



Soluciones dinámicas para el control de incrustaciones insolubles de sulfato de bario en un yacimiento maduro en la Argentina.

Un caso de adecuación tecnológica

Por **Mara Schenkel, Marcela Morales Bobes y Santiago Pérez Millan** (Pluspetrol)

Este trabajo fue seleccionado del *6º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG*.

La deposición de incrustaciones en el *well bore* y punzados constituye uno de los principales problemas del Yacimiento Centenario. Las nuevas tecnologías permiten que yacimientos maduros con problemáticas severas de formación de incrustaciones, alto corte de agua y con costos operativos excesivos hagan sostenible su actividad, con el aporte de una opción económica y técnicamente eficaz.

El Yacimiento Centenario, ubicada al oeste de la ciudad capital del Neuquén, Argentina, junto al Yacimiento Loma Jarillosa y Loma Guadalosa, constituyen el “Área Neuquén” del Distrito Sur de Pluspetrol, que se encuentra en el ejido urbano de la ciudad (Figuras 1, 2 y 3).



Figura 1. Muestras de incrustaciones formadas en pozos del yacimiento.



Figura 2. Bombeo mecánico.



Figura 3. Bombeo mecánico pozo del yacimiento.

El campo comenzó a producir en 1962, y el desarrollo de la producción primaria empezó entre los años 1968 y 1974. En 1977, Pluspetrol comienza a operar con objetivos de implementación de proyectos de recuperación secundaria. A partir de 1980 y hasta 1986 se inyectó agua de las napas superficiales, que debido a la alta concentración de sulfatos se suspende. En consecuencia se comienza a inyectar agua dulce transportada del río, en la actualidad, además se inyecta el agua producida luego de ser tratada en las plantas de acondicionamiento (Figura 4).

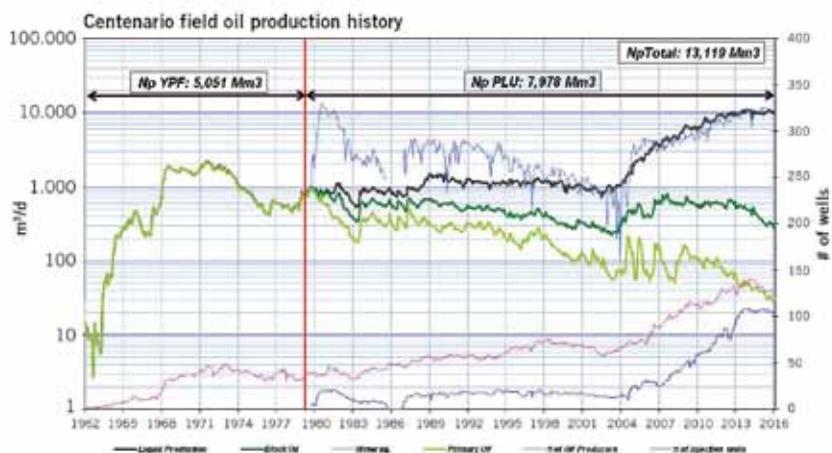


Figura 4. Historia de producción de Centenario.

La producción actual es de 274 m³/d de petróleo, 9990 m³/d de agua y se inyectan 8854 m³/d de agua para recuperación secundaria. Se encuentran en producción efectiva 121 pozos productores de petróleo, 97 de gas (extracción efectiva) y 104 inyectores.

En la figura 5 se exponen parámetros físico-químicos del yacimiento.

El incremento del agua producida y los problemas asociados de incrustaciones motivaron la búsqueda de nuevas tecnologías con el objeto de minimizar el problema de las incrustaciones. La baja eficiencia de los tratamientos con inhibidores de incrustación desde boca de pozo y los problemas de vandalismo de los kit y bombas dosificadoras generan discontinuidad en los tratamientos, lo cual hicieron de esta problemática una nueva “ventana de estudio”.

En 2005, Pluspetrol comenzó a realizar los primeros tratamientos no convencionales de squeeze líquidos de inhibidores de incrustación a formación en el Yacimiento Centenario. El objetivo de este tipo de tratamiento

es invadir con el producto químico, aproximadamente 3 m radiales, en el intervalo de arenas productoras. El producto se adsorbe entonces en la matriz de la formación y se desorbe progresivamente acompañando el agua producida. El efecto que se logra es inhibir continuamente la deposición de incrustaciones dentro de la formación, en el *wellbore* y en las instalaciones de producción del pozo. La vida útil del tratamiento resultará entonces función del tipo, régimen y condiciones de producción del pozo tratado, de la apropiada selección y formulación del producto químico inhibidor de incrustaciones y productos asociados que se bombearán al mismo, y del seguimiento del procedimiento operativo recomendado para su inyección a formación.

En 2008, a partir de una campaña de WO en la que se realizaron sucesivos squeeze líquidos, se planteó la necesidad de avanzar nuevamente en tecnologías alternativas. Realizar squeeze líquido con equipo pulling pesado montado incrementaba los costos del proyecto, debido a las horas de bombeo y a las horas de reposo asociadas al tratamiento. De esta forma, en la campaña prevista para 2009, Pluspetrol consideró probar con esta nueva tecnología para las operaciones.

En 2009, se comenzaron a realizar los primeros squeeze sólidos de inhibidores de incrustación que acompañan al pack de fractura, inhibiendo de igual forma que los squeeze líquidos, desde la formación y protegiendo las instalaciones. Estos productos inhiben por el principio de “disolución”. La constante de solubilidad de dichos productos es muy baja, debido a que

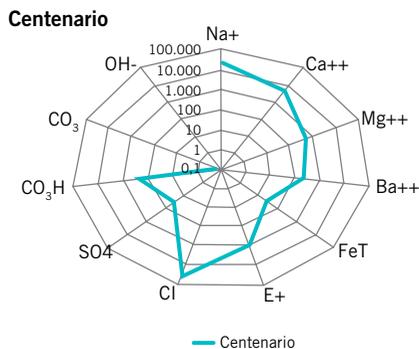


Figura 5. Gráfico araña de los parámetros físico-químicos promedio del agua de producción del Yacimiento Centenario.

deben disolverse en el tiempo para lograr una inhibición de un período de volumen de agua por tratar equivalente a dos años. A la fecha, Pluspetrol ya cuenta con experiencia en dicha tecnología con tres compañías distintas de servicio, lo que permite comparar resultados y obtener conclusiones.

Los costos asociados a la operación y la problemática severa de incrustaciones, hacen que ingeniería busque alternativas eficientes para la problemática en cuestión.

En este trabajo se presentan ambas técnicas de uso masivo en las operaciones de Pluspetrol en el Yacimiento Centenario: "Tratamientos por Squeeze líquidos" y "Tratamientos por Squeeze sólidos", considerando los aspectos y los resultados obtenidos hasta el momento.

Desde el sector técnico se comienza a divisar una nueva etapa, en la que posiblemente el barrido del agua acumulada en los años ochenta, haga de estos tratamientos a formación, una técnica que sea parte del pasado de la historia de nuestros yacimientos.

Principio de fijación a la roca y selección de productos

Para la selección adecuada de los productos químicos que se inyectarán en los tratamientos squeeze de inhibidores de incrustaciones, se considera el tipo de formación, las condiciones de flujo, los ensayos estandarizados, los criterios y las reglas de dedo, prácticas basadas en la experiencia acumulada a partir de ensayos previos y la documentación bibliográfica, como así también los criterios específicos y las recomendaciones más actualizadas en la literatura especializada^{1, 2}.

En el ámbito de la producción de pozos petrolíferos, desde hace tiempo se reconoce a los carbonatos y los sulfatos como los principales tipos de incrustaciones por inhibir.

Las reducciones de presión y/o los incrementos de temperatura pueden causar la precipitación de iones calcio (Ca^{2+}) y bicarbonato (HCO_3^-) como carbonato de calcio (calcita- CaCO_3). Al igual que la calcita, otras incrustaciones solubles en ácidos que pueden encontrarse en instalaciones de producción son el carbonato ferroso (siderita- FeCO_3), el sulfuro de hierro (Pirita- FeS_2) y varios óxidos de hierro.

Cuando la presión del sistema en consideración resulta inferior al punto de burbuja del dióxido de carbono (CO_2), el propio CO_2 se desprende de la solución y pasa a la fase gaseosa, el pH de la solución aumenta, y la solubilidad del CO_3Ca se reduce. Las mayores caídas de presión se producen en pozos productores cuando los fluidos extraídos del pozo llegan a la superficie a través del *tubing*, encontrándose las incrustaciones comúnmente en las reducciones de sección, *tubing* de producción e instalaciones de superficie. Un caso especial son las bombas electrosumergibles, debido a que no solo generan grandes caídas de presión, sino que adicionalmente trabajan a temperaturas superiores en fdp. A medida que el reservorio se depleta, el punto de burbuja del CO_2 se desplaza cada vez más profundo en el pozo, llegando finalmente a la formación misma.

Cuando se implementa un proyecto de recuperación secundaria basado en la inyección de agua, es muy importante prestar atención a la compatibilidad del agua inyectada con el agua de formación (connata y de acuíferas)³. Una de las consecuencias de la incompatibilidad de aguas más comunes es la precipitación de iones Bario (Ba^{2+}) con iones Sulfato (SO_4^{2-}) en la forma de sulfato de bario (Barita- BaSO_4). Estas incrustaciones son en particular peligrosas porque se producen generalmente en las cercanías del pozo productor y porque son insolubles en ácidos. Otras incrustaciones menos frecuentes, insolubles en ácidos, que pueden generarse como consecuencia de la mezcla de aguas incompatibles son el sulfato de estroncio, el sulfato de calcio, el carbonato de bario, el carbonato de estroncio, el fluoruro de calcio, el cloruro de sodio y el hidróxido de magnesio. Es lógico suponer que como el mezclado más importante se produce en el pozo inyector, el mayor riesgo de incrustaciones estará dado en la formación en las proximidades de dicho pozo. No obstante, el mayor riesgo se genera en las zonas donde la corriente de agua inyectada se contacta con la corriente de fluidos producidos. Esta situación, probablemente, se producirá en la formación próxima al pozo productor.

Una vez que se nuclea un cristal de incrustación, los iones incrustantes presentes en la solución se incorporan al cristal en los sitios de crecimiento

activos, el cristal sigue creciendo y se generan nuevos sitios activos.

- "Squeeze Líquidos": El proceso de inhibición química involucra la adsorción preferencial de las moléculas de inhibidor en los sitios activos. En consecuencia, el cristal dejará de crecer cuando las moléculas de inhibidor hayan ocupado todos sus sitios activos. Para obtener una inhibición exitosa, debe haber entonces una concentración suficiente de moléculas de inhibidor acompañando el fluido extraído del pozo. Puede asegurarse esta condición solo si el inhibidor es retenido en la formación y desorbido gradualmente junto al fluido producido. La vida útil del tratamiento resultará, en definitiva, del tiempo para el cual la cantidad de moléculas de inhibidor sean desorbidas de la formación, y que acompañan el fluido producido, se encuentre por sobre el límite mínimo que asegura la no adsorción de iones incrustantes en los sitios activos. Este valor se considera como "residual de fosfonatos" mayor a 5 ppm para asegurar inhibición en boca de pozo.
- "Squeeze sólidos": Para la utilización de inhibidores sólidos es necesario que el pozo requiera del fracturamiento hidráulico para su producción. El inhibidor sólido es inyectado en la formación durante el tratamiento de fractura hidráulica, junto al fluido y la arena de fractura. Una vez en formación, el proceso de inhibición química es liderado por el principio de disolución de los productos encapsulados.

Las empresas de venta de inhibidores sólidos calculan las cantidades necesarias de producto a partir del uso de modelos matemáticos, desarrollados a partir de estudios de laboratorios en donde se considera la velocidad de disolución del químico en cuestión a diferentes temperaturas y rangos de salmueras para diferentes períodos. Este valor se considera como "residual de fosfonatos" mayor a 1 ppm para asegurar inhibición en boca de pozo.

La elección de los inhibidores líquidos adecuados para el fluido por tratar responderá al siguiente esquema de pasos lógicos:

1. Según las características físico-químicas del fluido producido y las condiciones de temperatura y presión de reservorio, se determinan

las incrustaciones más factibles de producirse y los daños que podrían causar.

2. Conocido el tipo de incrustaciones, se preseleccionan los inhibidores que previenen este tipo de incrustaciones, y se evalúa el límite mínimo necesario de concentración de inhibidor. Esta evaluación comprende ensayos estandarizados de compatibilidad y de eficiencia.

- 3- Se evalúa la eficiencia de adsorción/desorción de los inhibidores preseleccionados respecto de la formación por tratar y los daños que causan a la misma. El ensayo que permite obtener esta información se realiza sobre un testigo de corona de la formación. Las variables cuyo comportamiento se analiza son la diferencia de presión medida entre ambos extremos del testigo, antes y después de inyectar el inhibidor que se desea evaluar en el testigo, y las concentraciones de inhibidor a la salida del testigo a lo largo del tiempo. La observación de las diferencias de presión permite inferir cualitativamente y cuantitativamente la magnitud del daño producido en la formación como consecuencia de la inyección del inhibidor. Las concentraciones de inhibidor efluente en función del tiempo permiten evaluar comparativamente las vidas útiles de los mismos, y seleccionar aquel producto que asegura una concentración superior al límite mínimo durante mayor tiempo. Con un software específico, la información de las concentraciones de inhibidor efluente puede utilizarse para calcular una función de interacción inhibidor-formación que describe la adsorción del inhibidor sobre la formación. A esta función se la llama isoterma de adsorción, expresa la masa de inhibidor adsorbido por unidad de volumen de formación en relación a la concentración de inhibidor en la solución, y resulta un elemento fundamental para la evaluación de inhibidores para tratamientos por squeeze. Las isotermas de adsorción también pueden obtenerse ajustando datos de anteriores tratamientos por squeeze. Luego se varían parámetros que definen isotermas teóricas como las de *Langmuir* o *Freundlich*, hasta ajustar los datos experimentales. Un

inhibidor que se comporta bien y retorna lentamente al pozo junto al fluido producido a lo largo de un extenso período, dando como resultado una prolongada vida útil del tratamiento por squeeze, mostrará una isoterma de adsorción característica. La velocidad a la que una cierta concentración de inhibidor retorna al pozo está dada por la siguiente expresión:

$$V_c = \frac{V_F}{\left(1 + \frac{(1 - \phi) \partial r}{\phi \partial C}\right)}$$

donde VC es la velocidad con la que la concentración C de inhibidor retorna al pozo, VF es la velocidad del fluido producido, ϕ es la porosidad de la formación tratada, y $\partial r/\partial C$ es el gradiente de la isoterma de adsorción a una concentración C. Se desprende del análisis de la ecuación que la vida útil del tratamiento será tanto más extensa cuanto más pronunciado sea el gradiente de la isoterma para bajas concentraciones de inhibidor en solución.

La selección de los inhibidores sólidos más adecuado para el fluido por tratar responderá al siguiente esquema de pasos lógicos y experimentales, que tenderá a predecir su comportamiento en el tiempo, lo cual es una situación difícil por su escasa solubilidad, una de las variables más importantes para la eficiencia de estos tratamientos:

- 1- Según las características físico-químicas del fluido producido y las condiciones de temperatura y presión de reservorio, se determinan las incrustaciones más factibles de producirse, y los daños que podrían causar.
- 2- Conocido el tipo de incrustaciones, se preseleccionan los inhibidores que previenen este tipo de incrustaciones, y se evalúa el límite mínimo necesario de concentración de inhibidor. Esta evaluación es realizada por el proveedor del producto a partir de modelos matemáticos, desarrollados a partir de estudios de laboratorios, donde se considera la velocidad de disolución del químico en cuestión a diferentes temperaturas y los rangos de salmueras para diferentes períodos.
- 3- Se evalúa la eficiencia de disolución en laboratorio, con la preparación

de una salmuera equivalente a la de producción, luego se disuelve aproximadamente 30 días una muestra equivalente y se evalúa semejante a la determinación de eficiencia de inhibidores líquidos de incrustaciones (blanco *versus* muestra con producto). Este ensayo proporciona una idea de la eficiencia de inhibición, ya que es imposible disolver el producto en poco tiempo (una de las principales ventajas de este tipo de químicos).

- 4- Se debe contemplar la compatibilidad del inhibidor sólido respecto del fluido de fractura. Para ello se calibra la estabilidad del fluido en función de la cantidad de inhibidor a utilizar.

Diseño de tratamientos

Ambos tipos de tratamientos *squeeze* se diseñan para un volumen de agua a inhibir equivalente al volumen que producirá el pozo a lo largo del tiempo requerido de inhibición, normalmente dos años de producción. Este tiempo se atribuye al intento de superar el MTBF (tiempo medio de falla) de las BES en el yacimiento, que a la fecha es de 778 días.

Es importante destacar que Pluspetrol realiza dichos tratamientos siempre que se hubiera planificado el ingreso al pozo por otro motivo, y no solamente por motivo de ejecución de un tratamiento squeeze. En aquellos casos que se ingresa con equipo de pulling a un pozo que presente un tratamiento squeeze próximo a vencer y que no se prevee realizar "fracturas", la única opción es realizar un resqueeze por tratamientos líquidos. Como hemos mencionado, la única opción para realizar un "squeeze sólidos" es que el pozo necesite de un tratamiento de fractura hidráulica. También se han realizado *squeeze* combinados, squeeze sólidos en capas fracturadas y squeeze líquidos en aquellas que no se consideraran fracturadas.

Pluspetrol cuenta con experiencia de hasta 5 *squeeze* en un mismo pozo.

1- Diseño squeeze líquidos:

Pluspetrol realiza *squeeze* líquidos preferentemente a las capas donde se ha inyectado agua en los años ochenta. No obstante, y con el objetivo de inhibir en forma homogénea desde el reservorio, a partir de la vasta expe-

riencia en nuestro campo, hay casos en los que se redefinieron los tratamientos distribuyéndolos a todas las capas, según la producción asociada a cada una, la porosidad y la permeabilidad, respectivamente, como a su espesor útil.

Se realizan diseños de *squeeze* líquidos “en conjunto” (a todas las capas) o “selectivos” (por directa y anular al mismo tiempo) a partir del dato de las presiones de fractura y las consideraciones que puedan realizar los ingenieros, de esta forma se reducen los tiempos operativos de bombeo y los tiempos asociados al reposo del tratamiento (Figura 6).

Etapas del diseño:

Pre-flujo: el objetivo es limpiar la superficie de la roca para permitir la adsorción del inhibidor de incrustación y mejorar la mojabilidad de la roca. Generalmente incluye surfactantes, solventes e inhibidores de arcilla.

Píldora: constituida por el inhibidor de incrustación que será bombeado a caudal matricial a la formación, para ello se debe:

- Inhibir la formación de incrustaciones a la mínima concentración posible.
- Ser estable en las condiciones del pozo, temperatura, presión, pH, (Ca), TDS (total de sólidos di-



Figura 7. Experiencia del pozo con mayor cantidad de *resqueeze* líquidos a la fecha.

- sueltos), sin dañar la formación.
- Ser fijado en la roca del reservorio y liberarse lentamente en el agua de formación.
- Redisolverse en el agua de formación.
- Determinar su concentración en agua a bajos niveles.

Fosfonatos: los preferidos, estables, buena adsorción, buena compatibilidad con otros aditivos, fácil de analizar, buena estabilidad térmica.

Polímeros: muy buena estabilidad térmica, poco compatibles con inhibidores de corrosión, difíciles de analizar (hay nuevos desarrollos), por ejemplo: “poliacrilatos”.

Desplazamiento: se debe barrer la píldora con un volumen de desplazamiento para barrer la píldora a sectores de la formación sin inhibidor adsorbido.

Si el pozo se pone en producción en estas condiciones, el inhibidor que permanece

En la figura 7 se presenta el caso de un pozo con 5 tratamientos *squeeze* líquidos. Cabe destacar que los dos primeros tratamientos fueron diseñados para un período de inhibición de un año. La mayoría de los tratamientos se efectuó con distintos proveedores.

En la figura 8 se detalla la metodología empleada para evaluar si los tratamientos *squeeze* resultan eficientes o fallados.

Referencias:

F0: Fecha de tratamiento.

Vd: Volumen de diseño.

Fi: Fecha de intervención.

Vi: Volumen acumulado a la fecha de intervención.

Fa: Fecha a la cual acumula el Vd.

De las experiencias de campo con *squeeze* sólidos

Del total de parque de tratamientos sólidos, se estudiaron 60 casos. El 68% corresponde a tratamientos finalizados, y el 32% está en vigencia (Figura 9).

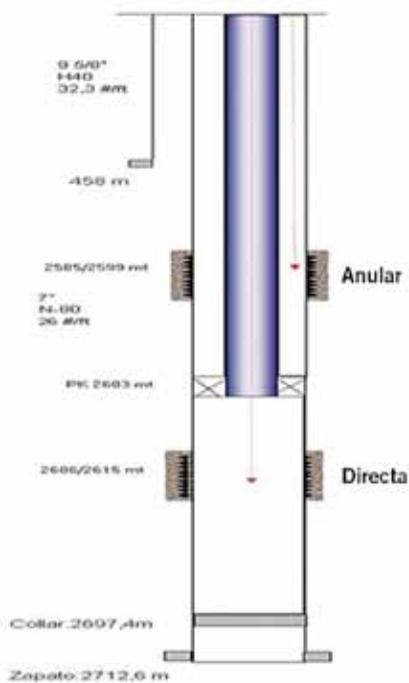


Figura 6. Distribución de los tratamientos por capas.

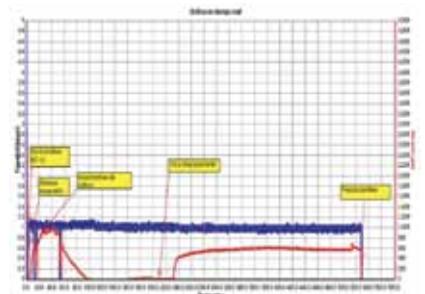


Figura 8. Metodología para la evaluación de la eficiencia de *squeeze*.

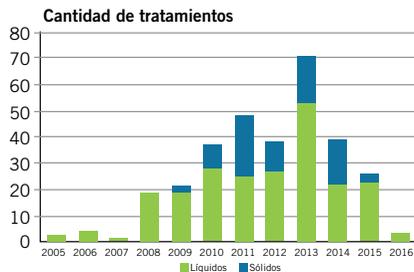


Figura 9. Parque squeeze sólidos finalizados y vigentes.

Del 100% de los *squeeze* finalizados, el 64% se finalizaron eficientemente, es decir no registraron indicios de incrustaciones al cumplir el volumen de producción indicado, y un 36% registró incrustaciones antes de cumplir con el volumen a inhibir (Figura 10).

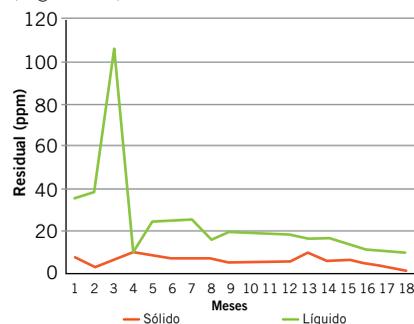


Figura 10. Apertura *squeeze* sólidos finalizados.

Considerando el MTBF (tiempo medio de falla) de las BES de 778 días, el tiempo promedio de los *squeeze* sólidos, para el caso de los tratamientos eficientes ha sido de 544 días, mientras que para los *squeeze* que han fallado en promedio han durado 526 días. Se puede concluir que hemos obtenido buenos resultados, pero hay mucho por trabajar.

El próximo paso será trabajar sobre la constante de diseño de dichos tratamientos con el fin de extender el período de inhibición, ya que a la fecha nos encontramos diseñando los tratamientos *squeeze* sólidos por debajo del 1% de químico sólido respecto de la cantidad de arena utilizada para la fractura por ser la limitante en la conductividad de la matriz (Figura 11).

Debido a la alta dependencia del diseño respecto al input volumen por inhibir, se evidencia la necesidad de estimar con mayor exactitud el volumen de agua por producir en capas, dato que es especificado por el reservorio.

De las experiencias de campo con "squeeze líquidos"

Del total de parque de tratamien-

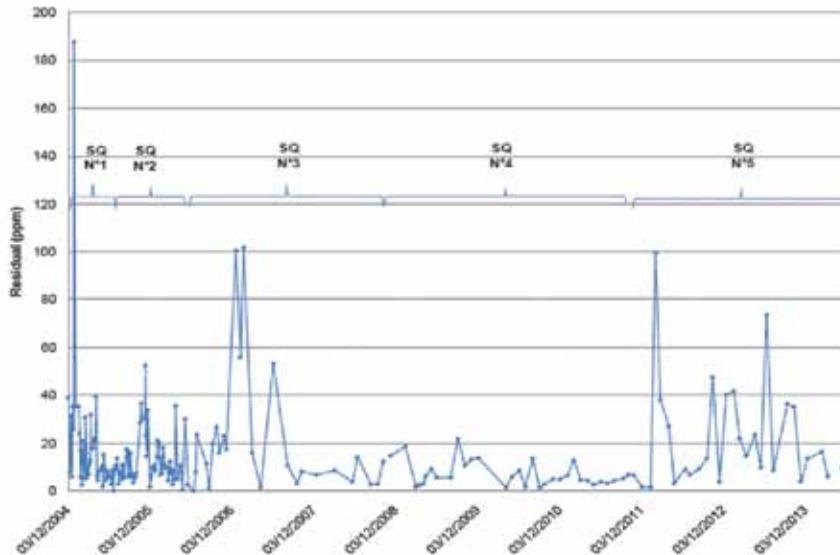


Figura 11. Variables de diseño, resultados de los tratamientos sólidos.

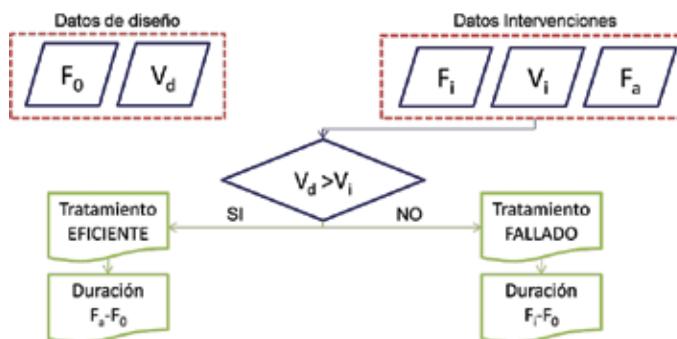


Figura 12. Parque Squeeze líquidos finalizados y sin finalizar.

tos líquidos, se estudiaron 140 casos. El 55% corresponde a tratamientos finalizados y un 45% aún está en vigencia (Figura 12).

Del 100% de los *squeeze* finalizados, un 71% se han finalizado eficientemente, es decir no se registraron indicios de incrustaciones al cumplir el volumen de producción indicado, y el

29% registró incrustaciones antes de cumplir con el volumen por inhibir (Figura 13).

En función del objetivo de cubrir el tiempo determinado por el MTBF (tiempo medio de falla) de las BES de 778 días, el tiempo promedio de los *squeeze* líquidos para el caso de los tratamientos eficientes ha sido de

Estado actual de tratamientos sólidos

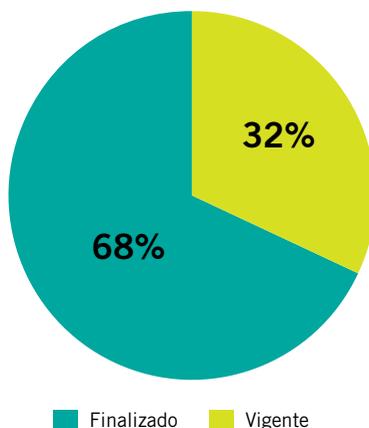


Figura 13. Resultado *squeeze* líquidos finalizados.

Resultados de tratamientos sólidos

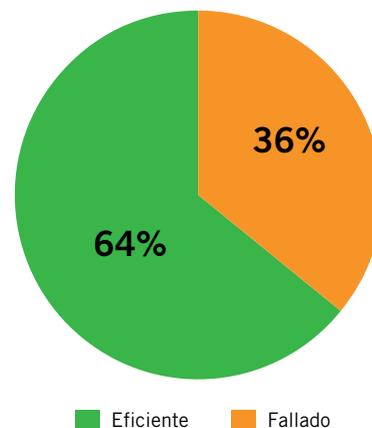


Figura 14. Variables de diseño, resultados de los tratamientos líquidos.

Resultado	Eficientes	Fallado
Volumen producido promedio	182%	38%
Duración (días)	544	526

Figura 15. Seguimiento de residuales en bdp-squeeze a tres años.

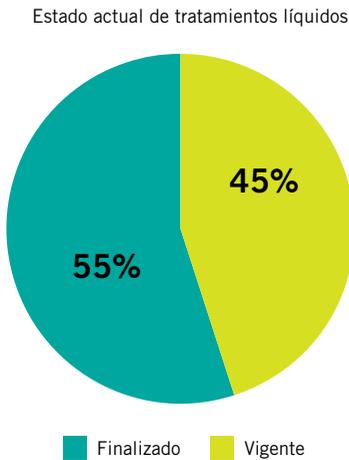


Figura 16. Parque squeeze líquidos finalizados y s/finalizar.

Resultado	Eficientes	Fallado
Volumen producido promedio	158%	48%
Duración (días)	615	563

Figura 18. Variables de diseño, resultados de los tratamientos líquidos.

615 días, mientras que para los squeeze que han fallado en promedio han durado 563 días, por lo que el resultado alcanzado se encuentra próximo al objetivo.

Es importante destacar que, en el caso de los squeeze que han finalizado eficientemente, el volumen de diseño ha sido superado un 158%, confirmando que los tratamientos han cubierto el volumen requerido, pero no alcanzaron el 100% del tiempo de diseño de 730 días por haber producido estos pozos con mayor caudal (Figura 14).

Actualmente estamos probando una tecnología de inhibición que combina “inhibidor de incrustación” y un



Figura 19. Seguimiento de residuales en bdp-squeeze a tres años.

gel “mejorador de adsorción”. El objetivo es cubrir 36 meses de inhibición.

El primer piloto se realizó a fines de 2015, el segundo pozo de prueba se realizó durante 2016. Por ello, aún

Resultados de tratamientos líquidos

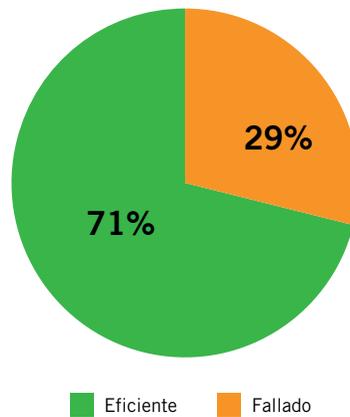


Figura 17. Resultado squeeze líquidos finalizados

queda tiempo para definir la eficiencia de esta nueva tecnología.

Según el proveedor, la MIC (mínima concentración de inhibidor que permite inhibición) por considerar es de 7,5 ppm.

Conclusiones

Estas tecnologías permiten que yacimientos maduros con problemáticas severas de formación de incrustaciones insolubles, alto corte de agua y costos operativos altos, hagan sostenible su actividad de forma económica y técnicamente eficaz.

Se logró reducir los costos asociados a la operación del tratamiento:

Squeeze sólido: debido a que no se realiza una intervención exclusiva para su inyección como tampoco se efectúan maniobras adicionales a la fractura, solo se considera como costo adicional

el producto squeeze sólido que se bombea con el fluido de fractura.

Si bien no se realiza una intervención exclusivamente para ese fin, los squeeze líquidos requieren recursos, como piletas, bombeador, camión de transporte de cargas líquidas, horas por bombeo, horas por stand by del equipo, alquiler de herramientas y down time asociado a las horas de bombeo y horas de reposo, lo cual encarece el tratamiento de inhibición. De esta forma se logró reducir los costos un 55% por cada operación de inhibición.

Se considera que, más del 60% de los tratamientos líquidos y sólidos han sido eficientes, y se visualiza una línea de trabajo con los squeeze a tres años, ampliando de esta forma el período de inhibición.

De la comparativa entre ambas tecnologías, líquidas y sólidas, se concluye que las primeras presentan mayor probabilidad de éxito, como así también extienden el período de inhibición hasta 615 días. A su vez, la severidad de las incrustaciones encontradas en los líquidos ha sido inferior en todos los casos evaluados.

Ambas tecnologías brindan a Plus-petrol oportunidades ante distintos tipos de intervenciones, según se considere fractura y operaciones alternativas considerando el costo adecuado para cada oportunidad.

Nuestro desafío futuro será incrementar la vida útil de los tratamientos para cumplir con el MTBF (tiempo medio de falla de sistema electrosumergible), como reunir los esfuerzos en ajustar los volúmenes de agua de producción respecto del volumen de diseño. ■

Bibliografía

- J. L. Przybylinski. *Adsorption and Desorption Characteristics of Mineral Scale Inhibitors as Related to the Design of Squeeze Treatment*. SPE 18486, 1989
- M. M. Jordan, K. S. Sorbie, G. M. Graham, K. Taylor, K. E. Hourston y S. Hennessey. *The Correct Selection and Application Methods for Adsorption and Precipitation Scale Inhibitors for Squeeze Treatments in North Sea Oilfields*. SPE 31125, 1996.
- O. J. Vetter, V. Kandarpa y A. Harouaka. *Prediction of Scale Problems due to Injection of Incompatible Waters*. J. Pet. Tech., pp. 273-284, Feb. 1982.
- J. Mike Brown. *Long Term Scale Prevention with the placement of solid inhibitor in the formation via hydraulic fracturing*. Nace N° 070