

## Disolución de incrustaciones inorgánicas mediante la aplicación de agente quelantes. Método correctivo

*Margarita Carolina Canul Escalante*

[pexmccanule01@pemex.com](mailto:pexmccanule01@pemex.com)

**Consultora independiente**

*Miguel Ángel Cortés Cortés*

[miguel.angel.cortesc@pemex.com](mailto:miguel.angel.cortesc@pemex.com)

*Benjamín García Montoya*

[benjamin.garciamo@pemex.com](mailto:benjamin.garciamo@pemex.com)

*Marcos Torres Fuentes*

[marcos.torres@pemex.com](mailto:marcos.torres@pemex.com)

*Marcela Amalia González Vázquez*

[marcela.amalia.gonzalez@pemex.com](mailto:marcela.amalia.gonzalez@pemex.com)

*Gabriel Álvarez Calderón de la Barca*

[pexgalvarezc01@pemex.com](mailto:pexgalvarezc01@pemex.com)

*Eleazar Puc Herrera*

[razaele\\_07@hotmail.com](mailto:razaele_07@hotmail.com)

*Roberto Carlos Tejero Jiménez*

[pexrctejeroj01@pemex.com](mailto:pexrctejeroj01@pemex.com)

**Pemex Exploración y Producción**

Información del artículo: Recibido febrero 2015- aceptado: marzo de 2015

### Resumen

El presente trabajo muestra resultados obtenidos a partir de pruebas de laboratorio, los cuales se han realizado con la finalidad de encontrar tratamientos eficaces que permitan remover incrustaciones inorgánicas insolubles en ácido clorhídrico, como es el caso de sulfato de calcio, sulfato de bario y sulfato de estroncio, este tipo de tratamiento no inhibe la formación de incrustaciones, pero sí las disuelve mediante agentes quelantes.

La evaluación se realizó utilizando muestras de sulfatos ( $\text{CaSO}_4$  y  $\text{BaSO}_4$ ) recolectadas de pozos problemáticos en el campo y sustancias puras, (grado reactivo) como blanco.

La metodología consistió en evaluar a condiciones estáticas y dinámicas la eficiencia de disolución de los productos en estudio, asegurando el sistema integral de producción cuantificando la velocidad de corrosión del sistema, así mismo se verificó la compatibilidad con fluidos de formación.

Los resultados obtenidos con los sistemas quelantes muestran diferentes posibilidades de éxito en los tratamientos de disolución de sulfatos, que en otro caso no se presentarían con el empleo de sistemas ácidos convencionales.

**Palabras clave:** Agentes quelantes, incrustaciones inorgánicas, disolución, velocidad de corrosión, compatibilidad de fluidos.

## Inorganic scales dissolution the corrective way using chelants agents

### Abstract

This paper shows the results from standard laboratory test performed to diversify the chemical used to dissolve sulfates like calcium sulfate, barium sulfate and sulfate strontium, conventional treatments has low or no dissolution for these chemical species because they used hydrochloric acid as basic fluid.

The samples of sulfate ( $\text{CaSO}_4$  and  $\text{BaSO}_4$ ) were collected from problematic wells also pure substances from industrial processes were taken as a blank.

The methodology evaluates under temperature the performance of different chelants, parameters like corrosion rate, dissolution efficiency and compatibility with reservoir fluid.

Chelating systems has different uses in the oil industry one of them is sulphates dissolution that was confirmed in this study.

**Keywords:** Chelating agents, inorganic scale, dissolution, corrosion rate, fluid compatibility.

### Introducción

Takin pertenece al Activo de Producción Cantarell, geográficamente se localiza a 95 km al Noroeste de Ciudad del Carmen Campeche, en aguas territoriales del Golfo de México, **Figura 1**.

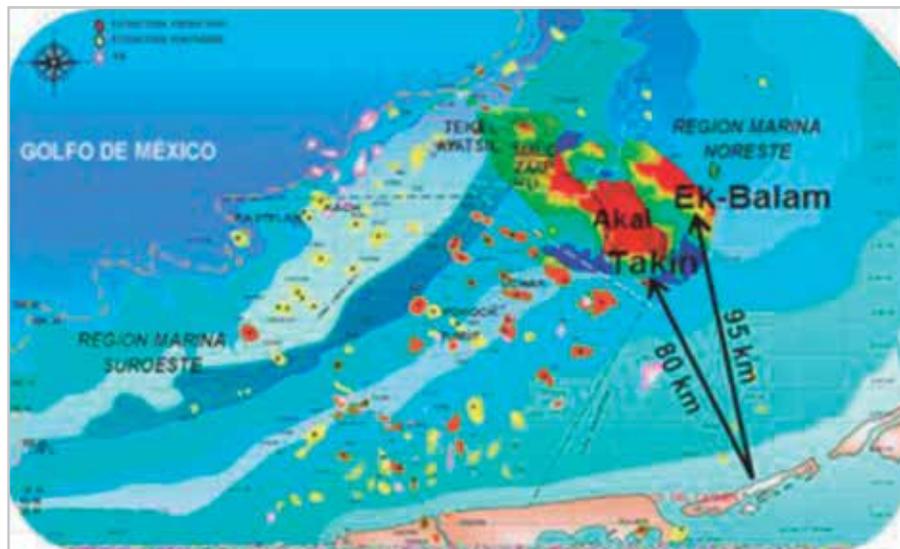


Figura 1. Ubicación del campo Takin.

En el Activo de Producción Cantarell, la producción de agua asociada al aceite es uno de los principales problemas, ya que contiene sólidos disueltos, los cuales al variar su estado de equilibrio pueden generar daños a los equipos de bombeo electrocentrífugo por la formación de sólidos en la carcasa del motor, esto implica que se incremente la temperatura del motor y salga de operación el equipo.

Las propiedades del agua de formación varían de un yacimiento a otro, parámetros como pH, TDS, salinidad, contenido iónico, etc., se ven influenciados por el ambiente de depósito de la cuenca, procesos diagenéticos y por la misma producción de hidrocarburos que provoca un desequilibrio en términos de solubilidad de los iones contenidos en el agua de formación, principalmente por cambios de presión y temperatura generando la precipitación de incrustaciones inorgánicas.

Las solubilidades de los minerales presentan una complicada dependencia respecto a cambios de temperatura y presión; por ejemplo, el incremento en la temperatura, propicia que la solubilidad de un mineral en agua aumente, al descender la presión, la solubilidad tiende a disminuir, (García, 2011).

No todos los minerales disueltos se ajustan a la tendencia típica de la temperatura; por ejemplo, el carbonato de calcio presenta una tendencia inversa, es decir, su solubilidad en agua aumenta cuando la temperatura disminuye.

A alta temperatura aumenta la precipitación de incrustaciones de  $\text{CaSO}_4$  y  $\text{SrSO}_4$  debido a que la solubilidad disminuye, (Badr, 2010). Esta tendencia a su vez, se ve influenciada por la salinidad del agua congénita.

La primera etapa del crecimiento de un cristal es la nucleación, según la cual el proceso sólo se inicia después de haberse formado un núcleo, (o semilla). Los núcleos son los productos iniciales de precipitación en un ambiente acuoso y son el resultado de la comparecencia simultánea de varios iones en la solución, para formar el modelo estructural regular inicial de un sólido cristalino, (Klein, 1996).

La mayor parte de estos núcleos no alcanzan el estado cristalino, porque en una solución saturada existe la

tendencia de los núcleos a regresar a solución para ser rediseñados. Para que el cristal sobreviva es necesario que crezca con la suficiente rapidez para reducir su energía superficial y por lo tanto su solubilidad, (Crabtree, 1999). La caracterización y evaluación de los iones disueltos en el agua es el primer paso para identificar o comprobar problemas de incrustaciones inorgánicas.

Para verificar la tendencia incrustante del agua, se emplean modelos termodinámicos que permiten definir y cuantificar el tipo de incrustación a diferentes profundidades variando las condiciones de presión y temperatura. Estos modelos pronostican el equilibrio de fases tomando en cuenta datos experimentales de las constantes de equilibrio de cada especie.

Existen diferentes métodos de remoción de incrustaciones en la industria petrolera, químicos y mecánicos, en este trabajo nos centraremos en un método químico empleando agentes quelantes, los cuales son sustancias orgánicas cargadas negativamente, cuyas moléculas pueden formar varios enlaces con un simple ion metal, a través de enlaces covalentes coordinados solubles en agua, (Al-Harty, 2009).

A este proceso se le conoce como quelación, el cual culmina en la formación de estructuras estables de tipo anillo que rodean los iones metálicos, tales como  $\text{Ca}^+$ ,  $\text{Sr}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Mg}^+$  y  $\text{Ba}^+$ , quienes ocupan la totalidad de sus sitios de coordinación, desactivando así las interacciones con otros iones en solución, haciendo un compuesto estable y fácil de disolver, (Adenuga, 2013). La influencia de agentes quelantes en procesos de disolución los hace versátiles y favorables en diferentes aplicaciones.

En los tratamientos de estimulación los agentes quelantes ofrecen diversas ventajas tales como; velocidades de reacción retardadas, tasas de corrosión bajas y beneficios para el medio ambiente. Otra de sus aplicaciones es la remoción de incrustaciones, (Li, 2008).

En la industria petrolera comúnmente se emplean los ácido etilendiaminotetraacético, (EDTA), ácido cítrico, etc, estructuras que se muestran en la **Figura 2**.

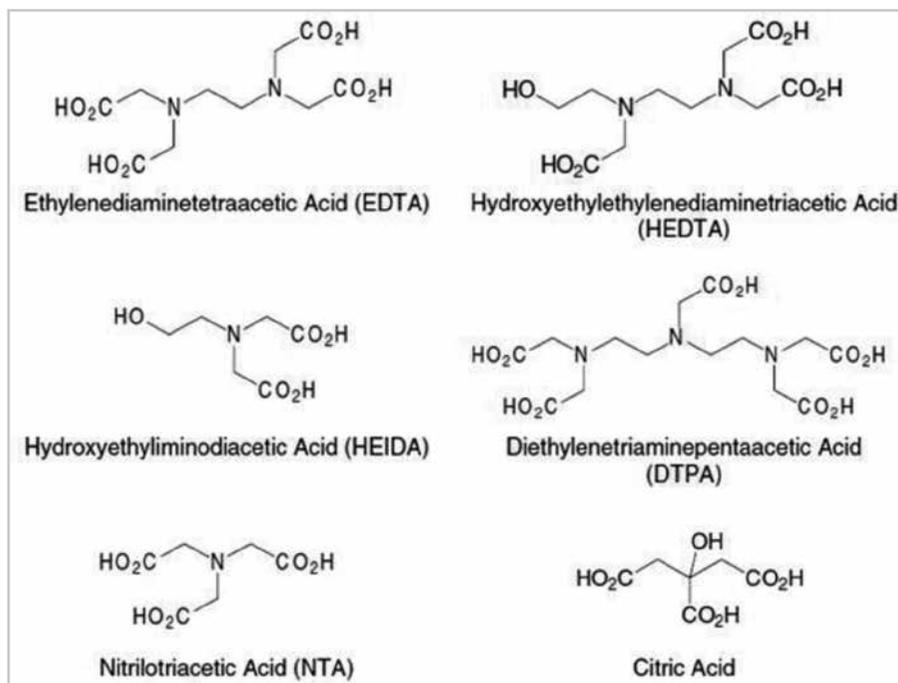


Figura 2. Estructuras de agentes quelantes.

El ácido etilendiaminotetraacético (EDTA), y sus derivados han sido utilizados ampliamente para el control de la precipitación de hierro, y para la disolución de incrustaciones. Los agentes quelantes derivados de ácido hidroxiamonopolicarboxílico (HACA), poseen la ventaja adicional de la alta solubilidad en ácido y su rol principal es la acidificación matricial, (Frenier, 2000).

Sopngwi et al., 2014, evaluaron en campo la aplicación de un tratamiento de estimulación con un agente quelante en combinación con ácido fluorhídrico en un pozo del Golfo de México, productor en la Formación Plioceno, teniendo como éxito la restauración de la permeabilidad en la vecindad del pozo, así como disolviendo los aluminosilicatos, finos e incrustaciones de  $\text{CaCO}_3$  y  $\text{BaSO}_4$ .

Ahmed et al., 2013, realizaron un estudio en un pozo del Medio Oriente utilizando agentes quelantes con el objeto de disolver muestras de incrustaciones de carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) encontradas en los equipos de bombeo electrocentrífugo, logrando liberar el eje atascado y restableciendo la producción original.

Actualmente los pozos del campo Takin operan con cortes de agua que van del 3 al 60%, el volumen de agua producido es de 34,644 bpd con altas salinidades y tendencias incrustantes, lo que provoca obstrucción en las tuberías de producción. Esto tiene como consecuencia el incremento en costos operativos como son intervenciones de reparaciones menores, (limpiezas de BEC, aparejo y bajantes).

Para combatir esta problemática, se propuso una metodología de evaluación de los agentes quelantes, la cual consiste en pruebas de laboratorio:

### Caracterización de incrustación

Con una muestra de incrustación, la cual estaba adherida en un tramo de tubería de acero, **Figura 3**, se caracterizó y se determinó el tipo de estructura cristalina, con el objeto de determinar cualitativamente los componentes sólidos, mediante difracción de rayos X empleando un difractómetro acoplado a un tubo de rayos C con un ánodo de cobre.



Figura 3. Muestra sólida recuperada.

### Pruebas de solubilidad

Se realizaron pruebas de solubilidad de los sistemas quelantes con las muestras de incrustación, a fin de determinar su poder de disolución, evaluando gravimétricamente su desempeño, **Figura 4**.



Figura 4. Preparación de la muestras para prueba de solubilidad con  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{BaSO}_4$  y  $\text{SrSO}_4$ .

En una balanza analítica se registró el peso de cada muestra, posteriormente se colocó en una botella, la cual contenía 50 ml de sistema quelante, durante un periodo de 60-120 min a  $90^\circ\text{C}$  se le aplicó agitación, después se colocó la muestra en un matraz kitazato, filtrando y lavando los sólidos retenidos con agua destilada, al final se colocó la muestra en un horno de secado durante 1 hr a  $90^\circ\text{C}$  y se pesó nuevamente, con lo que por diferencia de peso se obtuvo el porcentaje de solubilidad, este procedimiento está basado en las prácticas recomendadas API RP 40.

### Pruebas de compatibilidad

Con base en la norma API-RP 42, se verificó la compatibilidad de los fluidos utilizados, poniendo en contacto muestra de aceite y el sistema quelante en relación 1:1, es decir, 50 ml de aceite y 50 ml de sistema quelante, dicha mezcla se agitó durante 30 segundos y se sometió a baño térmico a  $190^\circ\text{F}$  verificando el rompimiento de las fases en periodos de tiempo de 2, 5, 10, 20 y 30 minutos, registrando el porcentaje de separación y las características de cada fase.

Se dejaron los frascos en el baño térmico hasta completar cuatro horas de prueba. La mezcla se filtró a través de una malla #100 muy lentamente y visualmente se revisó si existía

la presencia de agua y partículas sólidas que se pudieran retener en la malla, **Figura 5**.

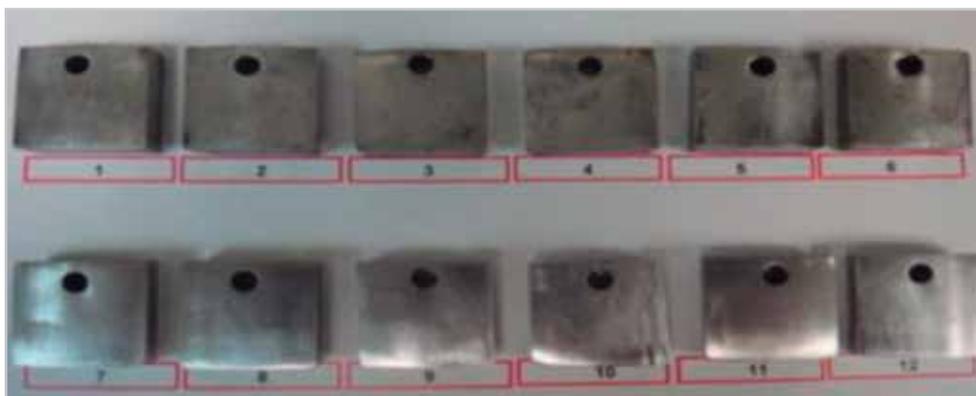


**Figura 5.** Pruebas de compatibilidad.

## Pruebas de corrosión

Con base en la norma NACE Standard TM0169-2000, se realizaron con cupones de tuberías grado TRC-95, PC-110 y HS90 pruebas de corrosión en contacto con los agentes quelantes elegidos.

Los cupones fueron lavados y secados en un horno a 100 °C, tomando el peso inicial **Figura 6**, después se prepararon 100 ml del sistema quelante para someterse al corrosímetro, para después sumergir los cupones durante 6 hrs, **Figura 7**.



**Figura 6.** Cupones de tubería TRC-95 y PC-110 antes de la prueba.



Figura 7. Preparación de cupones antes de meterlos en el corrosímetro.

Al concluir la prueba, se retiraron los frascos del corrosímetro, para eliminar cualquier residuo se lavaron con agua, jabón y acetona; se metieron a un horno de secado

por tres horas a 100 °C, **Figura 8**, y por último se registró el peso final y se inspeccionó visualmente para ver si existía pitting, determinándose la pérdida de peso por corrosión.

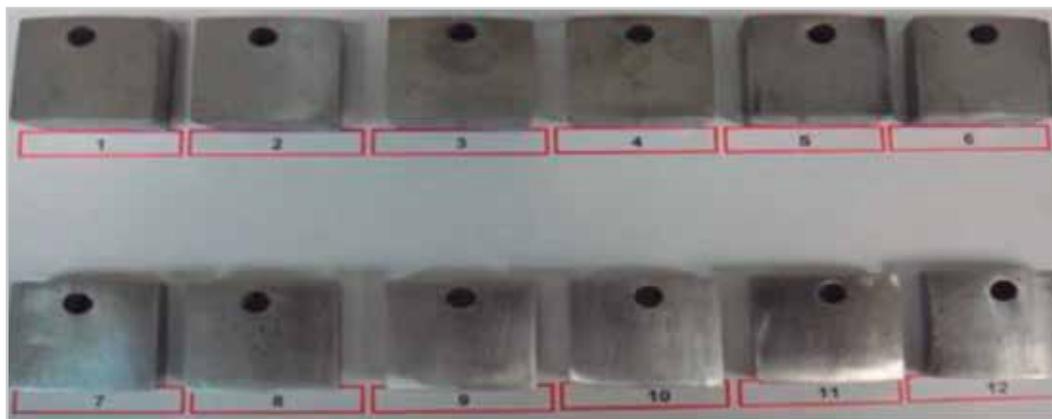


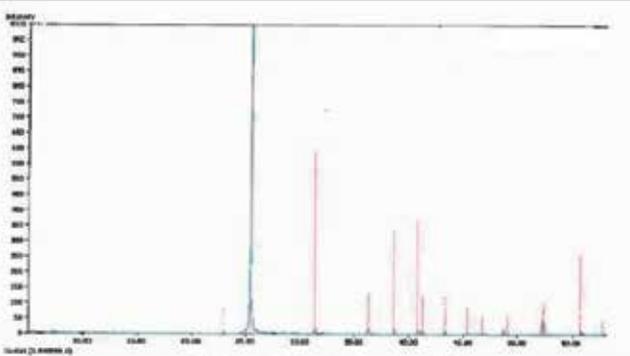
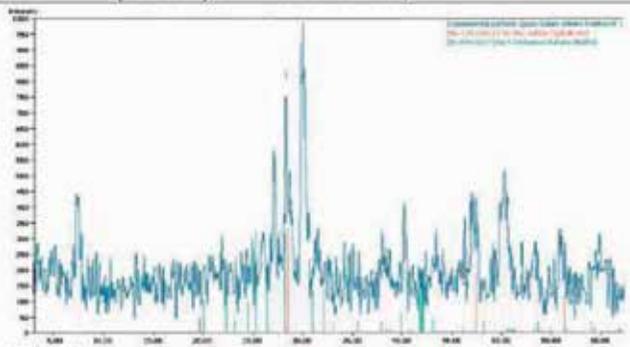
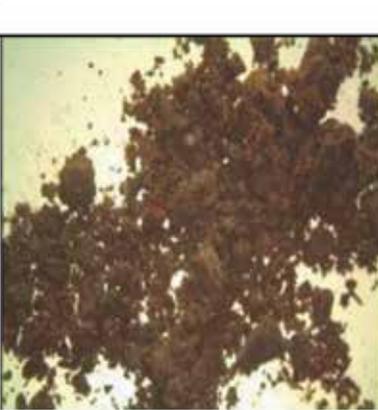
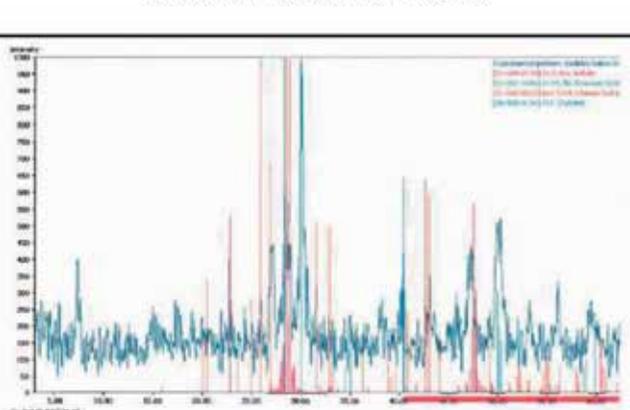
Figura 8. Cupones tubería TRC-95 y PC-110 después de 6 hrs de pruebas.

## Discusión e interpretación de datos y resultados

### Caracterización de incrustación

De la interpretación de resultados de los análisis físicos a partir de difracción de rayos X a las muestras de incrustaciones recuperadas, se observa que estructuralmente corresponde a una anhidrita, (sulfato de calcio ( $\text{CaSO}_4$ )) y a barita, (sulfato de bario, ( $\text{BaSO}_4$ )), **Tabla 1**.

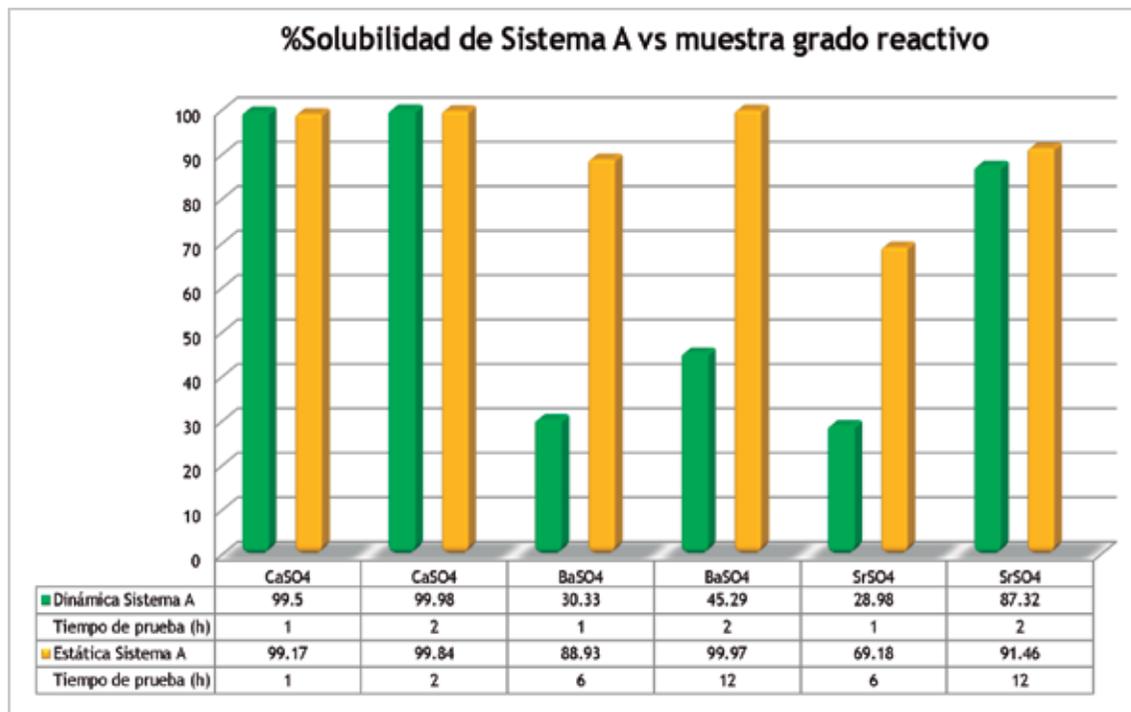
**Tabla 1.** Difracción de rayos X de muestras recuperadas en campo.

	
<p>Muestra de Incrustación Pozo 1.</p>	<p><b>Difracción de Rayos X</b> (CaSO<sub>4</sub>) Sulfato de Calcio, Anhidrita.</p>
	
<p>Muestra de Incrustación Pozo 2.</p>	<p><b>Difracción de Rayos X</b> (BaSO<sub>4</sub>) Sulfato de Bario, Barita. (ZnS) Sulfuro de Zinc, Esfalerita</p>
	
<p>Muestra de Incrustación Pozo 2</p>	<p><b>Difracción de Rayos X</b> (BaSO<sub>4</sub>) Sulfato de Bario, Barita. (ZnS) Sulfuro de Zinc, Esfalerita (KCl) Cloruro de Potasio, Silvita</p>

## Pruebas de solubilidad

De acuerdo a los resultados de solubilidad del quelante en contacto con las muestras de sulfato de calcio, carbonato de calcio, sulfato de bario y sulfato de estroncio grado reactivo que presentan son los siguientes:

- De manera estática la prueba muestra casi un 100% de solubilidad con las muestras de sulfato de calcio y carbonato de calcio en dos horas; mientras que en el sulfato de bario y sulfato de estroncio el porcentaje de solubilidad se encuentra en un rango de 69% a 97%, estos últimos en un tiempo de doce horas.
- De manera dinámica se observan eficiencias cercanas a un 100% de solubilidad con las muestras de sulfato de calcio y carbonato de calcio, lo que visualmente no se observó hasta a partir de los 30 min. El sulfato de bario y sulfato de estroncio de manera dinámica muestran solubilidades de 30 y 88% respectivamente, **Figura 9**, para las cuatro muestras sólo se tuvo un periodo de prueba de 1 a 2 horas.



**Figura 9.** Porcentaje de solubilidad sistema quelante vs muestra grado reactivo.

Para el caso de las muestras recuperadas en campo la solubilidad es casi nula al inicio, la cual se va incrementando a través del tiempo con la adición de factores como agitación constante y temperatura, lo que desemboca en la reducción del tamaño de partículas hasta llegar a una solubilidad máxima.

Los resultados de los sólidos expuestos con el sistema A y sistema B aplicándole agitación y temperatura por un periodo de 2 hrs presentan un porcentaje de solubilidad de 94% y 96% respectivamente, **Tabla 2**.

**Tabla 2.** Prueba de solubilidad incrustación vs sistemas quelantes.

Pozo	Tiempo de prueba (Hrs)	% Solubilidad				
		Sistema A	Sistema B	Sistema C	Sistema D	Sistema E
Muestra 1	1 h	90.07	87.87			
Muestra 1	2 h	94.83	96.77			
Muestra 2	1 h			71.48		
Muestra 2	3 h			83.93		
Muestra 2	6 h			97.26		
Muestra 3	3 h				53.49	6.73
Muestra 3	6 h				68.96	8.25
Muestra 3	12 h				71.24	10.38

Como se puede observar en la **Tabla 2**, en la muestra 1 los dos sistemas utilizados tienen un buen desempeño pero se necesita de un tiempo de 2 hrs para disolver mayor porcentaje de muestra. En la muestra 2 el sistema C genera un porcentaje arriba del 90% de solubilidad, pero se necesita de un tiempo de contacto de 6 hrs. En la muestra 3 el sistema D necesitó un tiempo de 12 hrs para disolver un porcentaje de 71.24 % y el sistema E muestra un porcentaje del 10.38% con un tiempo de contacto 12 hrs.

### Pruebas de compatibilidad

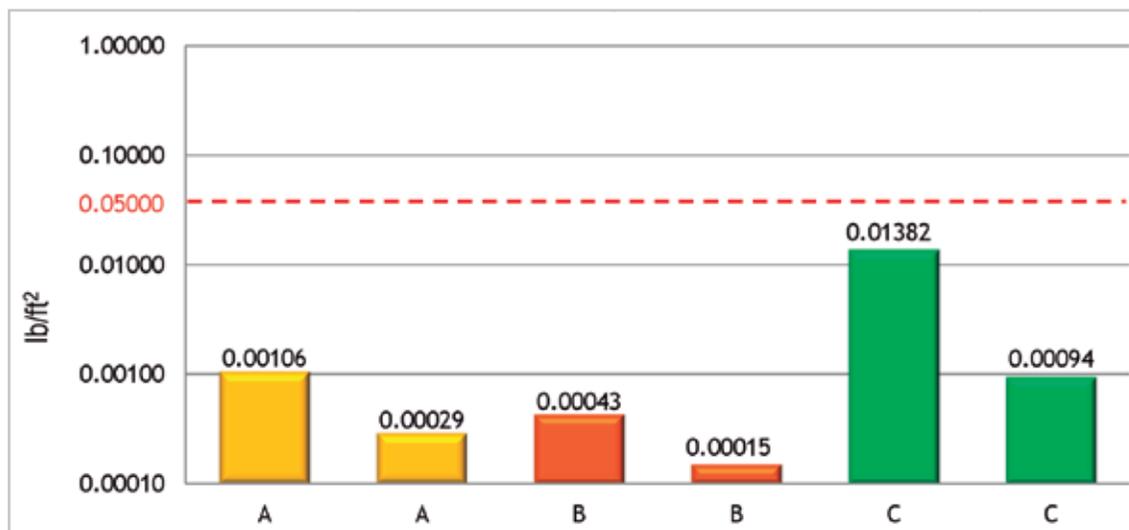
Como se puede apreciar en la **Tabla 3**, los sistemas quelantes en contacto con el aceite no generan emulsiones estables, ya que los dos sistemas son de origen orgánico y por diferencia de densidad se observa la separación de fases; además al pasarlos por la malla #100 no se depositan sólidos orgánicos.

**Tabla 3.** Prueba de compatibilidad entre el aceite y los sistemas quelantes.

Compatibilidad del aceite vs sistemas quelantes			
Sistemas	AQA	AQB	AQC
Relación aceite/sistema	50/50	50/50	50/50
Tiempo de rompimiento (min)	Separación de fases		
2	90	90	70
5	100	100	80
10	100	100	100
20	100	100	100
30	100	100	100
Claridad de fase acuosa/oleosa	Definida	definida	definida
Sedimentos en malla #100	Nada	Nada	Nada
Observaciones	Las fases se separan a partir de los 5 min	Las fases se separan a partir de los 5 min	Parcial separación de fases

## Pruebas de corrosión

Las pruebas de corrosión realizadas a 130°C y 2000 psi durante un periodo de 6 hrs, presentaron bajo índice de corrosión, al evaluar los sistemas quelantes en contacto con los cupones de tubería TRC-95, HS90 y PC-110, de esta manera se asegura que los sistemas no dañarán el integral de producción debido a que no sobrepasan el límite máximo permisible de 0.05 lb/ft<sup>2</sup>. Los resultados se muestran en la **Figura 10**.



**Figura 10.** Pérdida de corrosión en cupones de tubería P-110, TRC-95 y HS90.

## Conclusiones

- Los sistemas quelantes son sistemas eficientes en la disolución de incrustaciones minerales como sulfato de calcio, bario y estroncio.
- Un factor importante para el incremento de la disolución de dichos minerales, es el tiempo de contacto, (remojo).
- De los cinco sistemas quelantes evaluados (A, B, C, D y E) con las muestras recuperadas en campo se determinó lo siguiente:
  - En la muestra 1 los dos sistemas utilizados tienen un buen desempeño pero se necesita de un tiempo de 2 hrs para disolver mayor porcentaje de muestra.
  - En la muestra 2 el sistema C genera un porcentaje arriba del 90% de solubilidad pero se necesita de un tiempo de contacto de 6 hrs.
- En la muestra 3 el sistema D necesita un tiempo de 12 hrs para disolver un porcentaje de 71.24 %.
- Estos sistemas son compatibles con los fluidos producidos de los pozos del campo Takin, porque no genera lodillo asfáltico al filtrarlos por una malla #100.
- Mediante las pruebas realizadas se demostró que estos sistemas se encuentran debajo del rango máximo permisible por pérdida de corrosión.
- La utilización de estos productos permite una cartera más amplia para atacar problemáticas de incrustaciones inorgánicas, con lo que se logra el aseguramiento de flujo durante la vida productiva del pozo.
- Actualmente se estudia la posibilidad de colocar capilares en el fondo del pozo para inyectar químicos con habilidades como las antes descritas.

## Nomenclatura

Nombre	Símbolo
Barriles	bl
centipoise	cP
Grados Centígrados	°C
Grados Fahrenheit	°F
gramo	g
hora	hrs
kilómetro	Km
libra	lb
milímetro	mL
minuto	min
pie cúbico	ft <sup>3</sup>
pulgada cuadrada	in <sup>2</sup>

## Abreviaturas

BaSO <sub>4</sub>	Sulfato de bario
BEC	Bombeo Electrocentrífugo
bpd	barriles por día
Ca <sup>+</sup>	Calcio
CaCO <sub>3</sub>	Carbonato de calcio
CaSO <sub>4</sub>	Sulfato de calcio
K <sup>+</sup>	potasio
Mg <sup>+</sup>	Magnesio
Sr <sup>+</sup>	Estroncio
SrSO <sub>4</sub>	Sulfato de estroncio
vs	contra/versus

## Referencias bibliográficas

Adenuga, O., Nasr-El-Din, H.A. y Sayed, M.A.I. 2013. Reactions of Simple Organic Acids and Chelating Agents with Dolomite. Presentado en SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, marzo 23-26. SPE-164480-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/164480-MS>.

Al-Harthy, S., Bustos, O. A., Samuel, M. et al. 2009. Options for High-Temperature Well Stimulation. Oilfield Review 20 (4): 52-63.

Al-Zahrani A.R., Al-Shinaiber. F.A., Al-Omairen, K.I. et al. 2013. Utilizing Chelating Agent System Fluid to Remove Scale Buildup from Stuck ESP Shaft in Offshore Saudi Arabia. Presentado en SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Arabia Saudita, mayo 19-22. SPE-168093-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/168093-MS>.

API RP 40, Recommended Practices for Core Analysis, second edition. 1998. Washington, DC: API.

API RP 42, Recommended Practices for Laboratory Testing of Surface Active Agents for Well Stimulation, second edition. 1977. Washington, DC: API.

Bin Merdhah, A. 2010. Inhibition of Calcium Sulfate and Strontium Sulfate Scale in Waterflood. SPE Prod & Oper 25 (4). SPE-141168-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/141168-PA>.

Crabtree, M., Eslinger, D., Fletcher, P. et al. 1999. La Lucha Contra las Incrustaciones—Remoción y Prevención. Oilfield Review (otoño): 30-49.

Frenier, W.W., Wilson, D., Crump, D. et al. 2000. Use of Highly Acid-Soluble Chelating Agents in Well Stimulation Services. Presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, octubre 1-4. SPE-63242-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/63242-MS>.

García, B., González, M., Cortés, M. et al. 2011. Análisis, Remoción y Control de las Incrustaciones de Pozos Productores Bajo Condiciones Dinámicas de Presión y Temperatura. Congreso Mexicano del Petróleo, Puebla, Pue., junio 8-11.

Klein, C. 1996. Manual de Mineralogía, cuarta edición. Barcelona: Reverté.

Li, L., Nasr-El-Din, H.A., Chang, F.F. et al. 2008. Reaction of Simple Organic Acids and Chelating Agents with Calcite. Presentado en International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malasia, diciembre 3-5. IPTC-12886-MS. <http://dx.doi.org/10.2523/12886-MS>.

NACE TM0169-2000 Laboratory Corrosion Testing of Metals. 2000. Houston, Texas: NACE.

Sopngwi, J.-J.S., Gauthreaux, A., Kiburz, D.E. et al. 2014. Successful Application of a Differentiated Chelant-Based Hydrofluoric Acid for the Removal of Aluminosilicates, Fines, and Scale in Offshore Reservoirs of the Gulf of Mexico. Presentado en SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, febrero 26-28. SPE-168171-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/168171-MS>.

## Semblanza de los autores

### **Margarita Carolina Canul Escalante**

Realizó estudios de Licenciatura en Ingeniería Química Área Petróleo en la Universidad Autónoma del Carmen, generación 2007-2012. Realizó su estancia profesional de octubre de 2010 a junio de 2012 en el Instituto Mexicano del Petróleo.

Inició su carrera profesional en el Instituto Mexicano del Petróleo del 2012 al 2013, adscrita en el área de estimulación de pozos desempeñando actividades de diseño de estimulaciones. De junio 2013 a la fecha ha colaborado con el grupo de estimulación de pozos del Activo de Producción Cantarell. Ha publicado tres artículos, los cuales ha difundido en congresos nacionales y foros locales.

### **Miguel Angel Cortés Cortés**

Realizó estudios de Licenciatura en Ingeniería Petrolera en la Universidad Nacional Autónoma de México, generación 2002-2007.

Inició su carrera profesional en el MUTEK de la CFE en 2006. En 2007 fue becario de la DGDC-UNAM en el UNIVERSUM Museo de Ciencias, en ese mismo año entró como honorista al área de E&P del Instituto Mexicano del Petróleo, desarrollando trabajos de recuperación mejorada de hidrocarburos. En 2008 se incorporó al grupo estratégico Cantarell (EOR) del AIC. Del 2008 al 2010 fue profesor nivel licenciatura en el Centro de estudios superiores Isla del Carmen, en febrero 2009 colaboró con la Subgerencia de reservas de hidrocarburos y proyectos de inversión Región Sur y desde marzo del 2009 ha la fecha ha colaborado con el grupo de estimulación de pozos del Activo de producción Cantarell. En 2014 obtuvo el certificado PADI de buzo Open Waters y participó en el programa GE Oil & Gas University.

Actualmente es miembro del CIPM y de la SPE, sección México.