

EXPERIENCIA PILOTO EN YACIMIENTOS DE MENDOZA NORTE CON INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES ENCAPSULADO

Eduardo Curci (YPF) ecurcip@ypf.com
Jorge Tourn (YPF) jtourn@ypf.com
Augusto Huter (YPF) achuterp@ypf.com
Carlos Silva (NALCO) cjsilva@nalco.com

Sinopsis

Son bien conocidos en la industria petrolera los efectos perjudiciales que originan la deposición de incrustaciones en instalaciones de superficie, pozos productores e inyectores.

Estos problemas se traducen en la necesidad de realizar costosas intervenciones con el consiguiente gasto en materiales y pérdida de producción.

En los yacimientos de YPF en Mendoza Norte en el año 1997 comenzaron tratamientos convencionales con inhibidores de incrustaciones en pozos productores.

En la actualidad hay 139 pozos tratados con inhibidores de incrustaciones convencionales en estos yacimientos.

Los inhibidores de incrustaciones que se utilizan en los yacimientos previenen precipitación de sulfato de calcio, sulfato de bario y carbonato de calcio que son las incrustaciones habitualmente encontradas en los pozos de petróleo.

En el año 2009 se inicia una prueba piloto con inhibidor de incrustaciones encapsulado para tratar a pozos productores que no puedan ser tratados de modo convencional, debido a que poseen packer que impide el agregado del producto químico.

El producto fue ensayado en laboratorio con muy buena eficiencia.

El ensayo de campo inicialmente se realiza en 3 pozos productores de distintas áreas. Uno que posee problemas con incrustaciones de sulfato de calcio y dos pozos productores donde se deposita sulfato de bario.

En una segunda etapa se agregan tres pozos productores al ensayo de campo.

Se aprovecha el momento en que los pozos son intervenidos para agregar el inhibidor encapsulado al fondo del pozo.

Este inhibidor se caracteriza por proveer protección antincrustante a bajo nivel de dosis y por largo tiempo.

Es un polímero semisólido en forma de perlas en salmuera líquida que es soluble en agua.

El producto es dosificado por anular o directa en el pozo y al poseer un peso específico superior al petróleo y agua se deposita en el fondo del mismo, en donde comienza a difundir en el tiempo, proveyendo un reservorio de inhibidor de incrustación in situ.

Una vez puesto en marcha el pozo se realiza un seguimiento del residual de producto en boca de pozo para garantizar la imposibilidad de formación de la incrustación en la instalación de fondo.

Al comparar en los pozos tratados antes del agregado del inhibidor encapsulado con su rendimiento post agregado se observa una disminución en la cantidad de intervenciones, lo que invita a ampliar el número de pozos tratados de este modo.

Introducción

Los yacimientos explotados por YPF en Mendoza Norte (Barrancas, Ugarteche, La Ventana y Vizcacheras) tienen las características de muchos de los campos petroleros maduros del mundo. Se caracterizan porque los pozos petroleros producen por distintas capas (multicapa), desde hace más de 4 décadas están bajo la influencia del agua inyectada por recuperación secundaria y tienen un alto grado de salinidad (varía entre 20 a 100g/l).

Otra característica importante que define la extracción de esta zona es el alto grado de corte de agua, en general superior al 85 %.

La temperatura de fondo de los pozos es de alrededor de 100 °C, con pozos entre 2200 a 3200 metros de profundidad.

Lo mencionado precedentemente explica que en estos campos haya una interesante y variada problemática referida al tema de incrustaciones.

La explotación multicapa, junto a la gran cantidad de años de inyección de agua por secundaria han favorecido mezclas de aguas que en muchos casos son incompatibles, generando deposición de sólidos que se incrustan en las instalaciones de superficie y de fondo.

Esta problemática ha sido abordada sistemáticamente desde el año 1997, donde se realizaron los primeros contratos con compañías proveedoras de productos químicos. Hasta esa fecha sólo se compraban productos químicos que eran agregados en los pozos por el propio personal de YPF. Desde el año 1997 en adelante se generan contratos en los que aparte del agregado del producto las compañías contratistas debían proveer el servicio completo (provisión de bombas, realizar las dosificaciones en cada pozo y distribuir e inyectar en el pozo cada aplicación solicitada por YPF).

A su vez YPF se ocupaba del seguimiento de la performance de cada tratamiento y de realizar todos los análisis químicos, tanto de las aguas del sistema como de las incrustaciones que aparecían en los distintos pozos.

A partir de esta información que le era suministrada a la empresa contratista se podían diseñar los tratamientos químicos más efectivos.

En los cuatro yacimientos de YPF en Mendoza Norte la variedad de composición en las distintas aguas originan que los problemas generados por incrustaciones sean diversos.

En las figuras 1, 2, 3 y 4 pueden apreciarse la complejidad y variedad de problemas de incrustaciones detectadas mediante análisis químicos en los mencionados yacimientos.

Figura 1

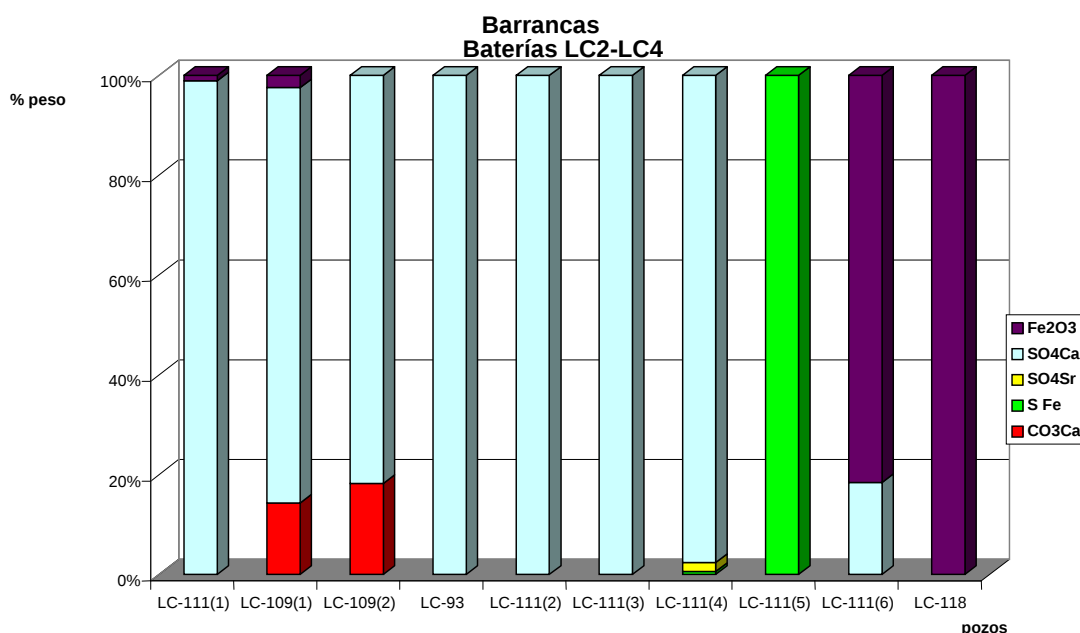


Figura 2

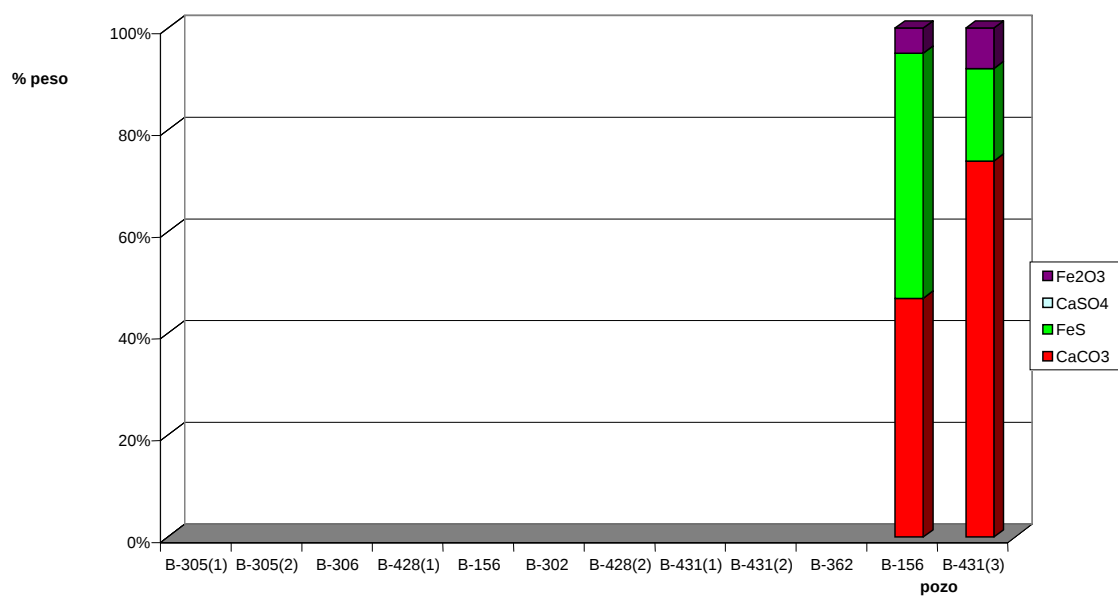
Barrancas
Batería B8

Figura 3

La Ventana

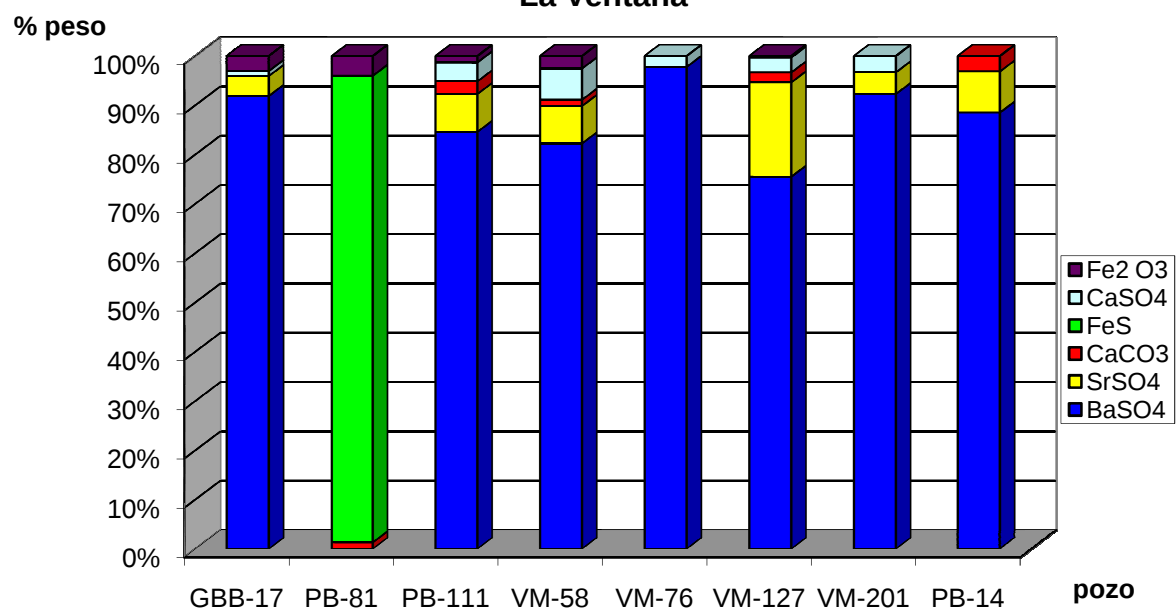


Figura 4
Vizcacheras

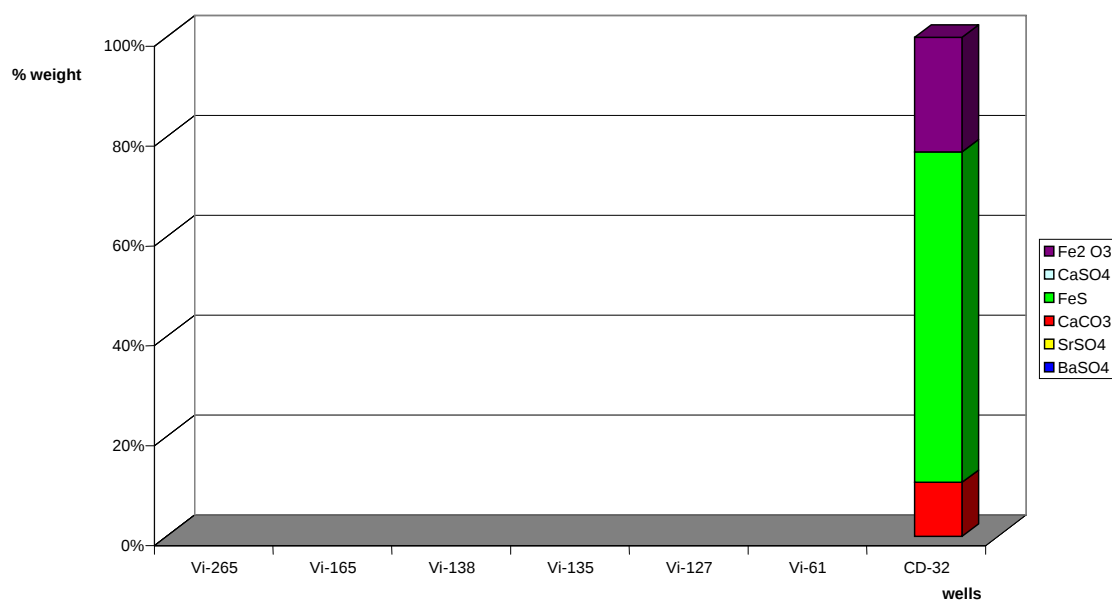
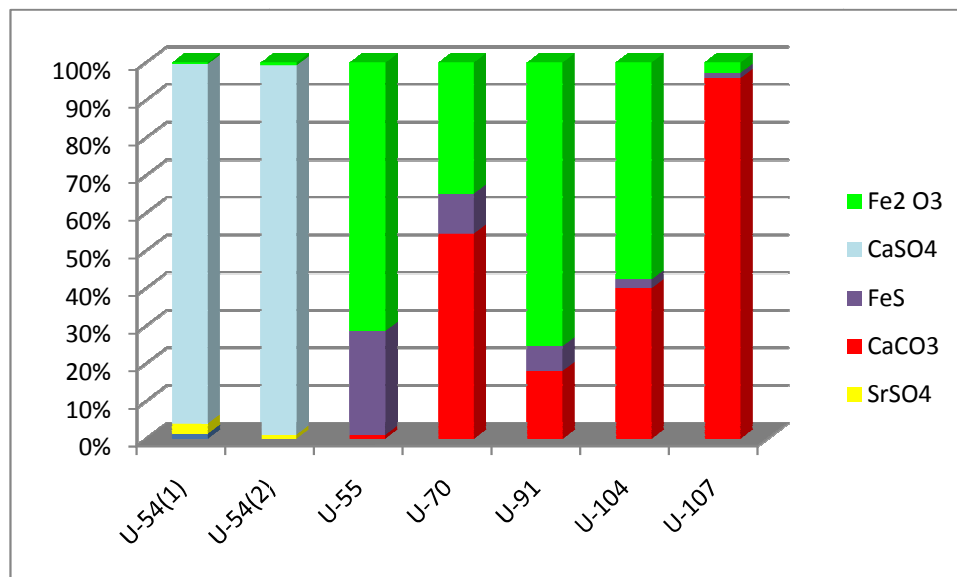


Figura 5
Ugarteche



En la actualidad (noviembre 2012) son tratados 139 pozos productores con inhibidores de incrustaciones de manera convencional.

Al decir convencional nos referimos a aplicaciones de inhibidores de incrustaciones líquidos, en forma continua con agregados por medio de capilares o por agregados por medio de bacheos semanales, que si bien no es lo más aconsejable desde el punto de vista de la eficiencia, deben realizarse de este modo, ya que las zonas donde están los pozos productores han sufrido actos de

vandalismo menores (roturas intencionales, robo de bombas, cables o partes de tableros eléctricos entre otros)

Sin embargo había ciertos pozos productores que si bien tenían problemas de incrustaciones que derivaban en costosas intervenciones no podían ser tratados de forma convencional.

Dentro de este grupo de encuentran pozos que tienen packer y aquellos que por alguna razón técnica como exceso de gas, hacen que sea imposible o ineficiente los tratamientos convencionales con inhibidores de incrustaciones.

Para resolver este inconveniente se planifica realizar tratamientos con inhibidores de incrustaciones encapsulados.

Desarrollo

Ensayo de laboratorio

El producto químico seleccionado es un inhibidor encapsulado que se caracteriza por proveer protección antincrustante a bajo nivel de dosis y por largo tiempo.

Es un polímero semisólido en forma de perlas en salmuera líquida que es soluble en agua.

El producto fue probado con incrustaciones provenientes de distintos pozos productores y con muestras sintéticas.

En el ensayo de laboratorio el inhibidor encapsulado muestra una eficiencia de 65 %. Estos resultados se consideran satisfactorios para pasar a la prueba de campo

Ensayo de campo-prueba piloto

Una vez seleccionados los pozos donde se realizará el ensayo piloto se espera a que éstos deban ser intervenidos y en ese momento se agrega el inhibidor encapsulado.

Se seleccionan inicialmente tres pozos productores, uno del Yacimiento Ugarteche (U54) y dos del Yacimiento La Ventana (PB14 y VM222).

En función de los buenos resultados obtenidos inicialmente, se agregan tres pozos productores más al ensayo de campo, por lo que los pozos afectados al piloto son seis.

Los pozos de la segunda etapa son: Vi29 (Yacimiento Vizcacheras). U133 y U83 (Yacimiento Ugarteche)

Los pozos seleccionados tenían frecuentes intervenciones originadas por incrustaciones.

Una vez puesto nuevamente en producción al pozo se realiza un seguimiento de residual de inhibidor, para comprobar que dicho producto se va disolviendo lentamente de forma de proveer una concentración que evite que precipite la incrustación.

A continuación se detalla antecedentes y resultados de cada uno de los pozos incluidos en la prueba piloto.

Primera Etapa

Pozo U54 (Yacimiento Ugarteche)

En este pozo la incrustación encontrada es básicamente sulfato de calcio.

El sulfato de calcio puede precipitar de distintas formas en función de las condiciones de temperatura del pozo.

Debajo de 80 °C se deposita como gypsum ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), entre 80 y 121 °C puede precipitar como gypsum, cerca del límite inferior de temperatura o como hemidrato ($\text{CaSO}_4 \cdot 1/2\text{H}_2\text{O}$) cerca del límite superior de temperatura.

Sobre 121 °C la variedad más probable de encontrar de esta incrustación es anhidrita (CaSO_4).

En 2 intervenciones previas al inicio del agregado del inhibidor encapsulado se detectaron incrustaciones que fueron analizadas obteniéndose el siguiente resultado

Intervención septiembre 2008

CaSO_4 : 96,5 %

SrSO_4 : 3 %

Fe_2O_3 : 0,5 %

Intervención abril 2009

CaSO_4 : 98 %

SrSO_4 : 1 %

Fe_2O_3 : 1 %

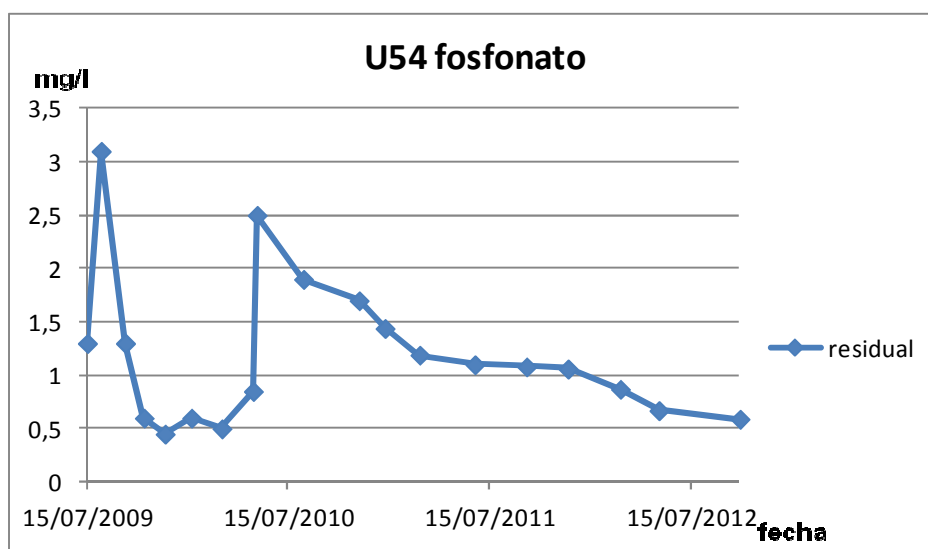
Estos resultados evidencian que el problema de incrustaciones en este pozo productor es casi exclusivamente debido a precipitación de sulfato de calcio.

Se inicia el tratamiento con el inhibidor encapsulado en junio 2009.

Periódicamente se realizan mediciones del residual del producto agregado (fosfonato).

En el gráfico 1 se muestra el seguimiento del residual del inhibidor de incrustación

Gráfico 1. Residuales fosfonato pozo U54



Pozo PB14 (Yacimiento La Ventana)

En este pozo el problema de incrustación se debe fundamentalmente a sulfato de bario.

La característica de esta incrustación es que es la más insoluble de las incrustaciones que comúnmente se encuentran en pozos petroleros.

En condiciones normales de pozo es 25 veces más insoluble que el carbonato de calcio y casi 1000 veces más insoluble que el sulfato de calcio.

El sulfato de bario aumenta su solubilidad con el aumento de la temperatura, a 95 °C casi duplica la solubilidad que tiene a 25 °C, pero sigue siendo muy insoluble por lo que de estar presentes iones bario y sulfato, aún en muy pequeñas cantidades habrá tendencia a formarse esta incrustación.

En una intervención previa se analizó la composición del sólido incrustado

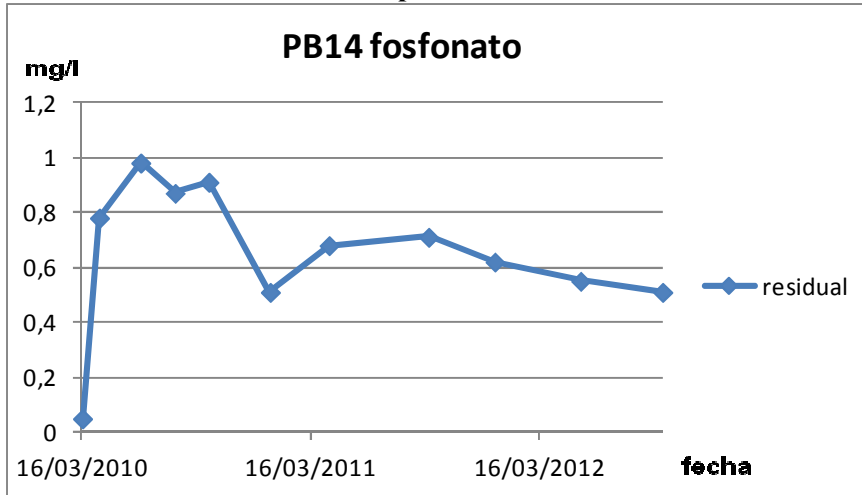
Intervención noviembre 2009

BaSO₄ : 88 %
 SrSO₄ : 8,5 %
 CaSO₄ : 3,5 %

En este caso el problema mayoritario se debe a precipitación de sulfato de bario, y en menor medida sulfato de estroncio y sulfato de calcio.

En marzo 2010 se agrega el inhibidor encapsulado y comienza el seguimiento de residual de fosfonato.

Gráfico 2. Residuales fosfonato pozo PB14



Durante la prueba piloto de campo se mantienen los valores residuales de inhibidor en valores que previenen la precipitación de incrustaciones.

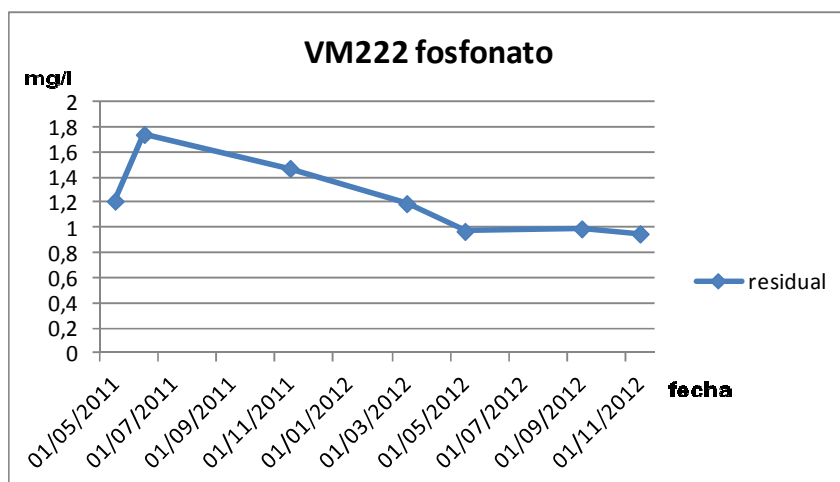
Pozo VM222 (Yacimiento La Ventana)

En este pozo se detectan incrustaciones de sulfato de bario, acompañadas por pequeñas cantidades de sulfato de estroncio y sulfato de calcio.

Intervención enero 2011

BaSO₄ : 94 %
 SrSO₄ : 2 %
 CaSO₄ : 3 %

En mayo 2011 se inicia el tratamiento con el inhibidor encapsulado y comienza el seguimiento de residual de fosfonato.

Gráfico 3. Residuales fosfonato pozo VM222**Segunda etapa**

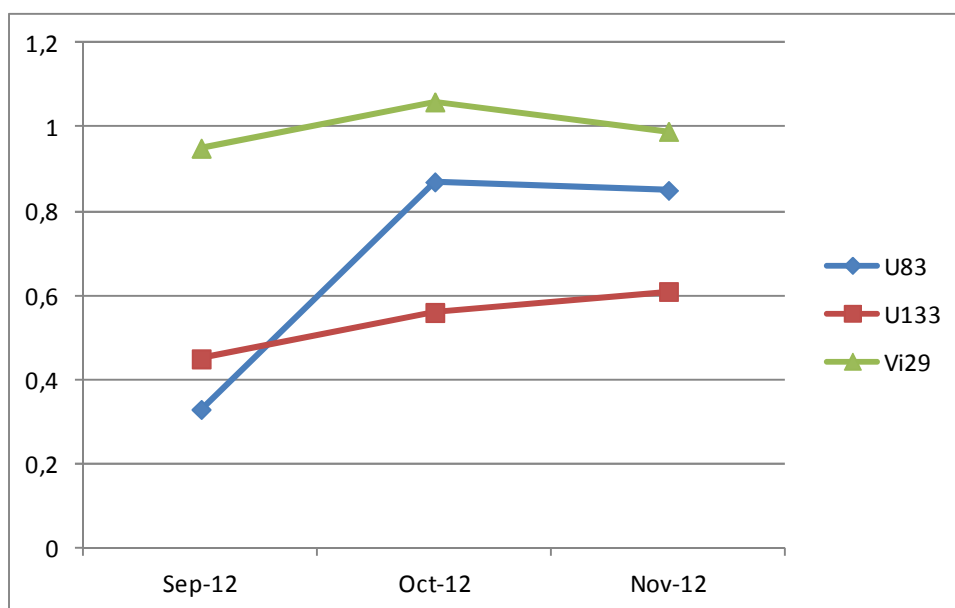
En función de los resultados obtenidos se inicia en agosto 2012 una segunda etapa donde se incluyen tres nuevos pozos productores (U133, U83 y Vi29).

El pozo U133 se decidió incluirlo en el piloto debido a que en 16 meses tuvo 4 intervenciones debido a incrustaciones de sulfato de calcio

El pozo Vi 29 se lo incluye en el piloto debido a que en el último año ha tenido 2 intervenciones donde se detectó alto contenido de incrustaciones.

El pozo U83 en el último año se han detectado incrustaciones de sulfato de calcio.

Desde el inicio de los tratamientos con el inhibidor encapsulados se realizan las mediciones de seguimiento para detectar el residual de fosfonato presente en cada uno de los sistemas.

Gráfico 4. Residuales fosfonato pozos U83, U133 y Vi29

Resultados

Para establecer si este tipo de tratamiento ha dado buenos resultados el mejor modo es realizar una comparativa entre los antecedentes de cada uno de los pozos antes del agregado del inhibidor encapsulado, con su comportamiento post agregado.

Previo a los tratamientos con el inhibidor encapsulado el pozo U54 tuvo 9 intervenciones en 22 meses (frecuencia 4,9 intervenciones/año). Luego del agregado del inhibidor encapsulado este pozo tiene tres intervenciones en 31 meses.

El segundo pozo (PB14) previo al tratamiento tuvo 4 intervenciones en 19 meses debido a problemas de incrustaciones (2,5 intervenciones/año). Una vez iniciado el tratamiento en 32 meses tuvo dos intervenciones (0,75 intervenciones/año).

El tercer pozo VM222 tuvo 3 intervenciones en 6 meses previo al tratamiento. Luego de agregado el inhibidor encapsulado no ha tenido intervenciones hasta la fecha (18 meses). Estos resultados se presentan en la tabla 1

Tabla 1. Intervenciones antes y después del tratamiento

Pozo	Frecuencia sin tratamiento	Frecuencia con tratamiento
U54	4,9 intervenciones/año	1,2 intervenciones/año
PB14	2,5 intervenciones/año	0,75 intervenciones/año
VM222	6,0 intervenciones/año	0 intervenciones por año

Los últimos 3 pozos incluidos en el piloto han iniciado el tratamiento hace 3 meses sin haber tenido que ser intervenidos hasta el momento.

Se considera que la prueba piloto ha sido exitosa.

Conclusiones

*Se desarrolló una prueba de campo con los inhibidores encapsulados en pozos de los Yacimientos Ugarteche, La Ventana y Vizcacheras ubicados en la zona Norte de Mendoza.

*En función de los resultados del seguimiento del residual de fosfonato se observa que se mantiene una concentración del activo que impide la precipitación y formación de la incrustación durante períodos superiores al año.

*Se probó un nuevo tipo de producto químico en pozos productores que no tenían posibilidad de ser tratados de modo convencional, obteniéndose un significativo éxito, que se traduce en una gran disminución de intervenciones en los pozos tratados con este producto químico.

*Al utilizar este tipo de inhibidores de incrustaciones se obtuvieron beneficios económicos debido a la disminución de intervenciones y al evitar pérdidas de producción de los pozos mientras son intervenidos,

*Los beneficios económicos obtenidos permitirán ampliar en los próximos meses la cantidad de pozos que serán tratados con inhibidores encapsulados.

Bibliografía

- *Laboratory Screening Tests to Determine the Ability of Scale Inhibitors to Prevent the Precipitation of Calcium Sulfate and Calcium Carbonate from Solution (for Oil and Gas Production Systems)-NACE International Test Method TM0374-95
- *Development and Application of Accurate Detection and Assay Techniques for Oilfield Scale Inhibitors in Produced Water-G.M. Graham, K.S. Sorbie, L.S. Boak, K. Taylor, and L. Billie-SPE 28997 (1995)
- *Scale Prediction, Measurement and Control in a Subsea Satellite Field-R.J. Wright, J.R.F. Hall-SPE 27606 (1994)
- *Characterization of Carbonate Precipitation and Scale Formation in Solids-Free Clear Brines-R.T. Swartwout, and T. Ho-SPE 23811 (1992)
- *Why Scale Forms and How to Predict it-J.E. Oddo, and M.B. Tomson -SPE-21710 (1991)
- *Applied Water Technology-Dr. Charles C. Patton (1995)
- *Standard Test Method for Strontium Ion in Brackish Water, Seawater and Brines-ASTM D 3352-94
- *Standard Test Method for Barium in Brackish Water, Seawater and Brines-ASTM D 3651-96
- *Evaluation of Scale Inhibitors for Downhole Squeeze Treatment-N.J. Braley, D.C. Brunt, G.E. Payne and N.O. Wolf-SPE 23108 (1991)
- *Prediction of Sulfate Scaling Tendency in Oilfield Operations-M.D. Yuan, and A.C. Todd-SPE 18484 (1990)
- *Recommended Practice for Analysis of Oilfield Waters- Recommended Practice 45 (1998)-API Exploration and Production Department (1998)
- *Effective Treatment of Subsea Wells with a Solid Scale Inhibitor System. H.M. Bourne, S.M. Heath, S. McKay, TR Oil Services; J. Fraser, L. Stott, S. Müller, Total Oil Marine plc. SPE 60207-MS (2000)
- * Encapsulated Scale Inhibitor Treatments experience in the Ghawar Field, Saudi Arabia. J.F. Hsu, A.K. Al-Zain, K.U. Raju, Saudi Aramco; A.P. Henderson, Arabian TR Oil Services. SPE 60209-MS (2000)
- *Scale Inhibitor Squeeze Treatment in a Tight Carbonate Reservoir. Problems and Solutions-A.M. Al-Qahtani and H.A. Nasr-El-Din-SPE 80402 (2003)
- *Enhanced Scale Inhibitor Performance through Utilization of End Capped Technology. Niall Fleming, Gillian Ross, and Claire Hobden, MI Production Chemicals. NACE 04387 (2004)
- *Inhibition of Barite Scale in the Presence of Hydrate Inhibitors-M.B. Tomson, A.T. Kan and G.F. Rice-SPE 87437 (2005)
- *Downhole Scale Management in Gorm, Dan and Halfdan, and Implications to Industry Trends-T. Jones, J. Kolding and H.H. Kogsboll-SPE 100508 (2006)

*How Minimum Concentration (MIC) and Sub MIC Concentrations Affect Bulk Precipitation and Surface Scaling Rates-A.L. Grahan, L.S. Boak and K.S. Sorbie-SPE 93311 (2006)

* Successful Scale Mitigation Strategies in Saudi Arabian Oil Fields. Kris U. Raju, SPE, Saudi Aramco. SPE 121679-MS (2009)