



¿Qué sigue en la cuenca del golfo San Jorge después de la inyección de polímeros?: desarrollo local de surfactante para un piloto en una zona madura de terciaria

Por Mayra D. Goldman, Solana Rosales, Claudio A. Croce (Grupo CAPSA-Capex); Mario G. Re (SURCELL S.A.) y Marcelo A. Crotti (INLAB SA).

Este trabajo fue seleccionado en 1º lugar como el Mejor Trabajo Técnico-Premio "Lic. Ricardo Saldaño" en el 8º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG, realizado en noviembre de 2023 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Este informe presenta el desarrollo de tecnologías que permitieron extender la vida de los yacimientos en áreas maduras de forma económica.



El yacimiento Diadema se encuentra ubicado en la Cuenca del Golfo San Jorge en la provincia de Chubut, tiene más de cien años de historia de producción, es operado por CAPSA desde 1977 y, actualmente, cuenta con 540 pozos productores y 300 pozos inyectores activos.

En octubre de 2007 se implementó en Diadema el primer proyecto de inyección de polímeros en la Argentina y Latinoamérica, que marcó un hito en la cuenca al probar la comercialidad del uso de la tecnología de

polímeros en reservorios someros (Buciak *et al.*, 2013). En la actualidad, los proyectos de polímeros se extendieron dentro del yacimiento y cuentan con tres plantas de inyección de polímeros, más de 60 pozos inyectores y 100 productores asociados. A la fecha se lleva acumulado más de un millón de metros cúbicos de petróleo incremental gracias a la recuperación terciaria.

Como pioneros en inyección de polímeros, el grupo CAPSA-Capex se posicionó como líder en campos maduros, con varias líneas de desarrollo asociadas a soluciones para EOR. Algunos de los desarrollos implementados y patentados son el STL (Sistema de Transmisión Lubricada), un sistema extractivo que permite producir con altas tasas de arena, y el DCP (Dispositivo de Control de Polímero) (Del Pozo *et al.*, 2018), instalación en fondo que permite la inyección selectiva de polímero multicapa. En la búsqueda de optimizar la eficiencia de la terciaria y reducir la huella hídrica y de carbono, en los últimos cinco años se realizaron pruebas de campo utilizando biopolímeros (Fondevila Sancet *et al.*, 2018) y polímeros asociados termo-responsivos y se pilotaron varias tecnologías de mejora de calidad de agua de inyección.

La formulación de un surfactante para mejorar la eficiencia de desplazamiento es una de las líneas de desarrollos de químicos para EOR de la compañía.

Antecedentes: ¿por qué SP y no ASP?

Si bien el uso de surfactantes para recuperación mejorada se ha estudiado y, desde la década de 1980 hay varios pilotos informados en Estados Unidos, recién en los últimos años ha tomado relevancia, como complemento de la tecnología de polímeros ya madura. Pilotos de SP en China alcanzaron factores de recuperación incrementales entre el 12% y el 18% (Wang *et al.* 2009; Li *et al.*, 2012 y Lu *et al.*, 2015).

La adsorción es una de las problemáticas del uso de surfactantes en areniscas, razón por la cual muchos proyectos utilizan álcali (ASP). Sin embargo, se requieren grandes volúmenes de álcali en relación con los otros químicos de EOR (polímero, surfactante), lo que implica mayores costos operativos y de logística, necesidad de ablandamiento de agua y otras problemáticas que entran en juego, como la corrosión e integridad (Delamaide *et al.*, 2021). En el caso de petróleos ácidos, hay que sopesar el beneficio de la generación en reservorio de un surfactante hidrofóbico (saponificación) con la impredecibilidad de las emulsiones generadas *in situ* en detrimento del control de movilidad que pueden afectar la productividad.

Resulta más conveniente dejar de lado la "A" del (A) SP y trabajar sobre la formulación de surfactante para minimizar la adsorción en condiciones de reservorio (Puskas *et al.*, 2018).

Selección de la zona piloto “ideal”

La zona seleccionada para el piloto es una de las zonas con terciaria madura y mayor viscosidad acumulada inyectada (más de 10 años de inyección a 120 cP). La relación agua-petróleo es menor a 10 m³ de agua producida por metro cúbico de petróleo, con tiempos de tránsito entre siete meses a tres años para distanciamientos de pozo promedio entre 100 a 200 m, que reflejan un buen control de movilidad para evitar la canalización del surfactante y una línea base confiable para evaluar el incremental.

Las capas objetivo pertenecen a la formación yacimiento El Trébol, de edad Cretácica Superior caracterizada por depósitos de ambiente fluvial efímero desarrollado en posiciones distales. Los reservorios corresponden a areniscas mojables al agua con espesores de 4 a 12 m y porosidades promedio del 30%. Se posee una corona para el intervalo de interés en la que se interpretan facies de arenitas lítico-feldespáticas con buena selección de grano y características petrofísicas favorables, intercaladas por delgadas laminas con mayor proporción de arcillas.

Se trata de reservorios con alta heterogeneidad vertical y horizontal (de 200 md a 5000 md) y petróleo pesado (100-400 cP a 50 °C), que explican la baja eficiencia volumétrica de barrido con agua y el éxito de la implementación del barrido con polímero. La dirección preferencial de canalización en el área es NE-SO, por lo cual se desarrolló con un arreglo de pozos irregulares, relación 2:1 productor-inyector, predominando la inyección en línea directa. En la Tabla 1 se resumen las condiciones de la zona de interés.

Teniendo en cuenta la heterogeneidad propia de los reservorios y la cuenca, se seleccionó un área piloto de gran alcance para probar la tecnología: 6 pozos inyectoras y 22 productores asociados, de los cuales 7 son centrales y recibirán el 100% de la inyección con surfactante. El proyecto incluye la perforación de dos pozos *infill* (1 inyector y 1 productor-monitor) a 100 m de distanciamiento, con un *pattern* que no modifica las líneas de flujo actuales y en una zona con saturaciones de petróleo cercanas a las residuales. Esto permitirá adelantar respuesta del piloto en zonas con velocidades de inyección lentas (0,08 VPI/año) y monitorear cambios de saturación mediante herramientas de perfilado.

Temperatura (°C)		50
Propiedades del reservorio	Profundidad (m)	1000
	Litología	Arena (1-9% arcilla)
	Permeabilidad promedio / rango (mD)	500 / 200-5000
	Dykstra-Parsons	0,8
Propiedades del crudo	Viscosidad promedio inicial / actual @temperatura de reservorio (cp)	100 / 250
	Densidad (°API)	20
Propiedades del agua de reservorio/inyección	Salinidad (g/l TDS)	15,2
	Contenido de dureza en R+	0,05

Tabla 1. Propiedades del reservorio.

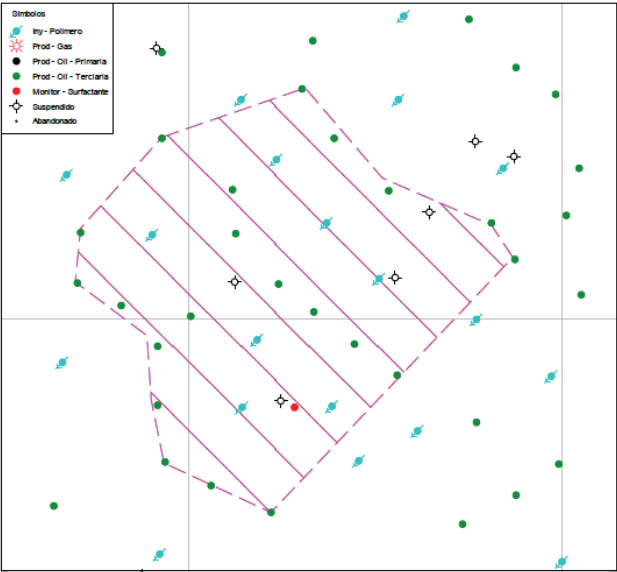


Figura 1. Zona piloto surfactante-polímero.

El piloto propuesto absorbe las heterogeneidades del reservorio y los riesgos operativos, mantiene las condiciones de línea base al utilizar las mismas tasas de inyección y la misma viscosidad de la solución inyectada por reservorio, tiene una fácil implementación (dos bombas de inyección asociadas) y bajo impacto en la producción (una batería exclusiva afectada) (Figura 1).

Desarrollo de la formulación de surfactante

El diseño del piloto incluyó el desafío de un desarrollo local de una formulación de surfactante, visualizando una tecnología costo efectiva que pueda masificarse en el resto de las áreas. El producto debía tener las siguientes características:

- Estable a las condiciones de reservorio.
- Compatible con el agua de formación, el agua de inyección (se recicla el agua de producción) y los aditivos de tratamiento utilizados (químicos, polímero).
- Reducir la tensión interfacial agua-petróleo al menos tres órdenes de magnitud (10-3 mN/m) con bajas dosis de surfactante.
- Mantener la mínima IFT en un amplio rango de concentraciones de surfactante y no un mínimo crítico (difícil, sino imposible, de asegurar una concentración objetivo en reservorio).
- No generar microemulsiones estables, debido al impacto negativo que tienen en el tratamiento de la producción.
- Bajo nivel de adsorción y retención en la mineralogía del reservorio.
- Materia activa comercialmente disponible a bajo costo de fabricación y logística simple.

A partir de muestras de crudo y salmuera de yacimiento se realizó un *screening* rápido de diferentes sur-

factantes, utilizando el método de la gota en placa y la medición de tensión interfacial a la temperatura de reservorio. Existe una amplia gama de surfactantes utilizados en EOR (Massarweh *et.al.*, 2020). Los mejores resultados se obtuvieron empleando mezclas de surfactantes aniónicos, no iónicos y alcoholes de bajo peso molecular.

Una vez obtenido el *cocktail* de surfactantes y cosurfactantes con mejores rendimientos, se trabajó en la optimización de la formulación y se desarrolló una metodología de ensayo novedosa que permitiera determinar la eficiencia en condiciones dinámicas y, utilizando muestras de roca, para considerar los efectos de la mineralogía.

Dado que los químicos utilizados en recuperación terciaria pueden impactar en la deshidratación del petróleo y la calidad de agua de producción, el diseño de la formulación debe tener en cuenta el impacto en los fluidos de producción. Con el surfactante *Rockswep*, se logró minimizar el impacto y obtener una óptima desemulsión y clarificación con los productos de uso actual en el proceso, solo con un ajuste de las dosis. Es decir, no se requieren de productos diferenciados o unidades de proceso adicionales para tratar la producción.

Si bien en antecedentes bibliográficos y protocolos desarrollados por proveedores, existen enfoques clásicos para la evaluación de surfactantes como el estudio de comportamiento de fases en la búsqueda de una micro emulsión de Windsor III o ensayos de barrido cuando se tiene roca reservorio consolidada, no existen practicas recomendadas o normas estandarizadas para la selección de surfactantes EOR. Dependerá del caso a estudiar, las condiciones de reservorio, los productos que se estén evaluando y los objetivos buscados. En este documento, presentaremos en detalle las metodologías utilizadas para el desarrollo y la selección de la formulación final.

Materiales y fluidos

Petróleo

Petróleo deshidratado tomado de un colector de producción de la zona piloto, sin aditivos.

Densidad 0,910 g/cm³, viscosidad 212 cP e IFT agua-petróleo 22,14 mN/m, medidos a 50 °C.

Agua

Agua de inyección sintética según composición de la tabla 2.

Polímero

Poliacrilamida poshidrolizada, de peso molecular promedio 28-30 MDa, grado de anionicidad 35%, factor de actividad 90%.

Roca

Se utilizaron muestras disgregadas de *plugs* de corona de la zona piloto y muestras de *cutting* de zaranda.

Interacción fluido-fluido

Se llevó a cabo un *prescreening* de productos con el objetivo de identificar aquellos que pudieran reducir la

Sal	Concentración (mg/l)
NaCl	15.000
CaCl ₂ , 2.H ₂ O	1.000

Tabla 1. Composición agua de inyección para preparación de solución de polímero y salmuera.

tensión interfacial agua-petróleo mediante un método simple y rápido de naturaleza comparativa. El procedimiento consistió en colocar una gota de petróleo en una caja de petri y, sobre esta, agregar una gota del surfactante correspondiente, evaluando visualmente el efecto de expansión del surfactante sobre el crudo. Cuanto mayor es la expansión observada, menor es la IFT resultante.

En la figura 2 se muestra la comparación entre dos productos y cómo se relacionan con los respectivos valores de IFT. Para las mediciones de IFT, se utilizó un equipo tensiómetro de gota rotatoria en capilar modelo TX 500.

El objetivo del *screening* de los productos seleccionados fue encontrar una formulación que no tenga solo un punto mínimo crítico de IFT, sino que sea estable en un amplio rango de concentraciones y que permita la movilización del petróleo entrampado aún ante los efectos de dilución y adsorción en el reservorio. En la figura 3 se muestra el ejemplo de la optimización de la relación de uno de los componentes de la formulación de surfactante.

Existe un efecto del polímero en la tensión interfacial con petróleo, como se demuestra en la figura 3, donde se aprecia que la formulación óptima en agua no es la misma que en solución polimérica. Debido a que no hay interacción entre el surfactante y el polímero, las hipótesis planteadas se basan en que la difusividad del surfactante podría estar siendo limitada por la viscosidad de la solución o que la transferencia de cantidad de movimiento durante la medición podría verse afectada por la viscoelasticidad del polímero.

Para corroborar las hipótesis se procedió a realizar pruebas en el proceso de siembra de la gota de petróleo en el capilar del tensiómetro. En la figura 4 se muestra las diferencias entre mediciones de IFT por siembra directa de gota de petróleo en el capilar *versus* siembra y estabilización en estufa a 50 °C por 48 h para garantizar equilibrio y difusión del surfactante.

Se requiere un período de equilibrio de 48 h para alcanzar un valor estabilizado de tensión interfacial. Un

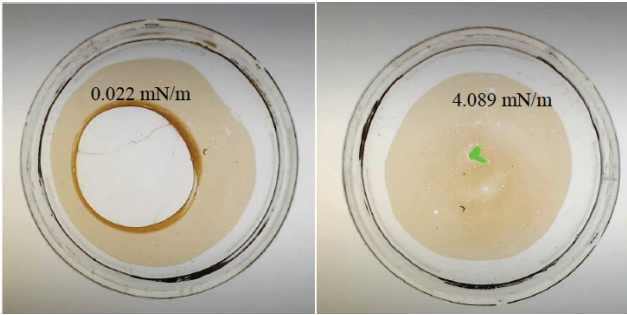


Figura 2. *Prescreening* comparativo de productos surfactantes. A la izquierda SURF 3 en crudo Diadema, a la derecha un tensioactivo comercial en crudo Diadema.

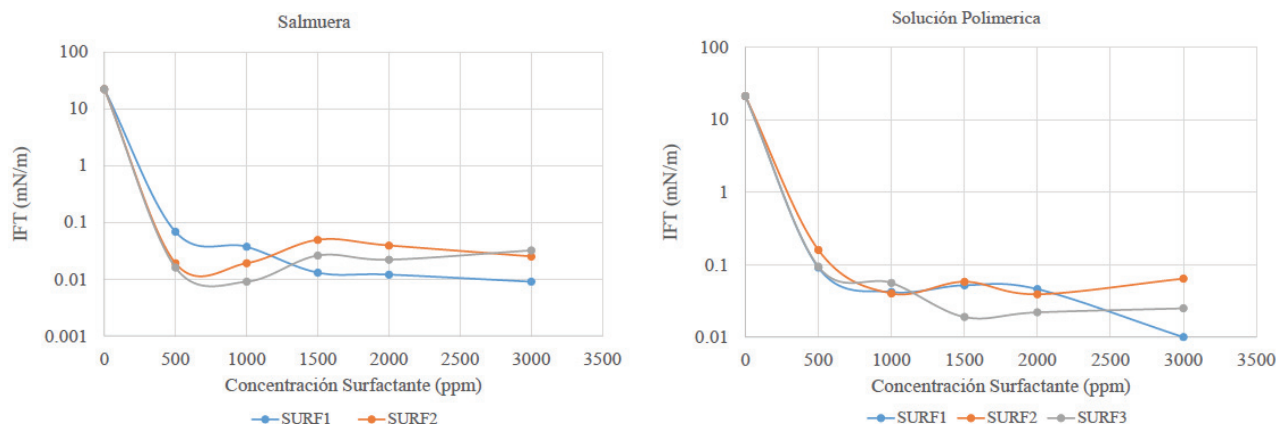


Figura 3. Evaluación de la tensión interfacial en función de la concentración de surfactante a) en salmuera sintética b) en solución de polímero a 3500 ppm, para tres surfactantes diferentes.

tiempo de equilibrio inferior podría conllevar a resultados inexactos del valor deseado, sobre todo a concentraciones bajas de surfactante.

Estabilidad y compatibilidad

Un parámetro de suma importancia es el posible efecto del surfactante sobre el desarrollo de la viscosidad de la solución de polímero. Se debe trabajar con un producto a una concentración tal que no afecte la correcta hidratación y el desarrollo de la molécula en solución, para lograr obtener una viscosidad con mínimos cambios respecto de la solución sin presencia de surfactante.

Se preparó una solución de polímero a la concentración deseada con salmuera sintética, se midió viscosidad a 50 °C en viscosímetro rotación Brookfield con Spindle LV61+Guard leg. Luego se agregó surfactante a la concentración deseada y se midió nuevamente la viscosidad.

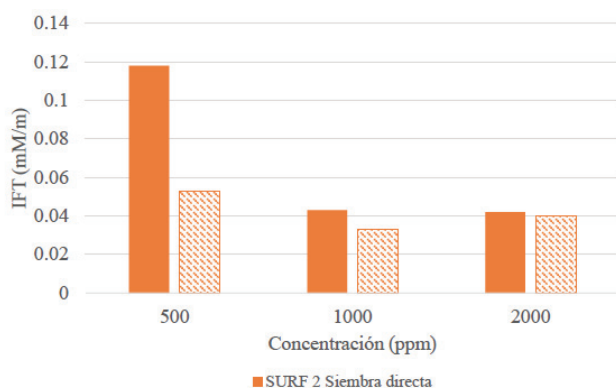


Figura 4. Ensayo de estabilidad de medición según tiempo de equilibrio para SURF 2.

	SURF 1	SURF 2	SURF 3
Viscosidad sin surfactante (cP)	134	131	134
Viscosidad con surfactante (cP)	140	135	137

Tabla 3. Comparación de viscosidad en solución de polímero.

En la tabla 3 se muestran los resultados obtenidos para los tres productos ensayados.

Se realizaron estudios de la estabilidad térmica de una solución de polímero de 3500 ppm que contenía 3000 ppm de surfactante. La solución se guardó en estufa a 50 °C durante 42 días, midiendo el IFT antes y después de finalizado el proceso (Tabla 4).

Como el valor de IFT se mantuvo en el rango deseado de acción, se corrobora que la solución final de inyección no se verá afectada por el efecto de la temperatura en el tiempo.

Interacción fluido-roca

En la práctica regular, los tensioactivos se evalúan en forma rápida por su capacidad para reducir la tensión interfacial agua-petróleo, buscando aditivos que minimicen su valor o que muestren un rango más amplio de efectividad con un mínimo de concentración del producto.

Sin embargo, si se focaliza el estudio solo en este parámetro se da por sentado que la remoción del petróleo en contacto con la roca no es un proceso relevante para el progreso o eficiencia del tratamiento. Por el contrario, el desprendimiento del petróleo involucra superficies y fuerzas moleculares relacionadas a las interacciones sólido-líquido que tienen elevado impacto en el éxito de los procesos de EOR.

Los fenómenos de adsorción dinámica del surfactante están incluidos en este aspecto y, en el caso de surfactantes aniónicos en mineralogías arcillosas pueden atender contra la economía del proyecto al requerir mayores concentraciones de surfactante o estrategias de mitigación como el uso álcali o gradientes salinos. Sin embar-

Muestra	IFT (mN/m)
Inicial	0,0298
42 días	0,0255

Tabla 4. Estudio de estabilidad térmica de solución de polímero y surfactante.

go, años de inyección previa de poliacrilamida aniónica (polielectrolito) tienen un impacto positivo, ya que limita los sitios activos de adsorción.

Con el objeto de estudiar el efecto de avance del tensioactivo a través de la acumulación de petróleo y hacer una primera evaluación comparativa de los productos en estudio, se diseñó una experiencia muy simple destinada a evaluar los fenómenos que no solo dependen de la IFT.

El ensayo se diseñó para medir el impacto de las fuerzas capilares, que a su vez están vinculadas directamente a la tensión interfacial y a los ángulos de contacto (movilidad del sistema roca-fluidos).

En resumen, con el diseño de estos ensayos complementarios se buscó poner de manifiesto la primera función del surfactante: “remover” el petróleo para separarlo de la superficie sólida. En este sentido, se estima que la velocidad del proceso es una buena medida de la “habilidad” de cada producto para producir este efecto.

Protocolo de ensayo y resultados

Se utilizaron probetas de 100 cm³ con angostamiento

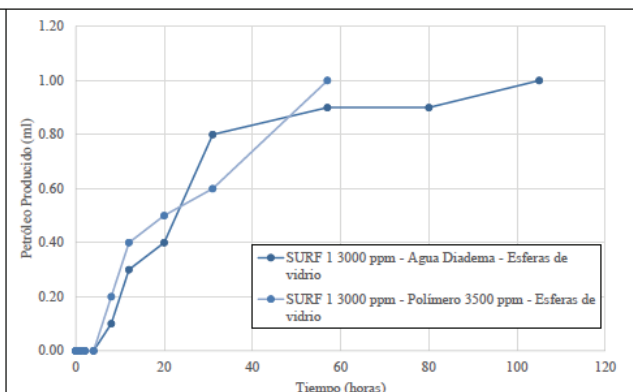
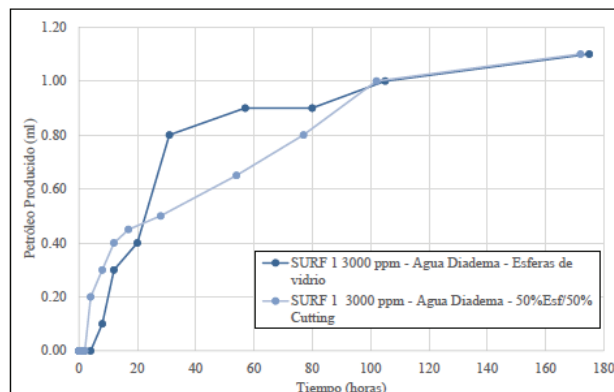


Figura 5. Estudio del impacto de la mineralogía en el estudio de adsorción y producción.

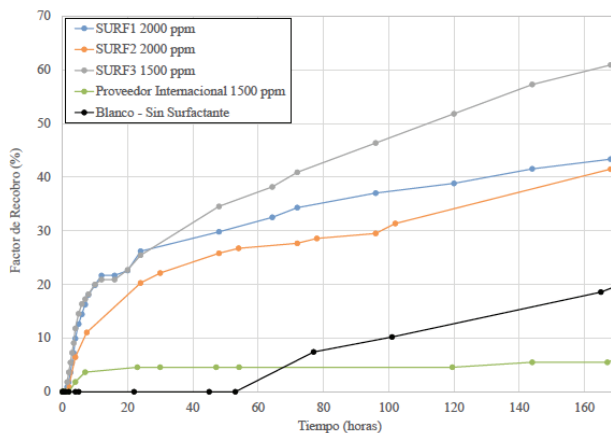


Figura 6. Factor de recuperación en función de horas de ensayo.

en la zona de lectura de producción de petróleo. Se generó un medio soporte del tipo pasta con la muestra de roca desagregada a la que se agregó 1/3 VP de agua sintética y 2/3 de petróleo. Este medio se utilizó en las probetas como estándar de medio poroso con hidrocarburo. El estudio se realizó calentando las probetas a temperatura de 50 °C y se hizo un registro experimental de detalle (fotografías, videos, descripciones y lecturas volumétricas) a 1 min, 5 min, 10 min, 20 min, 40 min, 1 h, 2 h, 4 h, 8 h, etc., hasta alcanzar un período de medición de 48 h. Finalmente se determinó el contenido de polímero y surfactante en la fase acuosa.

En la figura 5 se muestran las probetas utilizadas en el ensayo y el método de medición adaptado con graduación. El primer ensayo tuvo como objetivo determinar el efecto de la mineralogía en el surfactante comparado con un medio de esferas de vidrio inerte. Los gráficos muestran que no hay impacto significativo por efecto de adsorción en roca real o difusión en solución viscosa, lo cual habilita el análisis comparativo de capacidad de producción de los productos surfactantes a partir de un ensayo dinámico, sin la necesidad de muestras de testigos reales de roca.

En la figura 6 se muestra el factor de recuperación de los productos surfactantes en medio de esferas de vidrio con crudo de Diadema.

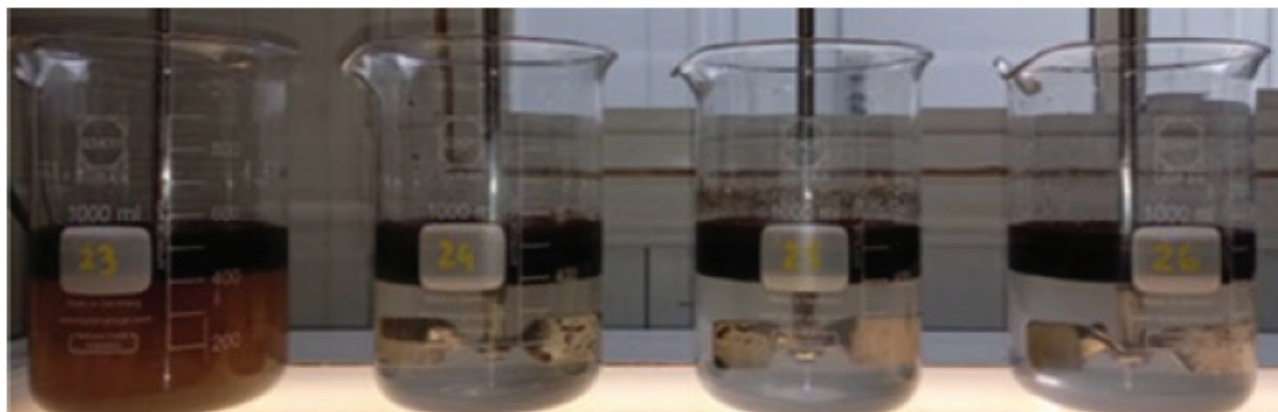


Figura 7. Ensayo en Jar test de clarificación para control de calidad de agua (muestra de agua real tomada de ingreso a planta).

Impacto en la producción

Durante la aplicación de los surfactantes en la inyección, después de su llegada a las corrientes de producción se modificarán las condiciones del fluido de entrada a los procesos de separación primaria y tratamiento. En consecuencia, es importante realizar un debido estudio del grado de impacto que tendrán en la deshidratación del crudo y la clarificación del agua en los diferentes puntos del proceso (colectores, baterías, plantas) y encontrar el mejor paquete de productos químicos que se adapte a las nuevas características de fluido de producción.

El estudio de impacto de surfactantes en deshidratación y clarificación inicia en 2017 con prueba de formulaciones iniciales de surfactante (base de la formulación actual que fue optimizada), validada en distintos escenarios de producción con muestras reales de fluidos de producción. Se realizaron varias matrices de ensayos con diferentes químicos (clarificantes, floculantes, desemulsionante, etc.) de uso actual y alternativos, para determinar las posibles condiciones de llegada del fluido y las dosificaciones necesarias para su tratamiento.

El piloto tiene asociada una única batería de producción e ingresa diluido a la planta de tratamiento de la producción. Los ensayos se realizaron con agua real de ambas instalaciones, teniendo en cuenta las fluctuaciones de calidad debidas al proyecto actual de polímero (concentración actual de arriba). Se realizó una sensibilidad en presencia de varias concentraciones de surfactante. En algunas ocasiones se adicionaron sólidos provenientes de batería y tanque cortador para emular las condiciones dadas en ambas instalaciones. En total se realizaron más de 100 ensayos, realizados tanto en Jar test como en probetas.

En estos ensayos se observó que el aumento de la concentración de surfactante por encima de los 1000 ppm puede provocar una desmejora en la calidad de agua final (contenido hidrocarburo y sólidos suspendidos en agua) y en el proceso de deshidratación. Esto se resolvió rápidamente manteniendo el paquete químico de tratamiento actual, pero con un aumento de la con-

centración de dosificación final. El hecho de continuar utilizando los paquetes actuales representa una ventaja operativa en la implementación del piloto y demuestra que el surfactante seleccionado no representa un tratamiento complejo en los fluidos de producción.

En la figura 7 se muestra uno de los Jar test realizado que mantiene la concentración de surfactante, pero variando la dosis de clarificante y floculante hacia valores crecientes desde vaso de la izquierda hacia los vasos de la derecha.

La evaluación del proceso de deshidratación se realizó en ensayos de botella, con análisis visual de resultados y con ensayos de probeta (*top oil*), evaluando el porcentaje de agua libre y la altura de interfase obtenida. En la Figura 8 se observan los resultados obtenidos para una concentración de surfactante de 1000 ppm en una muestra de producción tomada del colector que se verá afectado por el piloto.

El tratamiento químico actual respondió adecuadamente ante la presencia de surfactante, obteniendo los

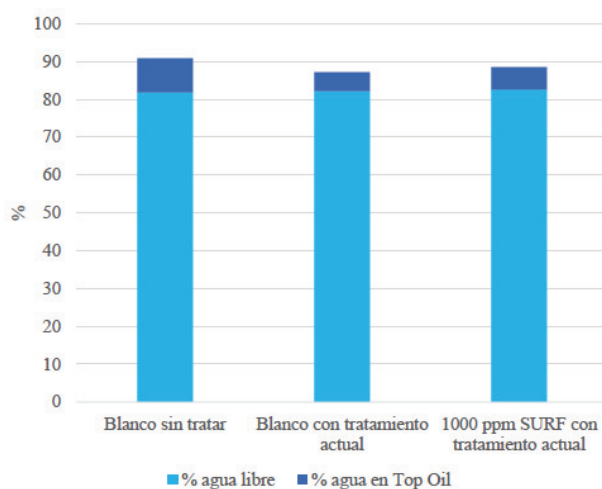


Figura 8. Evaluación cuantitativa del % de agua libre y del % de agua emulsionada en top oil en muestras reales de producción, con y sin tratamiento, y el agregado de 1000 ppm de surfactante.

misimos resultados de separación de agua libre y aún mejor poder de deshidratación en el petróleo centrifugado. Se demostró que el surfactante no supone un desafío en su tratamiento.

Piloto de surfactante-polímero

Producto surfactante seleccionado

En función de los resultados obtenidos se procedió a seleccionar el surfactante que mejor se adapta a las condiciones buscadas. El producto se encuentra registrado actualmente con el nombre *Rocksweep*. En la Figura 9 se muestra el valor medido de tensión interfacial del producto final a 2000 ppm (activo) en solución de polímero, en el equipo de gota rotatoria Kruss SDT adquirido para el seguimiento del proyecto.



Figura 9. Medición de tensión interfacial de crudo en solución de polímero-surfactante *Rocksweep*.

Diseño

El piloto programado para iniciar hacia finales de 2023 involucra la inyección de surfactante-polímero en 7 pozos y en 4 capas someras, de profundidad promedio 1000 m con buena continuidad lateral. La zona corresponde a la de mayor historial de inyección de polímero, actualmente con alta eficiencia volumétrica de barrido y saturaciones de petróleo cercanas a la residual.

Los distanciamientos inyector-productor promedio son de 250 m, por lo que se perforaron 2 pozos (1 inyector y 1 productor) a una distancia de 100 m, con el propósito de reducir el tiempo de respuesta y adelantar la evaluación de la tecnología.

Con una inyección total de 600 m³/día, el proceso contempla un slug de 2000 ppm de surfactante *Rock-sweep* (materia activa) y 3500 ppm de polímero FLOPA-AM 603SS (comercial). Durante los primeros tres meses se implementará una rampa gradual, hasta alcanzar la concentración objetivo. El volumen objetivo a inyectar en el *pattern infill* será de 0,30 volúmenes porales.

Implementación y logística

Las mezclas de surfactantes puros habitualmente son soluciones viscosas a temperatura ambiente, lo que dificulta su almacenamiento e inyección directa. Razón por la cual los productos comerciales disponibles tienen

baja actividad y están diluidos en agua o solvente. Es recomendado preparar el surfactante desarrollado para el proyecto en solución parcialmente diluida en agua para facilitar su bombeo.

La planificación de la logística de movimiento de materia prima y stock es clave para lograr costos competitivos de surfactante puesto en yacimiento (Barnes *et al.*, 2018). Para evitar el coste en flete de movilización de agua, se transporta puro desde Buenos Aires hasta una locación cercana al yacimiento, donde se prepara la solución final que se moviliza en isotanques pocos kilómetros hasta el tanque de almacenamiento de producto en planta de polímeros.

Monitoreo

La definición de un plan de monitoreo adecuado para el control y el seguimiento del piloto es esencial para el análisis del resultado final. El plan consiste en una serie de mediciones que se agrupan bajo los siguientes elementos:

Inyección

- Control de calidad QA/QC lotes de fabricación.
- Físico químico, contenido de hidrocarburos y sólidos en suspensión del agua de inyección.
- Medición de viscosidad de: 1) solución de polímeros, 2) solución SP inyectada.
- Medición de IFT de: 1) producto puro, 2) solución de surfactante en tanque stock y 3) solución SP inyectada con petróleo a condiciones de reservorio.
- Telemetría de presiones y caudales por pozo.

Reservorio

- Seguimiento de la saturación de petróleo a través del perfil de Carbono Oxígeno (C/O) en el pozo monitor, con una frecuencia de seis meses desde la perforación.

En la figura 10 se muestra los resultados obtenidos del primer perfil a pozo entubado (CH) realizado en el pozo monitor, previo a iniciar la inyección de surfactante. Como se observa, en los intervalos de interés las saturaciones de agua se aproximan a un valor promedio entre 70% y 60 %, posinyección de polímeros.

- *Fall off test* antes y después de la inyección de surfactante.
- Registros de inyección y producción (PLT-ILT).

Producción

- Medición de la concentración de polímero y surfactante en los pozos productores e ingreso a batería y planta, mediante espectrofotómetro UV-Visible usando técnicas específicamente desarrolladas y adaptadas para los productos inyectados y los fluidos de producción.
- Luego del *breakthrough* del surfactante, medición de IFT en los pozos productores e ingreso a batería y planta.

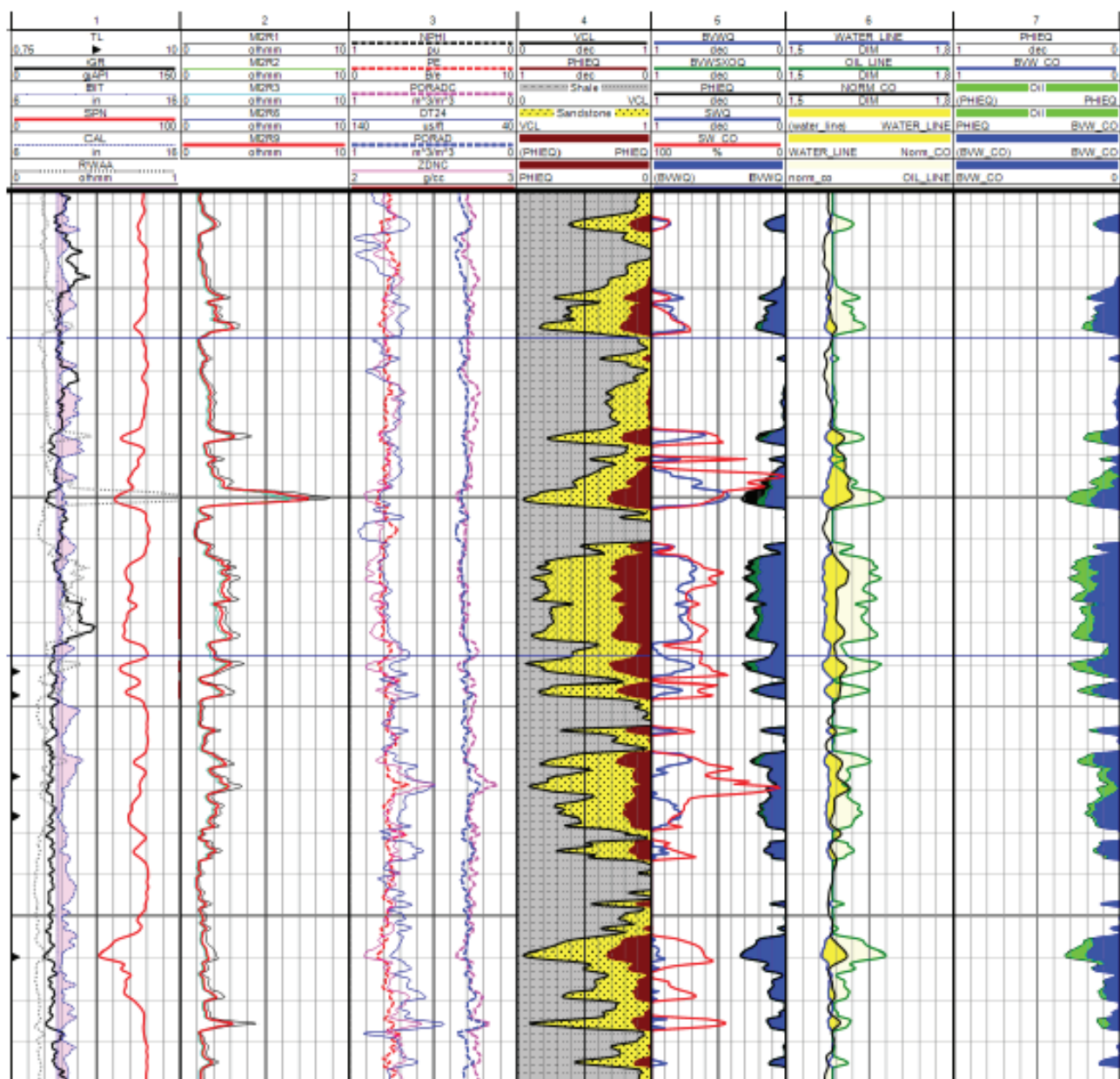


Figura 10. Perfil neutrón pulsante del pozo monitor.

- *Bottle test* y *Jar test* para monitorear la eficiencia de los tratamientos de deshidratación y clarificación.
- Caracterización del crudo y agua de producción. Debido a que la tecnología favorece la movilización de “nuevo” petróleo e intercambio iónico con la superficie mineral expuesta, es posible que el hidrocarburo y agua producida se modifiquen.

Conclusiones

Plantear desde el inicio y de manera integral un proyecto de inyección surfactante-polímero (SP) incluyendo el desarrollo de surfactante con bases conocidas es

fundamental para viabilizar la masificación costo-efectiva de los proyectos de SP y poder sortear los puntos débiles principales de este tipo de proyectos: logística, tratamiento de la emulsión producida y reutilización del agua de producción para inyección.

Se logró desarrollar localmente una formulación de surfactante superadora a otras disponibles en el mercado, que alcanza el objetivo de 0,01-0,001 mN/m de IFT desde 500 ppm de concentración, compatible con el polímero, estable en condiciones de reservorio, sin detrimento del control de movilidad ya ganado con polímero y sin interferencias con el tratamiento en superficie de la producción.

¿Qué viene en la cuenca del golfo de San Jorge después de polímeros? El éxito del piloto podrá responder a esa interrogante, ya que se presenta como una tecnología que abrirá una nueva frontera en el desarrollo de la cuenca, marcando el cuarto hito que pone en valor la gran cantidad de petróleo residual que hoy es bypassado con agua y polímeros, logrando expandir los factores de recuperación a niveles superiores a los actuales. Así es posible extender la vida de los yacimientos maduros.

Referencias

- Barnes, J.; Regalado, D.; Crom, L.; Doll, M.; King, T.; Co-
vin, D.; Crawford, J.; Kunkeler, P. (March, 2018). *Large Scale EOR Projects: Cutting Costs on Surfactant Supply Logistics*. Paper presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia.
- Buciak, J.; Fondevila Sancet, G.; Del Pozo, L. (2013). *Polymer Flooding Pilot Learning Curve: 5+ Years Experience to Reduce Cost per Incremental Oil Barrel*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 September-2 October 2013, Louisiana, USA.
- Del Pozo, L.; Daparo, W. D.; Fernández, G. and Carbo-
netti, J. (April 2018). *Implementing a Field Pilot Project for Selective Polymer Injection in Different Reservoirs*. Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA.
- Delamaide, E.; Rousseau, D.; Wartenber, N.; Salaun, M. (November 2021). *Surfactant Polymer SP vs. Alkali-Surfactant Polymer ASP: Do We Need the a in ASP?* Paper presented at the SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, event canceled.
- Fondevila Sancet, G.; Goldman, M.; Buciak, J. M.; Varela, O.; D'Accorso, N.; Fascio, M.; Manzano, V. and Luong, M. (March 2018). *Molecular Structure Characterization and Interaction of a Polymer Blend of Xanthan Gum-Polyacrylamide to Improve Mobility-Control on a Mature Polymer Flood*. Paper presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman.
- Li, Z; Zhang, A.; Cui, X.; Zhang, L.; Guo, L. and Liantao, S. (April 2012). *A Successful Pilot of Dilute Surfactant-Polymer Flooding in Shengli Oilfield*. Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA.
- Lu, Q.; Ning, Y.; Wang, J. and Xue, Y. (August 2015). *Full Field Offshore Surfactant-Polymer Flooding in Bohai Bay China*. Paper presented at the SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia.
- Massarweh, O.; Abushaikh, A. S. (2020). The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances, *Energy Reports*, 6, 3150-3178.
- Puskas, S.; Vago, A.; Toro, M.; Ordog, T.; Kalman, G.; Hanzelik, P.; Bihari, Z; Blaho, J.; Tabajdi, R.; Dekany, I.; Dudas, J.; Nagy, R.; Bartha, L.; and Lakatos, I. (March 2018). *Surfactant-Polymer EOR from Laboratory to the Pilot*. Paper presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman.
- Wang, H.; Cao, X.; Zhang, J.; Zhang, A. (2009). Development and application of dilute surfactant- polymer flooding system for Shengli oilfield, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 65, 1-2, pp. 45-50.

