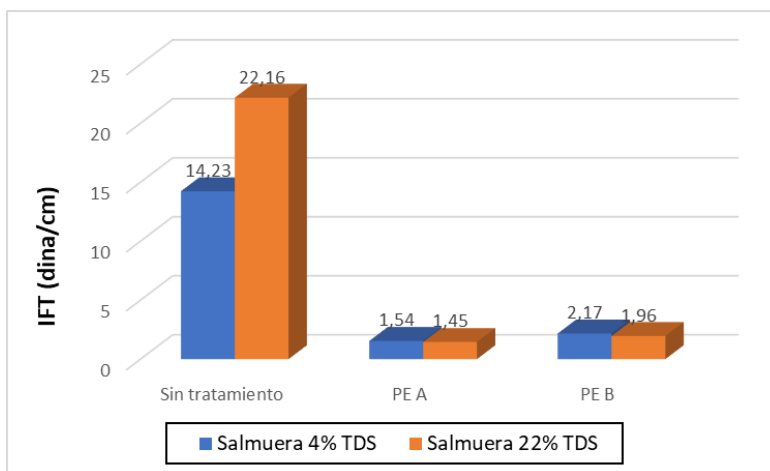


Fig. 2 – Tensión interfacial de las soluciones de PE (1,000ppm) contra aceite de Bakken a 80°C.

Tendencia de Emulsiones

En la figura **Fig. 3** se presentan los resultados de la prueba de tendencia de emulsiones a 90°C que compara la separación de aceite de Bakken de la salmuera al 4% TDS con y sin producto PE. Dichos resultados muestran que las formulaciones PE actúan como un desmulsificador, que resulta en una separación de fases mucho más rápida entre el aceite de Bakken y la salmuera para aquellas mezclas con producto que aquellas sin ser tratadas.

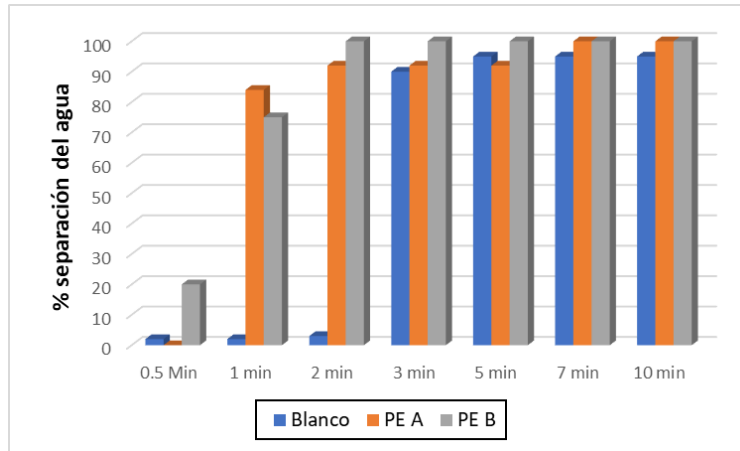


Fig. 3- Prueba de emulsificación a 90°C

Adsorción

Los surfactantes pueden perderse en un yacimiento poroso por tres mecanismos principales: la adsorción en la interfaz solido-líquido, como rocas y minerales; precipitación debido a la presencia de dureza o alta salinidad; y degradación química (inestable a alta temperatura). Diferentes factores como el pH, la temperatura, el tipo de sólidos, la química de la salmuera y el tipo de surfactante pueden afectar su adsorción (Nguyen et al., 2017). Ambas formulaciones de PE evaluadas presentan una adsorción considerada como alta: 6.5 y 8.60 mg/g para muestras de shale de Bakken para PE A y PE B, respectivamente. Cabe resaltar que las muestras de núcleo de Bakken son ricas en cuarzo. La alta adsorción de los surfactantes, en este caso no-iónicos, en las muestras de Bakken puede atribuirse al enlace de hidrógeno entre las cadenas de polioxitileno y los grupos hidroxilo en la superficie (Curbelo et al., 2007).

Ángulos de contacto: Alteración de la humectabilidad.

El ángulo de contacto fue medido para una muestra de núcleo que fue ubicado en una cubeta con formulación de PE B al 0.1% (**Fig. 4**). Inicialmente el ángulo de contacto para el aceite de 155° (un valor alto correspondiente a la naturaleza de humectable al aceite), pero posterior disminuyó hasta 43° después de 24 horas, lo que indica la alteración de la humectabilidad de este hacia humectable al agua por efecto del PE.

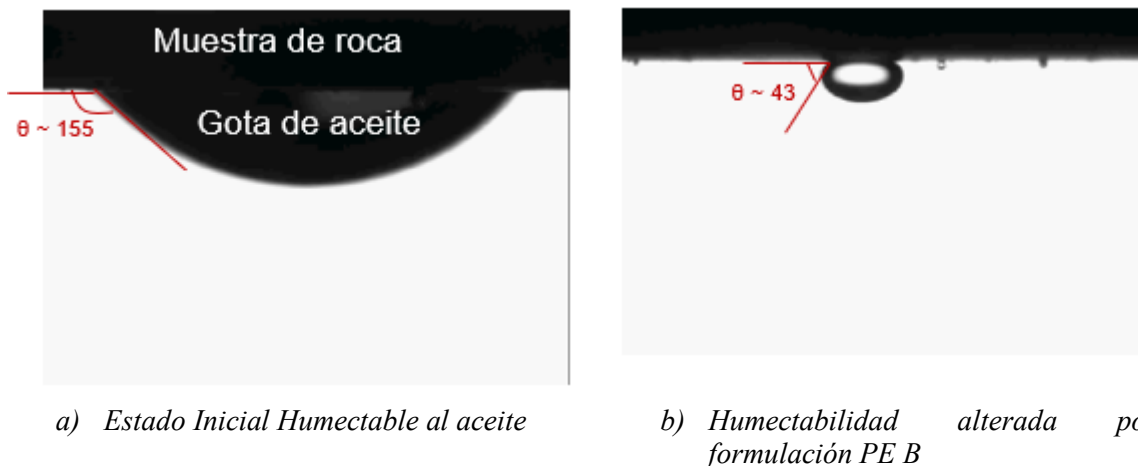


Fig. 4 - Ángulo de Contacto del crudo de Bakken en una muestra de shale de Bakken sumergida en 0.1% de formulación PE B.

Imbibición Espontánea.

Para evaluar el potencial de recuperación de petróleo de las formulaciones de PE desarrolladas, se realizaron un conjunto de pruebas de imbibición con PE A y PE B. Todos los experimentos se llevaron a cabo en muestras de núcleo preservado de Middle Bakken a 115 ° C con 4% de agua de inyección y 22% de salmuera (**Fig. 1**). Antes de la prueba, los núcleos conservados que contenían agua, petróleo y gas se remojaron con crudo Bakken a alta presión y temperatura para lograr más del 90% de saturación de aceite. La figura **Fig. 5** muestra la recuperación de crudo versus tiempo para diferentes casos. Como se esperaba en los núcleos humedecidos con aceite, el caso de la prueba de imbibición con salmuera sin aditivos de químicos produjo una cantidad insignificante de aceite. Por otro lado, las pruebas con formulaciones PE produjeron una cantidad considerable de aceite, representado en altos recobros (alto %OOIP). El rendimiento de la formulación de PE B fue mejor que PE A, y por ende esta formulación fue seleccionada para la prueba de campo. Se demuestra con esto, además, que si bien ambas formulaciones pueden disminuir considerablemente la tensión interfacial (**Fig. 2**), no se produce el mismo comportamiento con el recobro de aceite, sugiriendo que es la humectabilidad (y no la IFT) que juega un papel importante en la determinación del recobro de aceite. También se puede notar que el rendimiento de la formulación de PE B no se redujo significativamente al reducir la concentración en un orden de magnitud, o cuando fue expuesto a una salmuera con mayor salinidad. La salmuera con mayor salinidad representaría un caso extremo.

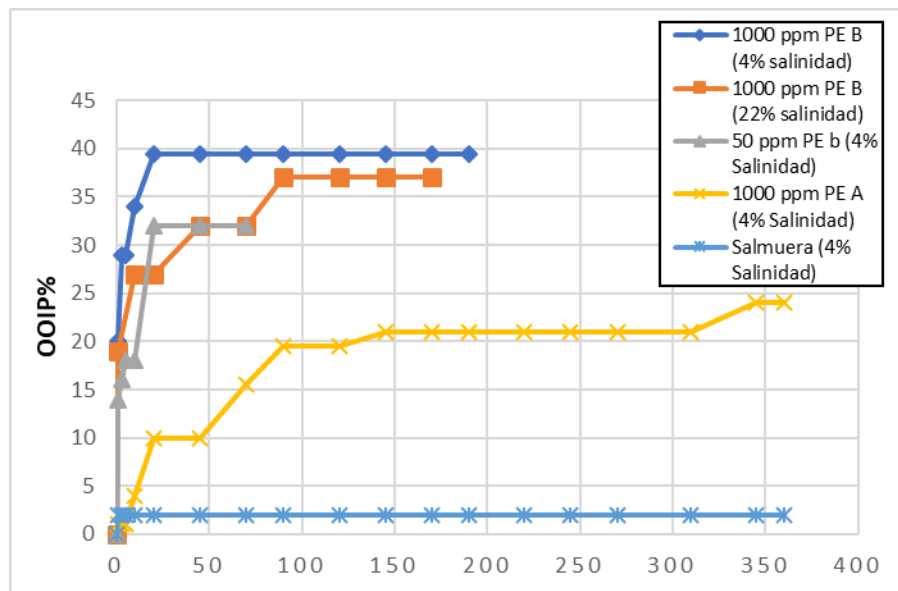


Fig. 5- Recobro de crudo de un núcleo preservado de Bakken vs. Tiempo para diferentes formulaciones de PE a 115°C

Pruebas de campo: Caso I: Formación Bakken. Aplicación Huff-n-Puff

La primera prueba de campo se llevó a cabo en un pozo horizontal con una longitud lateral de 10,000 pies (~3,000m) perforada en la formación media de Bakken. El pozo fue completado con fracturación hidráulica, en la cual se realizaron 30 etapas y estuvo en producción durante aproximadamente dos años y medio antes de la aplicación del tratamiento PE. La inyección de PE se inició a una concentración de 1,5000 ppm preparada en salmuera de baja salinidad. La inyección se realizó por debajo de la presión de fractura para evitar una mayor extensión o generación de fracturas. El diseño contemplaba un periodo de cierre para la etapa de remojo de un par de semanas, sin embargo, por

temas operacionales ajenos al tratamiento, al finalizar la inyección, el pozo se cerró por un total de 4 meses. El historial de producción del pozo antes y después de la inyección de PE se representan en la figura **Fig. 6**.

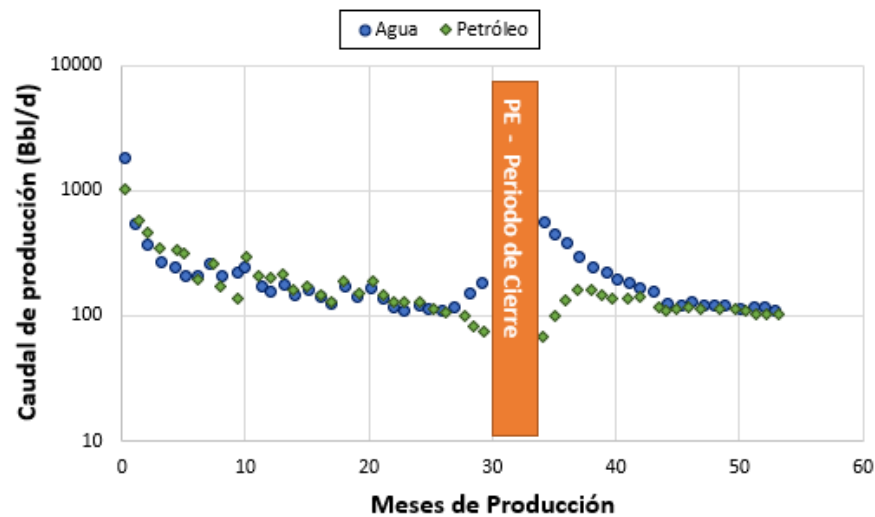


Fig. 6 -Historial de producción del pozo – resultados de la prueba de PE en aplicación Huff-n-puff.

Análisis de declinación

En la figura **Fig. 7** se observa que la aplicación de PE mejoro significativamente la producción de petróleo por encima de la tendencia de declinación histórica y ha mantenido una tasa de petróleo más alta durante casi dos años. Para estimar la recuperación adicional de petróleo como resultado del tratamiento con PE, la respuesta de la curva de declinación de aceite después de la inyección del tratamiento se comparó con la línea base original sin tratamiento. Para el presente análisis se usaron curvas de declinación hiperbólicas (Porges, 2006).

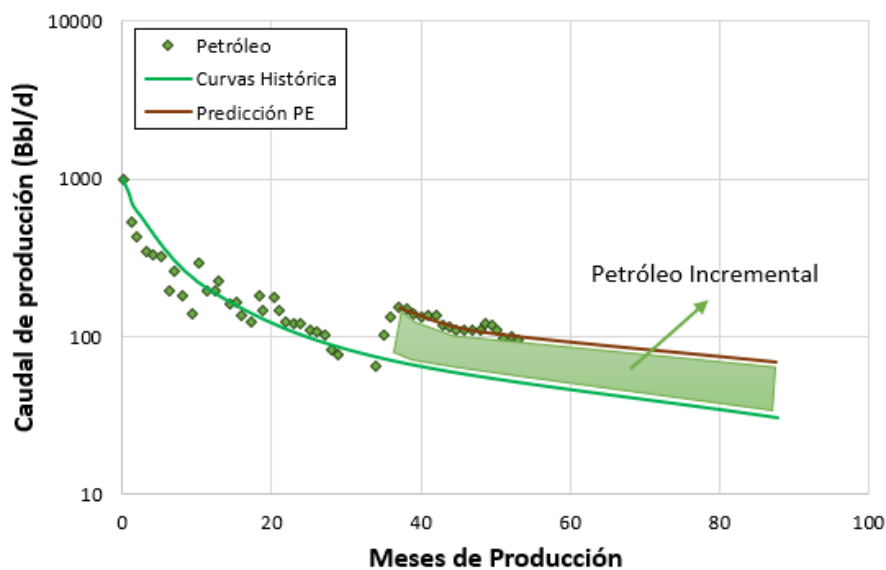


Fig. 7- Análisis de declinación – resultados de tratamiento PE.

El petróleo adicional estimado por inyección de PE es del 25% del EUR (la recuperación final estimada, siglas del inglés) después de 5 años de producción y la recuperación incremental actual de petróleo es aproximadamente del 8,3% (**Fig. 7**)

La prueba de campo demostró que la alteración de la humectabilidad tiene un potencial significativo para incrementar el recobro de aceite de un yacimiento no convencional. El operador del campo extendió la aplicación de la tecnología a 12 pozos adicionales en las formaciones de Bakken y Niobara, cuyo desempeño y resultados se encuentren en evaluación.

Pruebas de campo: Caso II: Formación Delaware – Permian. Aplicación en completamiento de pozo (Fracturamiento hidráulico).

Dos pozos candidatos de la Cuenca de Delaware, fueron elegidos para la inyección de formulación PE durante su completamiento. En esta aplicación un volumen específico de formulación PE diseñada fue bombeado en el paquete de completamiento durante cada etapa de fracturación. Una vez completada la fracturación, el pozo no requiere tiempo adicional de remojo (o cierre) y se puede poner en línea directamente. Se monitorea el pozo y su rendimiento, y posterior a 180 días de producción acumulada de petróleo se extraen las primeras conclusiones. La producción del pozo es comparada con las curvas tipo de producción de pozos en la zona con diseños y estrategias de fracturación similares. Esto incluye características del propante, agua, longitud lateral, relación gas-petróleo, fecha de finalización y completamiento. Como se señaló previamente, el mecanismo de empuje buscado es la alteración de la humectabilidad dentro del yacimiento para mejorar la recuperación del aceite al permitir que el petróleo se vuelva móvil a medida que se libera de la superficie rocosa donde se encuentra atrapado. Con el tratamiento durante la fase de completamiento, la cantidad de roca matriz contactada por el PE es mucho mayor, comparado con tratamiento huff-n-puff, debido al volumen de agua usado durante el proceso de fracturamiento, lo cual conlleva a una mayor producción incremental de petróleo.

Los dos pozos candidatos fueron tratados desde la misma plataforma (o Pad). Estos pozos tienen una longitud lateral promedio de 10,000 ft (3,000 m) con 57 y 59 etapas. Este tratamiento fue completado a principios de 2018 y el objetivo fue la formación Wolfcamp A.

Pruebas de compatibilidad con los fluidos de fractura

Adicional a las pruebas desarrolladas para el diseño de la formulación PE, se llevaron a cabo pruebas de compatibilidad con los aditivos de fracturas. Dos paquetes químicos de completamiento fueron evaluados. En la **Tabla 1** se presentan las características de la solución 1 y solución 2.

Tabla 1- Salmuera y aditivos de fractura		
	Solución 1	Solución 2
Salmuera	2% Cloruro de potasio	2% Cloruro de potasio
	250 ppm Biocida	250 ppm Biocida
	150 ppm Bleach	150 ppm Bleach
	300 ppm inhibidor de incrustaciones	300 ppm inhibidor de incrustaciones
PE	750 ppm de formulación activa PE	750 ppm de formulación activa PE
	0 ppm FR 300	1000 ppm FR 300

La evaluación se realiza para asegurar que no existen incompatibilidades entre la química de PE y los aditivos de fractura. Las dos soluciones se monitorearon a temperatura ambiente y 70°C durante aproximadamente 12 horas. Estas pruebas no mostraron precipitación o incompatibilidad (**Fig. 8**).

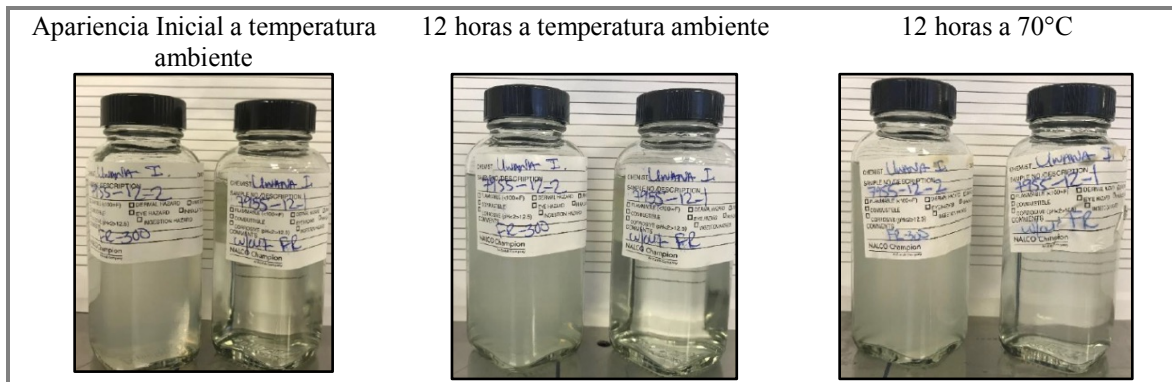


Fig. 8 – Resultados de las pruebas de compatibilidad

Análisis de declinación

Dos curvas de declinación tipo del área de interés fueron comparadas con los pozos tratados con PE y se normalizaron de acuerdo con la longitud lateral de los pozos (**Fig. 9**). Las variables principales que fueron consideradas al desarrollar las curva tipo fueron: ubicación, volumen de agua, volumen de propante, fecha de completamiento, longitud lateral, formación, relación gas-petróleo, y número total de etapas de fractura. La primera curva tipo desarrollada fue la “Curva tipo de la cuenca Delaware” que agrupa todos los pozos completados en el 2017 por el operador dentro de dicha cuenca. La segunda curva se baso en un análisis enfocado que analiza todos los pozos del área de interés completados por el operador en 2018. Esta curva se denominó “curva tipo del área 2018”.



Fig. 9 – Mapa del área

Tratamiento

La formulación optimizada de PE fue inyectada en una dosificación de 2.06 GPT por etapa. Después del completar el fracturamiento, el pozo estuvo cerrado por 2 semanas antes de entrar a producción. La figura **Fig. 10** presenta el diseño de completamiento de los pozos 1 y 2, donde un pozo está ubicado

por encima del otro. En general, con este tipo de configuración, el pozo de arriba tiende a presentar mayor producción a medida que extrae desde la parte inferior del yacimiento hidráulicamente fracturado, debido a la proximidad entre los pozos.

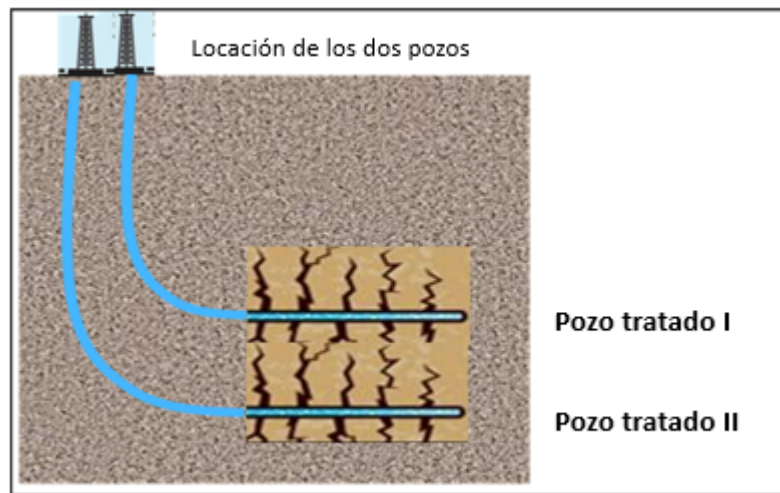


Fig. 10 – Esquema de los dos pozos completados y tratados con PE

Resultados

Se evaluó el desempeño de la producción acumulada de aceite pasados 180 días de producción. La tasa de aceite incrementó en 39% (~35,000 bbls) por encima de la “curva tipo del área 2018” y un 14% (17,500 bbls) por encima de la “Curva tipo de la cuenca Delaware” como se observa en la figura **Fig. 11**. El corte de aceite promedio del pozo 1 fue 30% mientras del pozo 2 fue del 20%. El promedio del corte de aceite de pozos similares no tratados en el área es del 20%. La data de producción es proporcionada por el operador del campo. La **Tabla 2** presenta el diseño de fracturamiento en relación con la cantidad de propante y agua, libras y barriles, por promedio de pie (ft) de los pozos tratados comparados con los pozos del área del 2018.

Tabla 2- Promedio de propante / promedio de agua		
Locación	#/ft (promedio)	bbls/ft (promedio)
2018 pozos - Área	2,576	59
Pozos tratados	2,413	47

En la figura **Fig. 11** se observa la gran diferencia en el desempeño de los pozos tratados en comparación con los pozos completados en el 2018 por el mismo operador en la misma área. Aunque la evaluación se está llevando a cabo pasados seis meses de producción (180 días), los efectos perdurables en el tiempo de este tipo de tratamiento se pueden experimentar durante la vida útil del pozo. El resultado de una verdadera alteración persistente de la humectabilidad es que la química presenta afinidad con la superficie rocosa. Lo anterior permite alterar la humectabilidad de la formación y la química no se produce completamente cuando se inicia la producción o durante la vida útil del pozo. Las formulaciones químicas con objetivo la tensión interfacial (IFT) o los aditivos del Flow-back, tienen como objetivo principal reducir la IFT y producir aceite rápido, produciendo así la química con los fluidos de producción. En comparación con cualquier curva tipo, se observó una rápida recuperación y una producción incremental sostenida durante los seis primeros meses. Lo anterior demuestra el potencial de la tecnología para aumentar la recuperación final estimada – EUR – (Del inglés, Estimated Ultimate Recovery) y agregar reservar.

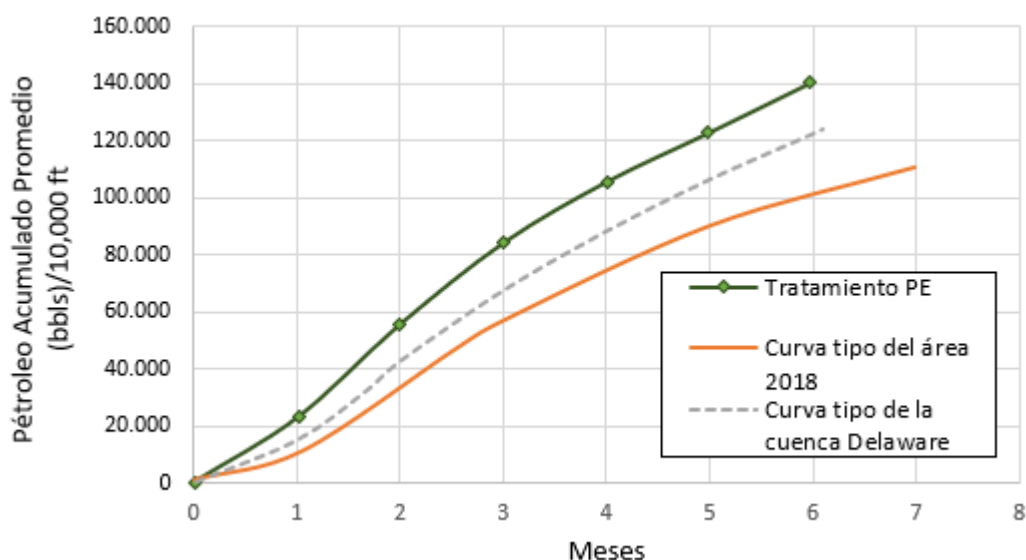


Fig. 11 – Producción promedio por pozo tratado comparado con las curva tipo

Conclusiones

- La humectabilidad de la roca (humectado al agua o al aceite) es determinada por las interacciones entre el aceite/superficie de la roca y la salmuera/superficie de la roca, mediante la medición del ángulo de contacto y las pruebas e imbibición espontánea.
- Se comprueba la eficiencia de una formulación optimizada de PE, como alterador de la humectabilidad de la roca, de humectable al aceite a humectable al agua.
- No se observa relación entre la tensión interfacial (IFT) y el recobro de aceite, lo que sugiere que es la humectabilidad (y no la IFT) que juega un papel importante en el recobro de aceite.
- Se comprueba que en un yacimiento no convencional donde la roca matriz es naturalmente humectada al aceite, la alteración de la humectabilidad es un mecanismo clave para mejorar la producción de aceite.
- En la prueba de campo en aplicación huff-n-puff se comprobó con la inyección de una formulación personalizada como agente de alteración de la humectabilidad en la roca puede aumentar más del doble la tasa de aceite, lo que resulta en una mayor producción de petróleo durante más de dos años y al menos un 25% de recuperación adicional de aceite.
- La aplicación de la tecnología durante la etapa de completamiento de los pozos como aditivo de los fluidos del proceso de fracturamiento hidráulico permite contactar una mayor área de la roca matriz, comparado con el tratamiento huff-n-pff, debido al volumen de agua usado durante el proceso de fracturamiento, lo cual conlleva a una mayor producción incremental de petróleo.

Agradecimientos

Los autores agradecen a NALCO CHAMPION y su equipo de EOR por el permiso para la publicación de este trabajo.

Referencias

Curbelo, F. D. S., Santanna, V. C., Neto, E. L. B., Dutra, T. V., Dantas, T. N. C., Neto, A. A. D., &

- Garnica, A. I. C. (2007). Adsorption of nonionic surfactants in sandstones. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 293(1–3), 1–4. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2006.06.038>
- Farajzadeh, R., Andrianov, A., Krastev, R., Hirasaki, G. J., & Rossen, W. R. (2012). Foam-oil interaction in porous media: Implications for foam assisted enhanced oil recovery. *Advances in Colloid and Interface Science*, 183–184, 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2012.07.002>
- Hirasaki, G. J., Miller, C. A., & Puerto, M. (2008). Recent Advances in Surfactant EOR. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition Held in Denver, Colorado.*, (September). <https://doi.org/10.2118/115386-PA>
- Jarrahan, K., Seiedi, O., Sheykhan, M., Sefti, M. V., & Ayatollahi, S. (2012). Wettability alteration of carbonate rocks by surfactants: A mechanistic study. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2012.06.007>
- Kazempour, M., Kiani, M., Nguyen, D., Salehi, M., & Lantz, M. (2018). *Boosting Oil Recovery in Unconventional Resources Utilizing Wettability Altering Agents: Successful Translation from Laboratory to Field*. <https://doi.org/10.2118/190172-ms>
- Nguyen, D., Phan, T., Hsu, T. P., & Phan, J. (2017). Adhesion and surface energy of shale rocks. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 520, 712–721. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2017.02.029>
- Noorani, S. (2011). *Alkali-Surfactant-Polymer Flood Warner ASP Flood - 2011 Annual Report Prepared. Innovative Energy Technologies Program*.
- Porges, F. (2006). Reservoir Engineering Handbook. In *Reservoir Engineering Handbook*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-7972-5.X5000-5>
- Salehi, M., Johnson, S. J., & Liang, J. T. (2008). Mechanistic study of wettability alteration using surfactants with applications in naturally fractured reservoirs. *Langmuir*. <https://doi.org/10.1021/la802464u>
- Yan, W., Miller, C. A., & Hirasaki, G. J. (2006). Foam sweep in fractures for enhanced oil recovery. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 282–283(February), 348–359. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2006.02.067>

Autores y Coautores

Mahdi Kazempour.

Mahdi Kazempour es actualmente el líder del equipo de Ingeniería de yacimientos de NALCO CHAMPION. Tiene más de 12 años de experiencia en EOR, ingeniería y ingeniería y caracterización de yacimientos, simulación de yacimientos, ingeniería de producción y aplicación / comercialización de resultados de investigación en diversas capacidades. A lo largo de su carrera profesional en NALCO CHAMPION y TIORCO (NALCO / Stepan Company), ha estado involucrado en el diseño e implementación de numerosos proyectos exitosos de EOR a nivel mundial, tanto en yacimientos convencionales como no convencionales. Obtuvo su PhD en Ingeniería de Petróleos de la “University of Wyoming” y posee una MSc y BSc en Ingeniería Química de “Iran University of Science and Technology” y “Sharif University of Technology”, respectivamente. Es revisor técnico de la “SPE Journal”, así como de “Journal of Petroleum Science and Engineering”.

Daniela Alzate López.

Daniela Alzate es Ingeniera de Petróleos con estudios de posgrado en procesos EOR químicos. Actualmente se desempeña como ingeniera de Reservorios en NALCO CHAMPION para los proyectos EOR de LA, con énfasis en Argentina. Con 6 años de experiencia profesional, principalmente en ingeniería de proyectos IOR/EOR. Desde comienzos del 2014 hace parte del equipo EOR de NALCO CHAMPION, sus responsabilidades principales han estado enfocadas en dar soporte local de ingeniería de diseño y seguimiento a los proyectos de recobro mejorado con químicos

(CEOR), tratamientos químicos tipo Conformance/WSO y aplicaciones de trazadores en Argentina, Brasil y Colombia. Obtuvo su Máster en Ingeniería y su título de Ingeniera de petróleos de la Universidad Nacional de Colombia.

Mike Lantz.

Michael Lantz es el director de la línea de “Soluciones de yacimientos” de NALCO CHAMPION. Tiene más de 11 años de experiencia en EOR, ingeniería de yacimientos, trabajos conformace, y diseño de fluidos de completamiento. Ha ocupado diversos puestos de liderazgo técnico y ventas, cuyos equipos han diseñado e implementado numerosos proyectos para incrementar el recobro en yacimientos convencionales y no convencionales. Obtuvo su B.Sc. en Ingeniería Química de “Colorado School of Mines” y su M.Sc. en administración energética global de “University of Colorado”.