

SOLUCIONES DINAMICAS PARA EL CONTROL DE INCRUSTACIONES INSOLUBLES DE SULFATO DE BARIO EN UN YACIMIENTO MADURO EN ARGENTINA. UN CASO DE ADECUACION TECNOLOGICA.

Ing. Mara Schenkel (Pluspetrol: mschenkel@pluspetrol.net), Ing. Marcela Morales Bobes (Pluspetrol: mmorales@pluspetrol.net) e Ing. Santiago Perez Millan (Pluspetrol: sperez@pluspetrol.net)

Resumen

La deposición de incrustaciones en el well bore y punzados constituye uno de los principales problemas del Yacimiento Centenario. Por 1980, se reinyectó agua de un acuífero activo incompatible con el agua de producción, propiciando la formación de incrustaciones mayormente de sulfato de bario en formación como así también en las instalaciones y componentes de los sistemas de extracción, fundamentalmente en los equipos BES de alta extracción, que se incrustaban a 60 días de su puesta en marcha.

Desde 2005, Pluspetrol realiza tratamientos **squeeze líquidos** a formación de inhibidores de incrustación inhibiendo desde la formación y minimizando la deposición de las incrustaciones, permitiendo que los sistemas de extracción electrosumergibles incrementen su run life. Inicialmente se implementó en pozos con BES, luego esta práctica se extendió a bombeos mecánicos en zonas donde se inyectó agua incompatible. Recientemente nos estamos encontrando con pozos que ya han removido el agua acumulada de los 80', y parecería ya no ser necesario el uso masivo de estas tecnologías en todas las mallas del Yacimiento.

El diseño tipo comprende la inyección de: pre flujo; píldora y desplazamiento. Las tres etapas se bombean a caudal matricial permitiendo la adsorción de los componentes activos del producto químico a la roca. Posteriormente se cierra el pozo 48 hs hasta obtener la adsorción total. Estos tratamientos, se complementan con un tratamiento integral de inhibidor de corrosión y biocida a lo largo de su vida útil.

Desde 2009, se comenzaron a realizar **squeeze sólidos** acompañando al pack de fractura, inhibiendo de igual forma que los líquidos desde la formación y protegiendo las instalaciones. Esta necesidad surgió a partir de los costos excesivos generados por realizar tratamientos con equipo de pulling pesado montado, considerando las horas de bombeo y de reposo de los tratamientos. Inicialmente estos productos eran provistos por la compañía de fractura, pero desde Pluspetrol S.A se avanzó en la búsqueda de dicha química y la compra actualmente se encuentra a cargo nuestro.

Estas tecnologías permiten que Yacimientos Maduros con problemáticas severas de formación de incrustaciones, alto corte de agua, con costos operativos excesivos, hagan sostenible su actividad, aportando una opción económica y técnicamente eficaz.

Introducción

El Yacimiento Centenario, ubicado al oeste de la ciudad capital del Neuquén, Argentina, junto al Yacimiento Loma Jarillosa y Loma Guadalosa, constituyen el "Area Neuquén" del Distrito Sur de Pluspetrol. El mismo se encuentra en el ejido urbano de la ciudad.



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 el año 1962, empezando el desarrollo de la producción primaria entre los años '68 y '74. En 1977 Pluspetrol comienza a operar con objetivos de implementación de proyectos de recuperación secundaria. A partir del año '80 y hasta el año '86 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, y actualmente también se inyecta el agua producida, luego de ser tratada en las correspondientes plantas de acondicionamiento.

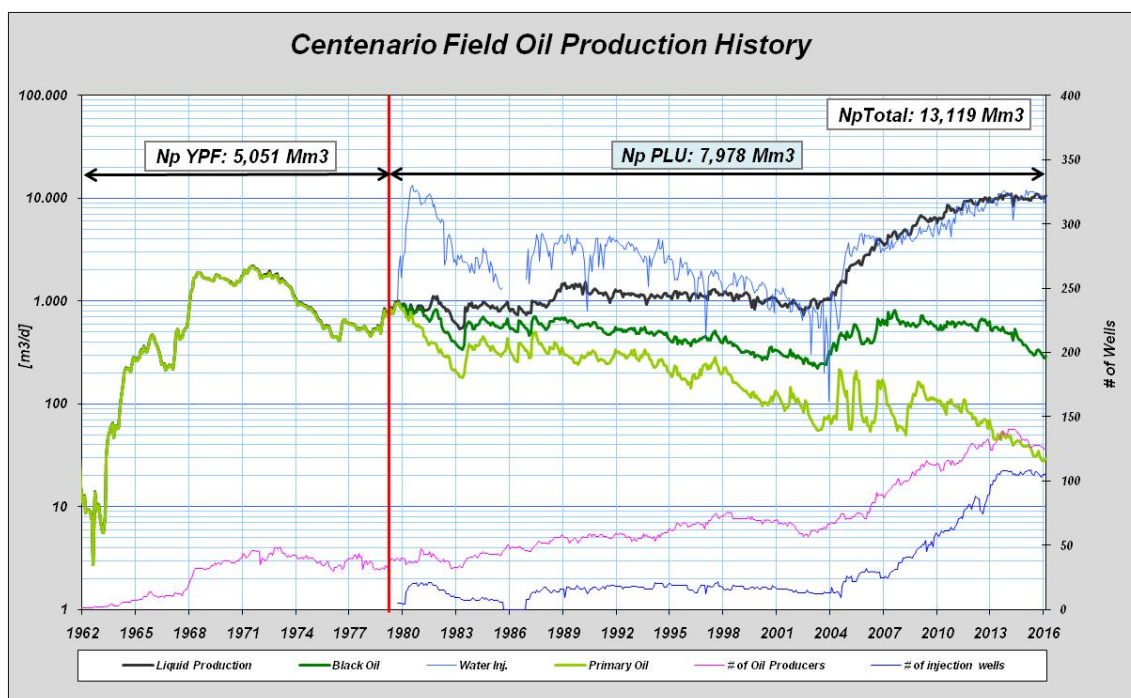


Figura 4: Historia de Producción de Centenario.

La producción actual es de $274 \text{ m}^3/\text{d}$ de petróleo, $9990 \text{ m}^3/\text{d}$ de agua y se inyectan $8854 \text{ m}^3/\text{d}$ de agua para recuperación secundaria. Se encuentran en producción efectiva 121 pozos productores de petróleo, 97 de gas (extracción efectiva) y 104 inyectoros.

A continuación se exponen parámetros fisicoquímicos del yacimiento.

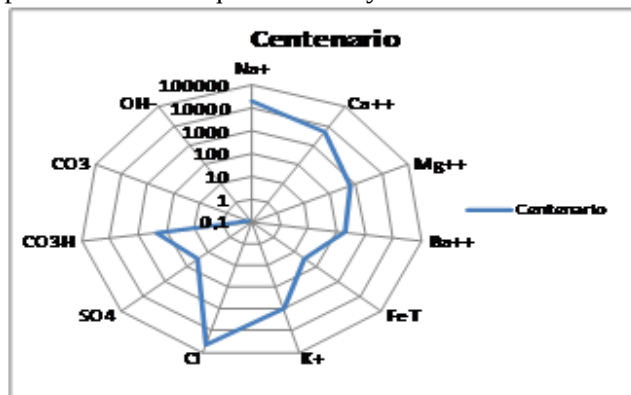


Figura 5: Gráfico araña de los parámetros físico químicos promedio del agua de producción del Yac. Centenario.

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, sumado a esto los problemas de vandalismo de los kit y bombas dosificadoras, lo cual genera discontinuidad de los tratamientos, hicieron de esta problemática una nueva "Ventana de estudio".

Pluspetrol comenzó por el año 2005 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 metros 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 el año 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 el año 2009, Pluspetrol consideró comenzar a probar con esta nueva tecnología para nuestras operaciones.

En el año 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. El principio por el cual estos productos inhiben, es por “disolución”, la constante de solubilidad de dichos productos es muy baja debido a que deben disolverse en el tiempo para lograr una inhibición de un período de volumen de agua a tratar equivalente a dos años. A la fecha Pluspetrol ya cuenta con experiencia en dicha tecnología con tres compañías distintas de servicio, permitiendo comparar resultados y obteniendo conclusiones.

Los costos asociados a la operación y la problemática severa de incrustaciones, hacen que desde ingeniería se busquen alternativas eficientes con la problemática en cuestión.

En el presente trabajo se presentan ambas técnicas ya de uso masivo en las operaciones de Pluspetrol en el Yacimiento Centenario, “Tratamientos por Squeeze líquidos” y “Tratamientos por Squeeze sólidos”, considerando aspectos y 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 80', haga de estos tratamientos a formación, una técnica que forme 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 a ser inyectados en los tratamientos squeeze de inhibidores de incrustaciones, se considera el tipo de formación, condiciones de flujo, ensayos estandarizados, criterios y reglas de dedo prácticas basadas en la experiencia acumulada a partir de ensayos previos y documentación bibliográfica, como así también criterios específicos y recomendaciones más actualizadas en la literatura especializada [1-2].

En el ámbito de la producción de pozos petrolíferos se reconoce desde hace tiempo a los Carbonatos y los Sulfatos como los principales tipos de incrustaciones a 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 sólo generan grandes caídas de presión, sino que adicionalmente trabajan a temperaturas superiores en fdp. A medida que el reservorio se va depletando, el punto de burbuja del CO_2 se va desplazando 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 especial atención a la compatibilidad del agua inyectada con el agua de formación (connata y de acuíferas) [3]. Una consecuencia común de la incompatibilidad de aguas es por ejemplo, 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 particularmente peligrosas porque se producen generalmente en la formación en las cercanías del pozo productor, y porque son insolubles en ácidos. Otras incrustaciones menos frecuentes, insolubles en ácidos, y que pueden generarse como consecuencia de la mezcla de aguas incompatibles son por ejemplo el Sulfato de Estroncio, Sulfato de Calcio, Carbonato de Bario, Carbonato de Estroncio, Fluoruro de Calcio, Cloruro de Sodio e 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 ello, la realidad es que el mayor riesgo se genera en zonas donde la corriente de agua inyectada se contacta con la corriente de fluidos producidos, y ésta situación se producirá muy probablemente 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 a 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 de tiempo. Este valor se considera como “residual de fosfonatos” mayor a 1 ppm para asegurar inhibición en boca de pozo.

La selección de los **inhibidores líquidos** más adecuado para el fluido a 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 éstas 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 entonces la eficiencia de adsorción/desorción de los inhibidores preseleccionados con respecto a la formación a 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 dicho 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 cuali 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. Utilizando 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 isothermas de adsorción también pueden obtenerse ajustando datos de anteriores tratamientos por squeeze. Se varían luego parámetros que definen isothermas 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 de tiempo, 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:

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

donde V_c es la velocidad con la que la concentración C de inhibidor retorna al pozo, V_F es la velocidad del fluido producido, ϕ es la porosidad de la formación tratada, y $\partial \Gamma / \partial C$ 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 a tratar responderá al siguiente esquema de pasos lógicos y experimentales, tendiendo a predecir su comportamiento en el tiempo, siendo esto una situación difícil por su escasa solubilidad lo cual es 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 éstas 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 en donde se considera la velocidad de disolución del químico en cuestión a diferentes temperaturas y rangos de salmueras para diferentes períodos de tiempo.

- 3- Se evalúa la eficiencia de disolución en laboratorio, preparando una salmuera equivalente a la de producción, luego se disuelve durante un período de tiempo de aproximadamente 30 días una muestra equivalente y se evalúa semejante a la determinación de eficiencia de inhibidores líquidos de incrustaciones (blanco vs muestra con producto). Este ensayo nos proporciona una idea de la eficiencia de inhibición, ya que es imposible disolver el producto en poco tiempo por ser una de las principales ventajas de este tipo de químicos.
- 4- Se debe contemplar la compatibilidad del inhibidor sólido respecto al fluido de fractura. Para esto se realizan ensayos de laboratorio donde 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, siendo a la fecha 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 sólo 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 re squeeze por tratamientos líquidos. Como hemos mencionado anteriormente, 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, realizando squeeze sólidos en capas fracturadas y squeeze líquidos en aquellas que no se consideraran fracturadas.

A la fecha 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 80'. No obstante, y con el objetivo de inhibir en forma homogénea desde el reservorio, a partir de la vasta experiencia en nuestro campo, hay casos en los que se redefinieron los tratamientos distribuyendo los mismos a todas sus capas según la producción asociada a cada una, su porosidad y permeabilidad respectivamente como así también 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, permitiendo de esta forma reducir los tiempos operativos de bombeo y tiempos asociados al reposo del tratamiento.

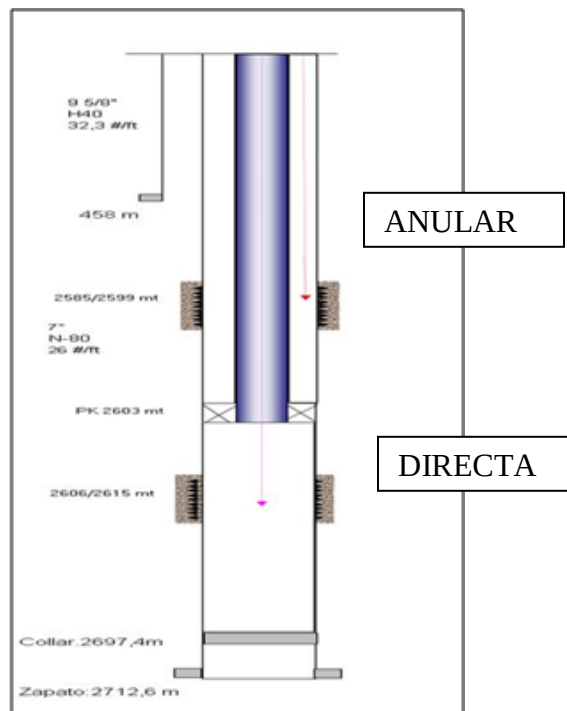


Figura 6: Distribución de los tratamientos por capas.

Etapas del diseño:

- a) **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.
- b) **Píldora:** La misma está constituida por el inhibidor de incrustación a ser bombeado a caudal matricial a la formación, debiendo:
 - i. Inhibir la formación de incrustaciones a la mínima concentración posible
 - ii. Ser estable en las condiciones del pozo, temperatura, presión, pH, (Ca), TDS (total de sólidos disueltos). Sin dañar la formación.
 - iii. Ser fijado en la roca del reservorio y liberarse lentamente en el agua de formación.
 - iv. Redisolverse en el agua de formación.
 - v. Se debe poder 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 inhib. de corrosión, difíciles de analizar (hay nuevos desarrollos), ej: "Poliacrilatos".

- c) **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 disuelto en la píldora se recuperará totalmente en un tiempo muy corto.

A partir de la amplia experiencia que dispone Pluspetrol en el tema, hemos podido realizar esta etapa más eficiente, disminuyendo pérdidas de producción y gastos asociados a los tiempos de espera:

- Inicialmente el tiempo de reposo era de 48hs. Una vez que se bombeaba el tratamiento, se esperaba las horas mencionadas, y luego se continuaba bajando la instalación final.
- Posteriormente se redujo el tiempo de reposo a 24hs, y luego se continuaba bajando la instalación final. Pero los resultados posteriores de duración del tratamiento squeeze se vieron afectados.
- Finalmente, hemos logrado asegurar la eficiencia en la retención del inhibidor de incrustación en esta etapa, acompañado de la reducción del tiempo de reposo, considerando las siguientes opciones:
 - Si se finaliza el tratamiento con presión, el pozo queda en reposo 24hs, para posteriormente continuar bajando la instalación.
 - Si se finaliza el tratamiento sin presión, se continúa bajando la instalación final, y luego se procede a esperar las 24 hs de reposo con el pozo parado, pero con la ventaja que el equipo de pulling ya desmontó y trasladó a otro pozo.

La “efectividad” del tratamiento depende directamente del cumplimiento del tiempo de reposo y los cuidados necesarios en esta etapa.

2- Diseño Squeeze sólidos:

Por su naturaleza, los inhibidores de squeeze sólidos presentan menor resistencia mecánica que los agentes de sostén y además pueden influir negativamente en la conductividad esperada del pack de arena de fractura.

La conductividad representa la velocidad esperada del flujo a través de una matriz de agente de sostén, y la acumulación de finos en la matriz puede reducir la conductividad. Menor flujo representa menor producción. Demasiada carga de sólido inhibidor en el pack de arena producirá una pérdida de conductividad, si bien pudiera lograr una buena eficiencia de inhibición, esto representaría una pérdida económica del proyecto.

Según las recomendaciones de nuestros proveedores de squeeze sólidos, la máxima cantidad posible de producto a utilizar no puede superar más del 1,5% del peso de la arena empleada en la fractura. Esto con el fin de evitar la pérdida de conductividad del pack de arena.

A diferencia del Squeeze liquido, el squeeze sólido tiene un límite máximo permisible de producto a utilizar y esta cantidad depende de la cantidad de arena a utilizar en el tratamiento de fractura hidráulica.

$\text{Cant.inhibidor sólido (lb)} = \text{promedio agua producida (bbl/d)} \times \text{cant.días (días)} \times \text{cte}$

Se diseñan para una duración de 730 días, considerando el caudal promedio del pozo para esa duración.

Cte: 0,0042

Programa Operativo

Squeeze Solido.

Una vez diseñado el tratamiento de fractura, se calcula la cantidad de producto necesario para la inhibición de 2 años. El producto sólido se lo distribuye en las diferentes etapas del bombeo de fractura teniendo en cuenta que en cada etapa no se supere el 1.5% del peso de la arena a bombear. La utilización del inhibidor sólido no afecta la normal planificación o desarrollo operativo de la fractura hidráulica. El producto puede ser previamente pre-mezclado en la arena de fractura o puede ser mezclado “on the fly” con un tornillo de aditivación sólida.

Será necesario solicitar a la compañía de bombeo los ensayos del fluido de fractura con la máxima y mínima cantidad de producto sólido a utilizar. De esta forma nos aseguramos la estabilidad del fluido de fractura y que los tiempos de ruptura del mismo se encuentren dentro del tiempo esperado.

Siempre la máxima cantidad de inhibidor sólido a utilizar será no mayor del 1,5% del peso de la arena. Si la cantidad de inhibidor sólido para dos años de inhibición es mayor que la máxima cantidad permitida según la arena de fractura, se deberá re calcular el producto para menos días de inhibición.



Figura 7: Operación bombeo squeeze sólido en el pack de fractura.

Squeeze Líquido

En el caso de squeeze líquidos, existe la posibilidad de realizar el mismo “por bombeo por la directa”, “por anular” o en paralelo “por directo y anular”. El procedimiento operativo implica:

- 1- Extraer instalación de bombeo.
- 2- Bajar con zapato calzado lo más próximo al casing, con cañerías del pozo.
- 3- Rotar y lavar hasta fondo de pozo.
- 4- Extraer cañerías desarmando.
- 5- Bajar cañerías condición 1, tapón y paker para realizar tratamiento (según corresponda)
- 6- Cerrar el pozo durante 48 hs.
- 7- Retirar conjunto de tapón y paker.
- 8- Bajar instalación final.

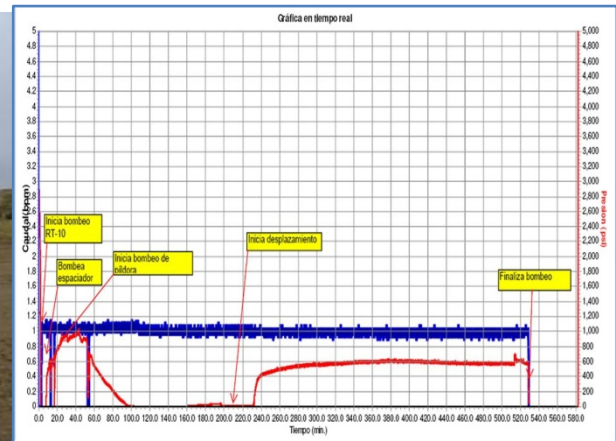
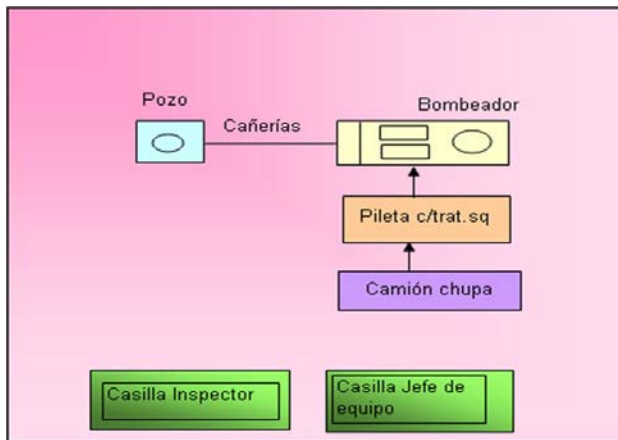


Figura 8: Esquema operativo en bdp y carta de bombeo del tratamiento.

Seguimiento de los parámetros post tratamiento

Tanto para los squeeze líquidos como squeeze sólidos, post tratamiento se realiza el monitoreo de residual de fosfonatos en bdp, caudales y presiones. Post intervención es aconsejable monitorear durante los primeros dos meses residuales en bdp (boca de pozo) con mayor frecuencia, es decir al menos 2 o 3 veces por mes, pudiendo luego reducir la frecuencia a una vez por mes. Mientras mayor cantidad de mediciones de residual se disponga en bdp (boca de pozo), mayor información se dispondrá a la hora de extraer conclusiones.

Resultados experiencias de campo

Desde el 2005 a la fecha, Pluspetrol ha realizado 228 tratamientos líquidos y 83 tratamientos sólidos, siendo un total de 311 tratamientos a formación (Figura 9).

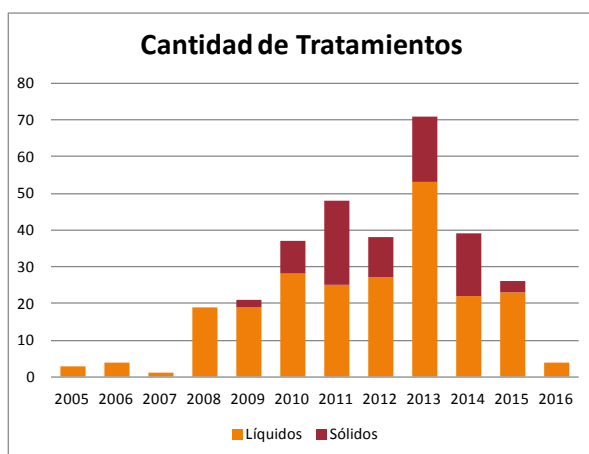


Figura 9: Parque de tratamientos squeeze según orden cronológico

Es importante destacar que el objetivo de los tratamientos squeeze a formación a largo plazo, es colocar el inhibidor en la formación de forma tal que el residual de producto inhibidor en solución que se libera comience en valores bajos. Esta liberación paulatina evita la pérdida masiva de producto al comienzo de la vida útil del tratamiento y permite la extensión del tratamiento.

Según la bibliografía, se debe trabajar para minimizar la pendiente de las curvas de liberación de producto. Cuando ambos tipos de tratamientos presentan la misma pendiente, se puede concluir que el trabajo está en la dirección correcta [4].

Pluspetrol ha logrado tales resultados, identificando mayor liberación del producto inhibidor al comenzar la producción en el caso de los squeeze líquidos, concordando con la bibliografía. Mientras que en el caso de los squeeze sólidos la liberación de la materia activa es paulatina y más espaciada en el tiempo (Figura 10).

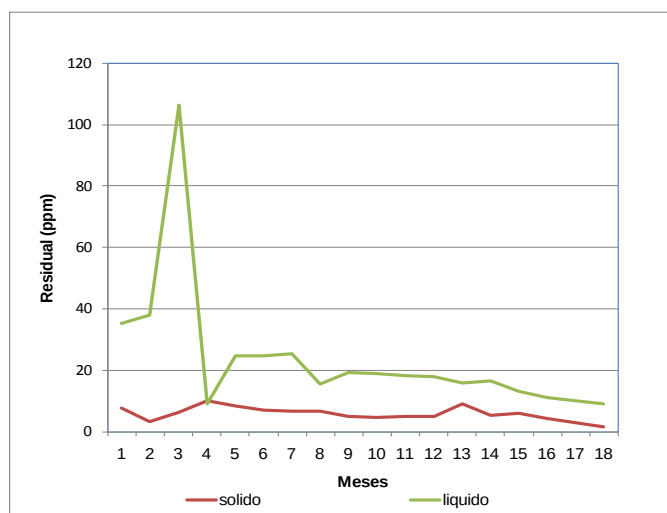


Figura 10: Liberación de residuales squeeze líquidos vs sólidos.

En el caso de los tratamientos squeeze sólidos, sólo se puede realizar un segundo tratamiento cuando se ejecuta una nueva fractura. Pluspetrol no tiene experiencia en este campo pero sí ha realizado numerosas operaciones de “re squeeze” de tratamientos líquidos.

En la Figura 11 se presenta el caso de un pozo con **5 tratamientos squeeze líquidos** a la fecha. 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.

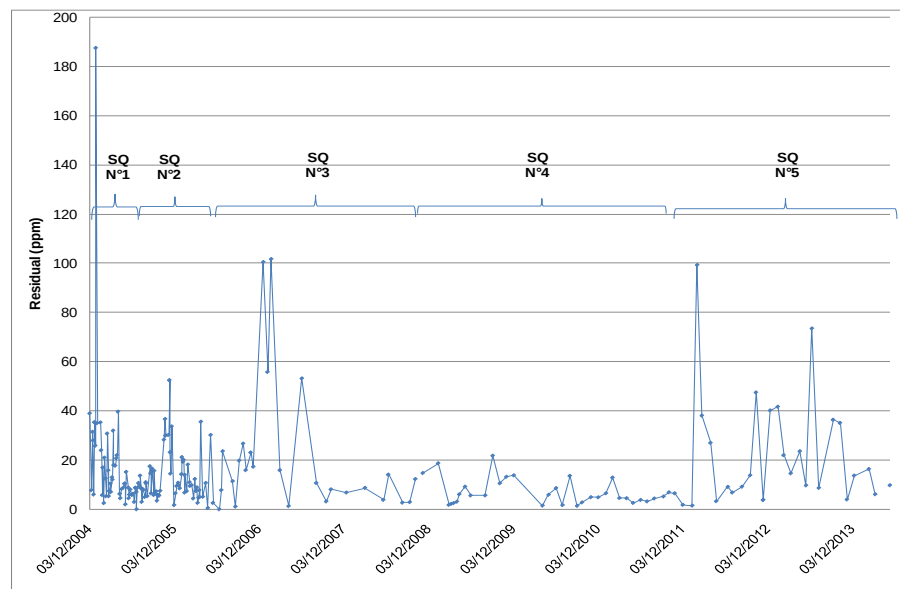


Figura 11: Experiencia del pozo con mayor cantidad de re squeeze líquidos a la fecha.

La Metodología empleada para evaluar si los tratamientos squeeze resultan “Eficientes” o “Fallados” se detalla a continuación:

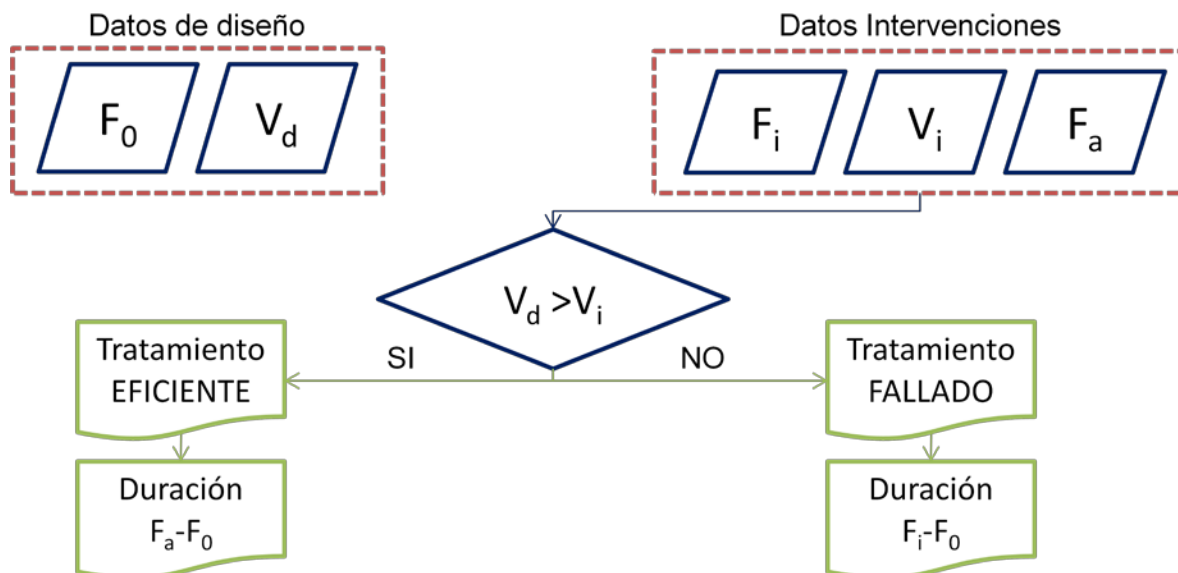


Figura 12: Metodología para evaluación de eficiencia de squeeze.

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 32% aún está en vigencia (Figura 13).

Del 100% de los squeeze finalizados: 64% se han finalizado eficientemente, es decir no registraron indicios de incrustaciones al cumplir el volumen de producción indicado, y el 36% registró incrustaciones antes de cumplir con el volumen a inhibir (Figura 14).

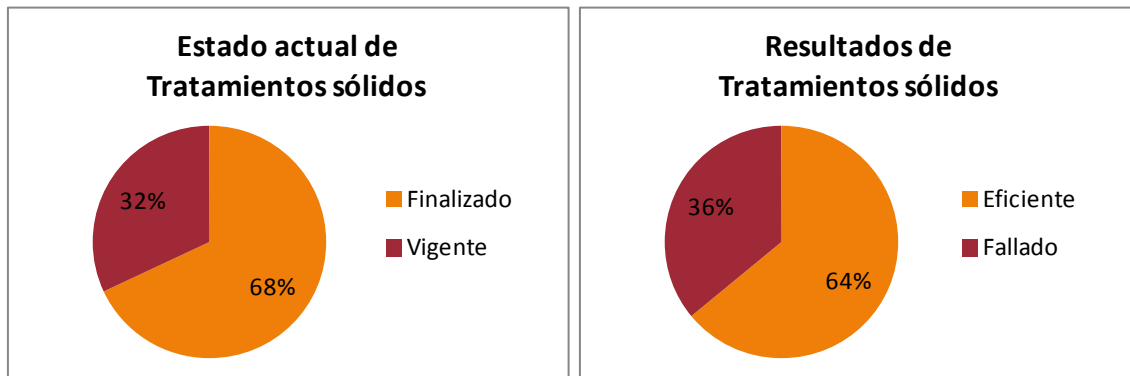


Figura 13: Parque Squeeze sólidos finalizados y vigentes. Figura 14: Apertura squeeze sólidos finalizados.

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 hemos obtenido buenos resultados, pero aún resta trabajar al respecto.

Cabe destacar, que 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.

Resultado	EFICIENTES	FALLADO
Volumen Producido promedio (%)	182%	38%
Duración (días)	544	526

Figura 15: Variables de diseño, resultados de los tratamientos sólidos.

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

De las experiencias de campo con “squeeze líquidos”:

Del total de parque de tratamientos líquidos, se estudiaron 140 casos. El 55% corresponde a tratamientos finalizados y 45% aún está en vigencia (Figura 16).

Del 100% de los squeeze finalizados: 71% se han finalizado eficientemente, es decir no registraron indicios de incrustaciones al cumplir el volumen de producción indicado, y el 29% registró incrustaciones antes de cumplir con el volumen a inhibir (Figura 17).

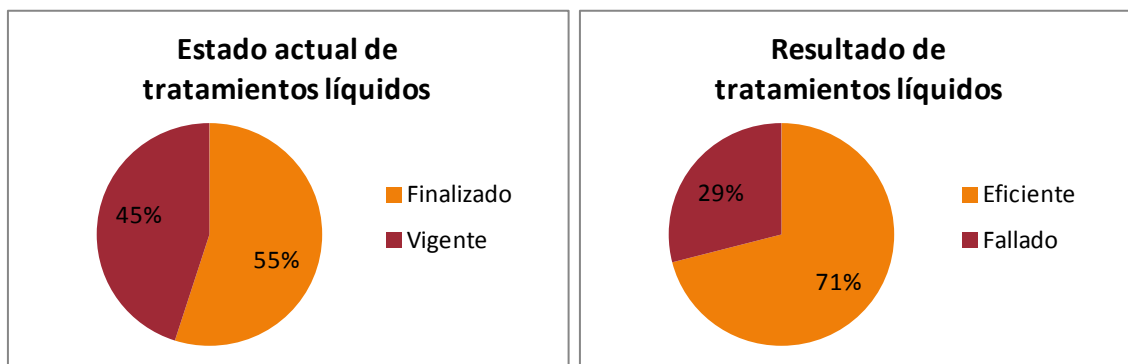


Figura 16: Parque Squeeze líquidos finalizados y s/finalizar. Figura 17: Resultado squeeze líquidos finalizados

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 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 han alcanzado el 100% del tiempo de diseño de 730 días por haber producido estos pozos con mayor caudal.

Resultado	EFICIENTES	FALLADO
Volumen Producido promedio (%)	158%	48%
Duración (días)	615	563

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

Tal como se comentó en este trabajo técnico, nos encontramos actualmente probando una tecnología de inhibición que combina “inhibidor de incrustación” y un gel “mejorador de adsorción”. El objetivo planteado es cubrir 36 meses de inhibición.

El primer piloto se llevó a cabo a fines del año 2015 y en el transcurso del 2016 se realizará el segundo pozo de prueba. Es por esto, que resta tiempo para definir la eficiencia de esta nueva tecnología.

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

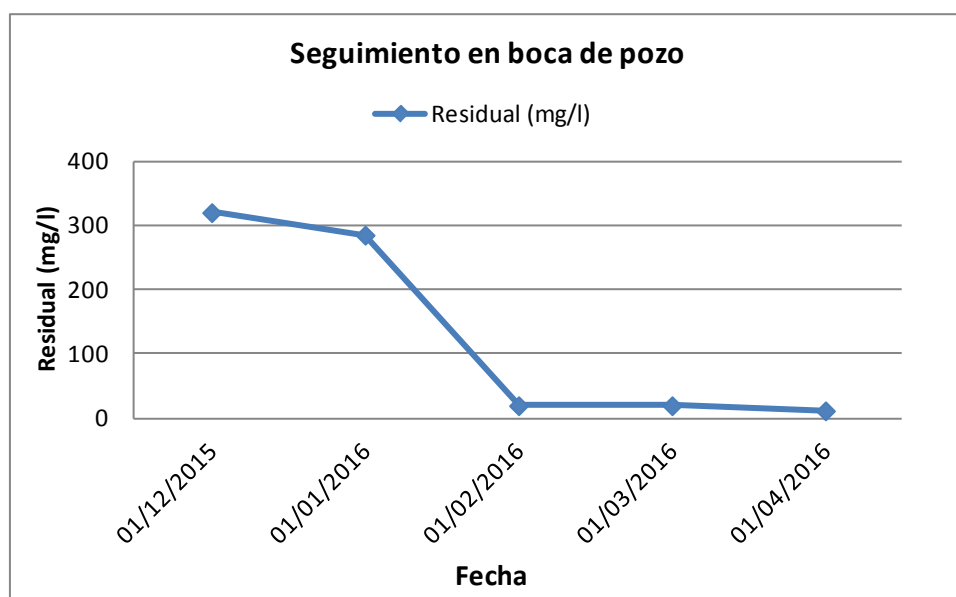


Figura 19: Seguimiento de residuales en bdp- squeeze a tres años.

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, aportando una opción económica y técnicamente eficaz.
- Se logró reducir “costos asociados a la operación del tratamiento”:
 - “Squeeze Sólido”: Debido a que no se efectúa una intervención exclusiva para su inyección como tampoco se efectúan maniobras adicionales a la fractura, sólo se considera como costo adicional a las mismas el “producto squeeze sólido” que se bombea con el fluido de fractura.
 - Mientras que para los “squeeze líquidos”, si bien no se realiza una intervención exclusivamente para tal fin, sí requiere 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, encareciendo 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 los primeros, 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 Pluspetrol oportunidades ante distintos tipos de intervenciones, según se considere fractura y operaciones alternativas considerando el “costo adecuado” para cada “oportunidad”.

Nuestros desafíos futuros serán incrementar la vida útil de los tratamientos logrando cumplir con el MTBF (tiempo medio de falla de sistema electrosumergible) como abocar los esfuerzos en lograr ajustar los volúmenes de agua de producción respecto del volumen de diseño.

Bibliografía

- [1] J.L. Przybylinski. Adsorption and Desorption Characteristics of Mineral Scale Inhibitors as Related to the Design of Squeeze Treatment. SPE 18486, 1989
- [2] 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.
- [3] O.J. Vetter, V. Kandarpa y A. Harouaka. Prediction of Scale Problems due to Injection of Incompatible Waters. J. Pet. Tech., p. 273-284, Feb.1982.
- [4] J.Mike Brown. Long Term Scale Prevention with the placement of solid inhibitor in the formation via hydraulic fracturing. Nace N ° 07063