



Análisis de los efectos del agregado de agentes surfactantes a fluidos de producción y sus consecuencias en la performance de los pozos

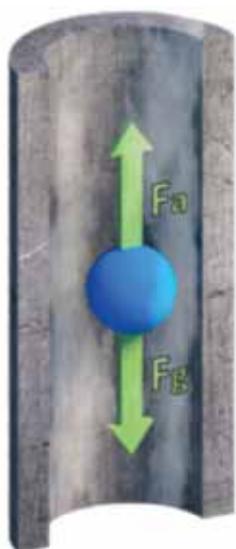
Por **Natalia Irazuzta** (Pecom) y **Nicolás Gallardo** (Colaborador, Universidad Nacional del Comahue)

Este trabajo resultó ganador en el 1º Concurso para Jóvenes Profesionales de la Industria de los Hidrocarburos, realizado en el marco del 7º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, realizado por el IAPG en noviembre de 2019 (Mar del Plata).

Las mermas de producción debido a la presencia de carga líquida son inherentes a la explotación de yacimientos gasíferos, independientemente del origen y la naturaleza de la carga. Si bien es una manifestación distintiva de los yacimientos maduros, no es exclusiva, y su remediación es necesaria tanto en yacimientos convencionales como no convencionales para incrementar la producción o evitar su cese.

Existen múltiples modelos a la hora de llevar a cabo la predicción de la carga líquida en un pozo. La mayoría de ellos derivan del análisis adoptando el modelo de gota de líquido en el seno de una corriente gaseosa planteado por Turner. El modelo establece el equilibrio entre las fuerzas que actúan en una gota esférica de líquido sujeta a la acción de una corriente vertical de gas. Sobre la gota actúan, por un lado, la fuerza gravitatoria (F_g) debida al propio peso y, por el otro, la fuerza de arrastre (F_a) ejercida por la corriente ascendente de gas (Figura 1).

A raíz de una serie de simplificaciones y condiciones de borde surge la expresión de Turner:



$$v_c = 1,8949 \cdot \left(\frac{(\rho_l - \rho_g) \cdot \sigma}{\rho_g^2} \right)^{1/4}$$

Donde v_c es la velocidad crítica, ρ_l es la densidad del líquido, ρ_g es la densidad del gas y σ es la tensión superficial. Varios autores complementaron los estudios de Turner para distintas condiciones de operación siguiendo la misma premisa. A raíz de ello, el análisis de carga líquida a partir del criterio de la velocidad crítica depende necesariamente de la tensión superficial y las densidades de los fluidos.

Figura 1. Representación de las fuerzas intervencientes en una gota esférica inmersa en una corriente vertical de gas.

El efecto de la espuma sobre la producción de líquidos puede describirse en términos de la velocidad crítica. La espuma reduce el valor crítico de velocidad de flujo de gas necesario para arrastrar a los líquidos, debido a un efecto combinado que incluye la disminución de la densidad de la columna y de la tensión superficial del líquido.

En la teoría existe un valor límite hasta el cual es posible disminuir la tensión superficial de un líquido. Dicho valor se denomina concentración micelar crítica, es decir, una vez alcanzada dicha concentración, el incremento de producto no implicaría un cambio en la tensión superficial.

Antecedentes

Para llevar a cabo predicciones del efecto de la carga líquida en los pozos se utilizan, entre otras herramientas, simuladores basados en cálculos de velocidades y caudales críticos. Se analiza la condición inicial del pozo teniendo en cuenta distintos parámetros, como caudales, presiones, temperaturas, GE y desviación.

Para el caso puntual de la aplicación de espumante, se replica la corrida de simulación modificando los parámetros de tensión superficial y densidad. Es una postura conservadora, ya que no supone un cambio en las condiciones operativas del pozo, sino únicamente en los criterios de evaluación. Es decir, si es viable el alivio mediante la predicción, será aún más factible en el pozo. Para llevar a cabo las modificaciones en los parámetros generalmente se utilizan consideraciones obtenidas de la bibliografía. Las mismas suponen reducciones arbitrarias, constantes e independientes de las condiciones del pozo y las características del fluido, basadas en mediciones empíricas.

Con la intención de mejorar estas predicciones y acondicionar los cálculos a los fluidos y bases químicas de interés se gestó un proyecto constituido por las siguientes etapas:

1. Selección de los fluidos que se utilizarán

Se seleccionaron *a priori* dos yacimientos con características de fluidos antagonicas. Uno de los yacimientos reporta un alto corte de condensado y agua de producción de baja salinidad mientras que el otro cuenta con un corte bajo de condensado, liviano, y agua de producción con elevada salinidad. Ambos yacimientos pertenecen a la cuenca neuquina y manifiestan dificultades derivadas de la carga líquida con pozos presentando merma total de producción.

Los fluidos utilizados para los ensayos fueron los del yacimiento con mayor salinidad.

2. Selección de productos que se evaluarán

Los espumantes son surfactantes y como tales están compuestos por moléculas anfipáticas, es decir, que cuentan con un extremo hidrofílico o polar, y otro hidrofóbico o no polar. Se clasifican según la naturaleza del extremo polar. Existen diversas clases de espumante, una de las clasificaciones consiste en aniónicos, catiónicos, anfóteros y no iónico, aunque existen subcategorías.

En la práctica y, especialmente en la industria del Oil & Gas, no se utilizan las bases espumantes de forma individual, sino que se constituye una mezcla de ellas

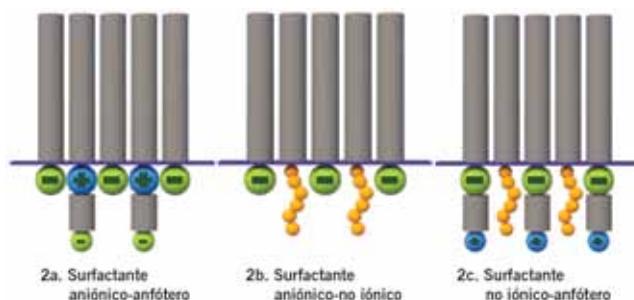


Figura 2 (a, b, c). Representación de la disposición de las moléculas surfactantes en la interfase.

conformando, por ejemplo, productos aniónicos-anfóteros. La finalidad de la combinación reside en la posibilidad de incrementar la concentración de espumante en la interfase, evitando la repulsión de cargas en el extremo polar de las moléculas y permitiendo una disminución mayor de la tensión superficial (Figura 2 a, b, c).

Dentro de la gama de productos disponibles se seleccionaron dos productos para analizar:

Producto A: aniónico-anfótero

Producto B: no iónico-anfótero

3. Selección de los ensayos por ejecutar

Para realizar un protocolo que resulte técnicamente sustentable, tenga implicancias en el proceso de selección y se alimente, a su vez, de la experiencia práctica *in situ*, y repercuta en la misma, se confeccionó la siguiente secuencia de ensayos:

- Evaluación de las tensiones superficiales en condiciones dinámicas y la densidad del líquido.

Los ensayos se llevaron a cabo en el Laboratorio de fisicoquímica de la Universidad Nacional del Comahue y se trabajó con un colaborador tanto para la ejecución de los ensayos como para un primer análisis de resultados.

Se utilizaron los fluidos de yacimiento y los productos propios.

- Ensayos de performance y estabilidad de los productos espumantes.

En este caso se utilizaron el laboratorio interno de la compañía y los fluidos de los mismos yacimientos.

- Aplicación en pozo

Se analizaron casos de relevancia y pozos en los que se modificó la dosis o el producto.

4. Evaluación preliminar de resultados.

5. Ensayos complementarios.

6. Evaluación final de resultados y conclusiones.

Ejecución del ensayo

Evaluación de las tensiones superficiales en condiciones dinámicas y la densidad del líquido

Se diseñó el ensayo de manera de abarcar el mayor número de variables posibles y lograr mayor representatividad. Los parámetros que se contemplaron se resumen en la tabla 1.

5		VARIABLES A CONSIDERAR
01		Temperatura 20°C 50°C 70°C
02		Presión Atmosférica
03		Dosis de espumante 1000ppm 2000ppm 4000ppm 6000ppm
04		Corte HC/Agua 20/80 50/50 80/20
05		Producto A B C

Tabla 1. Variables y valores considerados durante el ensayo.

Debido a que el equipo utilizado no permitía realizar mediciones a presión, fue necesario trabajar en condiciones atmosféricas. En los modelos matemáticos empleados para calcular la tensión superficial, la misma es independiente de la presión, por lo cual se estima que no repercutirá considerablemente en la representatividad de los ensayos.

Las concentraciones se corresponden a las utilizadas generalmente en campo. Si bien a nivel performance, en laboratorio, se utilizan valores considerablemente menores.

Los productos que se evaluaron fueron dos. El designado como producto "C" corresponde a la muestra en "blanco" es decir, a la muestra sin dosificar ningún espumante.

La modalidad consistió en dejar 4 variables fijas y modificar únicamente una por ensayo. De esta manera, se pretendía obtener una serie de mediciones de tensión superficial para los distintos parámetros que permitiera luego establecer una correlación con el fin de extrapolar aquellos valores que no estuviesen contemplados en las mediciones. Esquemáticamente, se presenta un ejemplo de ensayo en la figura 3 (a, b, c).

Considerando todas las combinaciones, se estimó un total de 55 ensayos de tensión superficial en una primera corrida. Además, los ensayos de densidad y tensión interfacial.

Los equipos utilizados fueron los siguientes:

- Los valores de densidad se determinaron con un analizador de pulsos ultrasónicos ANTON PAAR DSA 5000.
- Las tensiones superficiales se determinaron con un tensiómetro de volumen de gota LAUDA TVT2. El equipo consiste en una unidad mecánica que opera en conjunto con una unidad de control electrónico. En la unidad mecánica, dos husillos accionados por un

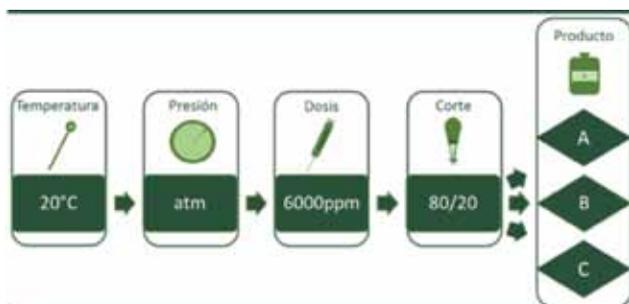


Figura 3a. Ejemplo de corrida de ensayo a 20 °C que evalúa *performance* en función de la temperatura.

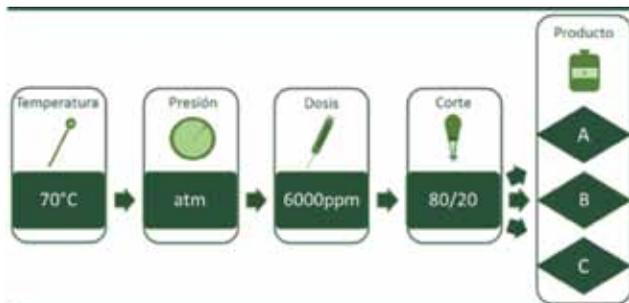


Figura 3b. Ejemplo de corrida de ensayo a 50 °C que evalúa *performance* en función de la temperatura.

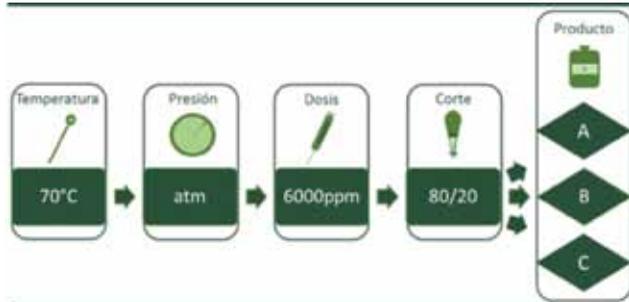


Figura 3c. Ejemplo de corrida de ensayo a 70 °C que evalúa *performance* en función de la temperatura.

motor permiten controlar la posición del vástago de una jeringa de alta precisión que contiene la muestra en estudio. El movimiento del vástago induce la formación y el crecimiento de una gota colgante sobre la punta del capilar. Cuando la misma alcanza su tamaño crítico, se desprende y es registrada por un sensor fotoeléctrico de barrera de luz instalado en el equipo. Esta situación ocurre cuando el peso de la gota compensa las fuerzas intermoleculares debidas a la tensión superficial. El valor se corrige teniendo en cuenta las gotas parásitas.

Ensayos de *performance* y estabilidad de productos espumantes

Para realizar los ensayos de *performance* se utilizó un equipo adaptado de la norma ASTM-892, destinada a la evaluación de ruptores de espuma para el condensado.

El equipo permite evaluar dos condiciones de manera simultánea, ya sea distinto producto, corte, o dosis, en dos probetas dispuestas en forma paralela.

Se utilizaron los fluidos de producción.

Los ensayos para evaluar *performance* son los siguientes:

- Capacidad de formación de espuma en un volumen

fijo. Se observa la velocidad de formación, la evolución del volumen hasta alcanzar el valor final, la tenacidad de la espuma, sus características y luego su ruptura.

- Capacidad de arrastre en un tiempo fijo. Se corre el ensayo en un tiempo prolongado permitiendo el derrame de líquidos. Se cuantifican los mismos y el corte.

A partir de ambos ensayos se selecciona el producto con mejor *performance*.

Los ensayos se acompañan con un análisis de estabilidad de los productos, evaluándolos a las condiciones de fondo y, a su vez, su compatibilidad con los fluidos involucrados en la operación.

Aplicación en pozo

Todos los pozos por analizar en el protocolo dosificaban el espumante a fondo a través de un tubing capilar de 1/4" o se instaló el capilar para dicho fin.

Las variables de seguimiento de *performance* dependen de las instalaciones y la disponibilidad.

Resultados

Evaluación de las tensiones superficiales en condiciones dinámicas y la densidad del líquido

Todas las mediciones fueron tabuladas. En un primer procesamiento, se descartaron datos anómalos y se clasificó por variable a analizar. Los valores se procesaron con la correlación de Redlich-Kister. Esta correlación permitió la confección de ecuaciones que, eventualmente, podrían introducirse al software para calcular la tensión superficial que más se adecúa a cada escenario u obtener un valor que no fue necesariamente ensayado experimental.

El primer paso para el análisis fue la evaluación de los fluidos y los productos de forma separada. Respecto de los productos químicos puros, se registraron los valores de la tabla 2.

La primera dificultad que se manifestó fue a la hora de analizar las mezclas de agua/condensado a la temperatura de 70 °C, ya que la separación resultaba inmediata por lo que la medición de tensiones superficiales no se consideraba representativa. Por ello que se realizó una única corrida a diferentes temperaturas y en el resto de los ensayos de fijó la temperatura a 20 °C. A partir de la primera, se analizaría la variación con este parámetro y la necesidad de

Tensión superficial (mN/m)	25,170	24,727
Densidad (gr/cm ³)	1,0656	1,0415

Tabla 2. Tensión superficial y densidad de los productos A y B.

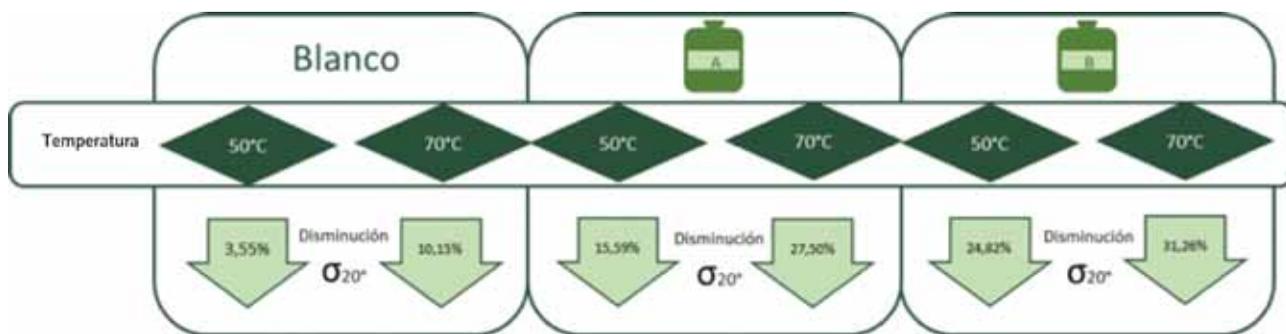


Tabla 3. Disminución porcentual de la tensión superficial como consecuencia del incremento de la temperatura, tomando como base los valores medidos a 20 °C. Se utilizó φHC 20%.

corregir en el caso de encontrarse a otra temperatura. Se realizaron las mediciones en el blanco (con un corte del 20% de condensado) y frente al agregado de ambos productos (Tabla 3).

Se realizaron una gran cantidad de ensayos, en la figura 4 se resumen los más relevantes.

Algunas observaciones que se derivan de las mediciones son las siguientes:

- La máxima disminución de la tensión superficial que se logra con la aplicación del espumante alcanza el 57%.
- Las tensiones superficiales alcanzadas en las máximas disminuciones, llamativamente se corresponden con los valores de tensión superficial de los productos puros.
- La tensión superficial se ve prácticamente inalterada para los cortes del 100% de hidrocarburo.
- A medida que incrementa la dosis, el valor de la tensión superficial disminuye hasta el punto en el que las dosis de 4000 ppm y 6000 ppm prácticamente no presentan diferencias.
- El espumante B presenta mejor performance a medida que incrementa el corte de HC, a excepción de la aplicación en la muestra 100% agua.
- En promedio, la dosis de 2000 ppm presenta la mejor performance en términos de disminución de tensión superficial (Figura 5).

Las densidades del líquido no se vieron prácticamente afectadas por la presencia de ninguno de los productos.

Las variaciones con la temperatura se correspondían con las de fluidos puros.

Adicionalmente se cuantificaron las tensiones interfaciales. El producto A demostró una disminución mucho más severa de la tensión interfacial frente al incremento de dosis, indicando una posible mayor tendencia a la formación de emulsiones.

Ensayos de performance y estabilidad de productos espumantes

Para correlacionar los resultados obtenidos en términos de tensión superficial, se utilizaron los productos A y B para evaluar su performance con el equipo antes mencionado.

Respecto a la dosis, es necesario trabajar con valores considerablemente más bajos de manera de obtener diferencias contundentes entre los distintos escenarios. Al trabajar con concentraciones elevadas se producen espumas de manera inmediata y voluminosas, que no permiten una comparación (Tabla 4).

En las figuras 6 y 7 se resumen los resultados obtenidos. Para el producto A, se utilizó el color azul, mientras que el producto B se utilizó el color Verde. Para distinguir los ensayos según corte se utilizaron los marcadores (color y geometría).

Se observan las siguientes cuestiones:

- El producto A presenta mejor performance para altos cortes de agua mientras que el producto B presenta la

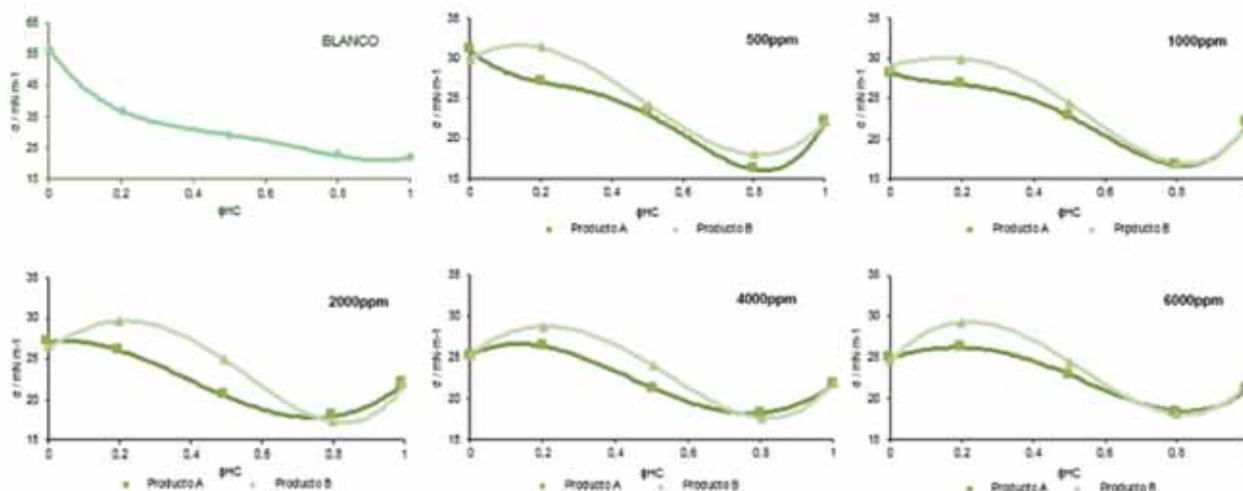


Figura 4. Valores de tensión superficial obtenidos en las distintas condiciones de ensayo y clasificados según la dosis de producto espumante agregado.

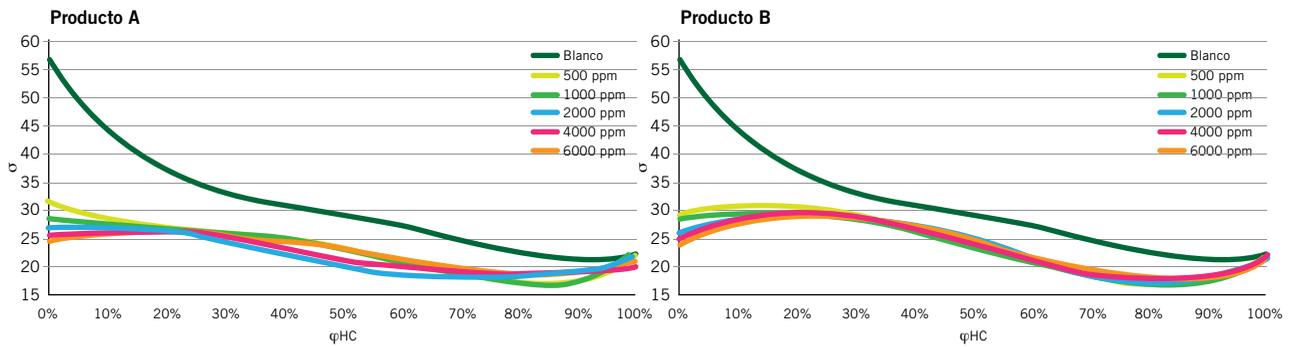


Figura 5. Valores de tensión superficial obtenidos en las distintas condiciones de ensayo y clasificados según el producto espumante agregado.

CONDICIONES DEL ENSAYO	
01	 Temperatura 20°C
02	 Presión Atmosférica
03	 Dosis de espumante 100ppm 250ppm
04	 Corte HC/Agua 20/80 50/50 80/20
05	 Producto A B

Tabla 4. Condiciones de los ensayos de performance.

- mejor performance para un alto corte de condensado.
- Ambos productos mejoraron su performance frente al incremento de dosis.
- El producto B presenta buena performance aún a altos cortes de agua.
- El incremento de dosis redujo considerablemente el tiempo en alcanzar el volumen final en todos los casos.
- El producto A se ve afectado por la presencia de hidrocarburo.
- A mayor dosis se vuelve más evidente la diferencia entre las distintas condiciones evaluadas, en el inicio de la formación de la espuma.

Los ensayos de arrastre se realizaron en condiciones análogas. Se incrementaron las dosificaciones para garantizar el arrastre. Se midieron los volúmenes desplazados en 5 minutos y el porcentaje que representaban respecto al volumen de líquido inicial. Se resumen los resultados en la tabla 5.

Se observan las siguientes cuestiones:

- Los resultados son correspondientes con el ensayo de performance a volumen fijo.
- El incremento de dosis implicó un mayor arrastre.

Aplicación en pozo

Se cuenta con vasta experiencia en la aplicación de productos químicos espumantes en pozos. A continuación, se

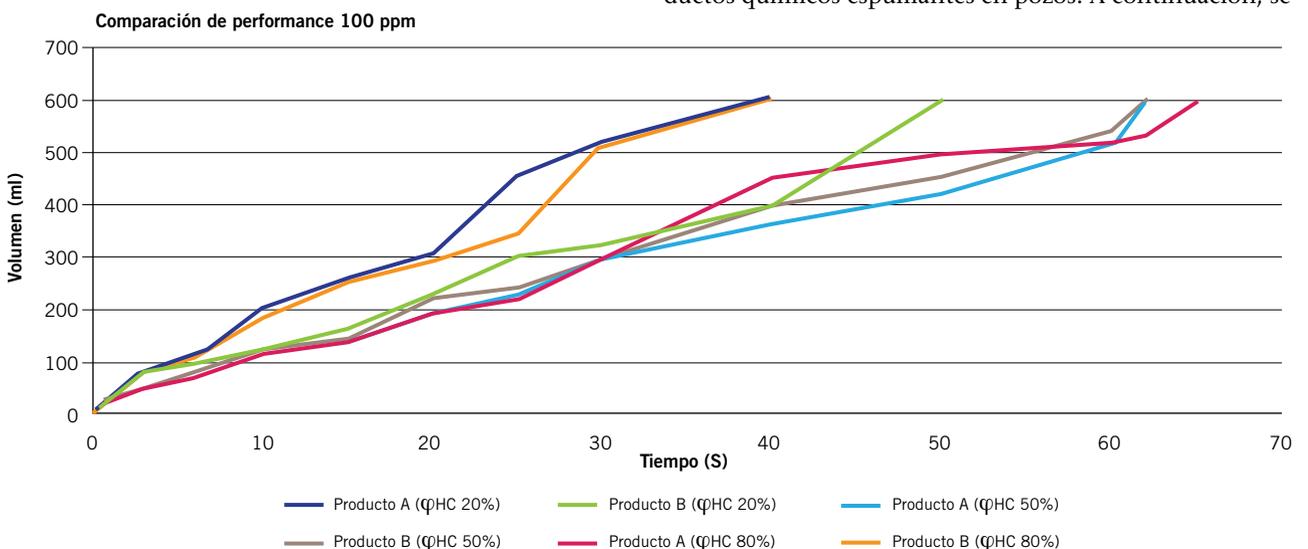


Figura 6. Volumen de columna espumada versus tiempo al aplicar una dosis de 100 ppm de los productos A y B para distintos φHC.

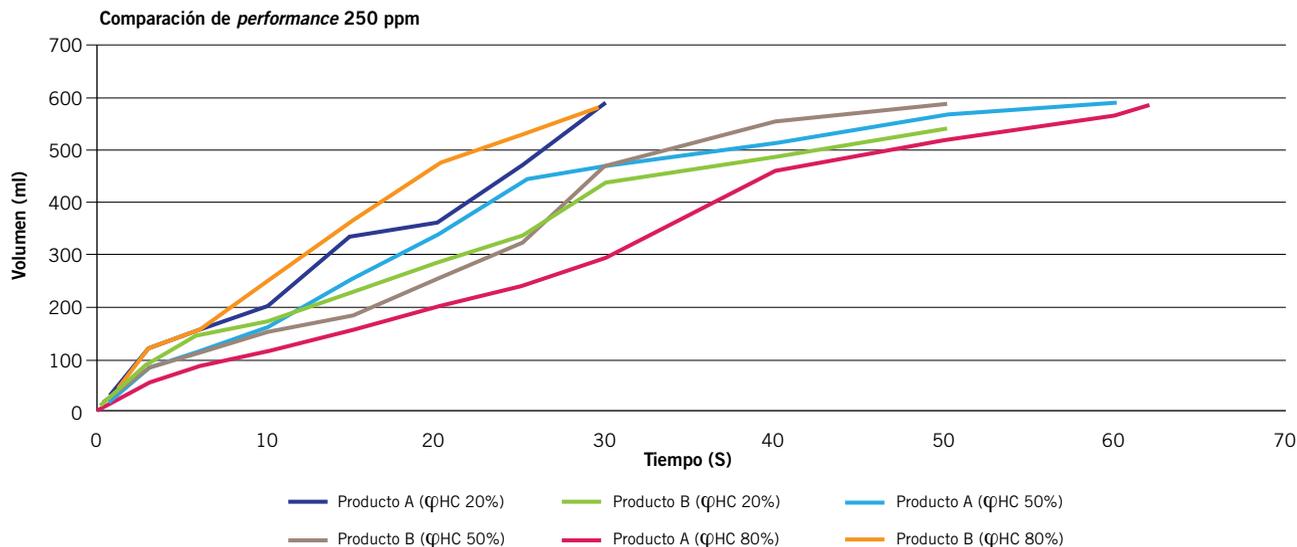


Figura 7. Volumen de columna espumada versus tiempo al aplicar una dosis de 250 ppm de los productos A y B para distintos ϕ HC.

		2000 ppm	6000 ppm
ϕ HC	Producto	2000 ppm	6000 ppm
20%	A	18	25
	B	14	20
50%	A	12	14
	B	14	18
80%	A	6	9
	B	19	28

Tabla 5. Porcentajes de arrastre en 5 minutos para los tres cortes, los dos productos y las dos dosis evaluadas respecto al volumen original de muestra.

informan algunos casos en los que fue posible ensayar ambos productos a pesar de presentar distintos cortes. Todos los pozos analizados corresponden a la cuenca neuquina.

POZO A: ϕ HC 10%

El pozo en cuestión prácticamente no produce condensado. Tiene registro de telemetría en pozo que cuantifica el caudal de gas y la presión en boca.

Se inició la dosificación con el producto A obteniendo muy buena performance a 5000 ppm. Frente a la estabilización, se incrementó la dosis logrando una respuesta favorable del pozo, obteniendo un nuevo caudal de producción estable. Al incrementar nuevamente la dosis no se observaron cambios, por lo tanto se restituyó la dosis anterior.

Al mutar al producto B no fue posible obtener la estabilización a dosis inicial de 5000 ppm, por lo cual se aumentó la misma. Nuevamente el pozo manifestó síntomas de carga líquida y la aparente presencia de flujo pistón por eso se aumentó la dosis nuevamente, obteniendo mayor estabilidad, pero menor producción en comparación con el producto A.

El pozo finalmente quedó dosificando el producto A, en torno a las 7000 ppm.

POZO B: ϕ HC 70%

El pozo B no posee medición en línea y se controla únicamente a través de separador de control en locación. Hasta el momento de instalar el capilar, el pozo operaba ciclando y aplicando velas espumantes para alto corte de hidrocarburo.

Inició su dosificación con el producto B a 3000 ppm obteniendo incremento de producción, sin lograr estabilizar la misma. Frente a dos incrementos de dosis no manifestó respuesta.

Al cambiar al producto A, a 5000 ppm, el pozo pudo incrementar la producción obteniendo el mismo máximo que en el caso del producto B, pero logrando estabilización y, por lo tanto, una acumulada mayor. Se pudo superar considerablemente la producción que se obtenía mediante el ciclado. Actualmente es el producto en aplicación.

POZO C: ϕ HC 20%

Hasta el momento de la dosificación continua mediante capilar, el pozo operaba en ciclos, con orificio en fondo. Se controló utilizando el separador de control de la batería. No se pronosticaba un alivio de carga líquida mediante simulación asumiendo una disminución de la tensión superficial según la bibliografía.

Inició su dosificación con el producto A y obtuvo muy buena respuesta a 8000 ppm. El incremento en la dosis no se reprodujo en un aumento de producción, por eso se ensayó con una dosis menor a la inicial logrando sostener la performance.

El producto B obtuvo respuesta moderada a 5000 ppm, por lo que se restituyó la dosis de 5000 ppm del producto A.

POZO D: ϕ HC 90%

El pozo producía con evidencias consistentes de flujo pistón. El control se realizó utilizando el separador de control de la batería. Ya se había implementado, sin éxito, el tratamiento con producto químico espumante.

El pozo inició su tratamiento con el producto A, incrementando su caudal de producción sin lograr estabilización. Al cabo de unos días el pozo comenzó a manifestar nuevamente evidencias de flujo pistón. Se incrementó la dosis de 5000 ppm a 10.000 ppm. Se logró mayor estabilidad sin incremento de producción. En el tiempo restante del ensayo, el pozo sostuvo su performance.

Al ensayar el producto B a 5000 ppm el pozo incrementó considerablemente el caudal de producción y logró sostenerlo al cabo del tiempo. Permaneció en tratamiento con dicho producto en torno a las 5000 ppm.

Conclusiones

A nivel del laboratorio se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- En términos de disminución de tensión superficial, en correspondencia con lo establecido por las ecuaciones de modelado, un incremento en la temperatura se traduce en una disminución de la tensión superficial. Dicho efecto se ve magnificado por la presencia de ambos productos espumantes logrando un descenso de hasta el 31%.
- La mayor reducción de tensión superficial a 20 °C fue lograda en un corte del 100% de agua, y corresponde a una disminución del 57%. Si a ese valor, además, se lo afecta por la temperatura, sería viable obtener un descenso de la tensión superficial del orden del 70%, superando ampliamente el 47% informado en la bibliografía. Este valor, en consecuencia, permitiría explicar casos en los que, al simular la condición de espumamiento, el caudal de producción del pozo no logra superar al crítico y aun así se obtiene respuesta favorable al aplicar el producto en campo.
- Fue posible obtener funciones para reproducir el comportamiento de la tensión superficial en dependencia con el tipo de producto, la dosis, el corte y la temperatura. En general, se obtuvo un polinomio de grado dos, utilizando las correlaciones de Redlich-Kister. Aun si no se deseara incorporar, por cuestiones de simplicidad, una ecuación, es posible obtener un factor de reducción de la tensión superficial promedio para una condición dada, teniendo en cuenta el corte, el producto y la dosis y afectarlo térmicamente según modelo y gradiente a cada profundidad.
- La capacidad de reducción de los productos pareciera verse afectada por la tensión superficial del producto en sí. Frente a esa evidencia se ensayó la tensión superficial de otros productos disponibles sin obtener un valor considerablemente menor que ameritara una

nueva corrida de ensayos. Resultaría importante a la hora de llevar a cabo las formulaciones de productos espumantes, considerar este factor en visperas de obtener productos que, en su estado puro, posean una tensión superficial menor.

- Las curvas a 4000 ppm y 6000 ppm son prácticamente idénticas, lo que pareciera indicar que se ha alcanzado la concentración micelar crítica a nivel laboratorio, para dichas condiciones.
- El producto A, por su naturaleza iónica, se espera que haya sido más afectado por la elevada salinidad del agua. Los espumantes aniónicos se ven fuertemente afectados por la presencia de cationes, con lo que resultaría de interés replicar los ensayos utilizando agua de menor salinidad.
- Era esperable que el producto no tuviese efecto en la densidad del líquido, ya que, por un lado, se aplica en bajas proporciones y, por el otro, al mencionar que el surfactante afecta la densidad se refiere a la de la columna de líquido que a nivel laboratorio no es posible cuantificar.
- El producto con componente iónica en su formulación (aniónico-anfótero) presenta mayor aplicación en altos cortes de agua y pareciera verse considerablemente afectado por la presencia de hidrocarburo. Tanto en la medición de la tensión superficial como en la de performance, el producto A no resultaría recomendable para cortes por encima del 80% de condensado.
- El producto sin componente iónica (no iónico-anfótero) presenta una excelente performance en presencia del 100% de agua, tanto en términos de reducción de tensión superficial como en los ensayos de performance. Sin embargo, en presencia de más del 20% de corte de hidrocarburos, su performance mejora considerablemente al aumentar la proporción.
- Ninguno de los productos presenta respuesta en un corte del 100% hidrocarburo, con lo que su funcionamiento está condicionado a la presencia de agua aunque sea en baja proporción.
- El corte 50/50 pareciera ser el escenario más desfavorable para ambos productos, ya que se obtuvieron las menores reducciones en la tensión superficial y las peores performances a nivel laboratorio.





- En los ensayos de volumen y tiempo fijos, el incremento en la dosis se replicó directamente en una mejora en los resultados de ambos productos. No se alcanzó una dosis que al aumentarla no significara una mejora en la performance.
- La medición de tensión interfacial resulta un factor interesante a incorporar a la hora de estudiar la tendencia a la formación de emulsiones de los productos. Al igual que en las mediciones registradas, el producto A ha manifestado leves indicios en campo, a diferencia del producto B que no ha registrado inconvenientes derivados de la formación de emulsiones aguas debajo del pozo.

A nivel pozo se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- El producto A demostró mejor aplicación en productos de altos cortes de agua a excepción del pozo C que llamativamente, a pesar de contar con un corte alto en hidrocarburo, se vio más favorecido por la aplicación del producto A.
- El producto B claramente demostró mejor performance en el pozo de alto corte de condensado.
- En los pozos A y C pareciera haberse alcanzado la concentración micelar crítica. Es decir, que dicho factor no resulta solamente relevante a nivel laboratorio, sino que, en términos prácticos, se espera encontrar una dosis de espumante por encima de la cual la producción no incremente más. Es importante esta cuestión, ya que al aumentar la dosis es factible que la tenacidad de la espuma sea mayor y las probabilidades de restitución de la espuma aguas abajo del pozo incrementen pudiendo significar dificultades operativas en las instalaciones de superficie. El incremento de dosis resulta favorable solo hasta cierto punto, es menester trabajar junto con la operadora para alcanzar dicho valor para la condición contemporánea del pozo y reevaluarla a medida que se modifican las variables operativas.
- Dentro de los valores considerados, los pozos con temperaturas en fondo superiores tienen más probabilidad de disminuir en mayor medida su tensión superficial.
- Las concentraciones requeridas a nivel pozo son considerablemente superiores a las de laboratorio. En términos de los ensayos de performance, esto deriva del

hecho que, al utilizar grandes concentraciones no se logran obtener diferencias relevantes que permitan realizar un análisis comparativo. A nivel tensión superficial, si bien las concentraciones utilizadas resultan comparables, las condiciones de ensayo no son precisamente las mismas que en el pozo y se estima que existen otros factores que repercuten en la formación de la espuma, como la presencia de sólidos.

Proyectos a futuro a partir de los resultados obtenidos:

- Las mediciones ejecutadas fueron muchas y se dispone, además, de una extensa cantidad de ensayos de performance y pozos tratados para correlacionar. Se pretende continuar con el procesamiento de datos y complementar el análisis en el caso que resulte necesario.
- Realizar mediciones de tensión superficial de otros productos de la cartilla y replicar los ensayos, como mínimo con un corte del 100% de agua, con alguno de los que presente tensión superficial, en estado puro, menor. En función de los resultados, evaluar la necesidad de formular productos espumantes con una tensión superficial de base, menor.
- Ejecutar nuevamente las mediciones de tensión superficial con la utilización de agua de producción con menor salinidad, en particular la del producto A y comparar.
- Incorporar los parámetros medidos a un modelado de disminución de presiones, particularmente de P_{fw}, frente al agregado de espumante, de manera de construir curvas VLP con la columna líquida espumada que permitan, mediante un análisis nodal, predecir los caudales de producción esperados y favorecer la toma de decisiones a la hora de seleccionar un método de alivio de carga líquida.

Referencias

- Ajani A., M. Kelkar, C. Sarica y E. Pereyra, 2016, "Effect of surfactants on liquid loading in vertical wells", *International Journal of Multiphase Flow*, 2016, 83: 183-201.
- Atkins, P. y J. de Paula, 2006, "Physical chemistry", W. H. Freeman and Company, 8va ed., 2006.
- Joseph A., C. M. Sand y J. A. Ajiienka, 2013, "Classification and Management of Liquid Loading in Gas Wells", artículo presentado en SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria, Agosto, 2013.
- Redlich, O. y A. T. Kister, 1948, "Algebraic representation of thermodynamic properties and the classification of solutions", *Ind. Eng. Chem.*, 1948, 40: 345-348.
- Sanni M., 2018, "Petroleum Engineering: Principles, Calculations, and Workflows", Wiley.
- Sevic S. y M. Solesa 2006, "Production Optimization Challenges of Gas Wells with Liquid Loading Problem Using Foaming Agents", artículo presentado en SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscú, Rusia, octubre 2006.
- Turner, R. G., M. G. Hubbard y A. E. Dukler, 1969, "Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells", *J. Pet. Tech.*, 1969, 1475-1482.