

Combate exitoso de incrustaciones minerales en el sistema de ductos de los Activos de Producción Samaria-Luna y Macuspana-Muspac, (campos petroleros Tizón, Cráter y Costero). Metodología para identificar, prevenir y combatir la formación de incrustaciones en instalaciones superficiales de producción.

Javier Espinosa Rivera

javier.espinosa@pemex.com

Activo de producción Samaria Luna, Pemex

Grupo multidisciplinario de operación de pozos e instalaciones

Información del artículo: recibido: octubre de 2015-aceptado: noviembre de 2015

Resumen

El agua de formación producida por los pozos petroleros es rica en minerales, los cuales pueden acumularse, depositarse y formar incrustaciones si se modifican las condiciones de transporte de los ductos por los cuales son producidos, los principales factores que originan la formación de incrustaciones son los cambios en la presión y temperatura o bien cuando se mezclan dos aguas de formación incompatibles en el mismo sistema de ductos.

Los problemas asociados a la formación de incrustaciones en los ductos van desde pérdidas de producción por la disminución del área de flujo en estranguladores y líneas de descarga, hasta represionamientos en los sistemas de distribución de oleogasoductos.

En cuestión de horas un pozo petrolero con problemas de incrustaciones puede estrangularse y dejar de aportar.

Este trabajo describe las acciones tomadas para el combate exitoso de incrustaciones minerales en los sistema de ductos de los Activos de Producción Samaria-Luna y Macuspana-Muspac, (campos petroleros Tizón, Cráter y Costero).

Palabras clave: Incrustación, pozo, instalación, presión, temperatura, solubilidad, inhibidores.

Successful combat of scale in the systems pipes of active production Samaria Luna and Macuspana Muspac, (oil fields Tizon, Crater and Costero). Methodology for identify, prevent and combat scale forms in Oil-Handling systems and production facilities

Abstract

The water produced by oil wells is rich in minerals, which can accumulate, settle and form scale if you modify the conditions of transport of pipes that are produced, the main factors that cause the formation of scale are changes in **pressure and temperature**, either when two mixing waters produced by oil well are incompatible in the same pipeline system.

Problems associated with the formation of incrustations in the pipeline range from production losses by the decrease of the flow area in chokes and discharge lines, up to high pressure in Oil-Handling Systems and Production Facilities.

In a matter of hours an oil well with problems of scale can strangle and cut off the hydrocarbons production.

This work describes the actions taken for the successful battle of mineral deposits in the pipeline system of the active production Samaria-Luna and Macuspana-Muspac (oil fields Tizon, Crater and Costero).

Keywords: Scale, well, Oil-Handling Systems, pressure, temperature, solubility, inhibitors.

Tipos de incrustaciones en los sistemas de superficiales de producción

Las incrustaciones minerales que más preocupan a lo productores de petróleo son el *carbonato de calcio*, *el sulfato de calcio* y *el sulfato de bario*⁷. El sulfato de estroncio es una incrustación menos común pero puede

presentarse principalmente en tuberías de producción. Del mismo modo suelen presentarse depositaciones severas de cloruro de sodio por la sobresaturación de sal del agua de formación, la cual puede obstruir principalmente a las líneas de descarga y elementos superficiales en donde existe un cambio de dirección.

Tabla 1. Incrustaciones que más comúnmente se encuentran en los sistemas superficiales de producción.

Incrustación	Fórmula	Variable que acelera la incrustación	Elementos superficiales afectados
Carbonato de calcio	CaCO_3	Temperatura, sólidos disueltos, pH	Líneas superficiales, válvulas, estranguladores
Sulfato de calcio • Yeso • Hemidrita • Anhidrita	<ul style="list-style-type: none"> • $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ • $\text{CaSO}_4 \cdot 1/2\text{H}_2\text{O}$ • CaSO_4 	Temperatura, presión, sólidos disueltos	Válvulas, estranguladores
Sulfato de Bario	BaSO_4	Temperatura y presión	Estranguladores, tubería de producción
Sulfato de estroncio	SrSO_4	Presión, sólidos disueltos	Tubería de producción
Compuestos ferrosos • Carbonato ferroso • Sulfato ferroso • Hidróxido ferroso	<ul style="list-style-type: none"> • FeCO_3 • FeS • Fe(OH)_2 • Fe(OH)_3 	Ácido sulfhídrico, pH	Tubería de producción, estranguladores

Mecanismo de formación de incrustaciones

Para que se inicie el mecanismo de formación de incrustaciones el agua de formación debe estar supersaturada de sólidos disueltos incrustantes, la superficie rugosa de la tubería tiene bordes irregulares microscópicos, en los cuales con el paso del tiempo se depositan los sólidos que pueden tener un tamaño entre 1 – 20 micras⁵, un grano de arena es 50 veces más grande (1,000 micras) que los sólidos incrustantes presentes en el agua de formación. Con los cambios de presión, temperatura, y flujo, los sólidos incrustantes se agrupan convirtiéndose en granos y ocupan las superficies rugosas de la tubería hasta cubrir por completo la pared interna del tubo. Una vez cubierta la pared del tubo con incrustaciones, los nuevos granos incrustantes se aglomeran con los inicialmente incrustados, facilitándose así el crecimiento interno de la incrustación, reduciendo el área de flujo interior del tubo.

Hay que mencionar que una vez iniciado este proceso y dependiendo del tipo de incrustación, si no se inicia la inyección de inhibidores de incrustación para prever la formación de incrustaciones, con el paso del tiempo incrustaciones como el sulfato de bario son prácticamente irremovibles y se deberá realizar la sustitución del elemento afectado por la incrustación. Las incrustaciones de carbonato de calcio y sulfato de calcio pueden ser removidas con la inyección de ácido clorhídrico y después de remover la incrustación se puede iniciar la inyección de productos para

evitar que nuevamente se depositen minerales en la tubería y las incrustaciones.

Variables que aceleran la formación de incrustaciones

Supersaturación

La supersaturación es simple y sencillamente la cantidad de minerales presentes en el agua de formación, mientras más iones contenga el agua, mayor será la probabilidad de que se acumulen sedimentos minerales en los ductos, es el origen de todo el proceso denominado incrustaciones.

El grado de supersaturación es incluso denominado índice de incrustación debido a que si se tienen valores altos del mismo, existe una gran posibilidad de que se precipiten minerales.

El dimensionamiento de la supersaturación se realiza mediante la salinidad del agua de formación, es bueno mencionar que el agua producida por los yacimientos petroleros puede llegar a ser 10 veces más rica en sólidos y iones incrustantes que el agua de mar. Además que el agua de formación es rica en iones de bario y estroncio, las cuales son las incrustaciones más resistentes y difíciles de combatir.

Tabla 2. Composición del agua de formación vs agua de mar².

Iones	Agua de formación (ppm)	Agua de mar (ppm)
Sodio	31,275	10,890
Potasio	654	460
Magnesio	379	1,368
Bario	269	0
Estroncio	771	0
Sulfato	0	2,960
Cloruro	60,412	19,766
Calcio	5,038	428

Solubilidad

Solubilidad es la capacidad o facilidad que tiene una sustancia de disolverse en una determinada sustancia o medio. Para el estudio de las incrustaciones es muy importante este término, ya que si la solubilidad de los sólidos incrustantes presentes en el agua de formación es baja, será más fácil que se depositen y formen incrustaciones. La solubilidad se ve muy afectada por los cambios de temperatura que experimente el agua de formación a través de los ductos y elementos superficiales de producción.

La incrustación que más se ve afectada por el cambio de solubilidad es el carbonato de calcio, es por esta razón que es la común de encontrarse en los ductos.

El carbonato de calcio tiene un comportamiento retrogrado con respecto a la temperatura, es decir, mientras más aumente la temperatura de la mezcla de hidrocarburos será menor la solubilidad que experimente y más fácilmente se iniciará la formación de incrustaciones.

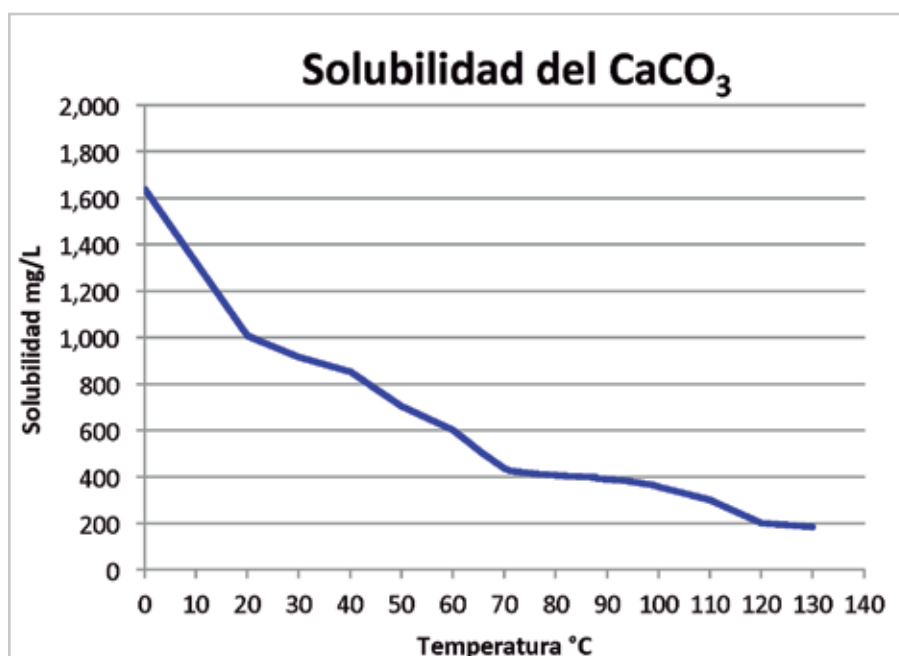


Figura 1. Comportamiento retrogrado del carbonato de calcio con respecto a la temperatura.

Presión

Todos los elementos superficiales de producción están expuestos a cambios de presión con respecto al tiempo, sin embargo, cuando el cambio es súbito y en forma descendente ocasiona la depositación de sulfatos. Al descender la presión, la solubilidad tiende a disminuir y aumenta la formación de incrustaciones.

La solubilidad del sulfato de calcio, bario y estroncio es muy estable en altas presiones, sin embargo, al descender la

presión disminuye la solubilidad y comienza la depositación de minerales. El sulfato de bario es la incrustación más común debido a los cambios de presión y afecta principalmente a los estranguladores.

Cuando un pozo petrolero opera en gasto crítico y supercrítico es menos probable que presente problemas de incrustaciones por sulfatos, y a medida que disminuya la presión en cabeza del mismo si el agua de formación es rica en sulfatos podrán presentarse problemas de incrustaciones.

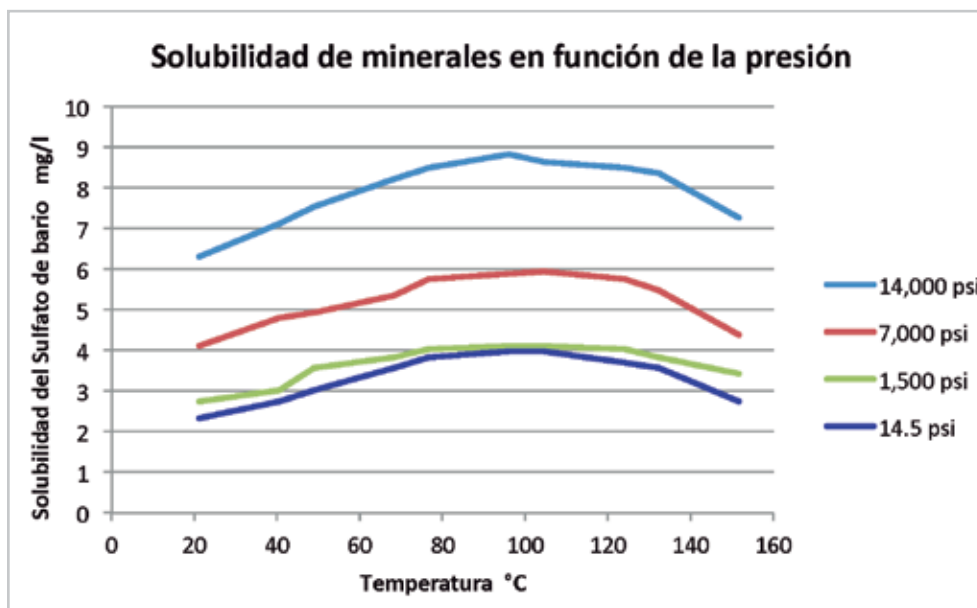


Figura 2. Disminución de la solubilidad en función de la presión².

Temperatura

La solubilidad de los minerales contenidos en el agua de formación tiene un comportamiento complicado con respecto a la temperatura, si se toma en cuenta que la mayoría de las sustancias del planeta son más solubles si se incrementa la temperatura, se esperaría tener menos problemas de incrustaciones en instalaciones de alta temperatura, sin embargo, ocurre lo contrario, ya que a medida que se incrementa la temperatura el carbonato de calcio se vuelve menos soluble y con facilidad comienza a precipitarse y forma incrustaciones, es de gran relevancia observar los cambios de temperatura de las instalaciones si queremos predecir cuellos de botella y reducciones de diámetro en los ductos y pozos petroleros.

PH

Los cambios del PH del agua de formación pueden causar el desequilibrio de los minerales incrustantes e iniciar la depositación en ductos. Esta condición es la menos probable que ocurra en los pozos productores aunque debe darse seguimiento en el laboratorio. Un PH mayor a siete puede ocasionar problemas de incrustaciones de carbonato de calcio⁶.

Mezclado de aguas incompatibles

Los problemas de mezclado de aguas incompatibles ocurren cuando se combina el agua de mar y el agua de formación, la composición química del agua de mar es rica en sulfatos (mas de 2,500 mg/l) y el agua de formación al ser rica en calcio, bario y estroncio, cuando se mezclan ocasionan la depositación de sulfatos de calcio y bario, principalmente en ductos y conexiones superficiales y sulfato de estroncio en tuberías de producción.

Incrustaciones minerales y sus problemas asociados

Carbonato de calcio

El carbonato de calcio es el más común de las incrustaciones en las instalaciones superficiales de producción, ya que se perturba con facilidad su equilibrio y solubilidad con los cambios de temperatura, presión y ph. Ya se ha comentado que la solubilidad del carbonato de calcio disminuye con el aumento de la temperatura. Para predecir el comportamiento de esta incrustación se ha utilizado el índice de Langelier y el Stiff-Davis, este último es el más utilizado en la industria petrolera con buenos resultados.

Una vez formadas la incrustaciones de carbonato de calcio pueden removerse con la inyección de ácido clorhídrico al 7.5%, es importante después de haber removido la incrustación con HCL iniciar la inyección continua de inhibidores de incrustación para evitar que se forme nuevamente la depositación de sedimentos y para evitar la inyección periódica de ácido en los ductos que pongan en riesgo su integridad mecánica. Los problemas asociados a esta incrustación son la disminución de área de flujo de oleoductos y líneas de descarga.

Una vez formada esta incrustación se desarrolla rápidamente en los ductos y puede en pocas horas estrangular y disminuir el flujo de un pozo petrolero.

Sulfato de calcio

La mayor parte de las incrustaciones de sulfato de calcio que se encuentran en los campos petroleros que operan a temperaturas menores de 50°C son yeso $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ y por encima de esta temperatura se encuentra anhidrita $CaSO_4$. La solubilidad del yeso al igual que el carbonato de calcio disminuye con la temperatura, esta incrustación es menos probable de que se presente en los campos petroleros en comparación con el carbonato de calcio y sulfato de bario. La precipitación del sulfato de calcio suele derivarse de la mezcla de dos aguas, una de las cuales tiene una alta concentración de calcio o de sulfato⁷.

Los problemas asociados al sulfato de calcio son obstrucciones en ductos y válvulas y depositación de sedimentos de yeso en recipientes a presión.

Sulfato de bario

Las incrustaciones de sulfato de bario son sumamente resistentes tanto a los agentes químicos como mecánicos, una vez formados no pueden removerse y es necesario sustituir los elementos superficiales afectados.

La solubilidad del sulfato de bario es la más baja de las incrustaciones con valores cercanos a 2 mg/l, y a diferencia del carbonato de calcio la solubilidad aumenta con la temperatura. La depositación del sulfato de bario también puede deberse al mezclado de un agua rica en bario con una rica en sulfato.

El sulfato de bario es muy inestable con los cambios de presión, su solubilidad disminuye de manera proporcional con la presión.

Los problemas asociados con el sulfato de bario tienen que ver con los estranguladores, debido a la diferencial de presión aguas abajo y aguas arriba del elemento. Una vez formada la incrustación es tan fuerte que comienza a disminuir el área de flujo del estrangulador y se incrementa la presión en TP del pozo afectado.

En la **Figura 3** se muestra el incremento de la presión en TP del pozo Luna 12-1 por la reducción del área del flujo del estrangulador con sulfato de bario.

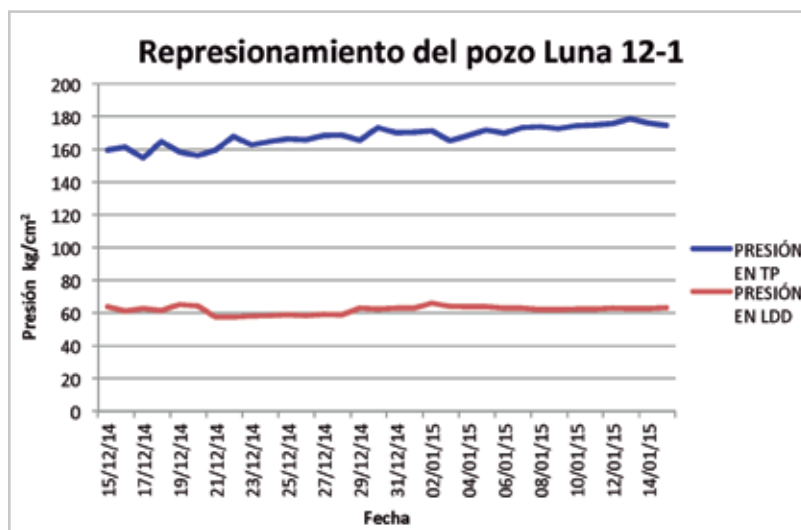


Figura 3. Aumento de la presión en TP del pozo Luna 12-1.

Caso estudio área de trampas Tizón

Contexto operacional

El área de trampas Tizón recibe la producción de los campos **Tizón** y **Cráter** del Activo de Producción Samaria Luna y el campo **Costero** del Activo de producción Macuspana Muspac, actualmente confluyen en esta instalación cerca

de 45,000 barriles de aceite y 300 mmpcd; esta producción de hidrocarburos es enviada a la Batería de separación Luna por medio de tres oleogasoductos 8"Ø, 12"Ø y 20"Ø, y para no reducir la capacidad de transporte del sistema, la producción de los tres campos es mezclada en el área de trampas. Los oleogasoductos cuentan con sistemas de inyección de inhibidor de corrosión y en algunos puntos con sensores de presión en tiempo real.



Figura 4. Área de trampas Tizón

Cambio en las condiciones de operación

En el periodo julio - diciembre de 2012 se decidió ampliar paulatinamente todos los pozos del campo Tizón (10) de

3/8"Ø hasta 3/4"Ø, lo anterior aumentó la producción de hidrocarburos y modificó las condiciones de operación del sistema de ductos. La temperatura en el área de trampas aumentó más de 20°C, **Figura 5**.

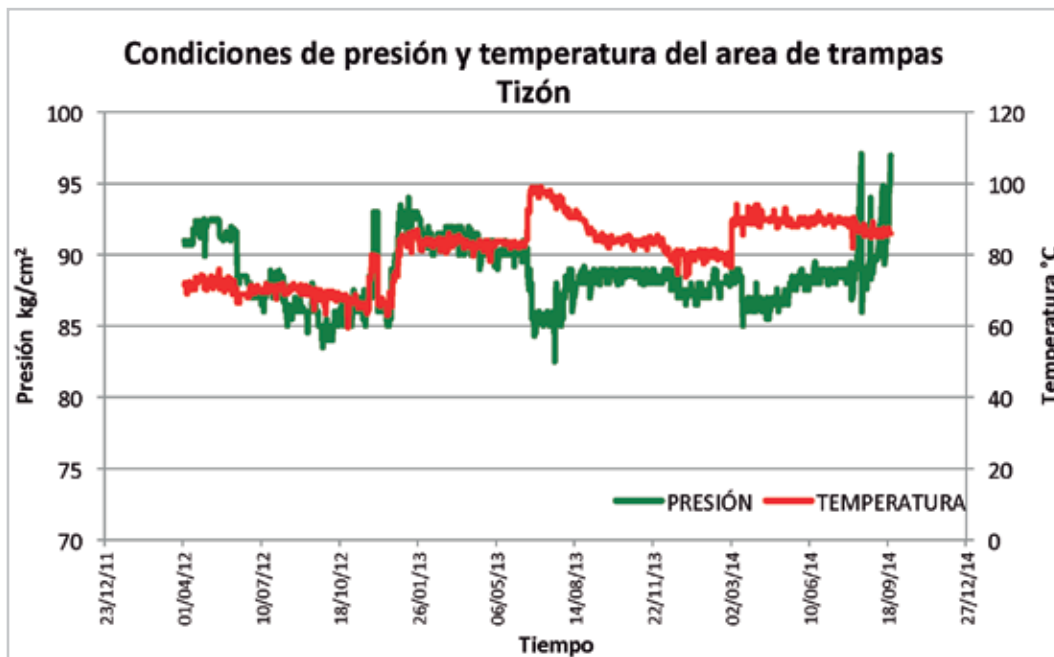


Figura 5. Aumento de la temperatura del área de trampas Tizón.

En marzo de 2013 inició la irrupción de agua del campo Tizón manifestándose de manera principal en el pozo Tizón 214, en octubre de 2013 se encontraron los primeros indicios de incrustaciones de carbonato de calcio en el portaestrangulador de este pozo, Figura 6.



Figura 6. Incrustaciones de carbonato de calcio del pozo Tizón 214.

A mediados de agosto de 2014 se detectó el primer represionamiento en el área de trampas Tizón, de 88 kg/cm² hasta 98 kg/cm², lo anterior además de disminuir la producción de hidrocarburos pudo provocar el cierre de las válvulas de seguridad de los pozos.

Acciones

Con el antecedente de las incrustaciones de carbonato calcio encontradas el pozo Tizón 214 se decidió realizar la inyección de HCL al 7.5% en el área de trampas Tizón utilizando una unidad de alta presión. La intervención tuvo éxito ya que el sistema regreso a sus condiciones de operación de 89 kg/cm², disolviendo la incrustación de carbonatos, sin embargo, en un lapso de 15 días se presentó nuevamente el represionamiento del sistema de ductos.

Se realizaron cinco inyecciones más de HCL al 7.5% a los oleogasoductos de 12"Ø y 20"Ø para mantener dentro de los parámetros la presión de los oleogasoductos, sin embargo, esta práctica es riesgosa porque puede disminuir la integridad mecánica de los ductos y a principios de octubre de 2014 el Grupo multidisciplinario de operación de pozos e instalaciones del Activo de Producción Samaria Luna implementó la inyección de un inhibidor de incrustaciones inorgánicas del Instituto Mexicano del

Petróleo IMP-IISI-9701, el cual es un fosfonato neutralizado soluble al agua.

Se inició la inyección del inhibidor con una dosificación de 100 ppm conforme a las recomendaciones de la hoja de seguridad del IMP, es decir, para el volumen de agua manejado en el área de trampas Tizón, esto significó inyectar diariamente 45 litros/día de inhibidor.

Después de la inyección continua del inhibidor de incrustaciones la presión del sistema de ductos se ha mantenido en el rango normal de operación de 89 kg/cm².

Inhibidores de incrustación

Si se inicia la inyección de inhibidores de incrustación en los sistemas superficiales de producción, es necesario elegir el adecuado para el tipo de incrustación y calcular su dosificación, si no se suministra el inhibidor adecuado puede ocasionar depositación de residuos por la incompatibilidad entre el inhibidores de corrosión–incrustación.

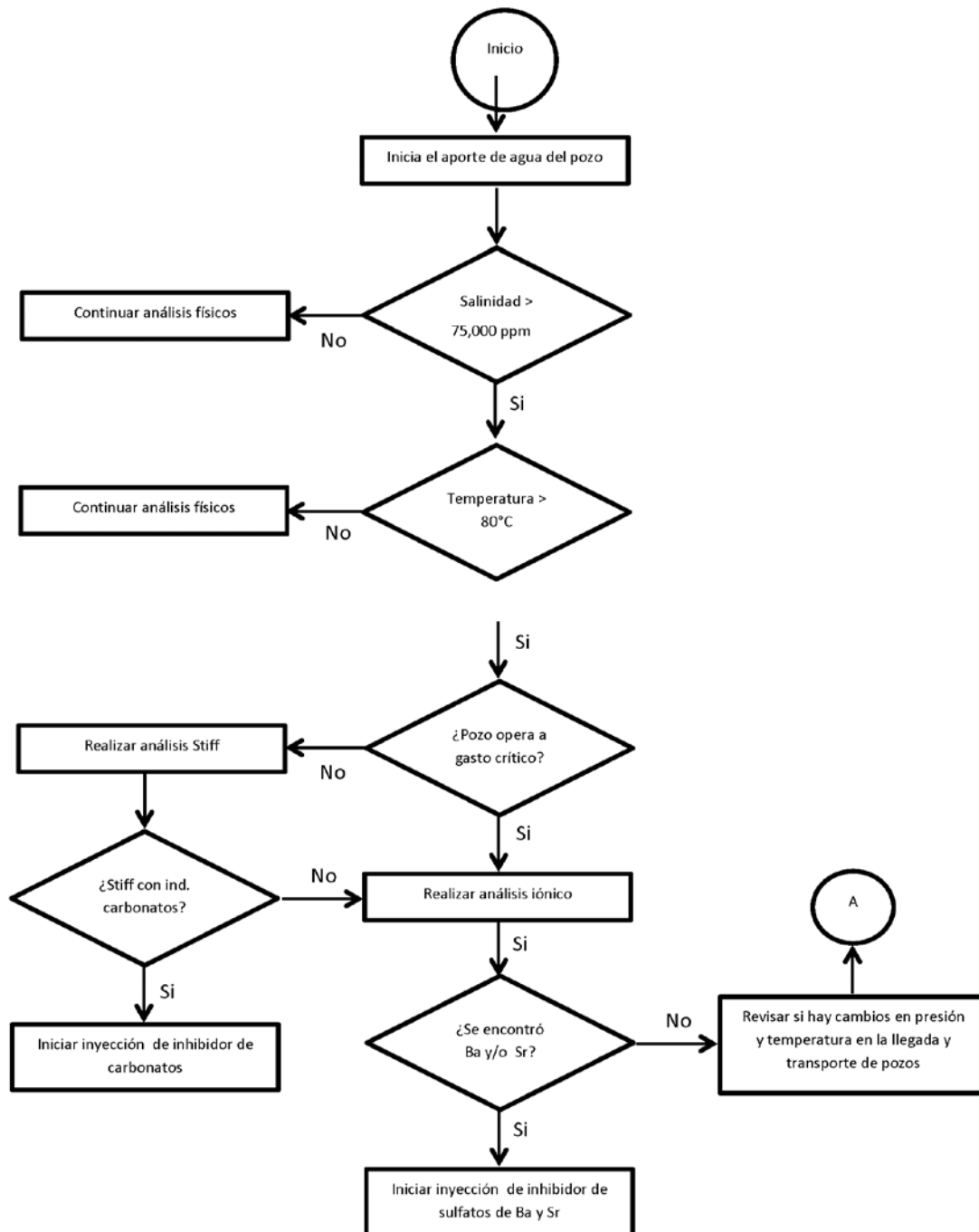
En la **Tabla 2** se muestra el tipo de producto químico que hay que utilizar dependiendo de la incrustación y sus características de funcionamiento.

Tabla 2. Inhibidores utilizados para combatir las incrustaciones de carbonatos y sulfatos³.

Tipo de inhibidor	Tipo de incrustación	Características
Polifosfatos	Carbonato de calcio, sulfato de bario, e incluso puede utilizarse como auxiliar de inhibidor de corrosión	Estable en altas temperaturas y compatible con inhibidores de corrosión
Fosfatos	Carbonato de calcio y sulfato de calcio	Es soluble al agua y al aceite, presenta poca eficiencia en altas temperaturas
Fosfonatos	Carbonato de calcio	Soluble al agua, puede funcionar como dispersante de asfaltenos
Polifosfonatos	Sulfato de bario	Producto utilizado en el combate de incrustaciones a nivel de la formación productora
Polifosfinatos	Carbonatos y sulfatos en general	Alta estabilidad térmica, de uso general en formaciones productoras
Policarboxilatos biodegradables	Carbonatos y sulfatos en general	Producto no corrosivo en tuberías de producción y revestimiento.
Polisulfonatos	Sulfato de bario	Es el mejor tratamiento para el sulfato de bario, puede utilizarse inclusive con bajos valores de PH.

Metodología

Diagrama de flujo para identificar, prevenir y combatir incrustaciones



Conclusiones

1. Las incrustaciones formadas en el sistema de ductos del área de trampas Tizón fueron debidas a la disminución de solubilidad del carbonato de calcio por el incremento de temperatura del sistema.
2. Las incrustaciones no fueron causadas por el mezclado de aguas incompatibles, ya que se han presentado problemas de incrustación en oleogasoductos donde fluye únicamente al campo Tizón, además de que los análisis iónicos no muestran incompatibilidad entre las aguas de Costero, Cráter y Tizón.
3. La inyección y dosificación de fosfonato neutralizado al sistema de ductos del área de trampas Tizón, evitó desde el primer día la formación de incrustaciones de carbonato de calcio aún y cuando se mantuvieron las condiciones de presión y temperaturas altas de los oleogasoductos.

Agradecimientos

A los señores Jorge Ramírez Rubio y Martín Zubieta Pérez, por la valiosa información proporcionada para realización de este estudio.

Bibliografía

1. Barragán R., R.M., Portugal M., E., Arellano G., V.M. et al. 2001. Modelación Química de Aguas de Formación del Activo Luna, Tabasco. *Boletín IIE* **25** (4): 180-184.
2. Crabtree, M., Eslinger D., Fletcher, P. et al. 1999. La Lucha Contra las Incrustaciones-Remoción y Prevención. *Oilfield Review* (otoño): 30-49. https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish99/aut99/p30_49.pdf (Fecha de acceso 30 de marzo de 2015).
3. Halliburton. 2015. Scale Prevention. Best Practices Series.
4. Hamid, S., De Jesus, O., Jacinto, C. 2015. A Practical Method of Predicting Chemical Scale Formation in Well Completions. Artículo presentado en SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Arabia Saudita. Mayo 19-22. SPE-168087-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/168087-MS>.
5. Ismail, M.M.R. 2009. Oil Fields Scale Deposition Prediction Methodology. Artículo presentado en Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition, Ciudad de Kuwait, Kuwait, diciembre 14-16. SPE-126745-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/126745-MS>.
6. Kemmer, F. 1989. Manual del Agua: Su Naturaleza, Tratamientos y Aplicaciones. México, D.F.: NALCO, McGraw Hill.
7. Moghadasi, J., Jamialahmadi, M., Müller-Steinhagen, H. et al. 2003. Scale Formation in Iranian Oil Reservoir and Production Equipment. Artículo presentado en International Symposium on Oilfield Scale, Aberdeen, Reino Unido, enero 29-30. SPE-80406-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/80406-MS>.
8. Oddo, J.E. y Tomson, M.B. 1994. Why Scale Forms in the Oil and Methods To Predict It. *SPE Prod & Fac* **9** (1): 47-54. SPE-21710-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/21710-PA>.
9. Rogers, L.A, Tomson, M.B., Matty, J.M. et al. 1985. Saturation Index Predicts Brine's Scale-Forming Tendency. *Oil and Gas Journal* **83** (13): 97-100, 104-106, 108.
10. Rogers, L.A., Varughese, K, Prestwich, S.M. et al. 1990. Use of Inhibitors for Scale Control in Brine-Production Gas and Oil Wells. *SPE Prod Eng* **5** (1): 77-82. SPE-15457-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/15457-PA>.
11. Shutemov, D. 2013, Modeling and Management of Scale Potential in Oil Field Production Network. NTNU-Trondheim Norwegian University of Science and Technology. <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:648700/FULLTEXT01.pdf> (Fecha de acceso 3 de marzo de 2015).

Semblanza del autor

Javier Espinosa Rivera

Maestro en Ingeniería Petrolera y Gas Natural egresado de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, obteniendo su título en diciembre de 2004.

Ingresa a Petróleos Mexicanos en el año 2005, donde se ha desempeñado como Ingeniero de medición de hidrocarburos, Ingeniero de operación encargado de las baterías de separación Luna, Sen y Pijije, Ingeniero encargado de pozos del Delta del Grijalva, así como Supervisor de proyectos de medición multifásica de hidrocarburos en instalaciones y pozos del Activo de Producción Samaria Luna.

Ha desarrollado herramientas de cómputo para el diseño de separadores, flujo de hidrocarburos por ductos y pruebas tecnológicas en instalaciones superficiales de producción utilizando diferentes principios de medición para pozos petroleros fluyentes.

También ha realizado correlaciones para simular el flujo de fluidos a través de estranguladores.