

**ANÁLISIS DE LOS TRATAMIENTOS DE INHIBICIÓN DE ESCAMAS  
APLICADOS EN CAMPOS COLOMBIANOS CON DAÑO A LA FORMACIÓN  
POR ESCAMAS INORGÁNICAS**

**ANA CRISTINA OTERO PACHECO**

**RICHARD OMAR RUIZ VELÁSQUEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**ANÁLISIS DE LOS TRATAMIENTOS DE INHIBICIÓN DE ESCAMAS  
APLICADOS EN CAMPOS COLOMBIANOS CON DAÑO A LA FORMACIÓN  
POR ESCAMAS INORGÁNICAS**

**ANA CRISTINA OTERO PACHECO**

**RICHARD OMAR RUIZ VELÁSQUEZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director**

**LUIS FELIPE CARRILLO MORENO**

**Químico, M.Sc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

*Dedico este logro*

*A Dios quien me dio la fe, la fortaleza, la salud, la sabiduría para  
poder culminar este proyecto.*

*A mis cuatro Papás, Jorge Otero, Cristina Pacheco, Vivian Astrid Y  
Jorge Eliecer Por haberme apoyado en todo momento, Por los  
ejemplos de perseverancia y constancia que me han  
infundado siempre, por el valor mostrado para salir adelante por  
sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha  
permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.*

*A mi Compañero de tesis Richard Omar Ruiz Velásquez por su  
apoyo, empeño y dedicación con nuestros estudios y proyecto para  
culminar satisfactoriamente esta etapa.*

*A mis amigos que compartieron los buenos y malos momentos de  
esta importante etapa en mi vida.*

*ANA CRISTINA OTERO P.*

## DEDICO ESTE Peldaño DE MIS METAS Y PROYECCIONES:

*A Dios y a la Virgen de Torcoroma por acompañarme durante este camino y brindarme sabiduría para tomar las mejores decisiones.*

*A mi abuelo Gotardo que se encuentra en el cielo y sé que me envía muchas fuerzas y animo desde la eternidad.*

*A mi mamá Doris Velásquez por amarme y quererme con todas las fuerzas y estar siempre a mi lado apoyándome en mis decisiones.*

*A mi padre Omar Ruiz que más que papa es mi mejor amigo que me apoya y me guía por el mejor camino con sus consejos y experiencias.*

*A mis dos primas consentidas Valentina y María José que quiero mucho por brindarme todo su cariño*

*A mi compañera de tesis Ana Cristina por la paciencia, tiempo y entrega con nuestro proyecto para ayudarme a culminar mi carrera.*

*A todos ellos un abrazo fuerte*

**RICHARD OMAR RUIZ VELÁSQUEZ**

## AGRADECIMIENTOS

*Los Autores queremos agradecer*

*A Dios y a la Virgen María por haber puesto en nuestro camino a aquellas personas que han sido un soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.*

*Al ingeniero Luis Felipe Carrillo por su gran apoyo para la elaboración de esta tesis;*

*A la ingeniera Zulma Rodríguez por su apoyo, su tiempo y su dedicación ofrecido en este trabajo;*

*Al Grupo empresarial Ecopetrol por brindarnos la Información necesaria para realizar este proyecto*

*Al grupo Sinergia por el seguimiento ofrecido en el desarrollo de nuestra tesis*

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>25</b>
<b>1. MARCO DE REFERENCIA.....</b>	<b>26</b>
<b>1.1 GENERALIDADES SOBRE ESCAMAS INORGÁNICAS.....</b>	<b>26</b>
<b>1.2 ESCAMAS INORGÁNICAS.....</b>	<b>26</b>
<b>1.3 MECANISMOS DE FORMACION DE ESCAMAS.....</b>	<b>28</b>
<b>1.3.1 Nucleación homogénea. ....</b>	<b>29</b>
<b>1.3.2 Nucleación heterogénea. ....</b>	<b>29</b>
<b>1.3.3 Crecimiento del cristal. ....</b>	<b>32</b>

<b>1.4 PRINCIPALES FACTORES QUE INFLUYEN EN LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES .....</b>	<b>33</b>
<b>1.4.1 Concentración iónica. ....</b>	<b>33</b>
<b>1.4.2 Presión. ....</b>	<b>33</b>
<b>1.4.3 Temperatura. ....</b>	<b>33</b>
<b>1.4.4 pH. ....</b>	<b>33</b>
<b>1.4.5 Mezcla de diferentes tipos de aguas de formación. ....</b>	<b>34</b>
<b>1.5 TIPOS DE ESCAMAS INORGANICAS.....</b>	<b>34</b>
<b>1.5.1Factores que afectan la solubilidad del Carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>) .....</b>	<b>34</b>
<b>1.5.2Factores que afectan la solubilidad del Sulfato de calcio (CaSO<sub>4</sub>). ....</b>	<b>39</b>
<b>1.5.3Sulfato de bario (BaSO<sub>4</sub>). ....</b>	<b>41</b>

<b>1.5.3.1 Factores que afectan la solubilidad del sulfato de bario.....</b>	<b>41</b>
<b>1.5.3 Sulfato de estroncio (SrSO<sub>4</sub>). .....</b>	<b>43</b>
<b>2. INHIBICION DE ESCAMAS INORGÁNICAS .....</b>	<b>43</b>
<b>2.1 MECANISMOS QUE PERMITEN LA RETENCIÓN DE INHIBIDORES EN EL MEDIO POROSO.....</b>	<b>44</b>
<b>2.1.1 ADSORCION/DESORCION. ....</b>	<b>44</b>
<b>2.1.2 PRECIPITACION/ DISOLUCION. ....</b>	<b>45</b>
<b>2.1.3 PRECIPITACION FORZADA.....</b>	<b>45</b>
<b>2.2 IMPORTANCIA DE LA VELOCIDAD Y TIEMPO DE PERMACENCIA DEL INHIBIDOR.....</b>	<b>45</b>
<b>2.3 MÉTODOS DE APLICACIÓN .....</b>	<b>48</b>

2.3.1 Aplicación periódica por el anular. ....	48
2.3.2 Método de inyección continua. ....	49
2.3.3 Aplicaciones por inyección forzada (squeeze).. ....	50
2.3.3.1 Diseño del squeeze .....	51
2.3.3.2 Ventajas .....	53
2.3.3.3 Desventajas .....	53
3. INHIBIDORES DE ESCAMAS INORGÁNICAS .....	54
3.1 TIPOS DE INHIBIDORES DE ESCAMAS .....	54
3.1.1 Inhibidores químicos orgánicos. ....	55
3.1.1.1 Genérico Fosfato Ester Orgánico.....	55
3.1.1.2 Fosfonatos Genéricos Orgánicos.....	56

<b>3.1.2 Inhibidores químicos inorgánicos. Entre ellos se encuentran:.....</b>	<b>58</b>
<b>3.1.2.1 Polifosfatos Genéricos Inorgánicos.....</b>	<b>58</b>
<b>3.2 FACTORES QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DE LOS INHIBIDORES .....</b>	<b>59</b>
<b>3.2.1 Efecto de la supersaturación. ....</b>	<b>59</b>
<b>3.2.2 Temperatura. ....</b>	<b>59</b>
<b>3.2.3 Concentración de inhibidor. ....</b>	<b>59</b>
<b>3.2.4 Composición química de la escama. ....</b>	<b>60</b>
<b>3.2.5 Composición del inhibidor. ....</b>	<b>60</b>
<b>3.2.5.1 Esteres:.....</b>	<b>60</b>
<b>3.2.5.2 Fosfonatos:.....</b>	<b>61</b>

<b>3.2.5.3 Poliacrilatos:</b> .....	<b>61</b>
<b>3.2.6 Efecto del agua de producción en la vida del tratamiento.</b> .....	<b>61</b>
<b>3.2.7 CONCENTRACION MINIMA DE INHIBIDOR (MIC).</b> .....	<b>62</b>
<b>3.3 CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DE INHIBIDORES DE ESCAMAS</b> .....	<b>63</b>
<b>3.3.1 Aplicabilidad de la escama a ser inhibida.</b> .....	<b>63</b>
<b>3.3.2 Estabilidad térmica de los inhibidores</b> .....	<b>64</b>
<b>3.3.3 Solubilidad</b> .....	<b>64</b>
<b>3.3.4 Compatibilidad.</b> .....	<b>64</b>
<b>4. INHIBIDORES MULTISCALE</b> .....	<b>64</b>
<b>4.1 INHIBIDORES DE ESCAMAS BASE FOSFONATO</b> .....	<b>64</b>

4.1.1 CARACTERISTICAS DE FOSFONATOS .....	64
4.2 INHIBIDORES POLIMERICOS .....	67
4.2.1 Caracteristicas de los inhibidores polimericos .....	67
4.3 FOSFONATOS VS. POLÍMEROS.....	68
5. ANÁLISIS DE ALGUNOS CAMPOS PETROLEROS DEL GRUPO EMPRESARIALECOPETROL CON PROCEDIMIENTOS DE INHIBICIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS .....	69
5.1 INFORMACION DISPONIBLE .....	69
5.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN .....	70
5.3 CADENA DE TRATAMIENTO .....	70
5.3.1 PRUEBAS DE LABORATORIO FASE 1 .....	71

<b>5.3.1.1 Control de Calidad de los productos .....</b>	<b>71</b>
<b>5.3.2 PRUEBAS DE LABORATORIO FASE 2.....</b>	<b>72</b>
<b>5.4 DISEÑO E IMPLEMENTACION .....</b>	<b>74</b>
<b>5.5 CRITERIOS DE EVALUACION.....</b>	<b>75</b>
<b>5.5.1 EFECTO DEL pH EN LA SOLUBILIDAD DEL CaCO<sub>3</sub> .....</b>	<b>76</b>
<b>5.5.3 ANÁLISIS DEL TRATAMIENTO EN EL POZO 1. ....</b>	<b>78</b>
<b>5.5.4 Análisis del tratamiento en el pozo 2-(2012-2013) .....</b>	<b>79</b>
<b>5.5.5 Análisis del tratamiento en el pozo 3 .....</b>	<b>82</b>
<b>5.5.6 Análisis de la masa de inhibidor inyectada en formación .....</b>	<b>83</b>
<b>5.5.7 ANÁLISIS DEL AGUA PRODUCIDA EN LOS POZOS.....</b>	<b>84</b>

5.5.8	Análisis de desorción del inhibidor para cada pozo .....	85
6.	CONCLUSIONES .....	86
7.	RECOMENDECACIONES.....	87
	BIBLIOGRAFIA.....	88

## LISTA DE FIGURAS

<b>FIGURA 1</b> Ejemplo de escamas inorgánicas de $\text{CaCO}_3$ antes de realizar un proceso de inhibición.....	<b>27</b>
<b>FIGURA 2</b> Ejemplo de escamas inorgánicas después de realizar un proceso de inhibición.....	<b>27</b>
<b>FIGURA 3</b> Tasa de nucleación contra supersaturación .....	<b>30</b>
<b>FIGURA 4</b> Un sistema metaestable en estado débil (1), estado de transición inestable (2) y un estado fuertemente estable .....	<b>31</b>
<b>FIGURA 5</b> Representación de una superficie de cristal completa con defectos .....	<b>32</b>
<b>FIGURA 6</b> Efecto de $\text{Mg}^{2+}$ en la deposición superficial por debajo de 1500 rpm a 20 °c.....	<b>37</b>
<b>FIGURA 7</b> Efecto del $\text{Mg}^{2+}$ en la precipitación de la solución a las 8 horas a 20°C.....	<b>38</b>
<b>FIGURA 8</b> Microscopía de la escama formada en salmuera que contiene diversos niveles de $\text{Mg}^{2+}$ , en 8 horas y 20 °c: (a) 0 ppm $\text{Mg}^{2+}$ ; (b) 200 ppm $\text{Mg}^{2+}$ ; (c) 400 ppm de $\text{Mg}^{2+}$ ; y (d) 600 ppm $\text{Mg}^{2+}$ .....	<b>38</b>
<b>FIGURA 9</b> Eficiencia de inhibición de $\text{Mg}^{2+}$ en la deposición global y deposición superficial después de 8 horas a 20 °c.....	<b>38</b>
<b>FIGURA 10</b> "Desert rose" rosa del desierto, barita de oklahoma, ee.uu....	<b>41</b>
<b>FIGURA 11</b> EL Efecto de la velocidad en la vida del squeeze.....	<b>47</b>

<b>FIGURA 12 El avance de la solución del inhibidor a lo largo de la arena. a, banda inicial, b banda parcialmente desarrollada, c completamente desarrollada.....</b>	<b>47</b>
<b>FIGURA 13 Comportamiento de retorno del inhibidor.....</b>	<b>50</b>
<b>FIGURA 14 Diseño de un procedimiento squeeze .....</b>	<b>51</b>
<b>FIGURA 15 Estructura de un fosfato éster .....</b>	<b>55</b>
<b>FIGURA 16 Estructura interna de un fosfonato.....</b>	<b>56</b>
<b>FIGURA 17 Curva típica de desorción (basada en 10 tratamientos squeeze en 60 pozos) .....</b>	<b>60</b>
<b>FIGURA 18 Influencia del agua producida en la inhibición.....</b>	<b>62</b>
<b>FIGURA 19 MIC.....</b>	<b>62</b>
<b>FIGURA 20 Esquema de escenarios de escamas en superficie. ....</b>	<b>63</b>
<b>FIGURA 21 Mecanismo de inhibición de barita por inhibidores fosfonato (efecto de iones Ca y Mg).....</b>	<b>65</b>
<b>FIGURA 22 Diseño de inyección squeeze.....</b>	<b>74</b>
<b>FIGURA 23 Evaluación de los pozos.....</b>	<b>75</b>
<b>FIGURA 24 Variación de CaCO<sub>3</sub> y ph en cada uno de los pozos.....</b>	<b>76</b>
<b>FIGURA 25 Variación del ca en presencia del inhibidor en los pozos .....</b>	<b>77</b>
<b>FIGURA 26 (MIC) de inhibidor y tiempo de vida útil en el pozo 1 .....</b>	<b>78</b>
<b>FIGURA 27 Aseguramiento de la producción en el pozo 1 .....</b>	<b>79</b>
<b>FIGURA 28 MIC de inhibidor y tiempo de vida útil en el pozo 2 2012 .....</b>	<b>80</b>
<b>FIGURA 29 MIC Concentración mínima de inhibidor y tiempo de vida útil en el pozo 2 2012 .....</b>	<b>81</b>
<b>FIGURA 30 Aseguramiento de la producción en el pozo 2 (2012-2013).....</b>	<b>81</b>

<b>FIGURA 31 Aseguramiento de la producción en el pozo 3 .....</b>	<b>82</b>
<b>FIGURA 32 Analisis de la masa inyectada en todos los pozos .....</b>	<b>83</b>
<b>FIGURA 33 Cantidad de inhibidor requerido por cada 1000 bbl .....</b>	<b>84</b>
<b>FIGURA 34 Desorción del inhibidor durante los primeros 90 días.....</b>	<b>85</b>
<b>FIGURA 35 Diseño de inyección squeezeuso de fosfato trisódico como inhibidor de incrustaciones (patente de EE.UU.)</b>	<b>Error! Marcador no definido.</b>

## LISTA DE TABLAS

<b>TABLA 1. Radio iónico de <math>Mg^{2+}</math>, <math>Ca^{2+}</math>, <math>Ba^{2+}</math> y <math>Sr^{2+}</math> (en picometros). .....</b>	<b>66</b>
<b>TABLA 2 INFORMACION DISPONIBLE DE CAMPOS.....</b>	<b>69</b>
<b>TABLA 3 CRITERIOS DE SELECCION DE POZOS.....</b>	<b>70</b>
<b>TABLA 4 FASES DE EVALUACION DEL INHIBIDOR .....</b>	<b>70</b>

## RESUMEN

**TÍTULO:** ANÁLISIS DE LOS TRATAMIENTOS DE INHIBICIÓN DE ESCAMAS APLICADOS EN CAMPOS COLOMBIANOS CON DAÑO A LA FORMACIÓN POR ESCAMAS INORGÁNICAS\*

**AUTORES:** ANA CRISTINA OTERO PACHECO, RICHARD OMAR RUIZ VELASQUEZ\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Daño a la Formación, Escamas Inorgánicas, Inhibidor, Adsorción, Desorción, Precipitación, CMI, Eficiencia del inhibidor, Pseudoescama.

### DESCRIPCIÓN:

La depositación de las escamas inorgánicas en el medio poroso de cualquier tipo es considerada daño a la formación, el cual se puede presentar por la mezcla de iones presentes en la formación o en la inyección de fluidos para mejorar el factor de recobro, estos iones se ven atraídos por las fuerzas intermoleculares formando las escamas las cuales afectan la producción normal hasta el punto de dejar en cero la tasa de flujo de un pozo.

El objetivo de esta investigación consistió en analizar los mecanismos que permiten desarrollar efectivamente un tratamiento en el medio poroso y las variables/ factores que afectan la vida útil de los tratamientos de inhibición. Para esto fue importante tener en cuenta el tiempo que debe permanecer el inhibidor y la cantidad de agua en la formación para que este sea adherido eficazmente en la formación y de esta forma ayude a evitar la formación y el crecimiento de los cristales de incrustación y no sea desorbido en menor tiempo, debido al alto corte de agua impidiendo que el inhibidor realice su efecto en la formación.

Para desarrollar la investigación tuvimos en cuenta los inhibidores que actualmente se utilizan en la industria de los hidrocarburos y seleccionamos los que mejor eficiencia han presentado a lo largo de tratamientos realizados en todo el mundo al inhibir escamas de varios tipos (multiscale). Por otro lado realizamos un análisis de los tratamientos de inhibición de escamas inorgánicas en campos del grupo empresarial ECOPEPETROL teniendo en cuenta criterios de evaluación como el contenido de agua, comportamiento del inhibidor, los iones (Ca, Ba), la producción durante el tratamiento y de esta forma determinar el éxito del tratamiento de inhibición.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director M. Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno

## ABSTRACT

**TITLE:** ANALYSIS OF INHIBITION TREATMENTS SCALES APPLIED IN COLOMBIAN FIELDS WITH DAMAGE TO THE FORMATION BY INORGANIC SCALES\*

**AUTHORS:** ANA CRISTINA OTERO PACHECO, RICHARD OMAR RUIZ VELASQUEZ.\*\*

**KEY WORDS:** Formation Damage, Inorganic Scales, Inhibitor, Adsorption, Desorption, Precipitation, MIC, Inhibitor Behavior, Pseudoscale, Squeeze.

### DESCRIPTION:

The deposition of inorganic scales in porous media of any kind is considered formation damage which can be presented by the mixture of ions present in the formation or fluid injection to improve the recovery factor, which at upsetting the balance, these ions are attracted by the intermolecular forces to form scales, affecting the normal production until leave in zero the flow rate of well.

The goal of this research is analyze the mechanisms that enable effectively develop a treatment in the porous medium and the variables / factors which affect the life of inhibition treatments. To this, was important to consider the time it must remain and the amount of water in the formation to be attached effectively in the formation and thus helps to avoid the formation and growth of crystals to deposit and it is not desorbed in the shortest time due to high water cut by preventing the inhibitor perform effect on the formation

To develop the research we considered inhibitors currently used in the hydrocarbon industry and selected the best efficiency presented along treatments performed throughout the world taking into account the inhibition scales of various types (multiscale). On the other hand we conducted an analysis of treatments inhibition of inorganic scales in fields of business group ECOPETROL considering evaluation criteria such as water content, behavior inhibitor and production ions Ca, Ba during the treatment to determine how successful was the treatment of inhibition.

---

\* Degree Work

\*\* Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno

## INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera, después de los altos cortes de agua, las incrustaciones de escamas minerales constituyen un serio problema en pozos de petróleo y gas. Cuando un pozo tiene un alto corte de agua de formación o cuando se utiliza un sistema de inyección de agua para mejorar el recobro, existe la posibilidad de que se forme una incrustación.

Las escamas se presentan cuando se altera el equilibrio termodinámico entre las moléculas, que al depositarse en cualquier punto del sistema origina pérdidas de producción. La depositación de incrustación tiene el efecto de reducir los caudales de producción debido al taponamiento de los poros de la formación o de fracturas.

La inyección de inhibidores de incrustaciones en una formación es la técnica más común para prevenir la formación de incrustaciones durante la producción de petróleo o gas, de esta manera el éxito de este procedimiento está determinado por el tiempo de efectividad para inhibir incrustaciones en el yacimiento, y su tiempo de acción es dirigido por mecanismos de retención en el medio poroso. Los mecanismos de retención dependen de diversas condiciones como el tipo de inhibidor de escama, la temperatura, el pH, la concentración del inhibidor, la naturaleza de substrato mineral, entre otros.

De acuerdo con lo anterior, en este proyecto se busca investigar y analizar los tratamientos de inhibición de escamas minerales, comportamiento y mecanismos de retención en campos colombianos del grupo empresarial Ecopetrol, con problemas a causa de la depositación de escamas inorgánicas, teniendo en cuenta la interacción inhibidor/roca, independientemente de si se produce por un mecanismo de adsorción / desorción o por una precipitación; además de identificar cuáles de estos tuvieron un mejor rendimiento e interpretar los factores y/o las variables que influyeron en estos resultados para mantener así la producción.

## 1. MARCO DE REFERENCIA

### 1.1 GENERALIDADES SOBRE ESCAMAS INORGÁNICAS

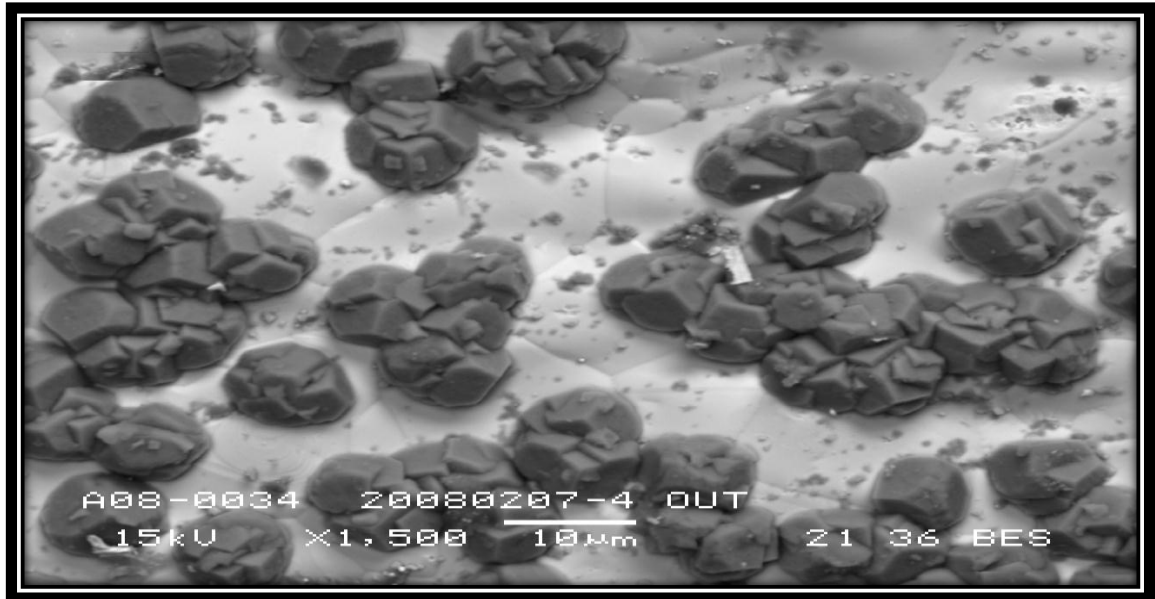
Las soluciones acuosas generalmente están compuestas por iones, los cuales tienen muy poca solubilidad en el agua. El agua tiene una capacidad limitada para mantener estos compuestos en solución, y una vez esta capacidad o solubilidad es excedida, los compuestos precipitan de la solución como sólidos. La precipitación de materiales sólidos que pueden llegar a formar escamas ocurre de la siguiente manera:

- a) El agua contiene iones que tienen la capacidad de formar compuestos de solubilidad limitada.
- b) Existe un cambio en las condiciones físicas o composición del agua que disminuye la solubilidad por debajo de las concentraciones presentes.
- c) Debido a lo anterior podemos decir que las escamas pueden ser causada por uno o varios de los siguientes factores: cambios de presión, cambios de temperatura, impurezas, aditivos, variación de tasas de flujo, cambios de pH, expansión del fluido, evaporación del gas y/o mezcla de aguas incompatibles

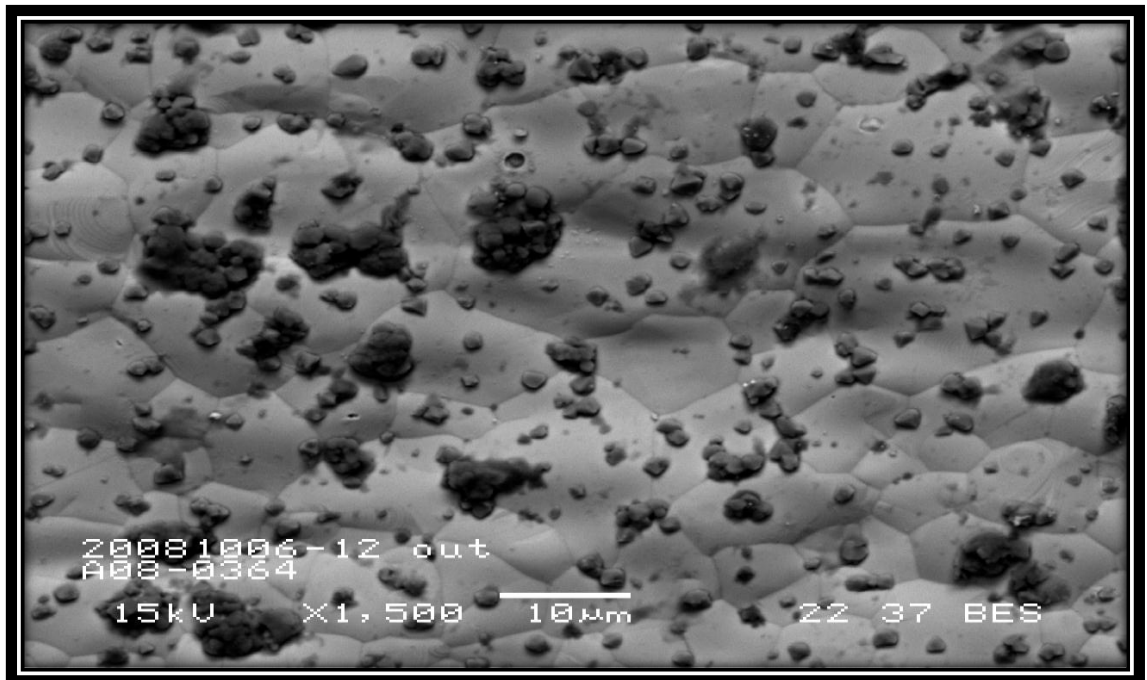
### 1.2 ESCAMAS INORGÁNICAS

Son depósitos de compuestos químicos u orgánicos, que se pueden formar en la tubería de producción, en las líneas de flujo, en los equipos de superficie (bombas, tratadores, tanques, etc.), en la cara de la formación y/o sus alrededores. Están presentes en los pozos de crudo y gas, y las principales causas de su origen son el flujo de fluidos de la formación y los cambios en las condiciones termodinámicas, hidrodinámicas y cinéticas.

**FIGURA 1** Ejemplo de escamas inorgánicas de  $\text{CaCO}_3$  antes de realizar un proceso de inhibición



**FIGURA 2** Ejemplo de escamas inorgánicas después de realizar un proceso de inhibición.



FUENTE: Tomado de: NOTTO Erling, KOREN Anne Marie. "New Method for Scale Inhibitor Testing" .Texas, USA, 2009.

Se puede hablar de forma general de escamas reales y pseudoescamas. Las escamas reales son los depósitos minerales originados por los fluidos nativos ( $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{CaCO}_3$ , etc.). Las pseudoescamas son los depósitos secundarios como resultado de la reacción entre los iones de la salmuera (iones  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Ba}^{2+}$  principalmente) y los fluidos inyectados por el hombre (como los inhibidores de escamas, aguas de inyección, etc.), los cuales provocan la alteración en el equilibrio establecido entre las especies, sobrepasando los rangos de concentración crítica de dichos iones, dando como resultado la precipitación de sales poco solubles que actúan como escamas reales.

### 1.3 MECANISMOS DE FORMACION DE ESCAMAS

La precipitación de las escamas inorgánicas se produce en aguas de producción debido a los iones sobresaturados en solución (Bedrikovetsky et al, 2004; Fan, 2011; Gill, 1996).<sup>1</sup> Esto significa que hay una mayor concentración de iones presentes en la solución en comparación con las concentraciones normalmente en el equilibrio.

Cuando es alterado este equilibrio, la precipitación de estas escamas sigue el siguiente proceso:

- a) Sobresaturación
- b) Nucleación
- c) Crecimiento de los núcleos para formar partículas más grandes.

---

<sup>1</sup> SCOTT STEWART SHAW, "Investigation into the mechanisms of formation and prevention of barium sulphate oilfield scale", Heriot-Watt University, Edinburgh, 2012.

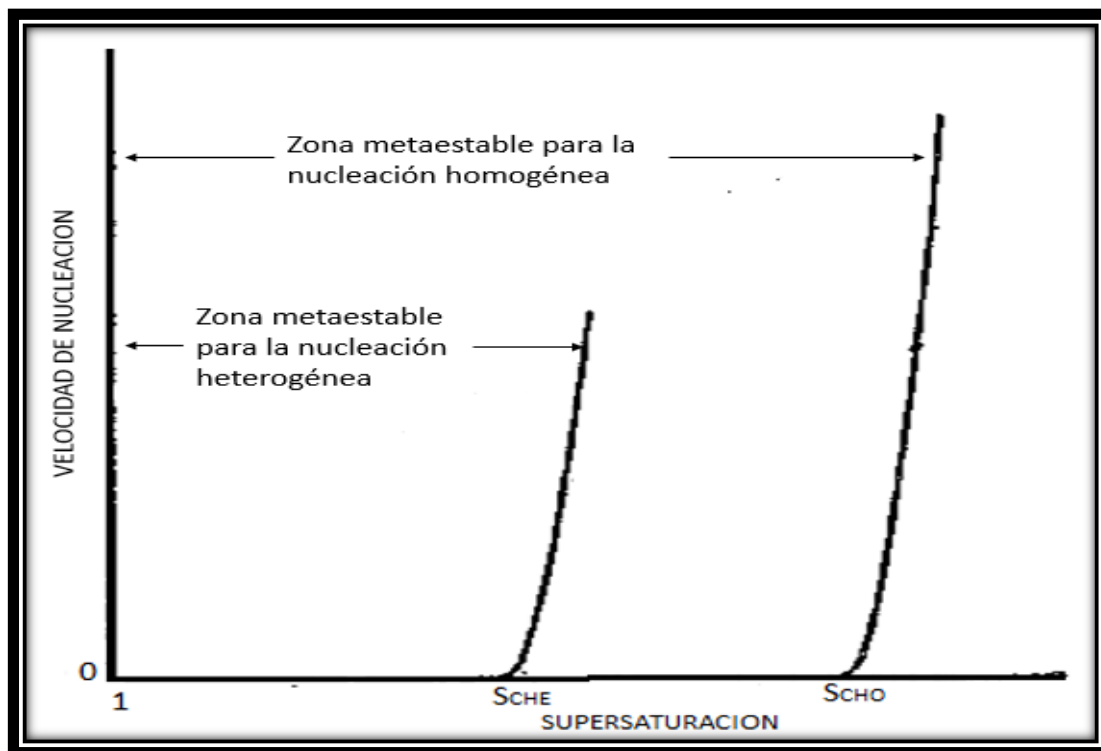
**1.3.1 Nucleación homogénea.** En un proceso de nucleación homogénea, la formación de la fase sólida se presenta al ser alterada toda la fase líquida sin ninguna fase sólida extranjera estar presente. Para la nucleación homogénea, hay dos términos de entalpía que controlan este proceso.

- a) Energía libre (favorable) liberación debida a la sobresaturación
- b) Energía opuesta (desfavorable) energía libre debido a la creación de una superficie.

En sistemas sobresaturados, la aglomeración de iones a un tamaño crítico en última instancia conduce a la precipitación por consecuencia de la sobresaturación. Sin embargo, en soluciones sobresaturadas ligeramente, la energía opuesta desfavorable debido a la creación de una superficie puede conducir a la disolución de partículas aglomeradas y de esta manera ocasionar que sistemas sobresaturados puedan permanecer metaestables durante largos períodos de tiempo.

**1.3.2 Nucleación heterogénea.** La Nucleación heterogénea se presenta cuando se encuentran algunas superficies, sustancias, en las cuales es más favorable que la nucleación homogénea se presente (debido a la creación de una superficie) "(Nancollas, 1985)". Diferentes escenarios de producción de campo han reconocido que la precipitación es más probable que se produzca en las superficies que están ya presentes en el sistema. Las superficies pueden ser depósitos de cal existentes, superficies metálicas, las cuales ofrecen sitios disponibles para la adsorción de iones. Estas superficies metálicas favorecen la precipitación, y reduce la probabilidad de metaestabilidad.

**FIGURA 3 Tasa de nucleación contra supersaturación**

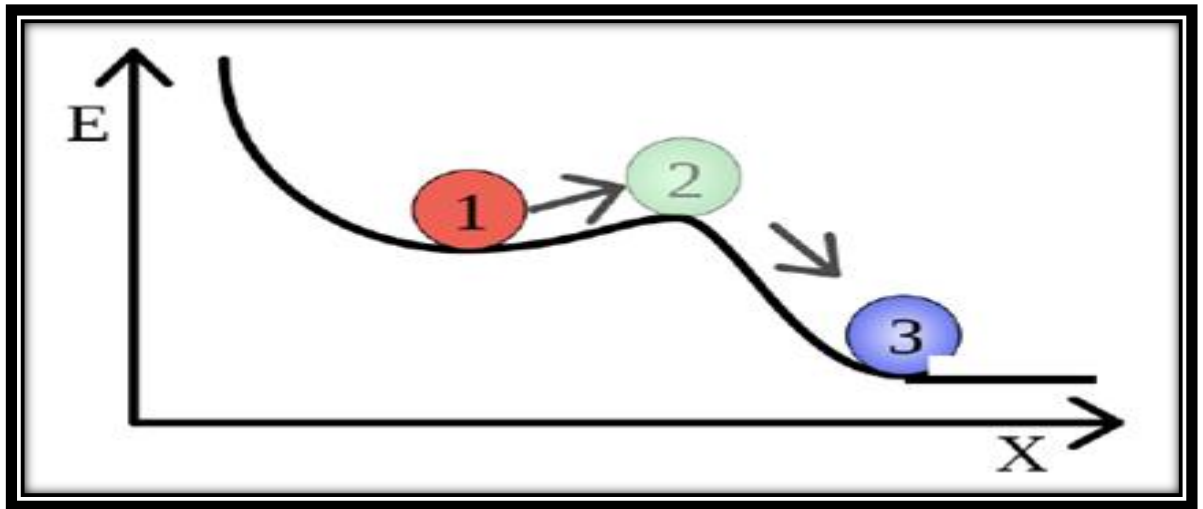


FUENTE: Tomado de: HAMAD Mohamed. "Establishing scale inhibitor retention mechanisms in pure adsorption and coupled adsorption/precipitation treatments". Edingurgo, UK, 2011, modificada por los Autores.

Los diferentes tipos nucleación en función de la supersaturación los podemos entender en la gráfica anterior donde:

- Se ilustra esquemáticamente que la nucleación heterogénea generalmente requerirá una sobresaturación inferior a la requerida para la nucleación homogénea.
- La velocidad de nucleación es extremadamente sensible a la sobresaturación, como se muestra en la figura.
- El nivel de sobresaturación donde se aumenta la tasa de nucleación heterogénea rápidamente se conoce como la sobresaturación crítica para la nucleación homogénea (SCHE) y el nivel de sobresaturación en la que la tasa de nucleación heterogénea se da rápidamente se conoce como la sobresaturación crítica para la nucleación homogénea (SCHO).
- (SCHE << SCHO).

**FIGURA 4 Un sistema metaestable en Estado débil (1), estado de transición inestable (2) y un Estado fuertemente estable**



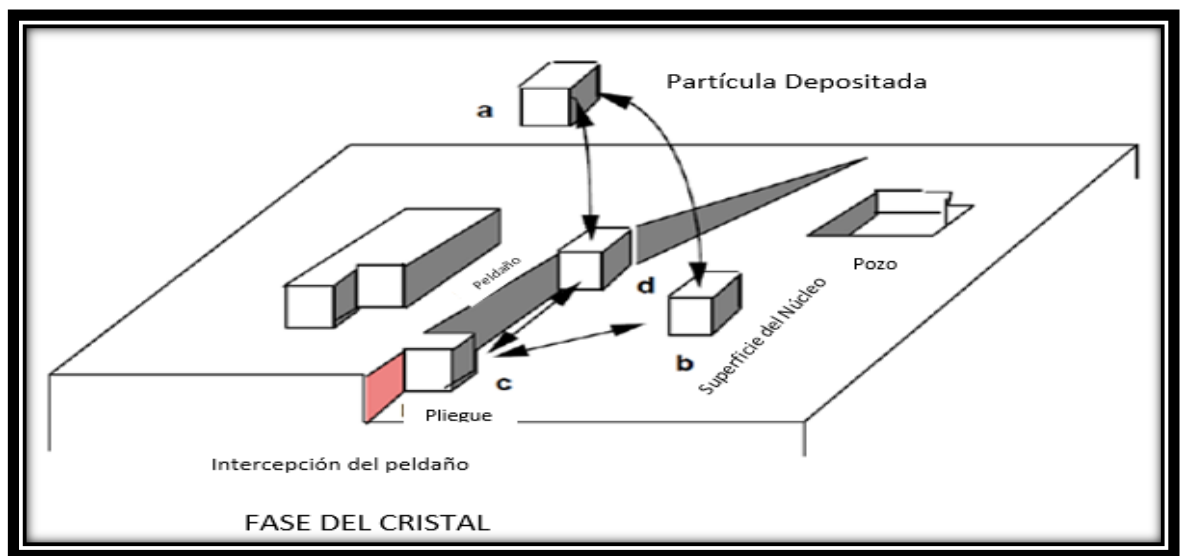
FUENTE: Tomado de: HAMAD Mohamed. "Establishing scale inhibitor retention mechanisms in pure adsorption and coupled adsorption/precipitation treatments". Edingurgo, UK, 2011.

En la Figura "E" representa la energía potencial, por ejemplo, (sobresaturación), y "X" representa el tiempo

- a) 1 podría representar un sistema sobresaturado (alta sobresaturación)
- b) 2 podría representar la creación del sistema por nucleación homogénea. Este paso requiere un poco de energía
- c) 3 podría representar un sistema nucleación heterogénea (que es de menor energía)

**1.3.3 Crecimiento del cristal.** Después que la nucleación se ha producido ya sea por medio de la nucleación homogénea o nucleación heterogénea, el crecimiento del cristal se producirá hasta que la sobresaturación del sistema se libere por completo (Nancollas y Liu, 1975). Sitios activos en la superficie del cristal permiten un mayor crecimiento debido a la colisión de iones de soluciones en estos sitios. Los iones colisionan efectivamente en contacto con varios iones superficiales formando lazos fuertes.

**FIGURA 5 Representación de una superficie de cristal completa con defectos**



FUENTE: Tomado de: HAMAD Mohamed. "Establishing scale inhibitor retention mechanisms in pure adsorption and coupled adsorption/precipitation treatments". Edingurgo, UK, 2011.

## 1.4 PRINCIPALES FACTORES QUE INFLUYEN EN LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES

**1.4.1 Concentración iónica.** La presencia de iones capaces de formar compuestos de baja solubilidad en las aguas de formación es el factor que más afecta la depositación de incrustaciones, pues si existen suficientes iones que al combinarse formen depósitos, es probable que se presenten incrustaciones a determinadas condiciones físicas. Algunos de los iones potenciales que pueden formar incrustaciones son: iones de sulfatos, calcio, bario, estroncio, etc.

**1.4.2 Presión.** Por causa de la variación en la presión, la solubilidad de los gases presentes disueltos disminuye, liberándose por lo tanto el  $\text{CO}_2$  que por las condiciones que se presentan, facilitan a este, reaccionar en solución con el agua para formar ácido carbónico  $\text{H}_2\text{CO}_3$  el cual reduce el pH y la posibilidad de precipitación del carbonato de calcio.

**1.4.3 Temperatura.** Esta variable afecta la solubilidad de los iones y gases en solución y la velocidad de la mayoría de las reacciones. Si tomamos por ejemplo: a mayor temperatura aumenta ligeramente la solubilidad de estroncio, pero disminuye la solubilidad del carbonato de calcio. Cuando aumenta la temperatura disminuye la solubilidad de los gases ácidos en solución como el  $\text{CO}_2$  y el  $\text{H}_2\text{S}$  incrementándose el pH del agua.

**1.4.4 pH.** La cantidad de  $\text{CO}_2$  presente en el agua afecta el pH e influye significativamente en la solubilidad del carbonato de calcio. Al bajar el pH disminuye la probabilidad de precipitación del carbonato de calcio, al incrementarse aumenta la probabilidad de precipitación.

**1.4.5 Mezcla de diferentes tipos de aguas de formación.** No se debe mezclar aguas que sean incompatibles, esto quiere decir que si las aguas presentan iones los cuales pueden reaccionar formando carbonatos, sulfatos o más compuestos, lo más posible es que se formen cuando se mezclan las aguas con su consecuente precipitación, los cuales obstruyen el flujo normal de los fluidos

## 1.5 TIPOS DE ESCAMAS INORGANICAS<sup>2</sup>

De las muchas escamas formadas por el agua y el crudo solo un pequeño grupo son comúnmente encontradas en las salmueras de los campos petrolíferos. A continuación se muestran los tipos de escamas inorgánicas más frecuentes en los campos de crudo, junto con las principales variables que las afectan.

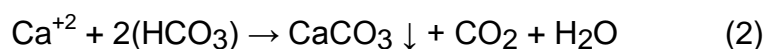
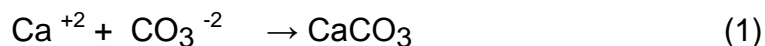
**TABLA 1 Principales escamas inorgánicas**

SOLUBLES EN ACIDO	Formula Quimica	Nombre Mineral	Variables Primarias
<b>Carbonato de Calcio</b>	CaCO <sub>3</sub>	Calcita	Presion parcial de CO <sub>2</sub> , Temperatura, Total sales disueltas
<b>Carbonato de Hierro</b>	FeCO <sub>3</sub>	Siderita	Corrosion, Gases disueltos, pH
<b>Sulfuro de Hierro</b>	FeS	Trolita	
<b>Oxido de Hierro</b>	Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub>	Magnetita	
<b>Oxido de Hierro</b>	Mg(OH) <sub>2</sub>	Hematita	
<b>Hidroxido de Magnesio</b>		Bauxita	Temperatura, Total sales disueltas
INSOLUBLES EN ACIDO	Formula Quimica	Nombre Mineral	Variables Primarias
<b>Sulfato de Calcio</b>	CaSO <sub>4</sub> 2H <sub>2</sub> O	Yeso	Temperatura, Total sales disueltas, Presion
<b>Sulfato de Calcio</b>	CaSO <sub>4</sub>	Anhidrita	
<b>Sulfato de Bario</b>	BaSO <sub>4</sub>	Barita	Temperatura, Total sales disueltas, Presion
<b>Sulfato de Estroncio</b>	SrSO <sub>4</sub>	Celestita	

### 1.5.1 Factores que afectan la solubilidad del Carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>)

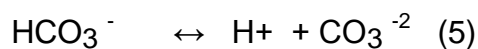
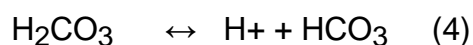
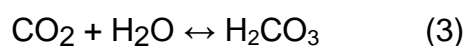
<sup>2</sup> FERNANDEZ V. Jorge A y VARGAS B. Arnulfo. Evaluación de Incrustaciones en líneas de producción de los campos morichal, la Gloria Norte y la Gloria, empresa Perenco LTDA, Tesis de grado, Universidad industrial de Santander, 2001

La incrustación de carbonato de calcio, o calcita es una de las escamas más frecuentes encontradas en la industria petrolera. Los cristales formados por el carbonato de calcio son de gran tamaño, pero cuando la incrustación contiene impurezas en formas de cristales divididos son más fáciles de romper su estructura. El carbonato de calcio puede ser formado por la combinación del ion calcio ya sea con el ion carbonato o bicarbonato.



#### ◆ Efecto de la presión

La solubilidad del carbonato de calcio es ampliamente influenciada por la presión parcial del  $\text{CO}_2$ , temperatura y concentración de sales en la solución. Cuando el dióxido de carbono entra en contacto con el agua, este se disuelve y forma ácido carbónico, de acuerdo con la ecuación (3), la ionización del ácido carbónico es ilustrada por las siguientes ecuaciones:



La solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  aumenta cuando la presión parcial del  $\text{CO}_2$  es aumentada. El efecto llega a ser menos pronunciado a medida que la temperatura se incrementa. Esta es una de las principales causas de la depositación de incrustación de la calcita. En cualquier punto del sistema donde ocurra una caída de presión, la presión parcial del  $\text{CO}_2$  en la fase gas disminuye, el dióxido de carbono sale de la solución y el pH del agua aumenta.

Las caídas de presión a través de una restricción tales como válvulas u orificio pueden también inducir turbulencia local, la cual puede ayudar a iniciar la depositación de la incrustación.

### ◆ Efecto de la temperatura

Contrario al comportamiento de muchos materiales, el carbonato de calcio llega a ser menos soluble a medida que la temperatura aumenta, a medida que el agua se calienta hay mayor probabilidad de que se forme la incrustación. Agua que en superficie no es incrustante puede serlo en el pozo si la temperatura de fondo es lo suficientemente alta. Esto también es la razón de que el  $\text{CaCO}_3$  sea con frecuencia encontrado en tubos de fuego del equipo de calentamiento.

El agua del yacimiento disminuirá su temperatura a medida que esta ascienda hacia la superficie; esto ayuda a incrementar la solubilidad del carbonato de calcio. La disminución de la temperatura cerca de la superficie incrementa la solubilidad, pero la disminución de la presión causa pérdidas de  $\text{CO}_2$  para rebajar la ganancia de influencia de la temperatura. La disminución de la presión es causada por la disminución de la temperatura; la disminución en la solubilidad debido a la baja presión del  $\text{CO}_2$ .

### ◆ Efecto de pH

La cantidad de  $\text{CO}_2$  presente en el agua afecta el pH y la solubilidad del carbonato de calcio. A más bajo pH, la probabilidad de precipitación es baja, mientras a más alto pH, es más probable que esta ocurra.

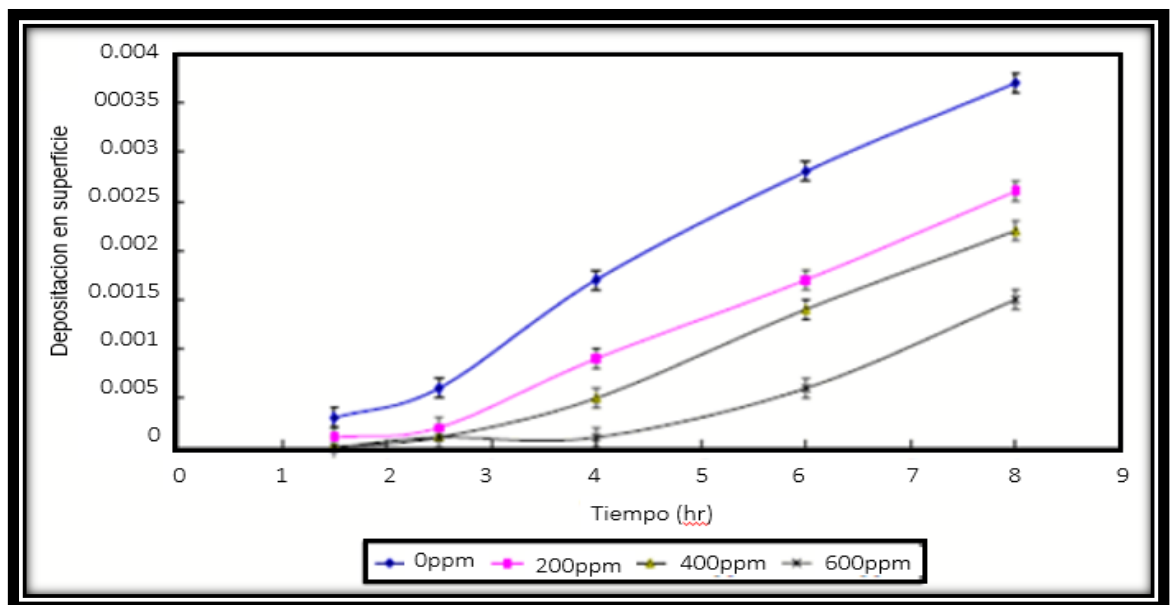
## ◆ Efecto de las Sales Minerales

La solubilidad del carbonato de calcio aumenta a medida que el contenido de sales disueltas en el agua aumenta. El incremento de los sólidos totales disueltos (sin incluir los iones de calcio o carbonato), aumenta la solubilidad de la calcita en el agua y disminuye la tendencia de incrustación hasta un máximo de aproximadamente 200000 mg/l.

## ◆ Efecto de cationes divalentes en Carbonato de Calcio.

Cationes divalentes tales como  $Mg^{+2}$ ,  $Ba^{+2}$ ,  $Sr^{+2}$ ,  $Mn^{+2}$  y  $SO_4^{-2}$  tienen la capacidad de inhibir el crecimiento de la escama de calcita.

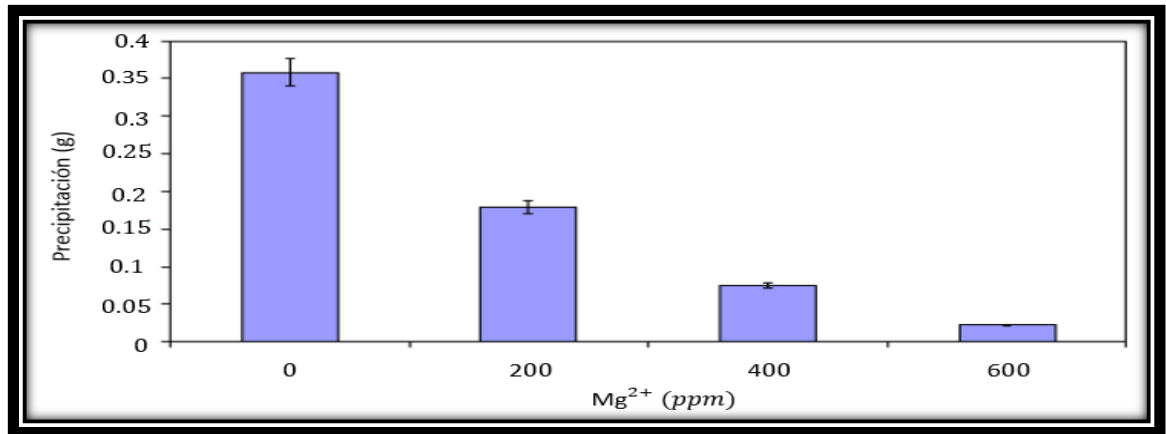
**FIGURA 6 Efecto de  $Mg^{+2}$  en la deposición superficial por debajo de 1500 rpm a 20 °C**



FUENTE: Tomado de: **S.S.Shaw**, K.S.Sorbie and L.S.Boak. "The Effects of Barium Sulphate Saturation Ratio, Calcium and Magnesium on the Inhibition Efficiency: I: Phosphonate Scale Inhibitors". Paper SPE 130373, presented at the SPE International Conference on Oilfield Scale, Aberdeen, UK, 26–27 May 2010, modificado por los autores.

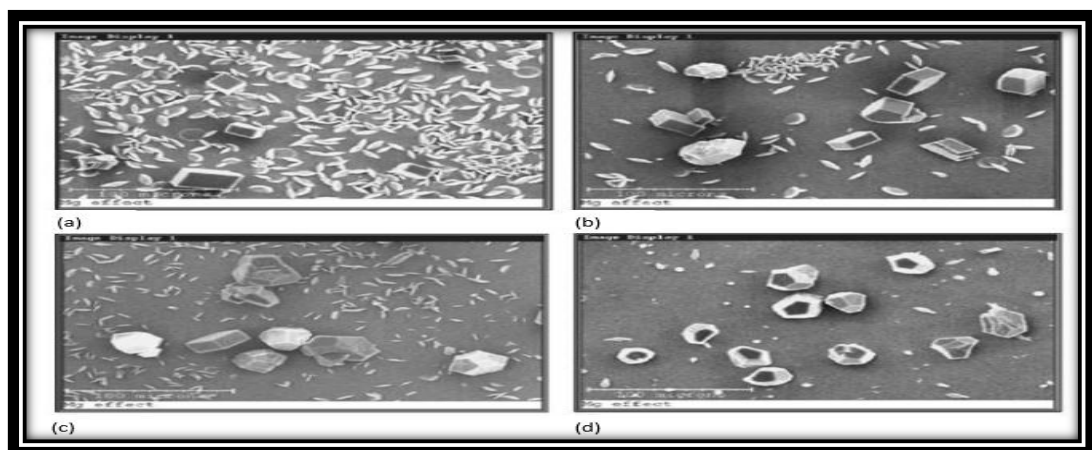
Después de 8 horas. El número de cristales de carbonato de calcio depositado sobre la superficie disminuye a medida que él  $[Mg^{2+}]$  en la solución aumenta.

**FIGURA 7 Efecto del  $Mg^{2+}$  en la precipitación de la solución a las 8 horas a 20°C**



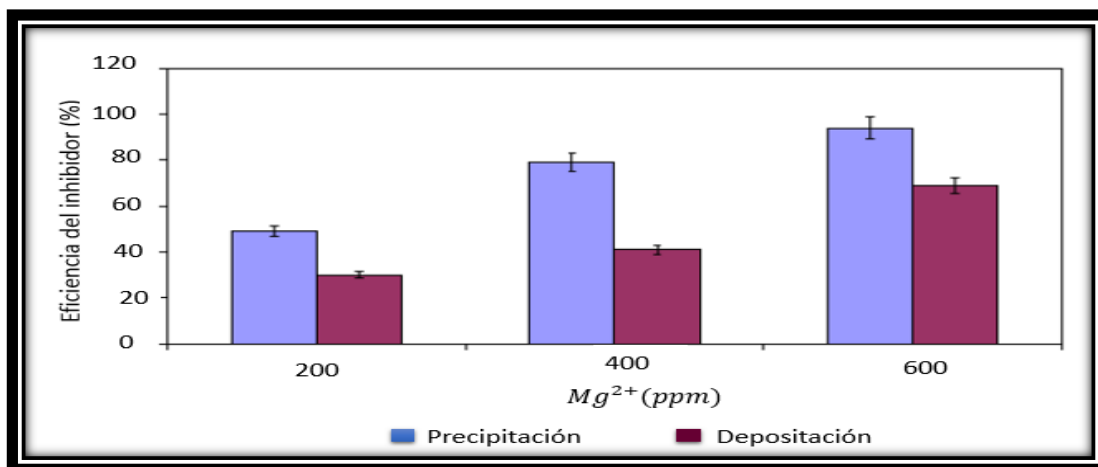
FUENTE: Tomado de: **S.S.Shaw**, K.S.Sorbie and L.S.Boak. "The Effects of Barium Sulphate Saturation Ratio, Calcium and Magnesium on the Inhibition Efficiency: I: Phosphonate Scale Inhibitors". Paper SPE 130373, presented at the SPE International Conference on Oilfield Scale, Aberdeen, UK, 26–27 May 2010, modificado por los autores.

**FIGURA 8 Microscopía de la escama formada en salmuera que contiene diversos niveles de  $Mg^{2+}$ , en 8 horas y 20 0C: (a) 0 ppm  $Mg^{2+}$ ; (b) 200 ppm  $Mg^{2+}$ ; (c) 400 ppm de  $Mg^{2+}$ ; y (d) 600 ppm  $Mg^{2+}$**



FUENTE: Tomado de: NOTTO Erling, KOREN Anne Marie. "New Method for Scale Inhibitor Testing" .Texas, USA, 2009.

**FIGURA 9** Eficiencia de inhibición de  $Mg^{2+}$  en la deposición global y deposición superficial después de 8 horas a 20 °C



FUENTE: Tomado de: **S.S.Shaw**, K.S.Sorbie and L.S.Boak. "The Effects of Barium Sulphate Saturation Ratio, Calcium and Magnesium on the Inhibition Efficiency: I: Phosphonate Scale Inhibitors". Paper SPE 130373, presented at the SPE International Conference on Oilfield Scale, Aberdeen, UK, 26–27 May 2010, modificado por los autores.

**1.5.2 Factores que afectan la solubilidad del Sulfato de calcio ( $CaSO_4$ ).** El sulfato de calcio usualmente se precipita directamente sobre las superficies metálicas de las líneas de flujo, hervidores, tubos, intercambiadores de calor. Los cristales de sulfato de calcio son más pequeños que los de carbonato de calcio; esta incrustación es generalmente más dura y densa que las de carbonato. El sulfato no efervesce cuando es tratado con ácido y no se puede remover satisfactoriamente por acidificación; Generalmente el yeso es la forma más estable a bajas temperaturas, mientras que la anhidrita es formada a altas temperaturas. La depositación del  $CaSO_4$  puede ser causada por evaporación.

#### ◆ Efecto de la presión

La solubilidad del sulfato de calcio en agua se incrementa con la presión. La caída de presión puede ser una de las principales causas de incrustación del

$\text{CaSO}_4$  en pozos productores. La caída de presión cerca de la cara del pozo puede crear una incrustación en la formación y también en el tubing.

En lugares donde existe turbulencia y/o caída de presión se puede presentar incrustación de sulfato de calcio debido a la liberación de gases ácidos; algunos de estos sitios son: restricciones, curvas, codos, bombas, válvulas de descarga, choques, platos desviadores, platinas de orificio, etc.

### ◆ Efecto de la temperatura

La solubilidad del yeso aumenta con la temperatura hasta aproximadamente 40 °C, luego disminuye con la temperatura; este comportamiento de temperatura es completamente diferente a la presentada por el carbonato de calcio.

La anhidrita llega a ser menos soluble que el yeso, de este modo se podría esperar que la anhidrita sea la forma más preferida de  $\text{CaSO}_4$  en pozos más profundos y calientes. La temperatura a la cual se forma las incrustaciones es función de muchos factores, incluyendo la presión, contenido de sales disueltas, condiciones de flujo, y la velocidad a la cual las diferentes formas de sulfato de calcio pueden precipitar de la solución. Predecir cuál forma del sulfato de calcio precipitará bajo un conjunto de condiciones dadas es muy difícil. Aunque la anhidrita podría esperarse que se forme sobre los 40 °C en lugar del yeso debido a su baja solubilidad, el yeso podría ser encontrado a temperatura hasta de 100 °C.

### ◆ Efecto de las sales disueltas

La presencia de NaCl o sales disueltas aumenta la solubilidad del yeso o anhidrita semejante a como lo hace con el carbonato de calcio, hasta una

concentración de 150000 mg/ l. un incremento mayor en el contenido de sal disminuye la solubilidad del sulfato de calcio.

**1.5.3 Sulfato de bario ( $BaSO_4$ ).** El sulfato de bario es el menos soluble de las incrustaciones. Se presenta cuando se combinan el ion bario con los iones sulfato; por lo general se encuentra junto a los depósitos de sulfato de estroncio. La solubilidad del  $BaSO_4$  es tan baja, que una vez se combinan los iones bario y sulfato el compuesto resultante se precipita casi de inmediato; por esta razón es raro encontrar cantidades significativas de ambos iones (sulfato y bario) en una misma agua. Cuando ambos iones están presentes es debido a la mezcla de dos o más aguas, por fugas o rotos en el casing, malos trabajos de cementación o por la necesidad de mezclar aguas en proyectos de inyección.

**FIGURA 10 "Desert Rose" Rosa del Desierto, Barita de Oklahoma, EE.UU**



FUENTE: Tomado y modificado de "The Effects of Barium Sulphate Saturation Ratio, Calcium and Magnesium on the Inhibition Efficiency: II: Polymeric Scale Inhibitors", S.S.Shaw, K.S.Sorbie and L.S.Boak, Paper SPE 130374, presented at the SPE International Conference on Oilfield Scale, Aberdeen, UK, 26–27 May 2010.

#### **1.5.3.1 Factores que afectan la solubilidad del sulfato de bario**

### ◆ Efecto de la temperatura

La solubilidad del sulfato de bario se incrementa con la temperatura. En un campo con problemas de sulfato de bario, este no precipitara en el fondo del pozo inyector sino en condiciones de superficie, por lo tanto, son más comunes los problemas en pozos productores.

### ◆ Efecto de las sales disueltas

La solubilidad del sulfato de bario en agua es aumentada por las sales disueltas como el caso del carbonato de calcio y el sulfato de calcio.

### ◆ Efecto de la presión

La presión incrementa la solubilidad del sulfato de bario mediante el mismo mecanismo que incrementa la solubilidad del sulfato de calcio. En resumen el sulfato de bario tiende a presentarse cuando se disminuye la temperatura, el contenido de sales disueltas y la presión.

**1.5.3 Sulfato de estroncio ( $\text{SrSO}_4$ ).** El sulfato de estroncio se forma de la reacción del ion estroncio con los iones sulfato. El nombre del mineral formado por el sulfato de estroncio es la celestita. El comportamiento de la solubilidad del  $\text{SrSO}_4$  es muy similar al del sulfato de bario, excepto que el sulfato de estroncio es mucho más soluble. El sulfato de estroncio tiene una solubilidad de 144 mg/l en agua pura a una temperatura de 25 °C. La solubilidad de estroncio aumenta con la temperatura y contenido de sales disueltas. Este usualmente co-precipita con el bario para formar incrustación  $(\text{Ba}, \text{Sr}) \text{SO}_4$  y se presenta en proporciones que van desde 1.25% a 15.9% de sulfato de estroncio y el resto del depósito puede ser sulfato de bario. En resumen la posibilidad de formación de depósitos de sulfato de estroncio aumenta cuando se incrementa la temperatura y el contenido de NaCl hasta un máximo aproximado de 125000 mg/l.

## 2. INHIBICION DE ESCAMAS INORGÁNICAS<sup>3</sup>

La precipitación de sales inorgánicas importantes como el carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) y sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ) en las salmueras de la mayoría de los campos petrolíferos del mundo, constituye un problema muy costoso para la industria debido a las reducciones considerables de la producción que estas pueden ocasionar.

Actualmente la técnica más utilizada para mitigar la formación de incrustaciones es a través del uso de químicos inhibidores, los cuales existen en el mercado de varios tipos, tales como fosfonatos inorgánicos, fosfonatos éster, poliméricos y mezclas de dos o más de estos compuestos, todos estos en función de su estructura interna. Cuando se decide aplicar algún procedimiento de inhibición es importante determinar el químico adecuado para que este producto sea aplicado de forma óptima y se obtengan muy buenos resultados.

Los inhibidores de escamas pueden actuar en la formación cuando se empiezan a formar pequeños cristales del precipitado, mediante la adhesión del inhibidor en la superficie del cristal previniendo el crecimiento.

---

<sup>3</sup> Lorraine Scott, "Factors that impact scale inhibitor mechanisms" Heriot-Watt University, October 2012

## 2.1 MECANISMOS QUE PERMITEN LA RETENCIÓN DE INHIBIDORES EN EL MEDIO POROSO

Es muy importante que luego de realizar un proceso de inhibición, la liberación de este sea de forma lenta y natural teniendo en cuenta las características propias de la formación en que ha sido aplicada. Existen tres tipos de mecanismos de retención/liberación del inhibidor que se presentan en el campo.

- a) Adsorción/Desorción ( Formaciones Arenisca, Caliza, Dolomita)
- b) Precipitación (Formaciones de Caliza, Dolomita)
- c) Precipitación Forzada (Arenisca, Caliza, Dolomita)

**2.1.1 ADSORCION/DESORCION.** En el proceso de adsorción, el inhibidor es adsorbido de la solución sobre la superficie de la roca durante los periodos de inyección y el cierre (shut-in). Cuando la producción es reanudada, este se va desprendiendo de la roca gradualmente, la liberación del inhibidor dentro de los fluidos producidos es lenta y proporciona una efectiva inhibición de escamas. El tiempo de vida del tratamiento squeeze depende de la cantidad de inhibidor adsorbido y la tasa a la cual este se desprende de la superficie de la roca. Esto depende de las propiedades químicas de la superficie de la roca del yacimiento y el inhibidor de escamas. Algunas de las más importantes propiedades que afectan la capacidad de adsorción son el pH de la salmuera del yacimiento, la composición de la salmuera, la concentración y el volumen de inhibidor, profundidad de la penetración, temperatura, presión y la velocidad del retorno del inhibidor. El proceso de adsorción es debido a interacciones electrostáticas y de Van der Waals entre el inhibidor de escamas y los minerales de la formación.

Este tipo de procedimiento es aplicado a todo tipo de formaciones. Luego de haber realizado el tratamiento, este es efectivo por un tiempo relativo de 3 meses a un año, pero generalmente presenta periodos de vida útil en periodos más cortos en comparación con la precipitación/disolución. Este método presenta un bajo potencial de daño a la formación pero a su vez una excesiva pérdida de producto.

**2.1.2 PRECIPITACION/ DISOLUCION.** En el proceso de precipitación el inhibidor inyectado reacciona con los iones de calcio y precipita como una sal insoluble de calcio. Cuando a producción es reanudada, el precipitado se disuelve en el agua producida y provee o proporciona la inhibición de escamas. La fuente de calcio puede ser del agua de formación o un sobre flujo de calcio. La tasa de precipitación tiene que ser controlada para evitar taponamiento de los poros y el daño a la formación. El proceso de precipitación ha sido limitado a yacimientos donde se presentan carbonatos. Este tipo de mecanismo se ve más a menudo en rocas de tipo caliza y dolomita, no es generalmente observado en areniscas debido al potencial de daño a la formación como consecuencia del taponamiento en zonas de baja permeabilidad. Cuando este mecanismo se presenta principalmente, es efectivo por un tiempo relativo de 3 meses a un año.

Se han encontrado estudios donde los dos mecanismos adsorción y precipitación se encuentran presentes en el proceso de inhibición.

**2.1.3 PRECIPITACION FORZADA.** Este mecanismo es presentado en rocas de tipo arenisca y muy poco en rocas calizas y dolomitas. Este presenta un potencial de daño a la formación debido al taponamiento en zonas de baja permeabilidad. En un proceso de inhibición de escamas el inhibidor puede ser retenido en la roca por uno o por todos los demás mecanismos.

## **2.2 IMPORTANCIA DE LA VELOCIDAD Y TIEMPO DE PERMACENCIA DEL INHIBIDOR<sup>4</sup>**

Se ha percibido que la larga duración del inhibidor durante la fase de producción posterior a un tratamiento de squeeze es debido a que el inhibidor se "desorbe lentamente" durante un largo período de tiempo después del proceso de adsorción / desorción.

El avance del inhibidor y la velocidad se pueden obtener de la ecuación.

---

<sup>4</sup> Ibrahim, J., Sorbie, K.S. and Boak, L.S.: "Coupled Adsorption/Precipitation Experiments: 1.Static Results", SPE 155109, published at the SPE International Conference on Oilfield Scale held in Aberdeen, United Kingdom, 30-31 May 2012.

$$V_c = \frac{V_{fluid}}{\left[1 + \frac{1-\phi}{\phi} \left(\frac{d\Gamma}{dC}\right)\right]}$$

donde  $V_c$  son las velocidades de avance de la concentración del inhibidor,  $V_{fluid}$  es la velocidad del fluido. La ecuación anterior muestra claramente que la velocidad de avance inhibidor se rige por la cantidad de la pendiente de la isoterma de adsorción  $\left(\frac{d\Gamma}{dC}\right)$ . La isoterma de adsorción se obtiene representando la cantidad de inhibidor adsorbido como una función de la concentración final de inhibidor en equilibrio de la solución. Resultados en laboratorio han mostrado que la pendiente de la isoterma de adsorción a bajas concentraciones implicaba que el inhibidor se adsorbe y desorbe gradualmente, y con bastante lentitud.

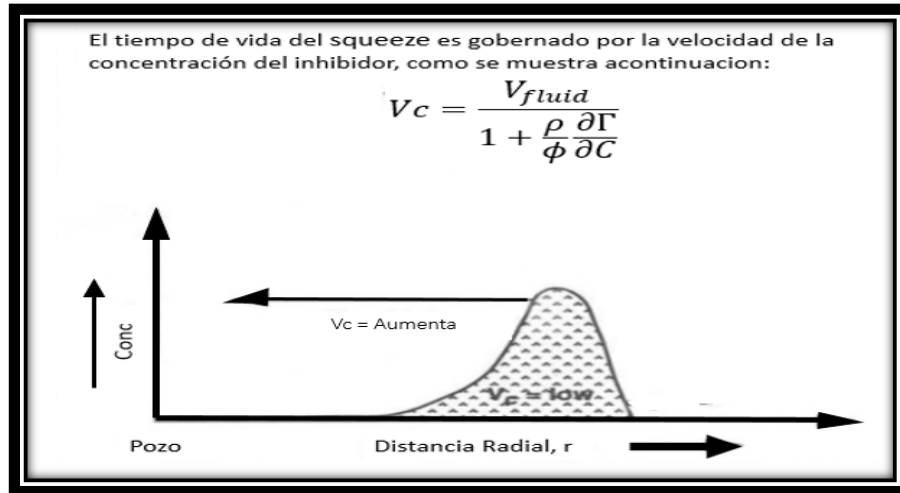
También indicaron que la concentración del fluido producido podría proporcionar información suficiente sobre los siguientes aspectos:

- a) Capacidad de adsorción de la formación
- b) Volumen de formación a tratar
- c) Tasa de producción
- d) Características de desorción de la formación

La velocidad para un valor de la concentración de inhibidor  $C$  ( $V_c$ ), es inversamente proporcional a la pendiente de la isoterma. En el caso de una isoterma de adsorción "favorable", la pendiente es mayor para valores de concentración más bajos que para los valores más altos, por tanto, estos valores se propagan lentamente de nuevo a la boca del pozo como se muestra en la Figura 11. (Sorbie, 1991). Se ha demostrado que la interacción del inhibidor se puede asociar con el comportamiento de las isotermas de adsorción y comparadas con modelos matemáticos que se han desarrollado en laboratorio. Según la ecuación de velocidad se puede observar que la

velocidad del avance del inhibidor se rige por la cantidad de inhibidor (pendiente de la isoterma de adsorción).

**FIGURA 11 El efecto de la velocidad en la vida del squeeze.**

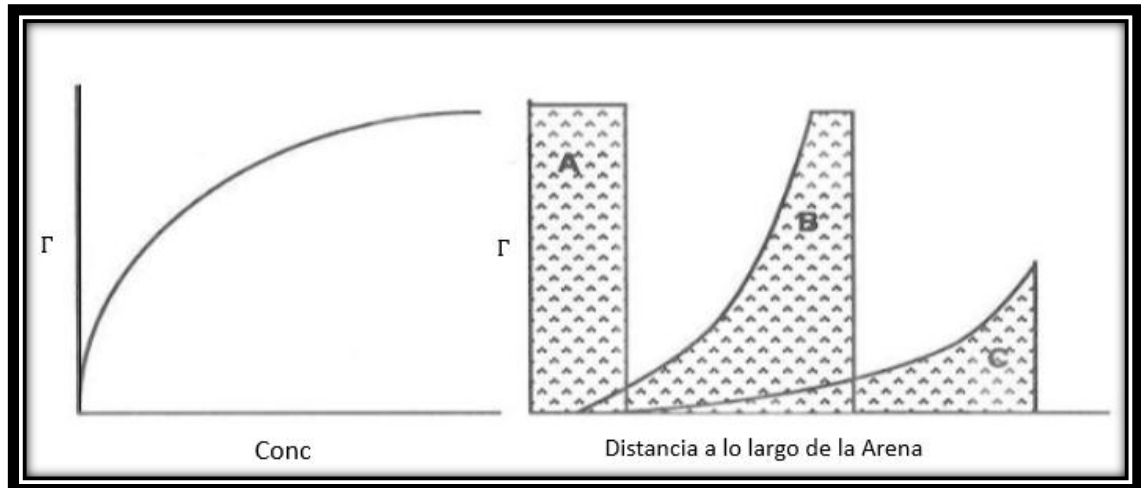


FUENTE: Ibrahim, J., Sorbie, K.S. and Boak, L.S.: "Coupled Adsorption/Precipitation Experiments: 1.Non-Equilibrium Sand Pack Treatments", SPE 155110, published at the SPE International Conference on Oilfield Scale held in Aberdeen, United Kingdom, 30-31 May 2012.

Como la solución va avanzando, limpiando el adsorbente, va perdiendo soluto, lo que ocasiona que en la formación se disminuya su concentración y posteriormente disminuya la velocidad dentro de la misma.

Sorbie, concluyó que el tiempo de vida de squeeze es esencialmente el tiempo que tarda la concentración, C para volver a la boca del pozo y por lo tanto un inhibidor que tiene una isoterma muy pronunciada ascendente a bajas concentraciones dará lugar a una larga vida útil de un tratamiento de squeeze. Figura 12.

**FIGURA 12 El avance de la solución del inhibidor a lo largo de la arena. A, banda inicial, B banda parcialmente desarrollada, C completamente desarrollada**



FUENTE: Ibrahim, J., Sorbie, K.S. and Boak, L.S.: "Coupled Adsorption/Precipitation Experiments: 1.Non-Equilibrium Sand Pack Treatments", SPE 155110, published at the SPE International Conference on Oilfield Scale held in Aberdeen, United Kingdom, 30-31 May 2012

## 2.3 MÉTODOS DE APLICACIÓN

Los inhibidores químicos son implementados en los pozos por tres métodos:

- a) Aplicación periódica por el Anular
- b) Por inyección continua mientras esta el pozo produciendo
- c) Por inyección dentro de la formación mientras el pozo es cerrado por un periodo de tiempo (squeeze)

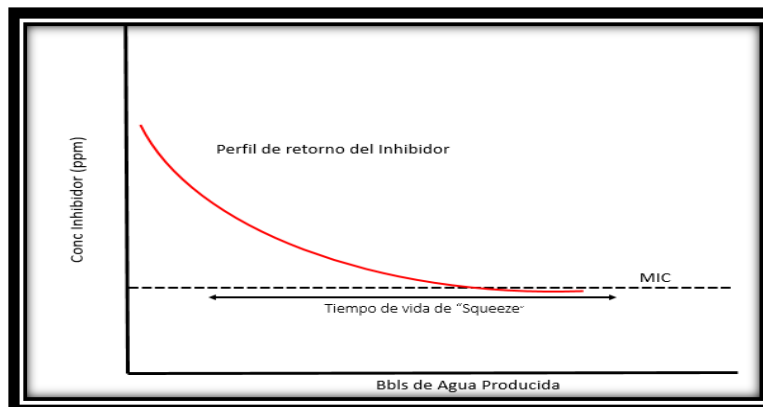
**2.3.1 Aplicación periódica por el anular.** Se recomienda para pozos poco profundos y solo lograra protección contra las escamas si hay presencia de inhibidor en el fluido, por lo tanto es el método menos utilizado.

**2.3.2 Método de inyección continúa.** Es recomendado para tratamientos contra escamas superficiales o profundas, consta de tubería en cadena extendida hacia abajo hasta una profundidad donde un operador tenga seguridad que no habrá formación de escamas más abajo. Esta profundidad se conoce basándose en los cálculos del Inhibidor de Incrustaciones, o por la experiencia del operador. El inhibidor es bombeado abajo desde el tubing de superficie hasta la profundidad directamente dentro del flujo del fluido. Cuando el tratamiento es profundo y de corriente lateral es generalmente requerido transportar el químico a través de columnas de aceite. El diseño del tratamiento continuo puede variar significativamente pero requerirá siempre de una bomba de superficie, una medida armónica de filtros, conexiones de cabeza de pozo y una entrada del flujo en el fondo del hueco, con una válvula de cheque opcional. Aunque muchas operadoras y compañías químicas demandan que los tratamientos continuos deben ser hechos conjuntamente debido a la naturaleza corrosiva de algunos inhibidores. Debido a la experiencia, esto puede salvar grandes sumas de dinero en las instalaciones de tratamiento continuo en un campo.

**2.3.3 Aplicaciones por inyección forzada (squeeze).** El tratamiento por squeeze es el despliegue en fondo de un inhibidor de escamas dentro de la región cercana a la cara del pozo para prevenir la formación de escamas. Los inhibidores de escamas son bombeados dentro de la tubería y luego son empujados dentro del yacimiento a través de las perforaciones. Este principal tratamiento es inundado varios pies dentro del yacimiento. El pozo es cerrado por un tiempo comprendido entre 5 y 24 horas para permitir que el inhibidor se adsorba o se precipite sobre la superficie de la roca de la formación. Después de la absorción (o formación de un escaso sólido soluble), la producción de aceite es restablecida y la lenta desorción/ disolución de inhibidor de escamas dentro del agua producida se lleva a cabo, protegiendo el pozo de la formación de las escamas. En general 1/3 del inhibidor desplegado es perdido en el yacimiento, otro 1/3 retorna inmediatamente y el último es retenido en la región cercana a la cara del pozo. El nivel de inhibidor que retorna con el agua producida decrece con el tiempo y necesitara ser reemplazado posteriormente para proteger el pozo.

Cuando el nivel del inhibidor eventualmente decae por debajo de la concentración mínima del inhibidor, las escamas se forman probablemente y el pozo necesitara ser protegido nuevamente con otro tratamiento squeeze. Desde cuando el pozo es puesto nuevamente a producción después de un tratamiento hasta cuando la concentración del inhibidor llega a ser inefectiva por debajo del MIC es llamado tiempo de vida de la inyección “squeeze lifetime”

**FIGURA 13 Comportamiento de retorno del inhibidor.**

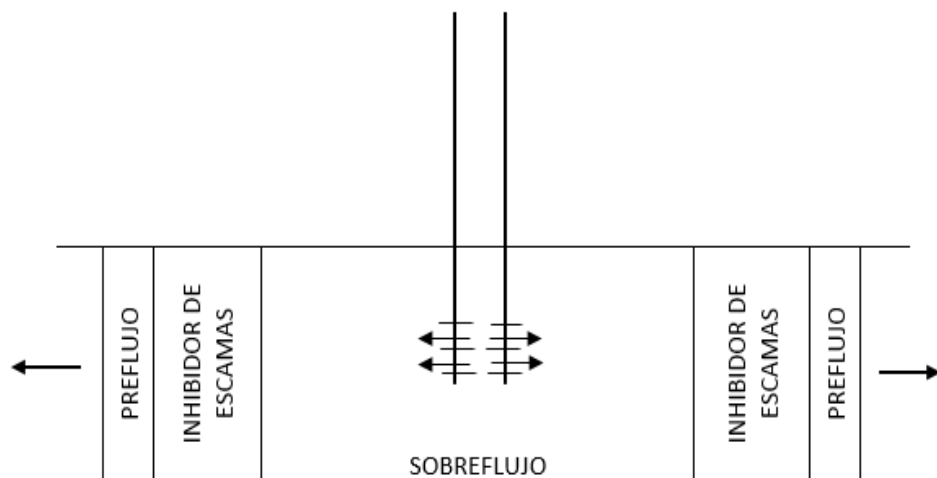


FUENTE. Autores

Cada vez que el pozo es reforzado, se pierde tiempo de producción y se tendrá una producción interrumpida, entonces será preferible obtener el mayor tiempo posible de vida del tratamiento. Se pretende extender el tiempo de vida del tratamiento mediante el desarrollo de técnicas y despliegue químico de inhibidores de escamas. Obviamente un solo tratamiento de squeeze es el objetivo ideal, pero cualquier mejora en el tiempo de vida del tratamiento es tomado como un éxito. Se deben llevar registros monitoreados de la concentración del inhibidor de escamas, del nivel del Bario en el agua producida y la rata de producción de aceite del pozo, sin embargo una caída en la producción de aceite o en el nivel de bario indicara que el pozo está produciendo escamas y necesita un tratamiento squeeze inmediatamente para prevenir un daño mayor. Los tratamientos squeeze son costosos, no solo en términos de químicos y mano de obra sino también los costos de cierre del pozo que puede tomar varios días para la limpieza, restablecimiento, perforado, hasta el completo restablecimiento de la producción.

◆ Diseño del squeeze

**FIGURA 14 Diseño de un procedimiento squeeze**



◆ Procedimiento del squeeze

- a) **Inyectar un preflujo** que puede ser simplemente agua de mar actuando como en una prueba de inyektividad, junto con una solución de desemulsificante para prevenir la formación de emulsiones o un solvente para incrementar la mojabilidad de la formación y reemplazar los fluidos de la formación.
- b) **Un pequeño espaciador de agua de mar** puede ser desplegado entre el inhibidor de escamas y el bache de preflujo para evitar una mezcla no deseada en la tubería de producción (si un rendidor está siendo usado), un segundo propósito es refrescar la región cercana a la cara del pozo.
- c) La **solución del inhibidor de escamas** es bombeada dentro del yacimiento
- d) El inhibidor de escamas y el preflujo son luego forzados dentro del yacimiento con un **sobreflujo de agua de mar** (o fluido no acuoso tal como el diésel)
- e) **El pozo tratado es luego cerrado (shut-in)**, usualmente por un tiempo entre 6 y 24 horas, permitiendo al inhibidor de escamas ser precipitado o adsorbido sobre la roca del yacimiento. La precipitación de los inhibidores de escamas es algunas veces activada por una temperatura dependiendo del punto de ruptura del químico en ese caso el yacimiento deberá no ser enfriado a un nivel más bajo que el usado con un gran volumen de fluido.
- f) El **pozo es lentamente puesto a producir** después del periodo de cierre y el inhibidor de escamas retornara con el agua producida.

## ● Ventajas

- ✓ Tecnología ampliamente usada para protección “fondo de Pozo” contra la incrustación.
- ✓ Protección “pozo-abajo” de las bombas, tuberías, válvulas y cara de la formación
- ✓ Todas las superficies de acero en el pozo son protegidas contra la incrustación
- ✓ Un procedimiento “squeeze” puede ser aplicado en pozos nuevos o viejos
- ✓ Poco mantenimiento requerido sin fuente de energía en el lugar.
- ✓ Procedimientos residuales periódicos determinar cuándo realizar un “squeeze”

## ● Desventajas

- ☒ Usualmente se deben realizar procedimientos “squeeze” entre 3 meses y 3 años.
- ☒ Una parte del Inhibidor se pierde durante el procedimiento la otra parte retorna con el agua de producción.
- ☒ Después de completar el “squeeze” no es posible realizar cambios de concentración ni de propiedades químicas.
- ☒ Es difícil monitorear el retorno del inhibidor cuando este regresa a muy bajas concentraciones

### 3. INHIBIDORES DE ESCAMAS INORGÁNICAS<sup>5</sup>

Las escamas en la mayoría de los campos del mundo están generalmente controladas de dos formas.

- a) Removidas periódicamente después que se han formado
- b) Disolución química

Basados en estudios realizados, existen 2 mecanismos principales por el cual los inhibidores de escamas pueden evitar este problema (Sorbie et al, 2000). La inhibición de nucleación y retraso del crecimiento del cristal.

- a) La inhibición de la nucleación. Se define como la interrupción de la estabilidad termodinámica de los nucleones en crecimiento. El mecanismo de inhibición implica la adsorción endotérmica de los inhibidores provocando la disolución de los cristales.
- b) El retraso del crecimiento cristal. Se define como la interferencia o el bloqueo de los procesos de crecimiento de cristal de escamas. El mecanismo de inhibición, implica la adsorción irreversible del inhibidor en los sitios de crecimiento activos, dando lugar a su bloqueo. (Graham et al., 2003).

Para obtener mejores resultados se han establecido unas reglas en los procesos de inhibición de escamas.

- a) El inhibidor debe ser aplicado corriente arriba del área del problema
- b) El inhibidor debe estar presente en el agua en forma continua para que permanentemente evite el crecimiento de las escamas.

#### 3.1 TIPOS DE INHIBIDORES DE ESCAMAS

---

<sup>5</sup> Boak, L.S. and Sorbie, K.S.: "New Developments in the Analysis of Scale Inhibitors", *SPE Production and Operations*, Vol. 25, Issue No. 4, pp.533-544, November 2010.

Los inhibidores de escamas inorgánicas pueden clasificarse como inhibidores químicos orgánicos o inhibidores químicos inorgánicos. Actualmente se estima que hay más de dos mil inhibidores químicos de escamas comercialmente disponibles. Los inhibidores de escamas utilizados en la industria están dentro de cuatro tipos principales.

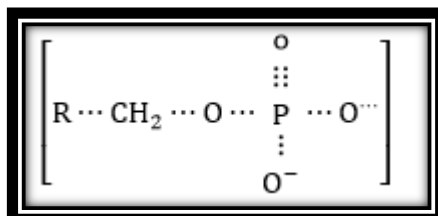
En la mayoría de los casos un buen inhibidor de escamas puede hacer efecto de 5 a 15 ppm en aguas limpias. Sin embargo si las cantidades de sustancias solidas suspendidas se encuentran en concentraciones altas, el inhibidor se debe presentar a más altas concentraciones. Esto se debe a que los inhibidores son adsorbidos sobre la superficie solidas presentes en el agua reduciendo de este modo la cantidad disponible de inhibidor.

**3.1.1 Inhibidores químicos orgánicos.** Algunos inhibidores de escamas inorgánicas reaccionan con calcio, magnesio o iones de bario para formar compuestos algo insolubles. La precipitación de estos compuestos puede resultar en la formación de una escama creando así un nuevo problema. Generalmente fosfonatos y polímeros son más propensos que los esterés a dar este tipo de problemas.

**3.1.1.1 Genérico Fosfato Ester Orgánico.** Estos son los más efectivos inhibidores de escamas de  $\text{CaSO}_4$ . Ellos no son efectivos para ser aplicados por encima de  $100\text{ }^\circ\text{C}$  porque hay peligro de hidrolisis ( reacción con el agua) generando un disminución de la efectividad.

El compuesto orgánico más común en el campo petrolero es:

**FIGURA 15 Estructura de un fosfato éster**



- Amino fosfato éster

- Alcohol fosfato éster

◆ Ventajas

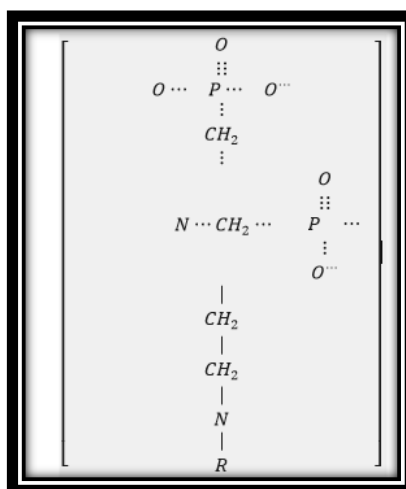
- ✓ Buen modificador del crecimiento del cristal
- ✓ Excelentes en la inhibición de  $\text{CaSO}_4$  y buenos para  $\text{BaSO}_4$
- ✓ Hidrolíticamente es un compuesto estable.

◆ Desventajas

- ☒ Son estables solo hasta  $71^\circ \text{C}$  (  $160^\circ \text{F}$ )
- ☒ El alcohol fosfato éster es menos efectivo que los amino fosfato éster.

**3.1.1.2 Fosfonatos Genéricos Orgánicos.** Son generalmente los más efectivos inhibidores de escamas de  $\text{CaCO}_3$ . Ellos son estables a más altas temperaturas que los ésteres y pueden proporcionar muy buena protección por encima de los  $175^\circ \text{C}$ .

**FIGURA 16 estructura interna de un fosfonato**



Fosfonatos genéricos orgánicos en el campo del petróleo.

ATMP, HEDP, EDTMP, HMDTMP, DETPMP.

◆ Ventajas

- ✓ Inhibe la mayoría de los tipos de escamas en campos de petróleo. Son considerados multiscale
- ✓ Tienen buena solubilidad con las salmueras
- ✓ Son efectivos a altas temperaturas en el rango de 350-400 °F.

◆ Desventajas

- ☒ Tienen estabilidad térmica hasta 400 F superior a esta temperatura se degradan y son poco efectivos.
- ☒ Son afectados por altas concentraciones de hierro
- ☒ Tienen problemas de solubilidad en salmueras de alto contenido de calcio.

**3.1.1.3 Polímeros Orgánicos Genéricos.** Los ácidos policarboxílicos son ahora usados en aplicaciones en campo: Estos son efectivos por su bajo peso molecular y por tener grupos ionizables regularmente espaciados. El inconveniente es que se ha probado que a altas temperaturas son menos efectivos.

Polímeros comunes en el campo de petróleo.

Polímeros orgánicos, Poliacrilatos, Polimetacrilato, Poliacrilamida, Polimaleato.

◆ Ventajas

- ✓ Son buenos modificadores de cristal de incrustación

- ✓ Son efectivos en la mayoría de los tipos de escamas, por lo tanto son considerados multiscale
- ✓ Son efectivos a temperaturas bajas
- ✓ Buenas características de adsorción y desorción

◆ Desventajas

- ☒ Son más costosos que los fosfonatos
- ☒ La relación costo/beneficio no es tan buena como los fosfonatos

### 3.1.2 Inhibidores químicos inorgánicos. Entre ellos se encuentran:

**3.1.2.1 Polifosfatos Genéricos Inorgánicos.** Estos materiales son sólidos inorgánicos no cristalinos que están disponibles como poli fosfatos simples o poli fosfatos de solubilidad controlada.

Estos componentes son económicos y se preparan fácilmente. Los polifosfatos simples son fácilmente solubles en agua, no tóxicos y los tratamientos son efectivos con concentraciones bajas (típicamente 0,5-20 ppm) particularmente controlan escamas de carbonato de calcio. Sin embargo su uso en las aplicaciones de campo es limitado. A temperaturas modestas ellos se hidrolizan en agua para formar ortofosfatos que tienen poca eficiencia inhibiendo. Los polifosfatos de solubilidad controlada se disuelven lentamente, y son considerablemente más costosos que los polifosfatos simples. Polifosfatos más comunes en la industria del petróleo.

Hexameta fosfato de sodio, Tripolifosfato de sodio, Tripolifosfato de potasio.

◆ Desventaja

Uno de los problemas con los polifosfatos es que ellos pueden cambiar de forma con el tiempo y no actuar como inhibidores de escamas. Este cambio es

conocido como reversión y es la hidrólisis de poli fosfato a ortofosfato. El ortofosfato reacciona con el calcio para formar fosfato de calcio insoluble y así crear un nuevo problema de taponamiento. Las dos propiedades del agua que afectan la reversión son la temperatura y pH. Generalmente la tasa de reversión aumenta con la disminución del pH y con el aumento de la temperatura del agua. Esto puede hacer que los polifosfatos se precipiten y causen problemas.

### 3.2 FACTORES QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DE LOS INHIBIDORES<sup>6</sup>

**3.2.1 Efecto de la supersaturación.** Si la sobresaturación tiene un gran efecto sobre la tasa de nucleación, y Si el inhibidor impide la cristalización mediante la nucleación, se puede encontrar buena eficiencia del inhibidor con el aumento de la sobresaturación al generar compuestos metaestables.

**3.2.2 Temperatura.** La temperatura es un factor muy importante porque esta me va indicar hasta qué punto el inhibidor se puede degradar y funcionar eficazmente en el control de la escama en el medio poroso.

**3.2.3 Concentración de inhibidor.** La magnitud de la concentración de inhibidor requerida para mantener una cantidad dada de escama en solución depende de:

- a) Nivel de sobresaturación
- b) Temperatura

---

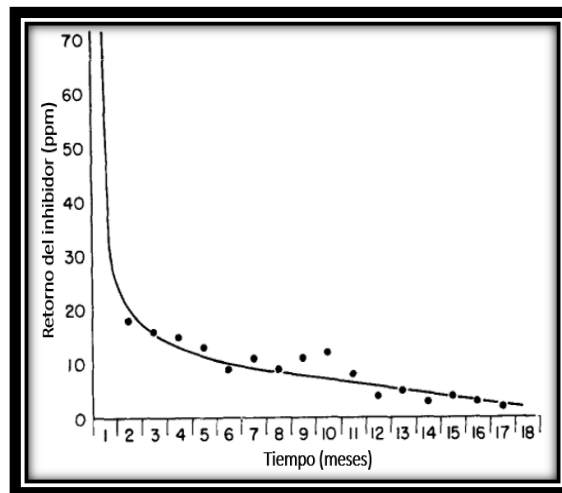
<sup>6</sup> SAMEH.F, Inhibitor squeeze Design Returns Monitoring to Manage Downhole Scale Problem, SPE, Australia. 2004

**3.2.4 Composición química de la escama.** A alta supersaturación y altas temperaturas, la cantidad de concentración de inhibidor debe ser mayor para prevenir la precipitación de una cantidad dada de escamas por unidad de volumen en solución.

Acertar en la concentración es muy importante porque se puede obtener:

- a) Un correcto tratamiento( no crezcan las escamas)
- b) Tratamiento insuficiente
- c) Tratamiento excesivo( perdida de inhibidor)

**FIGURA 17** Curva típica de desorción (basada en 10 tratamientos squeeze en 60 pozos)



FUENTE: Dennis M. Spriggs, Field Performance of a Liquid Scale Inhibitor Squeeze Program, SPE. 1998

**3.2.5 Composición del inhibidor.** El inhibidor se compone de:

**3.2.5.1 Esteres:**

- a) inhibición de BaSO<sub>4</sub>: son buenos a excelentes, por encima de 250 °F a pequeñas concentraciones 10 a 20 ppm

- b) Inhibición  $\text{CaCO}_3$ : no son suficientes , no son aptos para temperaturas superiores a 250 °F
- c) Inhibición  $\text{CaSO}_4$ : buenos a excelentes a temperatura por encima de 250 °F por debajo no lo son

#### **3.2.5.2 Fosfonatos:**

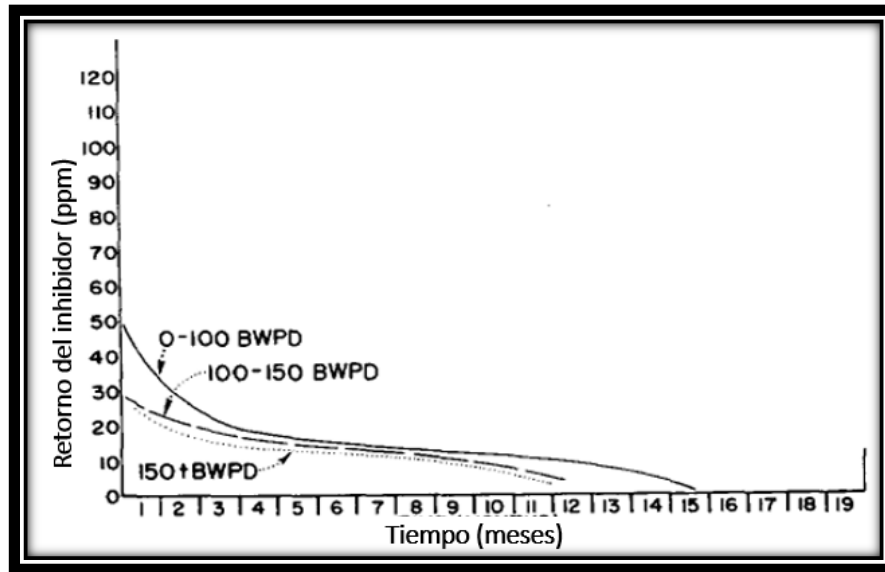
- a)  $\text{BaSO}_4$ : buenos a excelentes por encima de 350 °F a pequeñas concentraciones
- b)  $\text{CaCO}_3$ : efectivos por encima de 350 °F
- c)  $\text{CaSO}_4$ : efectivos por encima de 350 °F

#### **3.2.5.3 Poliacrilatos:**

- a)  $\text{BaSO}_4$ : excelentes y efectivas por encima de 350 °F
- b)  $\text{CaCO}_3$ : poco efectivos por debajo de 250 °F
- c)  $\text{CaSO}_4$ : inhibición no muy efectiva por encima de 250 °F

**3.2.6 Efecto del agua de producción en la vida del tratamiento.** Un análisis de las características que se exhiben cuando el volumen de los cambios de agua producidas presta un dimensión importante para el análisis de los inhibidores. La vida del tratamiento tiende a disminuir con un aumento en el agua producida, ocasionando que el inhibidor no tenga buena adsorción en la formación y sea desorbido de una forma muy rápida e inesperada generando ineficiencia en los procesos de inhibición.

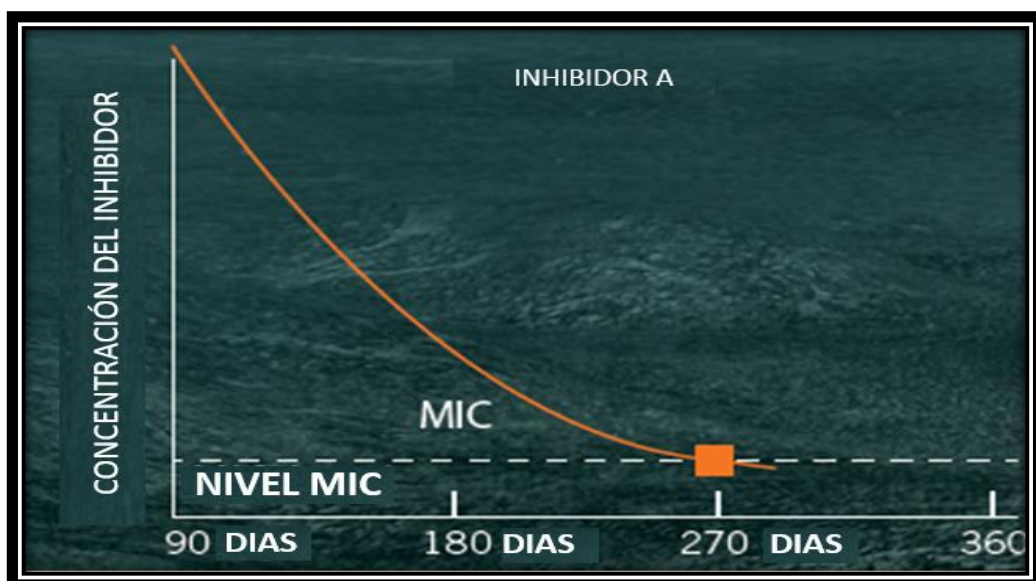
**FIGURA 18** Influencia del agua producida en la inhibición



FUENTE: Dennis M. Spriggs, Field Performance of a Liquid Scale Inhibitor Squeeze Program, SPE. 1998

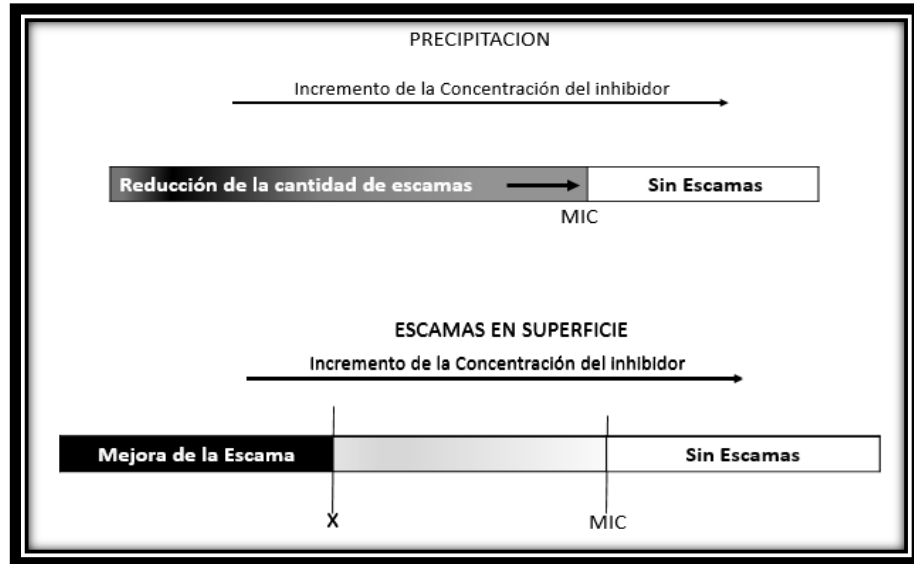
**3.2.7 CONCENTRACION MINIMA DE INHIBIDOR (MIC).** Esta prueba consiste en establecer la mínima concentración de inhibidor (MIC) necesaria para prevenir la formación de incrustaciones, en un sistema dinámico a condiciones de presión y temperatura de yacimiento o de facilidades. Para asegurar que los resultados sean confiables se deben ajustar las condiciones de la prueba (flujo, tamaño del coil, etc.), de manera que las pruebas en blanco (sin inhibidor) sean reproducibles.

**FIGURA 19** MIC



FUENTE: CHAMPION, Analysis of scale squeeze residuals in co-mingled subsea and Deepwater environments. 2012.

**FIGURA 20 Esquema de escenarios de escamas en superficie.**



FUENTE: A. Al-Hashem, M. Salman and K. Al-Muhanna, SCALE INHIBITOR EVALUATION FOR AN EFFLUENT INJECTION SYSTEM IN WEST KUWAIT. 2000.

### 3.3 CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DE INHIBIDORES DE ESCAMAS

Como cualquier otra operación en el campo, los inhibidores de escamas pueden ser seleccionados con base a la relación costo/eficiencia. Es muy fácil escoger el inhibidor más económico disponible, pero puede causarnos muchos errores y problemas más adelante. En algunas situaciones el material más costoso disponible será el más económico a largo plazo.

**3.3.1 Aplicabilidad de la escama a ser inhibida.** Aquí se debe tener en cuenta el efecto del inhibidor en contra del tipo de problema que se presenta de incrustación.

### 3.3.2 Estabilidad térmica de los inhibidores.

- a) Polifosfatos hasta 90 F
- b) Esteres de fosfato hasta 160 F
- c) Fosfonatos hasta 350 F
- d) Polímeros menos de 250 F

**3.3 Solubilidad.** Los inhibidores requieren ser solubles en la salmuera para que el tratamiento sea efectivo.

**3.3.4 Compatibilidad.** Es importante que no existan incompatibilidades con los químicos del sistema para que no se pierda la efectividad del tratamiento.

## 4. INHIBIDORES MULTISCALE<sup>7</sup>

Actualmente existe una innumerable cantidad de inhibidores pero muchos de ellos no tienen la capacidad de inhibir el crecimiento del cristal o evitar la nucleación de forma eficiente como los inhibidores orgánicos tales como los fosfonatos y los poliméricos. En términos generales, todos los inhibidores operan por medio de la inhibición de la nucleación y el retraso del crecimiento de los cristales, pero a grados variables (Sorbie y Laing, 2004; Graham et al, 1997a, 2003; Boak et al, 1999)

### 4.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS INHIBIDORES BASE FOSFONATO

- a) Estudios han indicado que los inhibidores de base fosfonato unido con iones de  $Mg^{+2}$  se vuelven ineficaces y sólo el  $Ca^{+2}$  unido con el

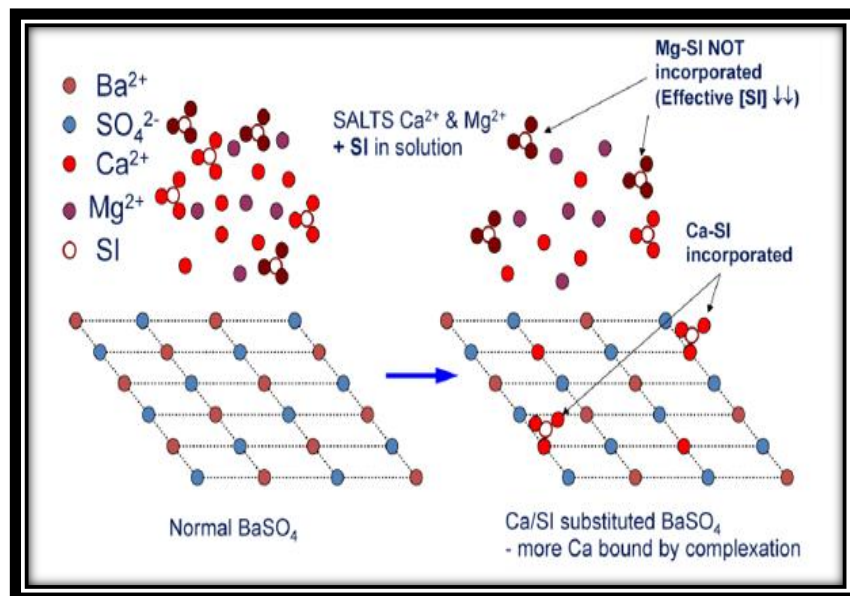
---

<sup>7</sup> Shaw, S.S., Sorbie, K.S. and Boak, L.S.: "The Effects of Barium Sulphate Saturation Ratio, Calcium and Magnesium on the Inhibition Efficiency: I Phosphonate Scale Inhibitors", SPE Production and Operations, Vol. 27, Issue No. 3, pp.306-317, August 2012.

inhibidor evitan la formación de algunas escamas como la de sulfato de bario

- b) El  $\text{Ca}^{+2}$  también mejora las propiedades de adsorción de los inhibidores fosfonatos en muchas formaciones, tales como areniscas, proporcionando un "puente" entre el inhibidor de escamas y el sustrato (Sorbie et al., 1993).
- c) Los principales cationes de interés son  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$ , que están presentes en altas concentraciones en las salmueras de campos petroleros. La razón para que el magnesio sea considerado venenoso en los inhibidores es debido al hecho de que la unión inhibidor- $\text{Mg}^{2+}$  no se incorpora en la red de la escama de  $\text{BaSO}_4$  mientras que  $\text{Ca}^{2+}$  unido al inhibidor tiene buena capacidad de unión.

**FIGURA 21 Mecanismo de inhibición de Barita por inhibidores fosfonato (efecto de iones Ca y Mg)**



FUENTE: S.S.Shaw, K.S.Sorbie and L.S.Boak: "The Effects of Barium Sulphate Saturation Ratio, Calcium and Magnesium on the Inhibition Efficiency: II: Polymeric Scale Inhibitors", Paper SPE 130374, presented at the SPE International Conference on Oilfield Scale, Aberdeen, UK, 26-27 May 2010.

d) Mg ni Mg-Inhibidor no se pueden incorporar a la red de la barita debido al pequeño tamaño del catión  $Mg^{2+}$ , en comparación con los cationes divalentes que pueden, es decir,  $Ca^{2+}$  y  $Sr^{2+}$ . Si los aniones y cationes están dimensionados de manera similar, maximiza las fuerzas de atracción entre los iones de carga opuesta.

**Tabla 1. Radio iónico de  $Mg^{2+}$ ,  $Ca^{2+}$ ,  $Ba^{2+}$  y  $Sr^{2+}$  (en picometros).**

ELEMENTO	Radio Iónico, $M^{2+}$ (picometros)
Magnesio	78
Calcio	106
Estroncio	127
Bario	143

FUENTE: S.S.Shaw, K.S.Sorbie and L.S.Boak: "The Effects of Barium Sulphate Saturation Ratio, Calcium and Magnesium on the Inhibition Efficiency: II: Polymeric Scale Inhibitors", Paper SPE 130374, presented at the SPE International Conference on Oilfield Scale, Aberdeen, UK, 26–27

- e) Si un compuesto es soluble o insoluble en agua depende de la magnitud de dos términos de entalpía:
- ✓ fuerzas de atracción entre los iones de las moléculas de sólidos y agua (entalpía de hidratación)
  - ✓ las fuerzas de atracción entre los iones de carga opuesta en el sólido (entalpía de formación).
  - ✓ Si  $(b) > (c)$ , el compuesto será insoluble [2]. El sulfato de bario es un compuesto muy estable debido a que los iones de bario y sulfato son de tamaño similar, maximizando así las fuerzas de atracción entre aniones y cationes.
- f)  $MgSO_4$  es muy soluble debido al hecho de que los iones  $Mg^{2+}$  y  $SO_4^{2-}$  no pueden empaquetar juntos en una disposición termodinámicamente favorable. Por el contrario,  $Ba^{2+}$  y  $Sr^{2+}$  y  $Ca^{2+}$  pueden empaquetar juntos de manera eficiente con  $SO_4^{2-}$ . Esto indica que la red cristalina  $MgSO_4$  es menos estable que Ca, Sr y Ba sulfatos y  $MgSO_4$  es el compuesto más fácil de solubilizar.

g) Inhibidor altamente fosfonado (por ejemplo DETPMP) tiene la mayor capacidad de inhibición de crecimiento de los cristales. Otros como PMPA (una poli-fosfonato), PPCA (ácido policarboxílico fosfino), especies mono-mono-carboxilado fosfonados tales como HPAA (ácido hidroxifosfonoacético) también tienen cualidades de inhibición del crecimiento de cristales, aunque probablemente no tan bueno como especies altamente fosfonados.

#### 4.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS INHIBIDORES POLIMÉRICOS.

- a) Los inhibidores base polimérico tienen efecto principalmente por la inhibición de la nucleación, ya que no funcionan tan bien en la consecución de una buena inhibición del crecimiento del cristal (Sorbie et al., 2000).
- b) El polímero PVS, es probablemente el polímero que tiene menos propiedades de inhibición del crecimiento cristalino (Sorbie et al., 2000; Sorbie y Laing, 2004).
- c) Con el fin de inhibir el crecimiento de cristales de sulfato de bario, SI (fosfonato o polimérico) deben ser capaces de incorporar a la red de la escama en combinación con  $\text{Ca}^{2+}$  o adsorberse sobre la superficie del cristal.
- d) Se sabe que los grupos sulfonato(polímeros) no se unen a  $\text{Ca}^{2+}$  o  $\text{Mg}^{2+}$  debido a que estos grupos funcionales son altamente disociativo, es decir, tienen valores de  $K_a$  muy bajas (Graham et al., 2003),
- e) Los co-polímeros como el VS-Co operarán por medio de la inhibición tanto de nucleación y la inhibición de crecimiento de cristales en cantidades muy ampliamente similares.
- f) Polímeros sulfonados se pueden usar también sinérgicamente en mezclas, para producir mejor eficiencia del inhibidor (ya que ambos mecanismos de inhibición de incrustaciones pueden funcionar eficazmente, de forma simultánea).

#### 4.3 FOSFONATOS VS. POLÍMEROS

- a) En términos de sulfato de bario, los fosfonatos se consideran mejores inhibidores en comparación con sus análogos poliméricos. Mientras que en términos de "amabilidad" ambiental de los productos, lo contrario.
- b) La presencia de la funcionalidad de fosfonato (por lo general como un fosfonato amino) produce la mejor eficiencia inhibición y retención del inhibidor (Jackson et al, 1996;.. Singleton et al, 2000). La desventaja es debida al contenido de fósforo en el inhibidor, considerándose el menos aconsejable para su uso.
- c) PMPA es un ejemplo de un poli-fosfonato que tiene significativamente buena eficiencia de inhibición y retención en comparación con otros inhibidores polimérico fosfonado. Sin embargo PMPA tiene un altísimo contenido de fósforo, a un nivel comparable con fosfonato convencional
- d) Debido a las preocupaciones ambientales (Todd et al, 2010;.. Wilson et al, 2010). En algunos gobiernos del mundo se ha prohibido el uso de algunos inhibidores fosfonatos y el PMPA (Jordan et al., 2010, 2011).
- e) Polímeros sulfonados tales como PVS y VS-Co tienen ventajas sobre los fosfonatos, en que son especialmente adecuados para su uso en sistemas de bajo pH, por ejemplo, pH <4 (Graham et al., 2003)
- f) Al diseñar y sintetizar un nuevo SI, uno de los objetivos principales de fabricantes de productos químicos es producir un producto que va a conseguir una buena eficiencia del inhibidor , junto con las propiedades ambientales razonables, y así atraer el interés de las empresas de servicios en un mercado competitivo.

- g) Otros factores importantes también se consideran como costo de la cadena de suministro y otras propiedades físico-químicas, por ejemplo, adsorción, compatibilidad y estabilidad térmica.

## 5. ANÁLISIS DE ALGUNOS CAMPOS PETROLEROS DEL GRUPO EMPRESARIAL ECOPEPETROL CON PROCEDIMIENTOS DE INHIBICIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS

### 5.1 INFORMACION DISPONIBLE

En la siguiente tabla se muestra la información recolectada de algunos campos del GRUPO EMPRESARIAL ECOPEPETROL.

**TABLA 2 Información disponible de campos**

<b>AÑO</b>	<b>CAMPO</b>	<b>POZO</b>	<b>OBSERVACION</b>
2012	A	1	Seguimiento de Residual de Inhibidor
2011	A	2	Inhibición Química
2012	A	2	Inhibición Química
2013	A	2	Inhibición Química
2014	A	2	Inhibición Química
2014	A	3	Inhibición Química
2012	B	4	Validación de Propuesta de Disolución e Inhibición
2012	B	5	Weatherford
2012	B	6	
2012	C	7	Aseguramiento de la Calidad para los fluidos de Estimulación e inhibición Aplicados en el Pozo ACAE 11

## 5.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN

**TABLA 3 Criterios de selección de pozos**

AÑO	CAMPO	POZO	PRUEBAS DE LABORATORIO	ANALISIS BACKFLOW	SEGUIMIENTO DEL INHIBIDOR
2012	A	1	X	X	X
2011	A	2	X	X	
2012	A	2	X	X	X
2013	A	2	X	X	X
2014	A	2	X	X	
2014	A	3	X	X	X
2012	B	4	X		
2012	B	5	X		
2012	B	6	X		
2012	C	7	X		

## 5.3 CADENA DE TRATAMIENTO

**TABLA 4 Fases de evaluación del inhibidor**

FASE	APLICACIÓN EN FONDO TIPO SQUEEZE (DENTRO DE LA FORMACIÓN)
<b>Fase 1 (Pruebas preliminares)</b>	1. Control de calidad de los productos. 2. Compatibilidad/Tolerancia al agua de formación. 3. Compatibilidad al crudo de los pozos seleccionados. 4. Mojabilidad Visual. 5. Eficiencia dinámica (MIC).
<b>Fase 2</b>	6. Pruebas de envenenamiento con Fe. 7. Eficiencia dinámica (MIC) en presencia de inhibidor de corrosión seleccionado (si se requiere). 8. Estabilidad térmica 9. Pruebas de Adsorción estática en arenas. 10. Adsorción dinámica en plugs de la formación.

### 5.3.1 PRUEBAS DE LABORATORIO FASE 1

#### ◆ **Control de Calidad de los productos**

A los productos recibidos se les realiza control de calidad mediante la determinación de los parámetros pH, densidad, Índice de refracción y toma de espectro infrarrojo (FT-IR).

Los espectros FT-IR permiten identificar alteraciones o cambios en la composición, al momento de comparar dos o más lotes del producto. Estos espectros se asimilan a una huella digital, la cual es única para cada inhibidor.

#### ◆ **Pruebas de Compatibilidad entre inhibidores de incrustaciones Vs Salmueras de Formación**

Se determina la tolerancia del inhibidor al doble de la concentración de calcio en una salmuera equivalente al agua de formación. Se observa la formación de turbidez o precipitado que son señales de incompatibilidad.

#### ◆ **Pruebas de Compatibilidad entre inhibidores de incrustaciones Vs crudo de la Formación**

Una vez realizadas las pruebas con salmuera equivalente del agua de formación, las soluciones que no presentaron incompatibilidades se mezclan con crudo de la formación en proporción 50:50. Se observa la formación de emulsiones o fases indeseables que son señales de incompatibilidad.

### ◆ **Pruebas de Mojabilidad Visual (aplicación tipo squeeze)**

Esta prueba aplica a los productos que superan las pruebas de compatibilidad y que son para aplicación tipo squeeze. En este ensayo se mantiene en contacto una solución al 15% de cada inhibidor (en KCl-2%) con arena de la formación de interés y luego se observa su mojabilidad para el agua y el aceite. Se espera que los productos conserven la mojabilidad al agua.

### ◆ **Pruebas de Eficiencia Dinámica (MIC) con todos los inhibidores a evaluar.**

Esta prueba consiste en establecer la mínima concentración de inhibidor (MIC) necesaria para prevenir la formación de incrustaciones, en un sistema dinámico a condiciones de presión y temperatura de yacimiento o de facilidades. Para asegurar que los resultados sean confiables se deben ajustar las condiciones de la prueba (flujo, tamaño del coil, etc.), de manera que las pruebas en blanco (sin inhibidor) sean reproducibles.

La composición de las salmueras está diseñada de forma que al mezclarse en el capilar, se reproduzca la composición del agua de la Formación.

## **5.3.2 PRUEBAS DE LABORATORIO FASE 2**

### ◆ **Pruebas de envenenamiento con Hierro**

Esta prueba se realiza con los inhibidores compatibles con las salmueras de formación equivalentes de los pozos de interés (tolerantes al calcio). Se utilizan dosificaciones de 50, 250, 500 y 1000 mg/L de Fe en soluciones del

inhibidor al 1%, 5%, 10% y 20% en KCl al 2%. Se observa la formación de turbidez o precipitados asociados a problemas de intolerancia con el Fe (formación de pseudo-escamas).

#### ◆ **Pruebas de Eficiencia Dinámica (MIC)**

De los inhibidores de incrustaciones seleccionados en presencia de los inhibidores de corrosión seleccionados para los campos de la SOC.

En caso de ser necesaria la aplicación de inhibidor de corrosión en el proceso, se debe evaluar su efecto en la eficiencia del inhibidor de incrustaciones, para lo cual se realizan pruebas de eficiencia dinámica (MIC) con los inhibidores que presentaron el mejor desempeño en la fase 1, a la mínima concentración necesaria determinada y en presencia de los inhibidores de corrosión seleccionados dosificados a 15 ppm.

#### ◆ **Pruebas de Estabilidad Térmica**

La prueba de estabilidad térmica de los inhibidores en el laboratorio, se basa en determinar las posibles variaciones por degradación del producto al ser sometido a altas temperaturas. Varios estudios han demostrado que algunos inhibidores sometidos a temperaturas elevadas por tiempo prolongado reducen su eficiencia. El efecto de la temperatura puede ser detectado visualmente y mediante la comparación de los espectros UV-VIS antes y después de la prueba. Sin embargo, los resultados se confirman mediante la realización nuevamente de pruebas MIC al producto sometido al tratamiento. Se observan variaciones en los espectros y en las pruebas MIC respecto al inhibidor original.

#### ◆ **Prueba de Adsorción Estática**

Esta prueba se realiza para los inhibidores que se usarían en tratamientos tipo squeeze que hasta esta instancia de la evaluación hayan tenido resultados

satisfactorios. Las pruebas se realizan con arenas de las formaciones de interés, con los productos que hasta este punto han superado todas las pruebas anteriores. La adsorción del producto se define como la diferencia entre la concentración inicial y la medida al final de la prueba por gramo de material adsorbente. Se consideraría que una adsorción estática buena a excelente estaría en los rangos de 3 a 5 mg/g.

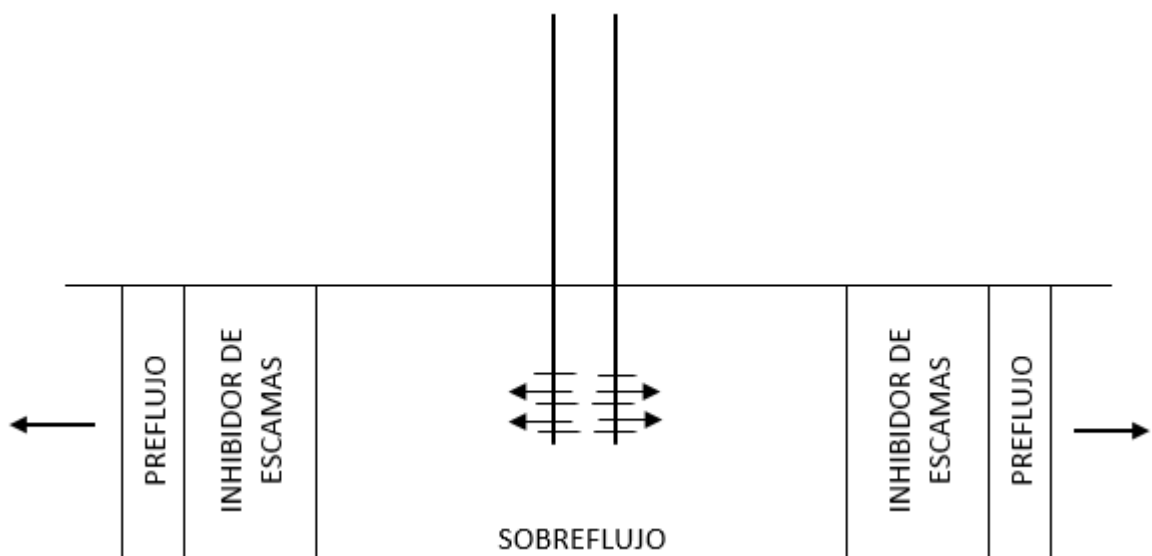
### ◆ Prueba de adsorción dinámica

Esta es la prueba final que se realiza al producto o productos de mejor desempeño a lo largo de las pruebas. En esta prueba se determina la curva de desorción del producto en un plug representativo de la formación.

Se construye una curva de concentración del inhibidor Vs volúmenes porosos desplazados. El producto que requiera el mayor número de volúmenes porosos para ser desplazado del plug hasta alcanzar la concentración establecida en el MIC, será el producto a seleccionar.

## 5.4 DISEÑO E IMPLEMENTACION

**FIGURA 22 DISEÑO DE INYECCION SQUEEZE**



FUENTE. Autores

## 5.5 CRITERIOS DE EVALUACION

FIGURA 23 Evaluación de los pozos



**5.5.1 EFECTO DEL pH EN LA SOLUBILIDAD DEL  $\text{CaCO}_3$ .** Teniendo en cuenta los procedimientos de inhibición realizados para cada uno de los pozos mencionados anteriormente, es importante tener en cuenta que durante el inicio de los tratamientos se puede realizar un análisis del comportamiento de pH en el agua de retorno con el fin de identificar y observar la variación de la alcalinidad de la escama  $\text{CaCO}_3$  como podemos se observa en la figura 24.

**FIGURA 24 Variación de  $\text{CaCO}_3$  y pH en cada uno de los pozos**



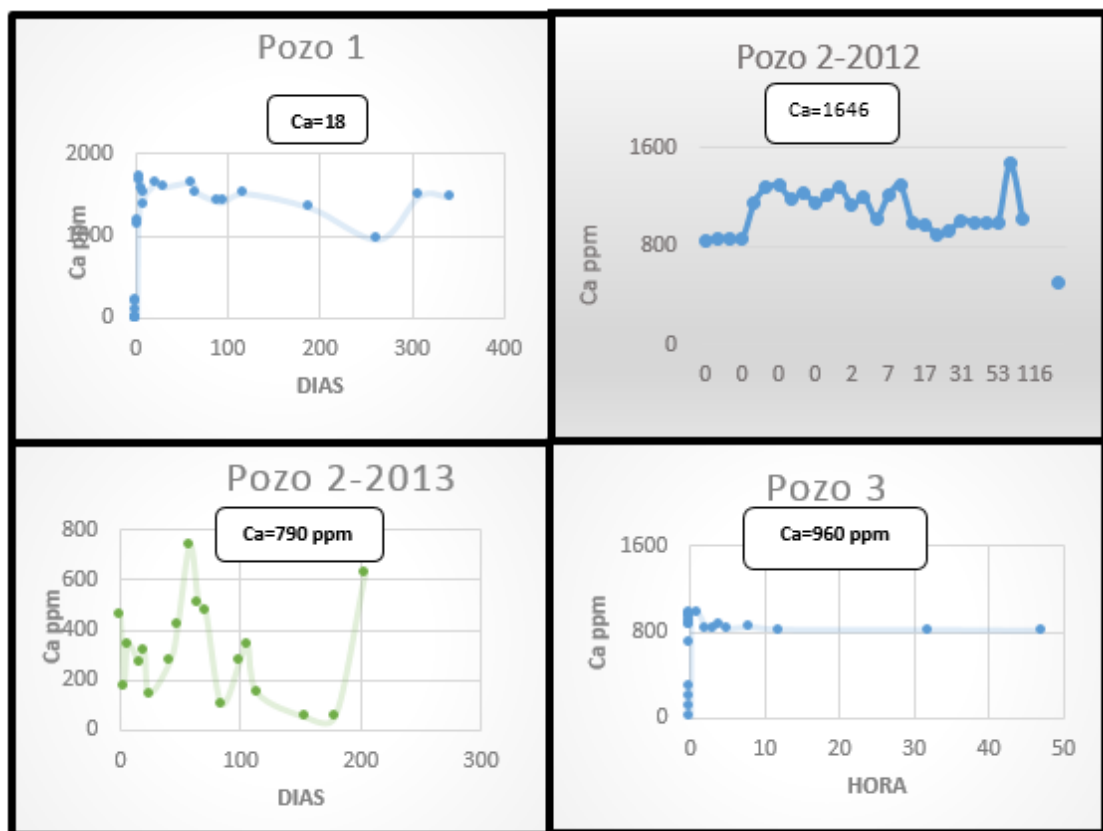
El comportamiento presentado en los pozos ocasionado por la precipitación o depositación de la escama, es afectada cuando en el agua de formación se empiezan a presentar pH altos ocasionando que la estabilidad en la escama se vea alterada y por ende empiecen a generar problemas en el medio poroso. Para estos pozos el mejor comportamiento observado es el pozo 1 donde durante un tiempo de análisis el pH disminuye generando una reducción de la escama  $\text{CaCO}_3$  a diferencia de los otros pozos donde el pH tiende a aumentar

generando un incremento en la alcalinidad de la escama, lo cual se debe evitar debido a que provoca una reducción en la producción del pozo.

### 5.5.2 EFECTO DEL Ca EN PRESENCIA DEL INHIBIDOR FOSFONATO.

Durante la aplicación de diferentes tratamientos de inhibición alrededor del mundo, los iones divalentes como el  $\text{Ca}^{+2}$  son de gran importancia en el análisis de los comportamientos de las distintas aguas de formación donde se aplican los procedimientos. Mediante este ion se puede visualizar la presencia o la tendencia a que la escama se precipite en el fondo, tomando como referencia un análisis fisicoquímico realizado previamente al tratamiento. Idealmente se espera que la cantidad de ion  $\text{Ca}^{+2}$  se mantenga durante la vida productiva de los pozos pero por lo general donde hay tendencia a formarse fácilmente las escamas esto no ocurre.

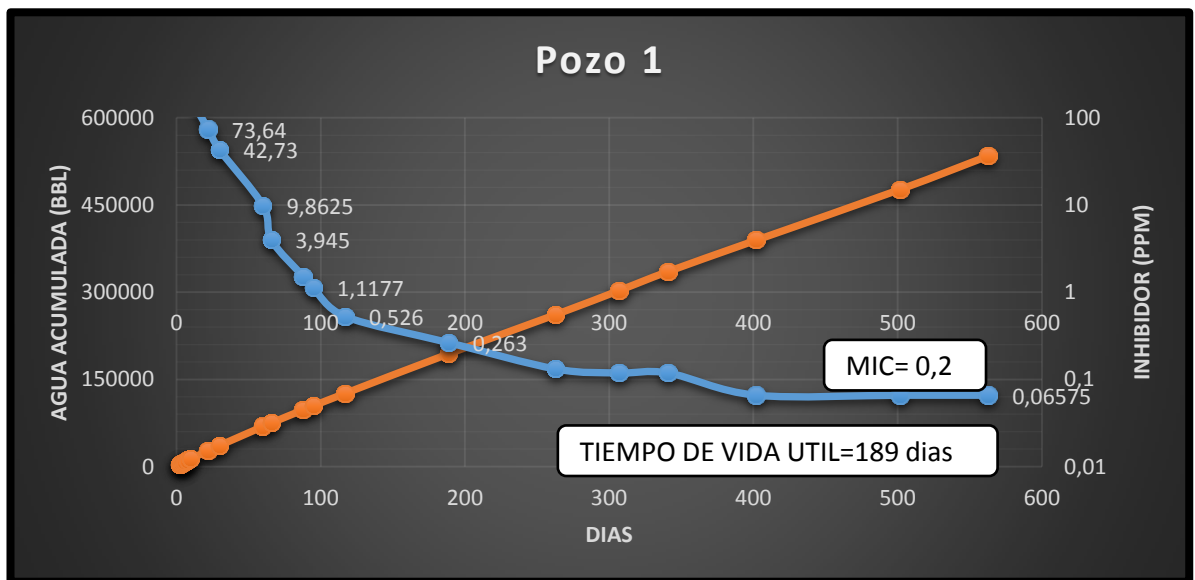
FIGURA 25 VARIACION DEL Ca EN PRESENCIA DEL INHIBIDOR EN LOS POZOS



Cuando se analiza el agua de retorno y se compara con el análisis realizado antes de iniciar el tratamiento podemos deducir que en el fondo del pozo se está depositando la escama, a medida que el ion  $\text{Ca}^{+2}$  disminuye y no mantiene una línea constante durante el tiempo, lo cual nos permite tomar las medidas adecuadas para evitar que la producción caiga nuevamente debido al taponamiento en el medio poroso.

**5.5.3 ANÁLISIS DEL TRATAMIENTO EN EL POZO 1.** El éxito de los tratamientos de inhibición se ven reflejado en la vida útil del mismo donde se puede cuantificar analizando la desorción del inhibidor en superficie alcanzando la concentración mínima del inhibidor, el cual nos refleja hasta donde una inyección de inhibidor en el medio poroso es efectiva para protegerla de la formación de escamas. Con este valor (MIC) y cuantificando el agua acumulada durante ese tiempo podemos saber cuántos barriles de agua de formación nos aseguró durante el tiempo de tratamiento.

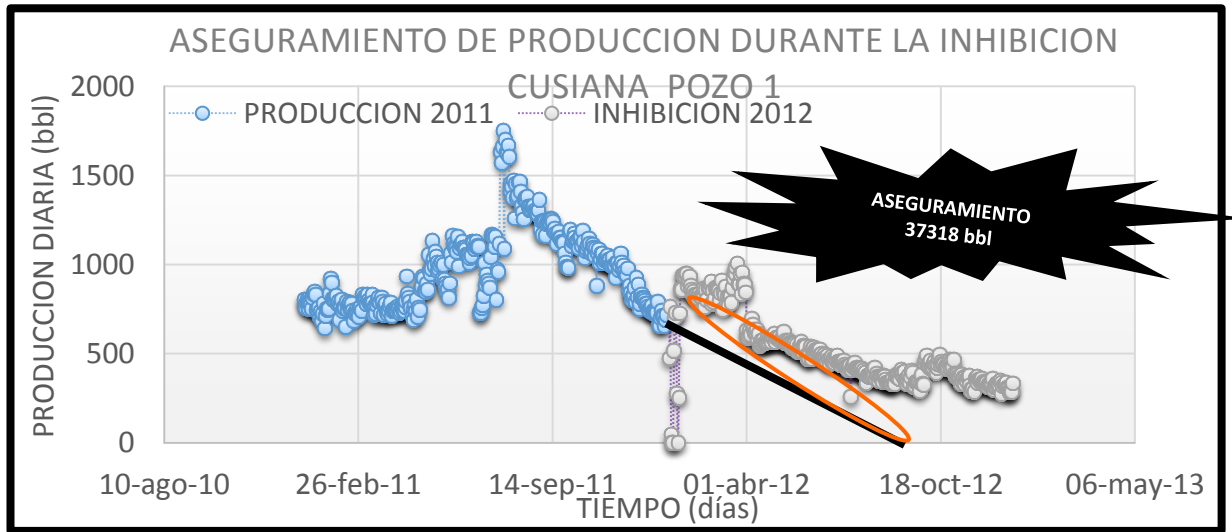
**FIGURA 26 Concentración mínima de inhibidor y tiempo de vida útil en el pozo 1**



En la figura 26 se observa que para el pozo 1 el tiempo de vida útil del tratamiento de inhibición, hasta la concentración mínima del inhibidor

correspondiente a 0,2 fue de 189 días. Después de este tiempo el efecto del tratamiento disminuye hasta que muy posiblemente reaparezca la escama, por ello es importante realizar tratamientos de prevención constantemente y así evitar la caída drástica de la producción del pozo.

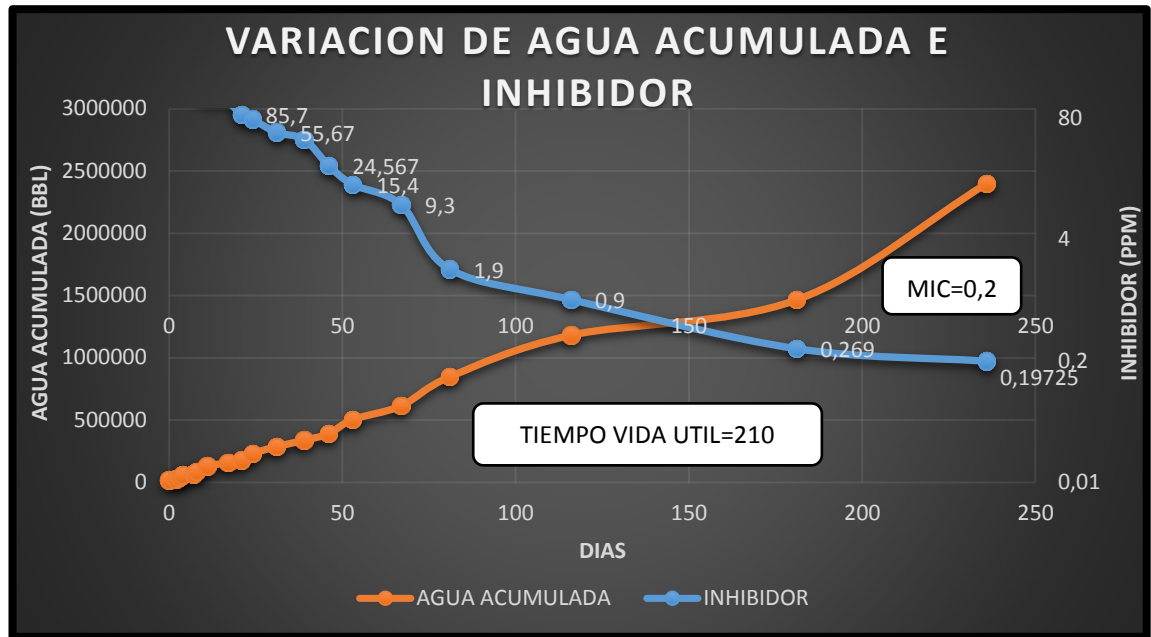
FIGURA 27 ASEGURAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL POZO 1



La figura 27 nos describe que a finales del 2011 el pozo 1 presenta una caída de la producción debido al taponamiento del medio poroso por escamas inorgánicas, por lo cual se realiza un tratamiento de inhibición a comienzos del año 2012, el cual nos permite un aseguramiento de 37318 bbbl.

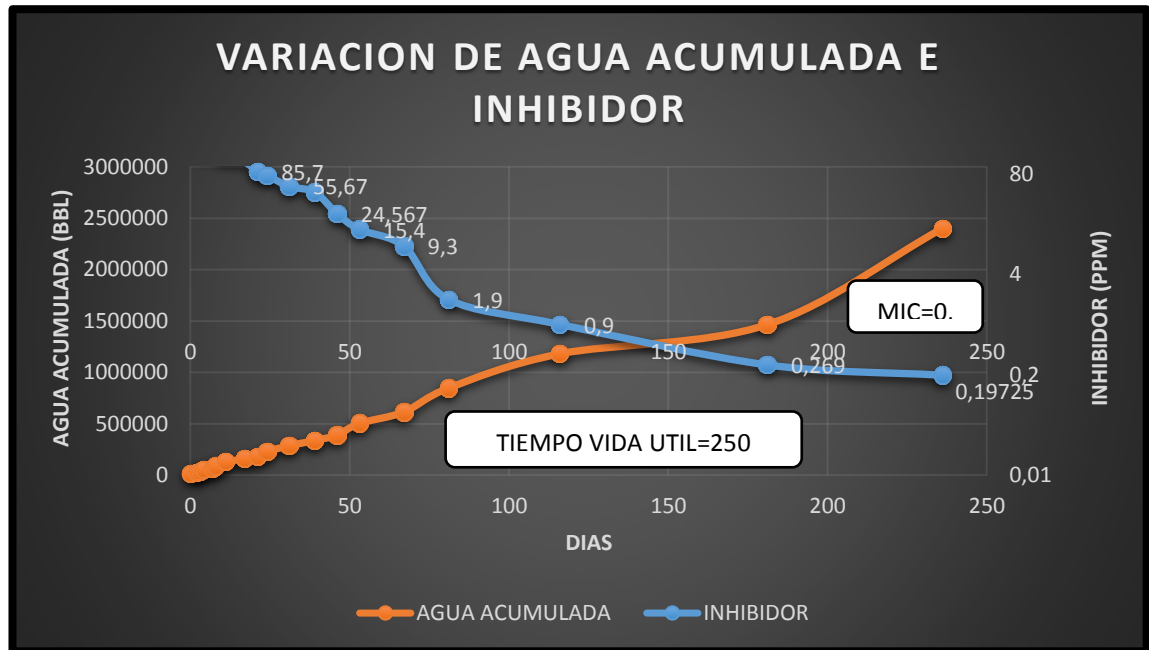
#### 5.5.4 Análisis del tratamiento en el pozo 2-(2012-2013).

**FIGURA 28 Concentración mínima de inhibidor y tiempo de vida útil en el pozo 2 2012**



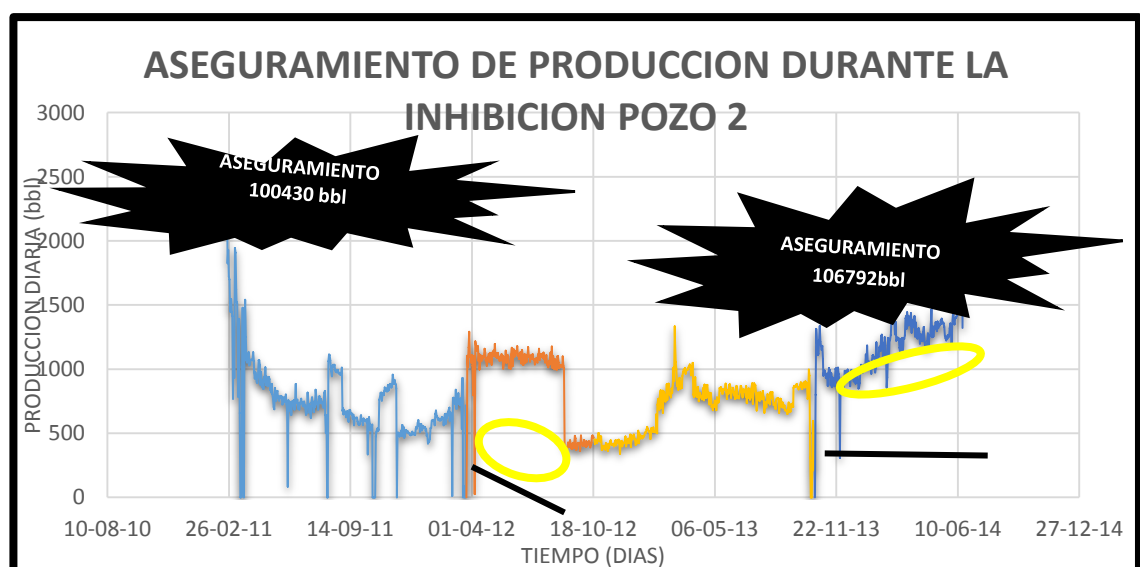
El comportamiento del pozo 2 que se muestra en la figura 28 durante los dos años de análisis es muy importante porque en este podemos verificar con el tiempo de vida útil de la inhibición que a medida que se realizan procesos en el pozo este va mejorando la productividad del mismo, debido a que una parte del inhibidor inyectado en algún procedimiento se queda en la formación el cual al realizarse otro proceso ayudaría y reforzaría la protección contra escamas en el yacimiento.

**FIGURA 29 Concentración mínima de inhibidor y tiempo de vida útil en el pozo 2 2013**



La figura 29 muestra que para el pozo 2 en el año 2013 el tiempo de vida útil del tratamiento de inhibición, hasta la concentración mínima del inhibidor correspondiente a 0,2 fue de 250 días.

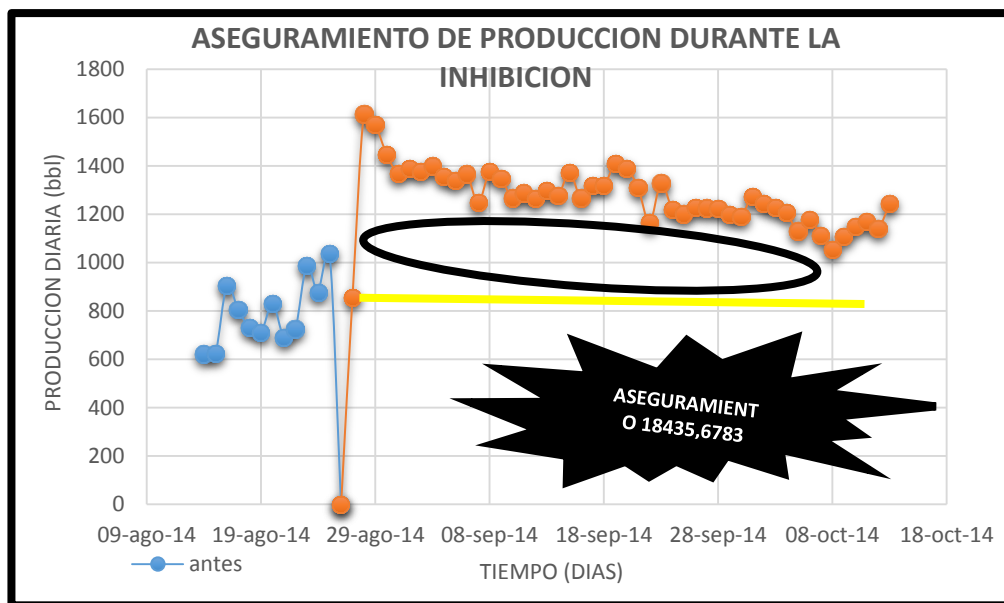
**FIGURA 30 Aseguramiento de la producción en el pozo 2 (2012-2013)**



El potencial del pozo 2 a mediados del año 2011 comenzó a disminuir debido al daño de la formación por presencia de escamas inorgánicas. Por tal motivo se tomó la decisión de realizar un tratamiento de inhibición a comienzos del año 2012 con el cual se logra asegurar una producción de 100.430 bbl en un periodo de 210 días el cual fue donde se alcanzó la concentración mínima del inhibidor. Debido al buen potencial que presentaba el pozo se decide continuar con un nuevo tratamiento en el 2013 para proteger por más tiempo el potencial de producción el cual aumento la vida útil alrededor de 40 días asegurando 106.792 bbl.

### 5.5.5 Análisis del tratamiento en el pozo 3

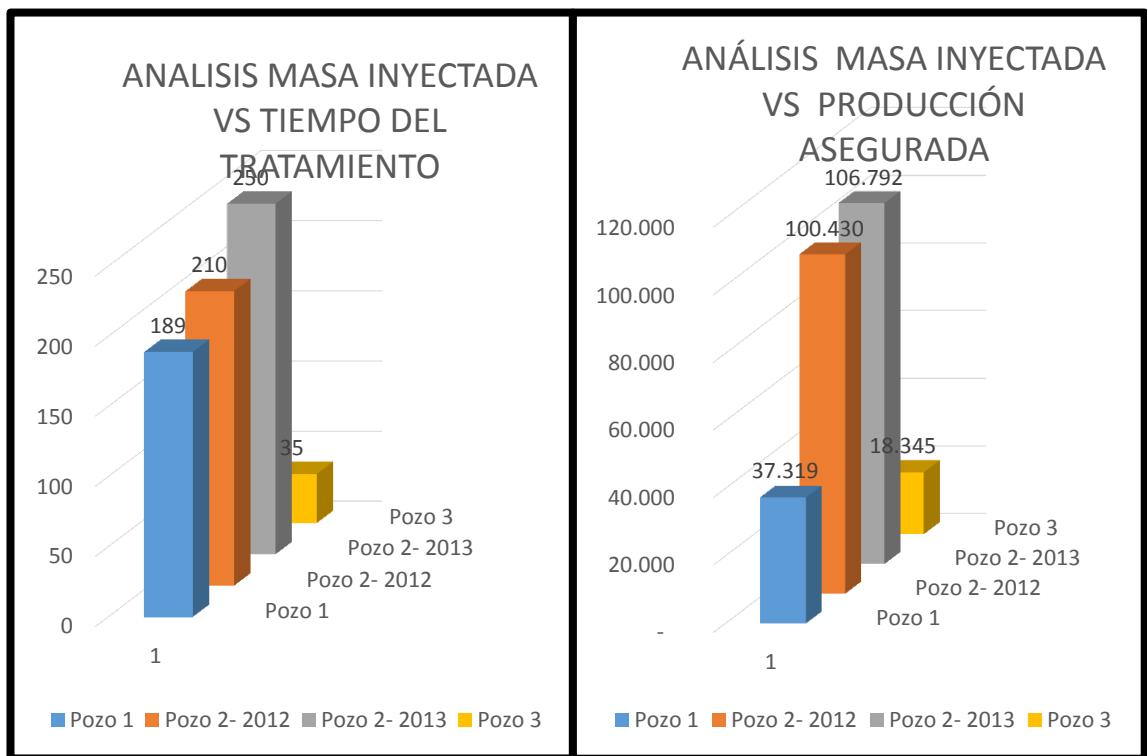
**FIGURA 31 Aseguramiento de la producción en el pozo 3**



La figura 3 describe que alrededor del mes de agosto el pozo 3 presenta una caída de la producción debido al taponamiento del medio poroso por escamas inorgánicas, por lo cual se realiza un tratamiento de inhibición, el cual nos permite un aseguramiento de 18435 bbl.

**5.5.6 Análisis de la masa de inhibidor inyectada en formación.** La efectividad de un tratamiento de inhibición se ve reflejada en la cantidad de masa que se le inyecte en el medio poroso, esto permite que más zonas entren en contacto y protejan de la deposición de escamas. Durante los tratamientos en los pozos el tiempo de vida del proceso se ve reflejado en la cantidad de masa que se inyecta por pie de formación.

**FIGURA 32 Análisis de la masa inyectada en todos los pozos**



En la figura 32 observamos que el tratamiento de inhibición que mayor tiempo de vida tuvo fue el del pozo 2 para el año 2013 alrededor de 27,7 lb/ft permitiendo que durante ese tiempo esa masa inyectada protegiera la formación y taponamiento en el medio poroso por la deposición de las escamas .

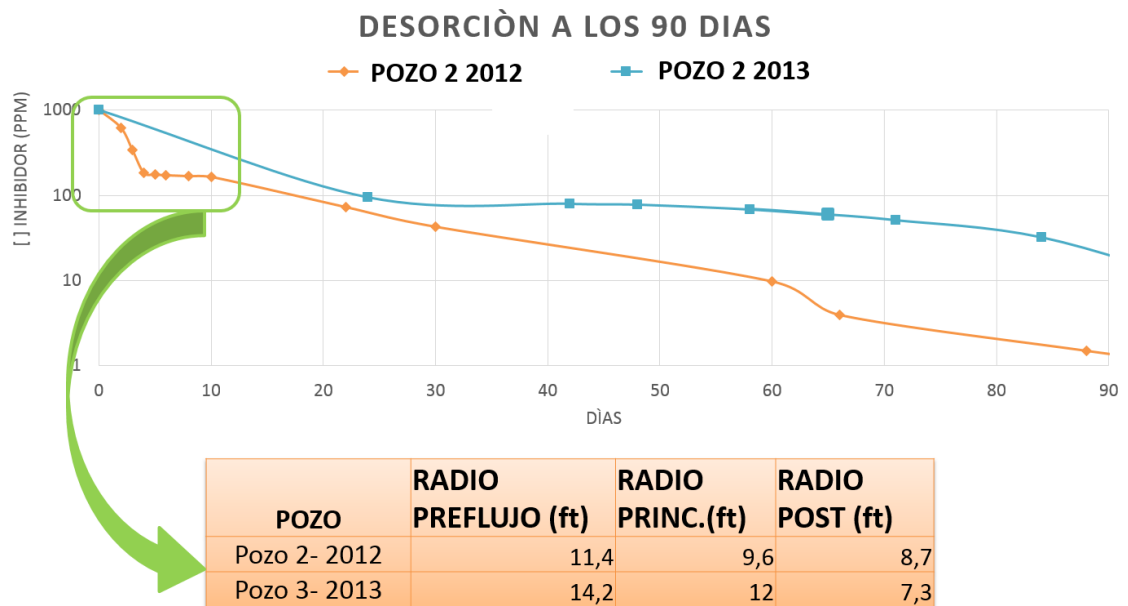
**5.5.7 Análisis del agua producida en los pozos.** El agua de formación es un factor muy importante al momento de analizar el retorno del inhibidor debido a que el aumento en el agua producida ocasiona una rápida velocidad de retorno disminuyendo la efectividad del proceso. En la figura 33 se observa que el pozo 1 requiere menor cantidad de galones de inhibidor por cada 1000 barriles de agua para proteger el pozo de la formación de las incrustaciones, a diferencia de los otros pozos donde el costo del tratamiento por cantidad de inhibidor inyectada aumentan significativamente.

**FIGURA 33 Cantidad de inhibidor requerido por cada 1000 bbl**



### 5.5.8 Análisis de desorción del inhibidor para los pozos.

**FIGURA 34 Desorción del inhibidor durante los primeros 90 días**



Con ayuda de una gráfica de desorción del inhibidor (figura 34) podemos observar que el pozo 2-2013 presenta una mejor adsorción y posterior desorción debido a que el inhibidor alcanzo una mayor penetración en la formación, el cual llego a zonas más profundas durante el tiempo de remojo, a diferencia del pozo 2- 2012 donde penetro menos en la formación ocasionando que al momento de aumentar el agua de formación este removiera fácilmente el inhibidor que se encontraba cerca de la cara del pozo.

## 6. CONCLUSIONES

- Se evaluó el retorno del inhibidor en el agua de producción de los campos para establecer que la vida del tratamiento squeeze fue alrededor de los 200 días (6 meses) hasta llegar a la concentración mínima de inhibidor (MIC) de 0,2. El reto para el grupo empresarial ECOPETROL es optimizar la vida útil a 1 año.
- La curva de desorción se ve influenciada por el radio de penetración que alcanza el tratamiento debido a que al estar más cerca el a la cara del pozo, el inhibidor no se va a adsorber de forma eficiente ocasionando una baja protección contra las escamas inorgánicas.
- Se determinó que el inhibidor base fosfonato genérico orgánico utilizado en campos del grupo empresarial ECOPETROL presenta buen comportamiento en la prevención de la formación de escamas inorgánicas debido a la buena interacción con el agua de formación generando una estructura que retarda el crecimiento de los cristales en el medio poroso.
- Se evidenció que la frecuencia del tratamiento es importante para mejorar la eficiencia del proceso de inhibición de las escamas inorgánicas debido al producto que va quedando en la formación una vez realizado el squeeze.
- De acuerdo con los reportes encontrados en la literatura se seleccionaron los inhibidores fosfonato genérico orgánico y los poliméricos como inhibidores multiscale por su capacidad de bloquear y retener el crecimiento y nucleación de las incrustaciones más comunes en campos petroleros.

## 7. RECOMENDECACIONES

- Evaluar la aplicación de tratamientos de inhibición en otros campos del GRUPO EMPRESARIAL ECOPETROL que presenten daño a la formación por escamas inorgánicas realizando un seguimiento más exhaustivo del procedimiento y de esta forma analizar en detalle el comportamiento del inhibidor.
- Realizar un análisis económico con información más detallada y de esta forma establecer si la frecuencia de los tratamientos squeeze es rentable con forme a la optimización del tiempo de vida útil y aseguramiento de la producción.
- Implementar y evaluar en laboratorio mezclas de inhibidores que ayuden a optimizar el tiempo de vida del tratamiento permitiendo que se retarde la desorción del inhibidor y de esta forma prevenir la formación de varios tipos de incrustaciones.
- Realizar un programa completo de monitoreo de retorno del inhibidor con el fin de garantizar suficiente cantidad/calidad en las muestras que nos permitan posteriormente evaluar la eficiencia del tratamiento.

## BIBLIOGRAFIA

Al-Hashem, M. Salman and K. Al-Muhanna, "Scale inhibitor evaluation for an effluent injection system in west kuwait", 2000

Alan Thompson, Champion Technologies, and Audun Gangstad and Hans Kristian Kotlar, StatoilHydro, "Oil field data/return analysis: a comparison of scale inhibitor return concentrations obtained with a novel analytical method and current commercial techniques", 2008

D. Ravenscroft, L. G. Cowie and P. S. Smith, "Magnus Scale Inhibitor Squeeze Treatments - A Case History", 2006

ECOPETROL S.A, "Metodología de laboratorio para medir el desempeño de inhibidores de incrustaciones para facilidades de superficie y pozos productores", Junio 2009

E.'. Mazzolini, SPE, and Luigi aertero, "Scale Prediction and Laboratory Evaluation of BaSO<sub>4</sub> Scale Inhibitors for Seawater Flood in a High-Barium. Environment", 1992.

E.N. Halvorsen, A.M. Koren Halvorsen, K. Reirsolmoen, T.R. Andresen. "New method for scale Inhibitor testing, 2009

J.S GILL, Calgon Corporation. "Developmen of scale inhibitors". 1996

J. M BIN MOHAMAD IBRAHIM, "Establishing scale inhibitor retention mechanisms in pure adsorption and coupled adsorption/precipitation treatments", November 2011.

James B. Dobbs and J. Mike Brown. "An environmentally friendly scale inhibitor", 1999

K.S. SORBIE, Heriot-Watt U., and R.D. GDANSKI, Halliburton "A Complete Theor of Scale-Inhibitor Transport and Adsorption/Desorption in Squeeze Treatments", 2005.

K.S. Sorbie and N. Laing, “How Scale inhibitors work: Mechanisms of selected Barium Sulphate Scale inhibitors across a wide temperature range”, 2004

K.S. Sorbie, Heriot-Watt U., and R.D. Gdanski, “A Complete Theory of Scale-Inhibitor Transport and Adsorption/Desorption in Squeeze Treatments”, 2005

Lorraine SCOTT BOAK, HERIOT-WATT UNIVERSITY “Factors that impact scale inhibitor mechanisms”, October 2012

N.J. Braley, D.C. Brunt, \* G.E. Payne, and N.C. Wolf, \*. “Evaluation of Scale Inhibitors for Downhole Squeeze Treatment”, 1991.

O. J. Vetter, SPE-AIME, Union Oil Co. “An Evaluation of Scale Inhibitors”, 1992

P.J. Shuler, SPE, Chevron Oil Field Research Co., and E.A. Freitas and K.A. Bowker, Chevron U.S.A.” Selection and Application of BaSO<sub>4</sub> Scale Inhibitors for a CO<sub>2</sub> Flood, Rangely Weber Sand Unit, Colorado”, Agosto 2001.

R. Gdanski, Spe and G.P. Funkhouser. “Mineralogy driven Scale inhibitor Squeeze desings”, 2005

S.S SHAW, “Investigation into the mechanisms of formation and prevention of barium sulphate oilfield scale”, May 2012

Sameh F. Darwish, Alaa A. “inhibitor Squeeze Desing and returna monitoring to manage Downhole scale Problem”, 2004

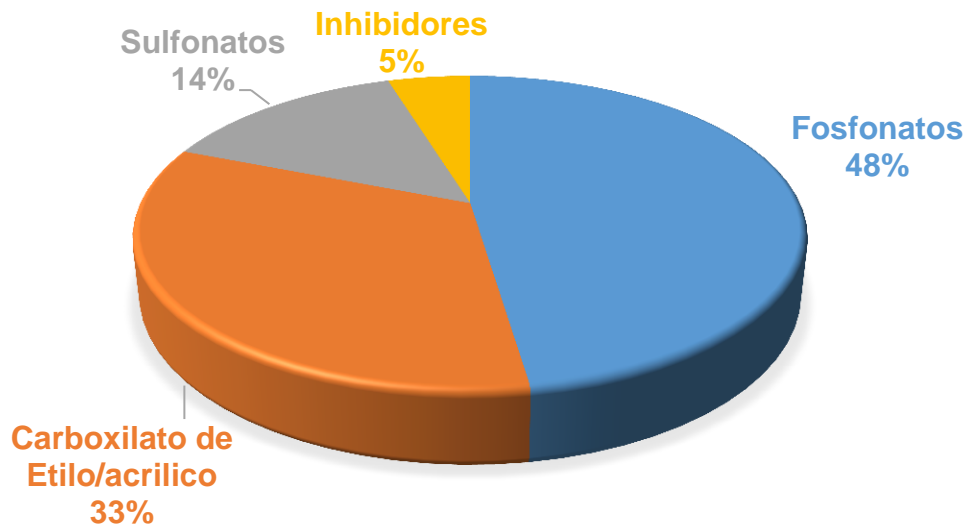
V. Tantayakon, U of Michigan, “Study of scale inhibitor reactions in precipitation Squeeze Treatments”, 2005

## ANEXO 2 CRONOLOGIA DE LOS INHIBIDORES DE ESCAMAS







- 1863
  - Inicia el uso Inhibidor a Base de Fosfato Disódico (Patente Británica).
- 1887
  - Uso de fosfato trisodico como inhibidor de incrustaciones (patente de EE.UU).
- 1927
  - Vidrio Calgon primer inhibidor de incrustaciones producido comercialmente como un sustituto del Fosfato trisódico.
- 1940
  - Se descubrió que los polifosfatos inorgánicos fueron eficaces en la inhibición de carbonato cálcico a concentraciones muy bajas.
- 1960
  - Uso de inhibidores tales como poliacrilatos, polimetacrilatos y carboximetilcelulosa.
- 1960-1970
  - Durante la década hubo una serie de artículos de revisión publicados y patentes emitidas en el uso de polímeros sintéticos.

- 1979
  - Despego la patente clave de inhibidores fosfonatos de primer nivel por la compañía Británica Ralston.
- 1980-1990
  - Aplicación de poliaspartatos como antiescamas en los campos de la Mar del Norte, impulsada por las regulaciones medioambientales.
- 1990- Actualidad
  - Durante los últimos 25 años ha crecido el mercado de inhibidores de escamas y con ello su desarrollo unos amigables con el medio ambiente, otros más fáciles de monitorear (traceables) entre otros.

### ANEXO 2 PANORAMA MUNDIAL DE LOS INHIBIDORES DE ESCAMAS



### ANEXO 3 COMPAÑÍAS QUÍMICAS DISTRIBUIDORAS DE INHIBIDORES DE ESCAMAS

 <b>Kemira Chemicals Inc.</b> (Finlandia)	 <b>Cytec Industries Inc.</b> (E.E.U.U)
 <b>Solvay Rhodia</b> (Belgica)	 <b>Dow Chemical Company.</b> (E.E.U.U)
 <b>Ecolab (Nalco Champion)</b> (E.E.U.U)	 <b>Innospec</b>