

**GRUPO DE INVESTIGACIÓN  
COMPORTAMIENTO DE FASES**

*Grupo de Investigación*



**MODELAMIENTO TERMODINÁMICO PARA LA INHIBICIÓN DE  
INCRUSTACIONES DE CARBONATO DE CALCIO EN SISTEMAS  
HIDROCARBUROS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2009**

**MODELAMIENTO TERMODINÁMICO PARA LA INHIBICIÓN DE  
INCRUSTACIONES DE CARBONATO DE CALCIO EN SISTEMAS  
HIDROCARBUROS**

**DIEGO FELIPE RODRÍGUEZ OSORIO  
LUCAS SANTIAGO GARCÍA ORTIZ**

**Trabajo de investigación presentado para optar al título de  
Ingenieros de Petróleos**

**Director  
CARMEN PINZÓN TORREZ  
Química**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2009**

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

Presidente del jurado

---

Jurado

---

Jurado

Neiva, Noviembre 30 del 2009

## DEDICATORIA

*Dedico este proyecto a Dios porque gracias a él he alcanzado esta meta, a mis padres David Rodríguez y Nelcy Osorio por su amor, apoyo incondicional y sacrificios. A mi esposa Yina Marcela y mis hijos Daniel Felipe y Luis Alejandro (viene en camino) porque son el motivo más grande que me impulsa para salir adelante. A mis hermanos Faiber, Adriana, Aldemar y Cindy Lorena por sus ejemplos y unión familiar. A todos mis amigos que de alguna manera fueron de gran apoyo desde el inicio hasta el final de esta etapa que culmina.*

*A todos infinitas gracias,*

*Diego Felipe Rodríguez Osorio*

*Gracias a Dios por haber puesto luz y guía en mi camino y ser fuente de sabiduría durante la elaboración de este proyecto. De manera muy especial dedico este trabajo a mis padres Arcesio García y Denis Ortiz quienes han sido mi ejemplo de vida y han motivado una y otra vez mi espíritu de superación. A mis hermanos que han demostrado con su respaldo incondicional el verdadero sentido de la palabra solidaridad. De igual manera dedico este trabajo a mis amigos y demás personas que aportaron su grano de arena a mi formación profesional.*

*Lucas Santiago García Ortiz*

## **AGRADECIMIENTOS**

De igual manera, los autores expresan sus más sinceros agradecimientos a:

Qca. CARMEN PINZÓN TORRES, por haber dirigido este proyecto, además de sus valiosos aportes para el desarrollo del mismo.

Ingenieros JAIME ROJAS PUENTES y ALFONSO ORTIZ, por ser los evaluadores de este proyecto y por sus aportes para la culminación de este propósito.

Ing. WILMER PARRA, por su colaboración y aportes durante el desarrollo del programa.

Ing. JESUS ALBERTO ARCHILA, por su colaboración y aportes durante el desarrollo del proyecto.

A la Universidad Surcolombiana.

## CONTENIDO

RESUMEN.....	12
ABSTRACT.....	13
INTRODUCCIÓN.....	15
1. INCRUSTACIONES INORGÁNICAS.....	15
1.1 DEFINICIÓN DE INCRUSTACIÓN INORGÁNICA.....	15
1.2 ORIGEN.....	15
1.3 MECANISMOS DE FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES.....	16
1.4 ESCENARIOS DE FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES.....	18
1.4.1 Mezclas incompatibles.....	18
1.4.2 Autosedimentación.....	18
1.4.3 Incrustaciones inducidas por la evaporación del agua de producción.....	18
1.4.4 Inundación con gas.....	19
1.4.5 Sobresaturación.....	19
1.4.6 Tiempo de contacto.....	19
1.4.7 Precipitación y crecimiento del cristal.....	19
1.5 MECANISMOS DE FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES A NIVEL MOLECULAR.....	20
1.6 CINÉTICA DE LA INCRUSTACIÓN.....	22
1.7 INCRUSTACIONES DE CARBONATO DE CALCIO (CaCO <sub>3</sub> ).....	23
1.7.1 Generalidades.....	23
1.7.2 Mecanismos de depositación del carbonato de calcio.....	25
2. INHIBIDORES QUÍMICOS DE INCRUSTACIÓN.....	27
2.1 MECANISMOS DE ACCIÓN DE LOS INHIBIDORES DE INCRUSTACIÓN.....	27
2.2 TIPOS DE INHIBIDORES DE INCRUSTACIÓN.....	28
2.2.1 Inhibidores químicos orgánicos.....	28
2.2.1.1 Esteres orgánicos (polifosfonatos orgánicos, ésteres fosfonatos).....	28
2.2.1.2 Fosfonatos orgánicos.....	29
2.2.1.3 Polímeros orgánicos.....	30
2.2.2 Inhibidores químicos inorgánicos.....	31
2.2.2.1 Polifosfatos inorgánicos.....	31
2.3 INHIBIDORES DE INCRUSTACIÓN UTILIZADOS EN	

LA INDUSTRIA PETROLERA.....	31
2.3.1 Productos químicos para Inhibir la formación de incrustaciones.....	32
2.3.2 Esquema de inhibición con combinación de productos químicos anti-incrustaciones y anticorrosivos.....	34
2.3.3 Esquema de inhibición con combinación de productos químicos anti- incrustaciones y tratamientos de estimulación.....	35
2.4 COMPATIBILIDAD DE LOS INHIBIDORES.....	37
2.4.1 Compatibilidad de los inhibidores con los fluidos de producción del campo.....	37
2.4.2 Compatibilidad de los inhibidores con el agua de producción.....	37
2.5 APLICACIÓN DE INHIBIDORES DE INCRUSTACIÓN.....	38
2.5.1 Aplicación en forma continua.....	38
2.5.2 Aplicación por “squeeze” .....	39
2.6 ALGUNOS ESTUDIOS SOBRE INHIBICIÓN DE INCRUSTACIONES INORGÁNICAS.....	40
2.6.1 Un nuevo concepto en la inhibición de la formación de incrustaciones inorgánicas mediante tratamientos “squeeze”.....	40
2.6.2 Química y diseño de tratamientos de inhibidores de incrustaciones por “squeeze”.....	41
2.6.3 Modelamiento de tratamientos “squeeze” con inhibidores de incrustaciones en pozos horizontales con alto contraflujo.....	42
2.7 TRABAJO EXPERIMENTAL Y DE CAMPO CON INHIBIDORES.....	44
2.7.1 Lucha contra las incrustaciones en campo.....	44
2.7.2 Métodos de prueba de formación de incrustaciones en campo.....	45
2.7.2.1 Cupones de incrustaciones.....	45
2.7.2.2 Resultados de los cupones de incrustaciones.....	46
2.7.3 Métodos de prueba de formación de incrustaciones en laboratorio.....	46
2.7.3.1 Prueba de precipitación.....	47
2.7.4 La importancia de procedimientos de laboratorio apropiados para la determinación del comportamiento de inhibidores de Incrustaciones.....	49
3. MODELAMIENTO DE LA PREDICCIÓN Y TRATAMIENTO DE LAS INCRUSTACIONES DE CARBONATO DE CALCIO.....	51
3.1 PREDICCIÓN DE LA TENDENCIA A FORMAR INCRUSTACIONES	

	DE CARBONATO DE CALCIO.....	51
3.2	SELECCIÓN Y REQUERIMIENTOS DEL INHIBIDOR.....	52
3.3	DESPLAZAMIENTO, DISTRIBUCIÓN Y COLOCACIÓN DEL INHIBIDOR.....	54
3.3.1	Justificación del modelo.....	54
3.3.2	Sistemas lineales heterogéneos – sin flujo cruzado entre capas.....	55
3.3.3	Sistemas radiales heterogéneos – sin flujo cruzado entre capas.....	57
4.	ESTRUCTURA Y MANUAL DEL PROGRAMA.....	59
4.1	DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE.....	59
4.2	MANUAL DEL USUARIO.....	59
5.	VALIDACIÓN DEL PROGRAMA DE CÓMPUTO.....	69
5.1	VALIDACIÓN CON OTROS PROGRAMAS.....	69
5.2	VALIDACIÓN CON DATOS REALES DE CAMPO.....	72
5.3	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	75
5.3.1	Eficiencia del inhibidor.....	75
5.3.2	Índice de saturación LSI y concentración mínima del inhibidor MIC... ..	76
5.3.3	Penetración y colocación del inhibidor.....	78
5.3.3.1	Sistema de capas radial heterogéneo-anisotrópico (Pozo SF-030)..	78
5.3.3.2	Sistema de capas radial homogéneo-isotrópico (Pozo SF-042).....	79
5.3.4	Volumen de inhibidor necesitado.....	81
6.	CONCLUSIONES.....	83
7.	RECOMENDACIONES.....	84
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	85



## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características del agua de formación frente a los valores de LSI..	52
Tabla 2. Coeficientes empíricos usados en el modelo de inhibición de la nucleación .....	53
Tabla 3. Datos de entrada para la inhibición de incrustaciones de carbonato de calcio en Campo Tello .....	71
Tabla 4. Resultados del índice de saturación y concentración mínima de inhibidor (DTPMP), determinados por los dos programas.....	72
Tabla 5. Análisis fisicoquímico de aguas de producción de los campos San Francisco y Balcón.....	73
Tabla 6. Resultados exportados.....	74
Tabla 7. Parámetros petrofísicos del pozo SF-030.....	79
Tabla 8. Parámetros petrofísicos del pozo SF-042.....	80
Tabla 9. Sistema equivalente de la capa KCU.....	80

## LISTA DE GRÁFICAS

Figura 1. Esquema general de los mecanismos de formación de Incrustaciones inorgánicas.....	20
Figura 2. Elementos de la nucleación homogénea.....	21
Figura 3. Nucleación heterogénea.....	22
Figura 4. Depósitos de Calcita.....	24
Figura 5. Solubilidad del CO <sub>2</sub> a varias profundidades de un pozo productor de aceite.....	25
Figura 6. Tipos de aplicación de inhibidor de incrustaciones en fondo de pozo.....	41
Figura 7. Cupones de incrustaciones.....	46
Figura 8. (a) Sistema de capas lineales heterogéneas.....	55
(b) Sistema de capas radiales heterogéneas.....	55
Figura 9. Presentación del programa “inhibition scale CaCO <sub>3</sub> ”.....	60
Figura 10. Opciones de seguridad.....	60
Figura 11. Formulario 1 para datos de entrada del programa.....	61
Figura 12. Cuadro de cálculos.....	62
Figura 13. Formulario 1 diligenciado.....	62
Figura 14. Datos calculados.....	63
Figura 15. Formulario 2 para datos de entrada del programa.....	64
Figura 16. Tabla de cálculos 2.....	64
Figura 17. Formulario 2 después de haber ejecutado cálculos 1.....	65
Figura 18. Formulario 2 diligenciado con datos operacionales y de yacimiento.....	66
Figura 19. Datos calculados.....	66
Figura 20. Hoja de resultados exportados.....	67
Figura 21. Resultados exportados.....	68

Figura 22. Eficiencia de inhibición para diferentes inhibidores de incrustaciones para un rango de temperatura de 50 a 350 °F.....	75
Figura 23. Eficiencia de inhibición para diferentes inhibidores de incrustaciones para un rango de temperatura de 50 a 150 °F.....	76
Figura 24. Variación del MIC y LSI con la temperatura para HEDP para un rango de temperatura de 50 a 350 °F.....	77
Figura 25. Variación del MIC y LSI con la temperatura para HEDP para un rango de temperatura de 50 a 150 °F.....	77
Figura 26. Variación del MIC y la eficiencia del inhibidor con la dureza a temperatura constante.....	78
Figura 27. Aumento del radio de penetración en función del tiempo.....	79
Figura 28. Aumento del radio de penetración en función del tiempo para un sistema homogéneo-isotrópico.....	81
Figura 29. Volumen de inhibidor inyectado en función del radio de avance en el yacimiento.....	82

## RESUMEN

Desde hace muchos años la acumulación de sedimentos minerales se ha convertido en uno de los problemas de producción que más ha inquietado a los ingenieros de producción, ya que representa una amenaza capaz de estrangular un pozo productor, conduciendo a pérdidas millonarias de dinero.

En una gran variedad de campos se ha encontrado compuestos de carbonato de calcio en los pozos de inyección, en pozos de producción, y en pozos de evacuación de residuos que al alojarse en los orificios de los cañoneos, en los revestidores, en las líneas de producción, y en los equipamientos de completamiento del pozo, obstruyen parcial o completamente el hueco e impiden el flujo normal de los fluidos. Las incrustaciones tienen lugar por precipitación de minerales presentes en el agua de formación o por alteración química del equilibrio del agua producida.

Los estudios en el campo de la acumulación de depósitos minerales han ayudado a comprender los mecanismos que lo rigen y, con ello, a pronosticar la formación de éstos, de tal forma que se puedan determinar las condiciones de operación favorables a la acumulación para, con esto, impedir la precipitación e implementar las técnicas de inhibición.

El presente trabajo se basa en el modelamiento termodinámico de la inhibición de incrustaciones para generar una herramienta de cómputo que permita estimar el carácter incrustante del agua de formación, la eficiencia y concentración mínima de los inhibidores, al igual que la fijación y el avance de éstos, para las condiciones específicas del sistema donde se implemente el tratamiento de inhibición.

Scale Inhibition CaCO<sub>3</sub> es un software diseñado y programado exclusivamente para la aplicación en campos petroleros y es amplio en la predicción, control, tratamiento y manejo de las incrustaciones de carbonato de calcio. Permite predecir la concentración mínima y eficiente del inhibidor necesario para las condiciones específicas de un pozo y seleccionar el inhibidor más eficiente para la aplicación de un tratamiento "squeeze". También pronostica la cantidad y costo de inhibidor necesario para inhibir en un radio de acción predeterminado.

## ABSTRACT

For many years, the accumulation of mineral sediment has become one of the production problems that has troubled production engineers, as it represents a threat to strangle a well capable producer, leading to loss of millions of money.

In a variety of fields have found calcium carbonate compounds in the injection wells, production wells and waste disposal wells, is accommodated in the openings of the shelling, in the coaters, on lines production and completion equipment in the well, partially or completely block the hole and prevent the normal flow of fluids. The inlays are held by precipitation of minerals in the formation water or chemical alteration of the balance of water produced.

This work is based on thermodynamic modeling of the inhibition of scale to generate a computational tool to estimate the fouling character of formation water, efficiency and minimum concentration of inhibitors, like the setting and advance their , for the specific conditions of the system which implements the inhibition therapy.

Scale Inhibition  $\text{CaCO}_3$  is software designed and programmed exclusively for use in oil fields and is broad in the prediction, monitoring, treatment and management of calcium carbonate scale. To predict the minimum concentration of inhibitor necessary and efficient for the specific conditions of a well and select the most efficient inhibitor for the treatment application squeezed. It also predicts the amount and cost of inhibitor necessary to inhibit, in a predetermined radius.

## INTRODUCCIÓN

El costo directo de remover las incrustaciones de un pozo puede alcanzar los 250000 dólares, a lo que hay que agregar el costo de la producción demorada que resulta aún más elevado. Así como en la práctica médica se dice que es mejor prevenir que curar, mantener los pozos productores en buen estado constituye, en definitiva, la forma más eficiente de producir hidrocarburos. En la mayoría de los casos para mantener la productividad de los pozos se prefiere utilizar el método de inhibición química como medio para prevenir la formación de incrustaciones. Las técnicas de inhibición pueden variar desde métodos básicos de dilución a los más avanzados y efectivos inhibidores que actúan antes de que se inicie el proceso.

La dilución se utiliza, por lo general, para controlar la precipitación de halita en pozos con alto grado de salinidad. La dilución reduce la saturación en el pozo enviando agua dulce en forma continua a la formación, y constituye la técnica más simple para prevenir la formación de incrustaciones en la tubería de producción.

Además de la dilución, existe una gran variedad de inhibidores de incrustaciones para distintas aplicaciones, que abarcan desde los termotanques hasta los pozos de petróleo. La mayoría de estos químicos bloquean el desarrollo de las partículas minerales atacando el crecimiento de los núcleos de las incrustaciones. Algunos químicos quelatilizan o paralizan los reactivos que se encuentran en forma soluble. Ambos enfoques pueden resultar efectivos, si bien cada uno de ellos requiere una aplicación cuidadosa dado que los tratamientos son poco tolerantes a los cambios en el sistema de producción. Los inhibidores quelatilizantes bloquean la precipitación o el desarrollo de residuos minerales sólo para un cierto y limitado nivel de sobresaturación.

Por el contrario, los inhibidores de iniciación interactúan químicamente con los sitios de nucleación de cristales y reducen de manera sustancial las tasas de desarrollo de los cristales.

## 1. INCRUSTACIONES INORGÁNICAS

### 1.1 DEFINICIÓN DE INCRUSTACIÓN INORGÁNICA

Los usos generales del término incrustación denotan depósitos duros, depósitos adherentes de minerales inorgánicos constituyentes del agua que se formaron in situ. La incrustación puede ocurrir en la matriz de la formación o en fracturas, causando daños en la formación, sistema de producción, revestimientos, y sistemas de inyección y disposición de agua.

### 1.2 ORIGEN <sup>1</sup>

En las incrustaciones minerales que se producen en los campos petroleros, el agua juega un papel principal dado que el problema se presenta sólo cuando existe producción de agua. El agua es un buen solvente para muchos materiales y puede transportar grandes cantidades de minerales; todas las aguas naturales disuelven distintos componentes cuando contactan fases minerales en su estado natural; ésto da lugar a fluidos complejos, ricos en iones, algunos de los cuales se encuentran en su límite de saturación para ciertas fases minerales. El agua de mar tiende a ser rica en iones, que son un subproducto de la vida marina y la evaporación del agua; el agua del suelo y el agua del ambiente cercano a la superficie por lo general es más diluida y su composición química es diferente con respecto al agua de zonas profundas del subsuelo asociada con acumulaciones de gas y petróleo.

La formación de las incrustaciones comienza cuando se perturba el estado de cualquier fluido natural de forma tal que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes; las solubilidades de los minerales presenta una compleja dependencia respecto de la temperatura y la presión; por lo general un incremento de la temperatura provoca el aumento de la solubilidad de un mineral en el agua; ésto quiere decir que más iones tendrán la capacidad de disolverse con temperaturas más altas; de forma análoga, al presentarse una disminución de presión la solubilidad tiende a disminuir. En el caso específico del carbonato de calcio, presenta tendencia inversa con respecto a la temperatura, es decir que la solubilidad en agua aumenta cuando las temperaturas disminuyen; la solubilidad del sulfato de bario se duplica cuando la temperatura oscila entre 25 y 100°C [77 a 212°F], pero luego disminuye en la misma proporción a medida que la temperatura se acerca a los 200°C [392°F]. Esta tendencia, a su vez, se ve influenciada por la cantidad de otros iones presentes en la salmuera de producción.

Una complejidad adicional es la solubilidad de los minerales de carbonatos en presencia de gases ácidos como el dióxido de carbono [CO<sub>2</sub>] y el ácido sulfhídrico

[H<sub>2</sub>S]. La solubilidad de los carbonatos aumenta a medida que aumenta la acidez del fluido, y tanto el CO<sub>2</sub> como el H<sub>2</sub>S a altos niveles de presión proporcionan suficiente acidez, por lo tanto el agua de formación al estar en contacto con la roca carbónica y los gases ácidos, puede ser rica en carbonatos disueltos.

La solubilidad presenta una dependencia compleja y no lineal con respecto a la composición de la salmuera, la temperatura y la presión del gas; el efecto de la presión del gas es varios órdenes de magnitud mayor que el efecto normal de la presión sobre la solubilidad de un mineral. En general, a medida que disminuye la presión, el CO<sub>2</sub> deja la fase acuosa provocando el aumento del pH, que conduce a la formación de incrustaciones calcáreas.

Las incrustaciones presentes dependen de las características especiales del agua de formación de cada campo, pero generalmente las incrustaciones de carbonato de calcio son las más comunes en los campos de petróleo; normalmente son formadas por sistemas trifásicos de fluidos en varias partes, desde el fondo del pozo hasta las facilidades de superficie. Las incrustaciones de CaCO<sub>3</sub> pueden ser generadas por la fase agua o salmuera durante las operaciones de los campos de petróleo en presencia de las fases aceite y gas (sistema trifásico), puesto que el dióxido de carbono (agente vital para la formación de calcita) puede ser agregado desde la atmósfera por varias rutas de acción bacteriana. Además, debido a la competencia en la naturaleza de aniones, para el calcio, los iones del carbonato ganan sobre los iones del silicato debido a su mayor estabilidad; razón por la cual, la caliza se deposita en mayor cantidad comparada con el silicato.

### **1.3 MECANISMOS DE FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES**

Los principales mecanismos de la formación de incrustaciones y en especial del tipo CaCO<sub>3</sub> son:

- En yacimientos saturados donde su presión está por encima del punto de burbuja, y se encuentran en condiciones dinámicas, puede ocurrir alguna formación de incrustaciones de CaCO<sub>3</sub> bajo las condiciones de producción. Dicha cantidad formada por unidad de volumen o masa de la salmuera es normalmente pequeña. Ésta es simplemente formada debido al hecho de que la solubilidad de CaCO<sub>3</sub> en la salmuera es reducida por la disminución de presión, similar a la solubilidad de todos los tipos de incrustaciones en campo.
- Los mecanismos de formación de incrustaciones cambian drásticamente tan pronto como la presión del yacimiento o de la cara del pozo se encuentra por debajo de la presión de burbuja. En este caso el gas es separado de la fase de salmuera y de las fases aceite. Este gas separado produce un efecto directo sobre su formación.



- El gas separado puede contener dióxido de carbono, el cual puede estar previamente contenido en las fases aceite y salmuera. De esta manera las concentraciones de  $\text{CO}_2$  en las fases aceite y salmuera pueden disminuir; el valor del pH de la salmuera remanente puede incrementarse con una disminución de la presión.
- La cantidad de  $\text{CO}_2$  remanente dentro de la fase salmuera durante la separación del gas puede depender de numerosos factores tales como temperatura, presión, presión parcial del  $\text{CO}_2$  en el sistema, cantidad total de  $\text{CO}_2$  en las fases originales de aceite y agua. A menudo se pasa por alto factores tales como GOR, WOR y la relación de composición de  $\text{CO}_2$  entre las fases aceite y agua.
- Tan pronto como es separado el gas  $\text{CO}_2$  de las fases líquidas, éstas proceden a generar una combinación estable de  $\text{CO}_3^{=}$  y un pH constante en la salmuera. Los iones de  $\text{Ca}^{++}$  originales y los iones de  $\text{HCO}_3^-$  formados pueden causar precipitación de  $\text{CaCO}_3$ ; en este orden de ideas, la solubilidad producida puede ser alcanzada y excedida drásticamente en la separación del gas.
- Como la presión disminuye debido a los procesos de producción del yacimiento, todas las variables termodinámicas cambiantes en la producción de un yacimiento afectan de manera directa la formación de incrustaciones. Los sistemas de fluidos los cuales afectan su formación, consisten en las fases gas, aceite y agua.
- Al igual que la presión y la temperatura, también, las cantidades respectivas y composición de las tres fases de fluidos indican la cantidad de incrustaciones formadas por unidad de masa o volumen de flujo de agua o salmuera. Es de gran importancia conocer las concentraciones de los tipos de iones y en especial los iones  $\text{Ca}^{++}$  y el  $\text{CO}_2$  remanentes dentro de la fase salmuera en cualquier tiempo de la vida productiva de un pozo y en cualquier localización.
- La concentración de  $\text{CO}_2$  en la salmuera depende de la presión parcial del  $\text{CO}_2$  en el sistema de fluidos y de las fracciones de  $\text{CO}_2$  presentes en las fases líquidas (aceite y salmuera).
- En un caso específico para una concentración constante de iones de  $\text{Ca}^{++}$  en la salmuera, y pH constante, la concentración de iones de  $\text{HCO}_3^-$  puede aumentar constantemente, de esta manera se pueden presentar cambios importantes en las tendencias de formación de incrustaciones de  $\text{CaCO}_3$  en varias localizaciones dentro del sistema. La tendencia a la formación de incrustaciones de  $\text{CaCO}_3$  en la salmuera puede cambiar constantemente y puede establecerse como una función de la presión parcial del  $\text{CO}_2$  y otras variables como la presión, la temperatura y el depletamiento normal del yacimiento debido a la producción de fluidos en superficie.

- La salmuera producida de un yacimiento o de un pozo dado presenta varias tendencias a la formación de incrustaciones en el camino desde el yacimiento hasta las facilidades de superficie.

## 1.4 ESCENARIOS DE FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES <sup>1</sup>

Para el mejor entendimiento de los mecanismos de formación de incrustaciones, se definen a continuación los factores simultáneos que ocurren normalmente en la producción de hidrocarburos y favorecen la formación de depósitos.

**1.4.1 Mezclas incompatibles.** La mezcla de aguas incompatibles provenientes de la inyección y de la formación puede provocar el desarrollo de incrustaciones. La mezcla de estos fluidos en la matriz cercana al pozo generalmente produce nuevos fluidos con concentraciones combinadas de iones que superan los límites de solubilidad de los carbonatos.

**1.4.2 Autosedimentación.** El fluido de un yacimiento experimenta cambios de temperatura y presión durante la producción; si estos cambios modifican la composición del fluido de modo tal que se supere el límite de solubilidad de un mineral, éste precipita en forma de incrustaciones minerales; el fenómeno recibe el nombre de autosedimentación. Las incrustaciones de sulfatos y carbonatos pueden precipitar como resultado de cambios de presión ocurridos dentro del pozo o en cualquier restricción en el fondo.

Otro problema serio se presenta cuando precipitan residuos de carbonatos a partir de los fluidos producidos que contienen gases ácidos. La disminución de la presión durante la producción libera gases del fluido, cuyo pH aumenta y provoca el depósito de residuos minerales.

**1.4.3 Incrustaciones inducidas por la evaporación del agua de producción.** La formación de residuos minerales también está relacionada con la producción simultánea de gas de hidrocarburo y salmuera de la formación. A medida que disminuye la presión hidrostática en las tuberías de producción, el volumen de gas de hidrocarburo se expande y la fase de salmuera que todavía se encuentra caliente se evapora. Como resultado, se produce una concentración de iones disueltos que supera la solubilidad del mineral en el agua remanente. Ésta es una causa habitual de incrustaciones de halita en pozos con alta presión y altas temperaturas (HTHP), si bien otros tipos de incrustaciones también se pueden formar de esta misma forma.

**1.4.4 Inundación con gas.** En operaciones de recobro secundario de petróleo, cuando se evalúan y se ponen en ejecución proyectos de inyección de CO<sub>2</sub>, se puede provocar la formación de residuos minerales debido a que el agua de formación se encuentra en un sistema presurizado, y al inyectarse CO<sub>2</sub> provoca

que parte del gas se disuelva en la fase acuosa, y por consiguiente el agua se vuelve ácida y disuelve la calcita que se encuentra en la formación.

Las subsiguientes caídas de presión que se producen en la formación alrededor de un pozo en producción, pueden provocar que el  $\text{CO}_2$  se separe de la solución y por ende el pH del agua se vuelva a situar en valores altos provocando con esto que se precipiten residuos de carbonatos en los cañoneos y en el “wellbore”. La formación de incrustaciones minerales en el ambiente que rodea al pozo provoca una caída adicional de la presión y esto conlleva a presentar más precipitaciones. Como ocurre en el caso de la autosedimentación, este proceso de autogeneración puede llegar a sellar totalmente los cañoneos creando una pared impermeable entre el pozo y la formación en unos pocos días, deteniendo la producción por completo.

**1.4.5 Sobresaturación.** Una solución saturada es aquella que está en equilibrio con su soluto. Soluciones sobresaturadas son las que contienen concentraciones más altas de soluto disuelto que su concentración de equilibrio. La sobresaturación puede ocurrir por muchas razones, una de ellas es el hecho de que los cristales submicroscópicos tienen una solubilidad mayor que las partículas más grandes. Esto previene el fácil proceso de cristalización.

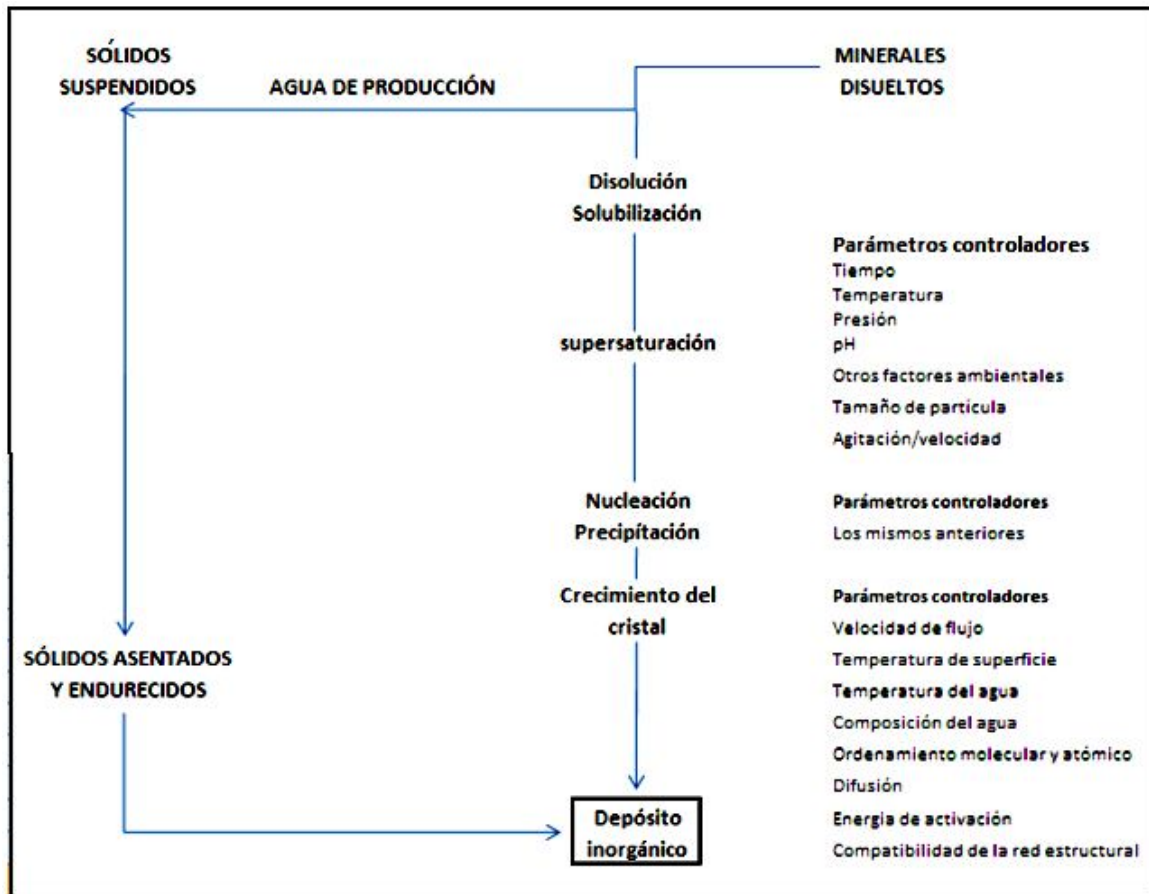
Hay numerosas formas de sobresaturar una solución como: fluctuaciones de temperatura, alteración del pH, adición de material precipitante, mezcla de dos aguas incompatibles, reducción de la presión (común en la producción de petróleo y gas), agitación, evaporación, aumento de las concentraciones.

**1.4.6 Tiempo de contacto.** Para que el depósito se forme después de que una solución ha sido sobresaturada y la nucleación ha ocurrido, debe haber suficiente tiempo de contacto entre la solución y los sitios de nucleación en la superficie. Generalmente, cuanto más largo sea el tiempo de contacto de una superficie con una solución formadora de depósito, es más probable que la formación de depósito ocurra. El tiempo requerido varía de segundos a años, dependiendo del grado de sobresaturación, el tipo de material formador del depósito, el tipo y sitio de nucleantes, temperatura, presión y agitación.

**1.4.7 Precipitación y crecimiento del cristal.** Los cristales se forman por la agregación de moléculas las cuales continúan creciendo hasta cuando ellas forman núcleos. La depositación entonces comienza en los núcleos o en núcleos combinados, para formar cristales visibles. El polimorfismo, la ocurrencia de una sustancia química en muy distintas modificaciones de cristales, es común en muchos materiales formadores de precipitados. Tales modificaciones son causadas por la variación en las condiciones ambientales durante la cristalización.

## 1.5 MECANISMOS DE FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES A NIVEL MOLECULAR <sup>1,2</sup>

La formación de incrustaciones, a diferencia de otros tipos de depósitos, es un proceso de cristalización complejo. La rata de formación de una capa inicial de depósito y su subsiguiente rata de crecimiento están determinadas por la interacción de las velocidades de varios procesos: nucleación, difusión, reacción química, y ordenamiento molecular de la red cristalina de la incrustación.



**Figura 1. Esquema general de los mecanismos de formación de incrustaciones inorgánicas.**

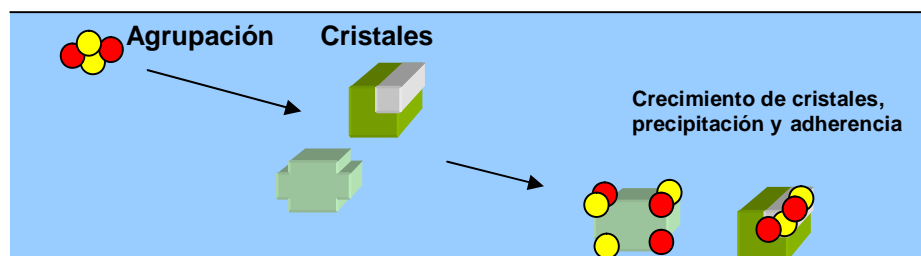
En la **figura 1**, se muestra un esquema general de los mecanismos de formación de depósitos y los correspondientes parámetros controladores de cada etapa.

Algunos de los constituyentes formadores de los depósitos inorgánicos tienden a reducir sus solubilidades con el incremento de la temperatura, por lo tanto cuando las soluciones están en contacto con una superficie de transferencia de calor ellos precipitan debido a su más baja solubilidad de equilibrio.

Si bien el punto de partida para la formación de las incrustaciones puede ser un cambio de temperatura o de presión, la liberación de gas, una modificación del pH, o el contacto con agua incompatible, existen aguas de producción que a pesar de encontrarse sobresaturadas y favorecer la formación de incrustaciones minerales, no presentan problema alguno. Las incrustaciones se desarrollan a partir de una solución.

El primer desarrollo dentro de un fluido saturado es una formación de grupos de átomos inestables, proceso denominado nucleación homogénea (**Ver figura 2**). En la primera etapa del desarrollo de las incrustaciones dentro de un fluido saturado se forman grupos de átomos inestables en un proceso denominado nucleación homogénea. Los grupos de átomos forman pequeños cristales provocados por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las soluciones sobresaturadas. Después los cristales crecen por efecto de la adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de los cristales, y como consecuencia trae un aumento en el tamaño de los cristales.

La energía necesaria para que el cristal crezca proviene de una reducción de la energía libre superficial del cristal; ésta disminuye rápidamente a medida que aumenta el radio, una vez superado un cierto radio crítico; ésto implica que los cristales grandes tienden al continuo crecimiento de los mismos y además que los cristales pequeños se pueden redissolver.

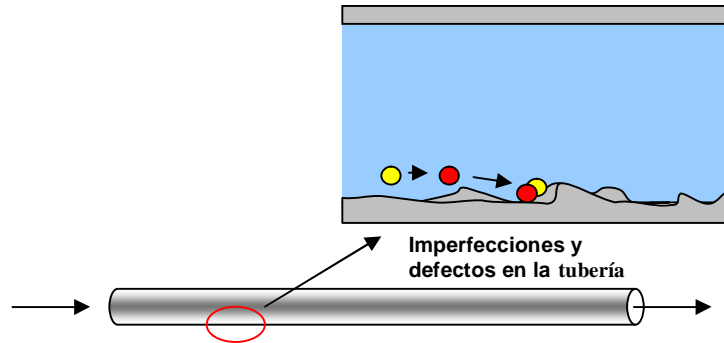


**Figura 2. Elementos de la nucleación homogénea**

Por lo tanto, dado un cierto grado de sobresaturación, la formación de cualquier semillero de cristales va a favorecer el aumento del crecimiento de incrustaciones minerales; el semillero de cristales de hecho actúa como un catalizador para la formación de incrustaciones.

También existe otra interacción entre el medio y los minerales que provoca la formación de cristales; ésta es llamada nucleación heterogénea, la cual consiste en el crecimiento de los cristales o agrupaciones de minerales en superficies irregulares a nivel micro de la estructura, en el cual está contenido el agua de producción (**Ver figura 3**). Este crecimiento de los minerales se puede presentar

generalmente en las imperfecciones que presentan las tuberías, en las juntas o uniones, en las costuras de la tubería de producción, en los perforados del revestimiento, y en cualquier superficie en la cual cambie su forma o estructura a nivel micro o macro.



**Figura 3. Nucleación heterogénea**

Además de la nucleación homogénea y heterogénea, se debe tener en cuenta el régimen de flujo que se presenta en las tuberías, porque para un régimen de flujo turbulento los mecanismos de agrupación y cristalización de los minerales actuarían con más fuerza, provocando con esto que un alto grado de turbulencia pueda hacer las veces de un catalizador para el depósito de sedimentos.

La acumulación de incrustaciones también puede ocurrir cuando la presión de fluencia coincide con la presión del punto de burbuja. Esto explica por qué los depósitos de sedimentos se desarrollan rápidamente en los equipos de completamiento de pozo.

### **1.6 CINÉTICA DE LA CRISTALIZACIÓN**

La literatura encontrada con respecto a este tema precisa que los efectos de los inhibidores en la prevención de la precipitación no pueden ser explicados mediante consideraciones estequiométricas; se necesita conocer algunas de las teorías básicas de la cinética de la cristalización para poder entender los resultados y los valores en las pruebas de precipitación.

Las complejas reglas de la nucleación y crecimiento de los cristales describen a los efectos de la sobresaturación, heterogeneidades, temperatura y tiempo, como factores que determinan el grado de nucleación y crecimiento de los cristales.

La principal fuerza que actúa sobre la nucleación y el crecimiento de los cristales es el nivel de sobresaturación del agua de producción, la cual cambia durante la cristalización. Para la morfología de los cristales y la distribución de los tamaños o las formas, se debe tener en cuenta que ésta también depende de factores como

la sobresaturación, la temperatura, la concentración, el tiempo y la composición química.

El complejo y parcial conocimiento que se tiene sobre los procesos de crecimiento y nucleación de los cristales se vuelve más difícil cuando se introducen los inhibidores de incrustaciones en el sistema de cristalización. Para obtener una visualización de los efectos de los inhibidores en la cristalización se necesita variar las condiciones que están controlando los procesos de cristalización; comúnmente esto no se hace; solo la concentración del inhibidor es variada mientras que las otras condiciones como la sobresaturación no es cambiada; sin embargo estas condiciones pueden cambiar en los pozos y en el campo, por lo tanto al efectuar las pruebas se tiene que variar las condiciones en las cuales están siendo efectuadas, para poder predecir cómo trabajan los inhibidores bajo las condiciones variables del campo.

## 1.7 INCRUSTACIONES DE CARBONATO DE CALCIO (CaCO<sub>3</sub>)<sup>3</sup>

**1.7.1 Generalidades.** El carbonato de calcio es el depósito inorgánico más común. Casi todas las aguas formadas naturalmente contienen algo de calcio disuelto y un simple contacto con el aire o con materia orgánica descompuesta afectaría este calcio variando las concentraciones de dióxido de carbono. El resultado de esta combinación es una precipitación masiva que se puede adherir en forma de depositación inorgánica en algún punto del ciclo afectado por el agua, ya sea de producción o de inyección.

Los depósitos inorgánicos de carbonato de calcio son un problema característico en la producción de crudo, gas y agua. La mayoría de las aguas subterráneas producidas con hidrocarburos contienen grandes cantidades de calcio entre otros iones. Éstos también contienen grandes concentraciones del ión bicarbonato como resultado de la alta presión parcial del CO<sub>2</sub>.

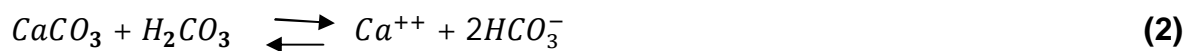
Cualquier depósito de carbonato de calcio, (*ver figura 4*), puede ser disuelto por el agua y el dióxido de carbono y tiene una particular importancia en el ciclo del carbonato de calcio. El contacto del agua con el aire adsorberá dióxido de carbono en fase gaseosa y bajo las condiciones adecuadas se convierte en el ácido carbónico.





**Figura 4. Depósitos de calcita**

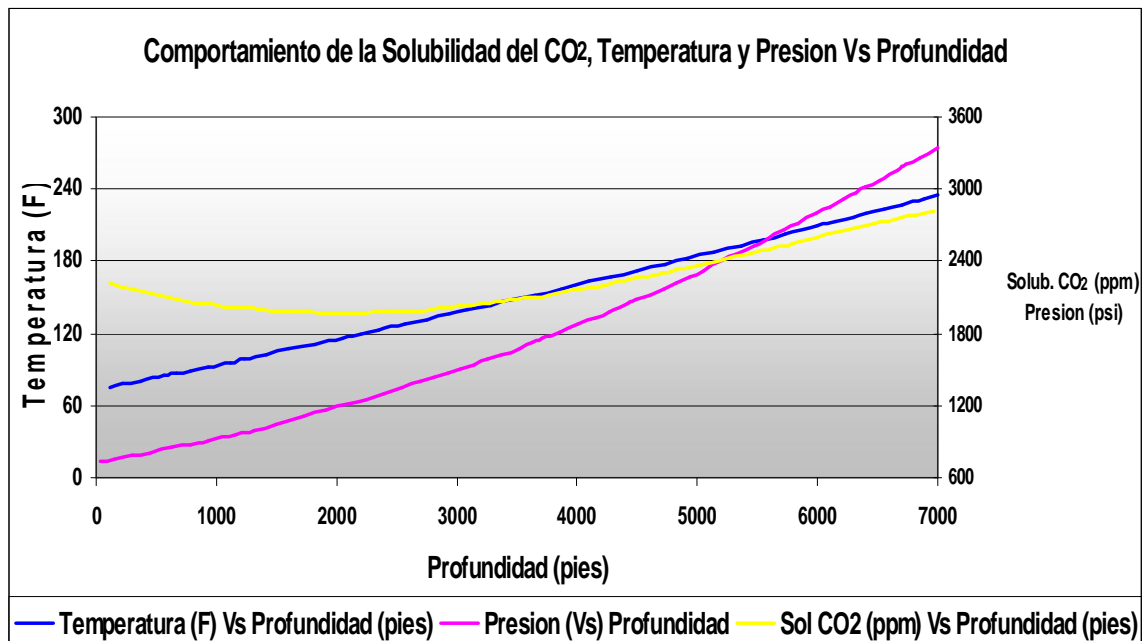
Este ácido débil puede disolver fácilmente ciertos minerales tal como el carbonato de calcio de la formación del bicarbonato de calcio.



Esta reacción le permite al carbonato de calcio ser disuelto, transportado y bajo ciertas condiciones redepositado nuevamente, algunas veces, como carbonato de calcio. Aunque el agua pueda adsorber  $CO_2$  del contacto con el aire, se cree que la mayor porción de  $CO_2$  en agua proviene del contacto de ésta con materia en descomposición en el suelo.

Grandes concentraciones de  $CO_2$  están usualmente presentes en pozos productores de aceite y de gas. La solubilidad del dióxido de carbono en un pozo productor de aceite y de gas disminuye con el incremento de la temperatura a altas profundidades, pero la temperatura aumenta con el incremento de la presión en el fondo (**Ver figura 5**). En la figura se muestra una solubilidad mínima entre 1500-2000 pies de profundidad, con altas solubilidades y bajas profundidades que están cerca de la superficie.





**Figura 5. Solubilidad del  $\text{CO}_2$  a varias profundidades de un pozo productor de aceite.**

**Fuente. Corrosion of Oil and Gas Well Equipment, NACE and API, 1958**

Los yacimientos de carbonato de calcio pueden ser fácilmente disueltos y precipitados por el agua bajo una variedad de condiciones. Generalmente las condiciones que alteran la solubilidad del bicarbonato de calcio resultan de la precipitación del carbonato de calcio, como un problema potencial en el yacimiento. Afortunadamente tales depósitos son fácilmente solubles en ácido y pueden ser controlados por ajustes de pH o acidificación.

**1.7.2 Mecanismos de depositación del carbonato de calcio.** Los fluidos comúnmente producidos provienen de rocas calizas, dolomitas o areniscas que han sido cementadas con carbonato de calcio. Cuando los pozos son puestos a producir en tales formaciones, el agua asociada con los fluidos experimenta una caída de presión, cambios de pH y temperatura, entre otros, los cuales traen como resultado final la precipitación de carbonato de calcio en alguna parte de este sistema inestable. Consecuentemente, toda la producción de fluidos (crudo, gas y agua) forman depósitos sólidos, tanto en el fondo como en la superficie de un pozo.

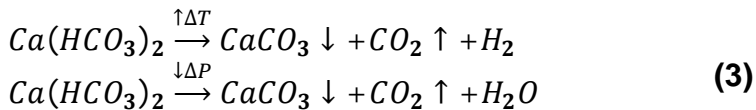
La depositación de carbonato de calcio se presenta preferiblemente cuando:

- Disminuye el contenido de  $\text{CO}_2$ .
- Aumenta el pH.

- Disminuye la presión total.
- Aumenta la temperatura (quemadores de los tratadores).
- Disminuye el contenido de sales y sólidos disueltos en el agua (sin incluir los iones calcio), hasta un máximo de cerca de 200000 mg/L.
- Aumenta la turbulencia.

La probabilidad de formación de carbonato de calcio es más factible en rangos de pH alcalino.

El carbonato de calcio se encuentra en el agua producida como bicarbonato de calcio  $Ca(HCO_3)_2$ , el cual es más soluble que el  $CaCO_3$ , pero como la solubilidad del bicarbonato ( $HCO_3^-$ ) es directamente proporcional a la cantidad de  $CO_2$  disuelto en el agua, cuando se presenta un incremento en la temperatura y/o caída de presión, el  $CO_2$  se libera del agua y provoca que el carbonato se precipite; se puede apreciar en las siguientes ecuaciones:



La turbulencia causa precipitación de carbonato de calcio, especialmente en puntos donde existe caída de presión adicional, tales como las perforaciones, choques, bombas de subsuelo, acoples de bombas y varillas, codos, platos desviadores y bombas de superficie.

## 2. INHIBIDORES QUÍMICOS DE INCRUSTACIÓN

Los inhibidores de incrustación son productos químicos que pueden demorar, reducir o prevenir la formación de éstas, cuando se adicionan en pequeñas cantidades a aguas normalmente formadoras de depósitos.

### 2.1 MECANISMOS DE ACCIÓN DE LOS INHIBIDORES DE INCRUSTACION

Los inhibidores empleados en las operaciones de campo funcionan con uno o algunos de los siguientes mecanismos:

- Previniendo la nucleación, lo que bloquea la formación de los cristales.
- Evitando el crecimiento de los cristales cuando éstos comienzan a formarse; en este caso el inhibidor se adsorbe sobre la superficie de los cristales mientras éstos están todavía diminutos y previenen así su crecimiento.
- Evitando que se adhieran de nuevo cristales a depósitos incrustantes ya formados.

Los inhibidores de incrustación se usan con mayor frecuencia para evitar el crecimiento de cristales de depósitos ya formados, ésto significa que el inhibidor debe estar presente en lugares donde los cristales comienzan a formarse.

Algunos inhibidores de incrustación reaccionan con iones calcio, magnesio o bario para formar compuestos insolubles. La precipitación de estos compuestos puede resultar en la formación de un depósito inorgánico, y así crearse un nuevo problema. Generalmente los fosfonatos y polímeros son más propensos a este problema.

Los mecanismos por los cuales los inhibidores de incrustación funcionan, involucran las siguientes habilidades:

- Dispersantes.
- Antiprecipitantes.
- Secuestrantes.
- Agentes queladores.
- Modificadores de cristales.
- Condicionadores de depósitos de incrustaciones.

La mayoría de los inhibidores de incrustación aplicados, usan la alteración de la morfología del cristal como mecanismo de inhibición, lo que se conoce como efecto de entrada "Thershold effect". Solo los agentes queladores tales como el

ácido etilendiaminotetracético (EDTA) y el ácido nitrilotriacético (NTA) no utilizan el mecanismo anterior, sino que funcionan mediante la coordinación del ión metálico en una estructura con seis números de coordinación. Estos materiales alrededor del ión metálico previenen la formación de ciertos tipos de incrustación.

Los polímeros a base de fosfonato cumplen su función de la siguiente manera: cuando el primer depósito comienza a formarse, muchos cristales diminutos se precipitan del agua, en este momento los iones fosfonato cubren los diminutos cristales antes de que éstos puedan agruparse y así crecer. Este mecanismo es conocido como *adsorción* del fosfonato sobre el núcleo de la depositación inorgánica; por lo tanto gran cantidad de incrustaciones puede tratarse con poca cantidad de polifosfonato.

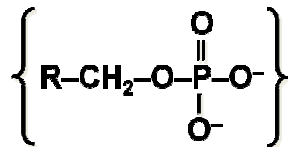
El tiempo de vida promedio de un tratamiento de inhibición puede oscilar entre 3 y 6 meses y según las condiciones de adsorción en las paredes de los poros y la precipitación en el espacio poroso se puede extender hasta dos años.

En incrustaciones de  $\text{CaCO}_3$  el inhibidor se compone de fosfatos y ácido fosfinocarboxílico. Los iones  $\text{Ca}^{++}$  son liberados cuando se deja el inhibidor en la formación y el mecanismo de retención es la precipitación en las zonas de carbonatos.

## 2.2 TIPOS DE INHIBIDORES DE INCRUSTACIONES

**2.2.1 Inhibidores químicos orgánicos.** Se utilizan con mayor frecuencia y no presentan problemas de reversión. Las dosis de inhibidor a usar oscilan entre 5 y 15 ppm; pero si existen bastantes sólidos suspendidos en el agua, el inhibidor se adsorberá sobre la superficie de los mismos gastándose y haciéndose necesario la aplicación de mayores concentraciones. Se han encontrado los siguientes tipos de inhibidores orgánicos:

### 2.2.1.1 Ésteres orgánicos (polifosfonatos orgánicos, ésteres fosfonatos)



Son los inhibidores más efectivos en el control de depósitos de  $\text{CaSO}_4$ . No se recomiendan por encima de 212°F. Los ésteres fosfonatos genéricos comúnmente

más usados en la industria del petróleo son: ésteres amino fosfato y ésteres alcohol fosfato.

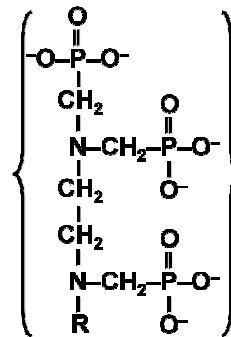
Sus cualidades más importantes son:

- Inhibidor de umbral.
- Inhibe los cuatro tipos más importantes de incrustaciones.
- Específicamente bueno para  $\text{BaSO}_4/\text{CaCO}_3$ .
- Puede aplicarse tanto en forma continua como por “squeeze”.
- Efectivos a más bajas concentraciones que otros tipos de inhibidores.
- No son afectados por bajos pH.
- Hidrolíticamente son más estables que los polifosfatos.
- Son muy estables con el tiempo.
- No se afectan por altas concentraciones de sal.
- Funcionan como modificador de crecimiento de cristales.
- Puede monitorearse fácilmente por el procedimiento residual.

Sus desventajas más relevantes son:

- Son estables solo hasta  $160^\circ\text{F}$ .
- No son muy apropiados para ser aplicados en “squeeze”.
- Se desgastan muy rápido porque se adsorben sobre los sólidos suspendidos.
- Los ésteres de fosfato de alcohol son menos efectivos que los ésteres de fosfato de amino.

### 2.2.1.2 Fosfonatos orgánicos <sup>6, 8</sup>



Son los más recomendados para el tratamiento de  $\text{CaCO}_3$ . Son más estables que los ésteres a altas temperaturas y presentan efectividad inclusive a temperaturas superiores a  $350^\circ\text{F}$ . Los fosfonatos genéricos orgánicos más comúnmente utilizados en la industria del petróleo son: ATMP, HEDP, EDTMP, HDMTMP, DETPMP, BHMTMP.

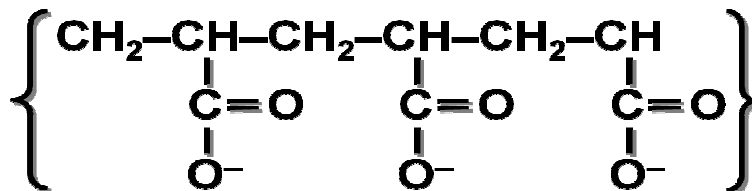
Sus ventajas más importantes son:

- Especiales para el tratamiento de carbonato de calcio.
- Funcionan como modificadores del crecimiento del cristal.
- Inhibidor de umbral
- Inhiben gran cantidad de depósitos incrustantes.
- Estable a temperaturas superiores a 350°F.
- Generalmente presenta buena solubilidad en agua salada de calcio.
- Se aplican en forma continua o por “squeeze”.
- Fácil monitoreo por procedimiento residual

Desventajas:

- Trabajan para incrustaciones específicas.
- Limitada estabilidad térmica por encima de los 400°F.
- Puede verse afectado por altas concentraciones de hierro
- Problemas potenciales de solubilidad en salmueras con alto contenido de calcio.

### 2.2.1.3 Polímeros orgánicos <sup>7,8</sup>



Se utilizan principalmente a altas temperaturas (> 350°F), ésto les permite ser más estables que los fosfonatos. Los polímeros orgánicos genéricos más comúnmente usados en la industria del petróleo son: poliacrilatos, polimetacrilatos, poliacrilamida y polimaleato.

Ventajas:

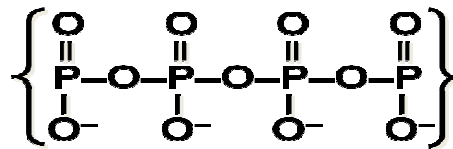
- Estabilidad térmica hasta los 450°F
- Funcionan como modificadores y dispersante de cristales.
- Inhibidores de umbral.
- Efectivos contra la mayoría de los tipos de incrustaciones
- Fácil monitoreo.
- Se pueden aplicar en forma continua o por “squeeze”.
- Buenas características de adsorción y desadsorción.

Desventajas:

- Deben usarse en concentraciones elevadas.
- Alto costo.
- Elevado peso molecular (1000-10000), lo cual limita su solubilidad en salmueras de calcio.
- Para tratamientos de superficie, normalmente la relación costo/beneficio no es tan buena como la de los ésteres fosfatos / fosfonatos.
- El procedimiento de monitoreo a veces es difícil.

## 2.2.2 Inhibidores químicos inorgánicos

### 2.2.2.1 Polifosfatos inorgánicos



Son materiales sólidos inorgánicos no cristalinos que se clasifican como simples (se disuelven en agua rápidamente) y de solubilidad controlada (se disuelven lentamente en agua). Los genéricos más utilizados en la industria del petróleo son: hexameta fosfato de sodio, tri-polifosfato de sodio, tri-polifosfato de potasio.

Las cualidades de los polifosfatos inorgánicos son:

- Funcionan como modificadores del crecimiento del cristal.
- Inhibe el umbral: puede estabilizar grandes concentraciones de calcio con menores cantidades estequiométricas.
- Relativamente económicos.

Desventajas:

- Hidrolíticamente inestable, por encima de los 90°F revierte a ortofosfato.
- Baja solubilidad en salmueras de gran contenido de calcio.
- Pueden formar precipitados de fosfato de calcio.

## 2.3 INHIBIDORES DE INCRUSTACIONES UTILIZADOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA <sup>4</sup>

En la industria petrolera de Colombia existe gran variedad de empresas dedicadas al tratamiento químico del agua de producción de los campos petroleros; se caracterizan por el empleo de alta tecnología para aportar soluciones al tratamiento químico del agua de producción. Estas empresas realizan análisis

rigurosos de laboratorio para determinar las tendencias de formación de incrustaciones bajo condiciones específicas y variables con el objetivo de encontrar la mejor opción de inhibición disponible dentro de su portafolio de productos, así como para encontrar el mejor esquema a implementar para la inyección de químicos.

### **2.3.1 Productos químicos para inhibir la formación de incrustaciones.**

Dentro del portafolio de productos para la inhibición química de incrustaciones, se destacan por su eficiencia, utilidad, comerciabilidad y aplicabilidad bajo condiciones específicas los siguientes inhibidores:

**Scaletreat.** Gama de inhibidores de incrustaciones para sistemas en superficie y fondo de pozo, bajo condiciones de poca o alta tendencia de formaciones de incrustaciones en sistemas de alta temperatura - alta presión (HT/HP) y alta salinidad. Este tipo de inhibidor es recomendado para aplicaciones al inicio de la vida productiva de un campo petrolero.

**Scaletreat XL.** Posee las mismas características que el inhibidor tipo Scaletreat y adicionalmente este presenta mayor eficiencia en formaciones de incrustaciones con alta dureza y gran tamaño, es recomendado en aplicaciones donde el problema de la formación de incrustaciones es avanzado y presenta un grado de obstrucción leve-medio en las líneas de flujo.

**Scaletreat 888.** Inhibidor soluble en petróleo, para aplicaciones en arenas productoras con bajo corte de agua, presenta mínimo riesgo de daño a la formación en la aplicación de fondo de pozo. Este inhibidor proporciona una eficiente protección para el inicio de la producción de agua, debido a esto es recomendable para campos en desarrollo.

**Scaletreat EM.** Inhibidor aplicable para campos con bajas producciones de agua, con un mínimo riesgo de daño a la formación en la aplicación en fondo de pozo, provee una larga duración del efecto inhibidor mientras éste sea inyectado en contacto solamente con agua.

**Troscap - Solid state inhibitor.** Inhibidor de incrustaciones de tipo sólido, su aplicación es mejor en el sistema de fondo de pozo; cuando la píldora que contiene al inhibidor es introducida lentamente al sistema se reduce al mínimo los requisitos de volumen del tratamiento, presenta una mayor eficiencia en pozos de baja presión. Este inhibidor es utilizado para proteger las herramientas y equipos de subsuelo en el pozo, su aplicación en fondo es muy flexible, éste puede ser aplicado con “coiled tubing” o “hanging baskets”.



**Esp 2000 Squeeze enhancer.** Este producto químico es utilizado en aplicaciones de fondo de pozo en combinación con *Scaletreat* y *Scaletreat XL* para permitir una mayor entrada de inhibidor de incrustaciones en la formación; también puede ser usado como estimulación de la formación ayudando a la remoción de agua y emulsión cerca del “Wellbore”.

**Multitreat 1502 - Scale remover.** Este tipo de inhibidor es aplicable para formación de incrustaciones de hierro, presenta una menor efectividad cuando existe presencia de H<sub>2</sub>S, es usado generalmente en sistemas de producción e inyección, ayudando a mantener la producción y el flujo de inyección.

**Scalesolve – Scale dissolvers.** Estos tipos de inhibidores son aplicables para la inhibición de incrustaciones de bario, estroncio, sulfato de calcio, y carbonato de calcio.

**Techni-Solv 2000 barium sulfate scale dissolver.** Inhibidor de incrustaciones utilizado para esquemas de inhibición en fondo de pozo y en superficie, recomendable para formaciones severas de incrustaciones de sulfato de bario y sulfato de calcio a temperaturas hasta de 225 °F. Este inhibidor provee tolerancia a los sólidos disueltos en la salmuera de producción.

**Techni-HIB scale inhibitor.** Inhibidor de incrustaciones utilizado para esquemas de inhibición en superficie, recomendable para formaciones severas de incrustaciones de carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>) a temperaturas hasta de 225 °F. Tolera altos contenidos de sólidos disueltos en la salmuera de producción.

Características:

- Alta solubilidad en la salmuera
- Excelente inhibición de incrustaciones de carbonato de calcio
- pH neutralizado para minimizar el efecto de corrosión en las tuberías y equipos de las facilidades de superficie.

**Gypton.** Inhibidor de formación de incrustaciones aplicable en la sarta de producción del pozo y las líneas de flujo del campo, ayudando a maximizar el volumen de producción y a reducir el tiempo de no operatividad en las líneas de la facilidad a causa de obstrucciones.

**Advanced gypton.** Este tipo de inhibidor modifica la tendencia del crecimiento de cristales, reduce y previene la formación de minerales de incrustaciones usando en su composición polímeros funcionales y otros químicos.

Este tipo de inhibidor actúa requiriendo solamente un pequeño número de moléculas de inhibidor en contraste con el ineficiente y costoso método de

quelación en donde se utilizan químicos como el EDTA (ácido etilendiaminotetraacético). Una de las grandes ventajas de este tipo de inhibidor es que los volúmenes de tratamiento químico utilizados en un esquema de inhibición son comparativamente menores, por lo cual los costos de éste son reducidos en un gran porcentaje.

En la mayoría de las aplicaciones, una baja dosificación de este inhibidor es suficiente para lograr efectividad en el tratamiento del problema de incrustaciones. Para condiciones severas de formación de incrustaciones y particularmente las de BaSO<sub>4</sub>, la dosificación puede incrementarse para mantener la efectividad de inhibición. El inhibidor tipo *Gypton* es basado en tres tipos de componentes: ésteres – fosfatos, fosfonatos y polímeros.

**2.3.2 Esquema de inhibición con combinación de productos químicos anti-incrustaciones y anticorrosivos.** Este esquema de inhibición consta de productos químicos multifuncionales obtenidos de la combinación de inhibidores de incrustaciones e inhibidores de corrosión. Estos productos son diseñados para reunir en un solo producto químico integral la solución a las necesidades del sistema de producción, particularmente en sistemas de producción en donde las facilidades para la inyección en fondo de pozo y sistemas en superficie son limitadas o acarrear costos elevados.

**Captron – Encaptron.** *Captron* es un inhibidor encapsulado de incrustaciones y *Encaptron* es un inhibidor encapsulado de corrosión; la combinación de estos productos químicos proporciona una aplicación controlada para mantener a largo plazo la acción de los inhibidores de incrustaciones y corrosión sin pérdidas significativas del producto y daños a la formación en esquemas de inhibición en fondo de pozo. La combinación de estos productos encapsulados hace este esquema de inhibición rentable sin las desventajas que presenta mantener dos aplicaciones de inhibidor por separado.

La composición de estos inhibidores es una compleja mezcla de polímeros, material activo y agentes de carga, todo ésto para encontrar las características especiales de inhibición que requiere cada aplicación específica.

La cápsulas sólidas contienen ingredientes activos (realmente agregados de cientos de miles de cápsulas) de uno a tres milímetros de diámetro; estas cápsulas actúan cuando son inyectadas al sistema y posteriormente se disuelven, permitiendo la entrada de los ingredientes activos en la corriente. Cuando estas cápsulas son inyectadas en el fondo del pozo desde la capa superior hasta las perforaciones, van suministrando el ingrediente a medida que se produce el fluido de formación garantizando con ésto que la inhibición proporcione protección duradera.

La vida del tratamiento de los inhibidores de incrustaciones y corrosión encapsulados depende de factores como el volumen del inhibidor, la tasa de producción del pozo o campo petrolífero, temperatura, pH y concentración de sales del agua de formación. Estos inhibidores se pueden almacenar indefinidamente sin presentar degradación en los componentes activos a temperaturas menores a 120 °F. Para aplicaciones en sistemas de fondo de pozo, estos inhibidores muestran un excelente comportamiento a temperaturas hasta de 400 °F.

**Scortron.** Inhibidor dual y multipropósito de incrustaciones y corrosión, proporciona una sofisticada respuesta a los complejos problemas de producción en los campos petroleros. Debido a que los problemas son raramente simples e independientes, las soluciones eficaces deben tener en cuenta una amplia variedad de condiciones del sistema así como de los costos del esquema de inhibición.

La línea versátil de productos químicos *Scortron* permite modificar la respuesta de la aplicación del esquema de inhibición con una mezcla especializada del inhibidor de corrosión con diferentes inhibidores y agentes activos como:

- Agentes dispersantes de sólidos
- Agentes espumantes
- Inhibidores de incrustaciones
- Inhibidores de corrosión

La mayoría de productos *Scortron* son mezclas solubles en agua de inhibidores de incrustaciones y corrosión usados en aplicaciones de inyección continua. Éstos son formulados para máxima versatilidad usando un amplio rango mezclas químicas de inhibidor de incrustaciones y corrosión en una variedad de relaciones.

**2.3.3 Esquema de inhibición con combinación de productos químicos anti-incrustaciones y tratamientos de estimulación.** Los tratamientos combinados de estimulación e inhibición se obtienen combinando el inhibidor “Scaletreat 2807” para aplicaciones en fondo de pozo con un tipo de ácido utilizado para estimular la formación; con ésto se bombean los dos productos químicos por una misma línea de inyección ahorrando costo y tiempo de ejecución. Este tipo de esquema de inhibición-estimulación permite mejorar la efectividad de la estimulación y consigue que el inhibidor llegue hasta el punto donde ocurre la formación de incrustaciones dentro de la arena productora.

**Scaleprop.** Este inhibidor es aplicable a sistemas de inhibición de todo tipo de incrustaciones en fondo de pozo, la característica más importante de este esquema de inhibición es su aplicación en la región cercana al “wellbore” en donde se efectúa una operación de fracturamiento hidráulico por medio del cual el

material propante y el inhibidor es absorbido por la matriz y es precipitado en el espacio poroso para desde este lugar iniciar la inhibición de incrustaciones durante un periodo más largo que en los esquemas de inhibición convencionales.

Aplicaciones

- Diseñado para aplicaciones en fracturamiento hidráulico, pozos de crudo y de gas húmedo, pozos en tierra firme y offshore, completamientos submarinos.

#### Beneficios

- Disminuye los costos en la intervención del pozo.
- Provee una protección inmediata y a largo plazo comparado con inhibidores normales.
- Protección de todo el sistema con alta confiabilidad.

#### Características

- Está disponible en un variado rango de tamaños de material propante.
- Requiere un tiempo de más de 24 horas de aplicación antes de empezar la producción del pozo para asegurar la adecuada retención y acción del inhibidor dentro de la formación.
- Después de iniciada la producción del pozo, éste puede demorar de dos a tres días para restaurar su tasa de producción.

**Scalemat.** Inhibidor de incrustaciones aplicable a esquemas de inhibición en fondo de pozo; la característica más importante de este esquema de inhibición en su aplicación en la región cercana al “wellbore” es que permite estimular la formación productora y a la vez inhibe la depositación de incrustaciones, permitiendo con ésto disminuir los costos del tratamiento además de mantener y aumentar los niveles de productividad del pozo.

#### Aplicaciones

- Estimulación matricial en formaciones de tipo areniscas y carbonatadas.
- Disolución e inhibición de incrustaciones de carbonato y sulfato.

#### Beneficios

- Disminución de costos debido a la larga duración del tratamiento, número mínimo de intervenciones en el pozo.
- Aumenta la eficiencia de los trabajos de “workover” debido a menor tiempo de cierre de los pozos y a una producción diferida menor.
- Aplicación eficaz del inhibidor de incrustaciones protegiendo directamente la matriz estimulada.

## Características

- Inhibidor de incrustaciones compatible con fluidos de estimulación para areniscas y carbonatos.
- Aplicable en el fondo del pozo a temperaturas hasta de 350 °F.
- Tolerante al calcio y altas concentraciones de hierro.
- Química del inhibidor basada en polímeros, ofrece mayor retención, durabilidad y eficiencia.

## 2.4 COMPATIBILIDAD DE LOS INHIBIDORES <sup>4</sup>

**2.4.1 Compatibilidad de los inhibidores con los fluidos de producción del campo.** La práctica convencional en los campos petroleros ha sido evaluar y analizar los efectos positivos de los inhibidores para prevenir la formación de incrustaciones y se ha dejado de lado los efectos secundarios de la aplicación de esta clase de químicos en las operaciones diarias; estos efectos pueden actuar negativamente en la formación causando daño, y los fluidos de producción también se pueden ver afectados. Por lo tanto, en la evaluación de los inhibidores en el campo y en el laboratorio se deben hacer pruebas para identificar las características negativas de estos componentes. Hay tres factores particulares que intervienen afectando las operaciones normales del campo al inyectar inhibidor de incrustaciones:

1. La reacción de los inhibidores con los iones que están disueltos en la salmuera de producción.
2. La formación de emulsiones, si el inhibidor de la solución acuosa está en contacto directo con el crudo producido.
3. La formación de corrosión en todas las tuberías por donde se transporta los fluidos de producción.

La presencia de factores secundarios puede ser más perjudicial para la extracción de hidrocarburos que la formación de incrustaciones, por lo tanto la aplicación de un sistema de inhibición de incrustaciones debe tener un análisis minucioso sobre los efectos adversos que se puedan presentar en su implementación.

**2.4.2 Compatibilidad de los inhibidores con el agua de producción.** Las salmueras de producción en los campos petroleros contienen varias concentraciones de cationes bivalentes tales como Ca<sup>++</sup>, Mg<sup>++</sup> y Ba<sup>++</sup>; algunos inhibidores de incrustaciones reaccionan con estos cationes para formar sales poco solubles; la acumulación de este tipo de sales puede llegar a generar una capa gruesa de incrustaciones de calcio, magnesio o bario, las cuales están definidas como seudoincristación. Por ejemplo, en una fuente de agua del pozo

fue inyectado constantemente un inhibidor de incrustaciones a través del anular para prevenir la formación de incrustaciones de  $\text{CaCO}_3$  en la tubería. Después de algunos meses se habían formado incrustaciones pesadas; los análisis químicos posteriores revelaron, sin embargo, que las incrustaciones no eran de  $\text{CaCO}_3$  sino del producto de la reacción entre el inhibidor y el ion de  $\text{Ca}^{++}$  presente en el agua.

La formación de una precipitación de sal de calcio está dada por la solubilidad de la sal la cual es función de la temperatura, concentración del inhibidor, concentración de iones de  $\text{Ca}^{++}$ , pH y en un pequeño grado de la concentración de  $\text{NaCl}$ .

Dentro de las pruebas de laboratorio hechas para evaluar la efectividad de inhibición de un producto químico deben estar las pruebas de compatibilidad con el agua o salmuera de formación para identificar la posible formación de pseudoincristación.

## **2.5 APLICACIÓN DE INHIBIDORES DE INCRUSTACIÓN**

Los métodos de aplicación son muy variados y dependen del sistema de levantamiento artificial utilizado, completamiento, naturaleza del problema y severidad.

Algunos inhibidores de incrustaciones se aplican sólidos (polvo, barras, aglomerados y cápsulas) y son utilizados en cestas perforadas, alimentadores de "bypass", operaciones de fracturamiento, o bombeados en el fondo del pozo. En forma general, los inhibidores son aplicados en forma líquida con una base acuosa.

La aplicación de inhibidor de incrustaciones en forma continua y por squeeze será analizada a continuación.

**2.5.1 Aplicación en forma continua**<sup>10</sup>. Es la forma más común de aplicación de los inhibidores de incrustaciones. Una bomba de inyección de químico introduce el inhibidor al fluido las 24 horas del día, por lo que se otorga una protección más efectiva contra la formación de incrustaciones en el sistema.

Se utiliza para tratar problemas en superficie y algunas veces se usa para resolver problemas en fondo del pozo (líquido bombeado por el anular hacia el fondo del pozo y alimentador de "bypass" para aplicar por el anular).

Algunas consideraciones que se deben tener en cuenta cuando se aplique en forma continua un inhibidor son:

- El inhibidor debe ser aplicado tan lejos como sea posible, aguas arriba del problema de incrustación.
- Se debe inyectar el inhibidor en un punto de buena mezcla (“manifold”, descarga de bombas, entre otros).
- Nunca inyectar inhibidor dentro de una línea o tanque estático debido a incompatibilidades potenciales.
- Nunca inyectar el inhibidor de incrustación en la misma línea con inhibidor de corrosión puro.

**2.5.2 Aplicación por “squeeze”** <sup>9, 10, 11, 12, 13</sup>. En esta técnica el inhibidor es colocado en contraflujo dentro de la formación a una presión tal que no supere la presión de fractura de la formación, puesto que un fracturamiento inducido creará canales de preferencia y el inhibidor no se distribuirá de manera uniforme a lo largo de la formación; conocer el gradiente de fractura de la formación permite optimizar esta técnica. El inhibidor es inyectado por empuje con un bache de agua de formación u otro fluido compatible con el agua de formación.

La aplicación por squeeze se ejecuta típicamente implementando las siguientes tres fases <sup>13</sup>:

1. Un “preflush” que contiene agua, ácido diluido, o surfactante a condiciones del yacimiento.
2. Una píldora que contiene de una a tres partes del inhibidor seleccionado en 0,5 a 3% (peso / peso, del químico activo). La concentración de inhibidor en la formación oscila entre 2 y 10% en volumen disuelto en agua.
3. Un “overflush” que contiene un bache compatible con el agua de formación de aproximadamente tres veces el volumen de la píldora.

Estas fases se bombean de forma secuencial en la formación, el pozo se cierra por un periodo de 24 a 72 horas para que el inhibidor sea retenido en la formación por mecanismos de adsorción, precipitación, o de ambos y lentamente es liberado con el fluido de producción para otorgar una inhibición continua entre 3 y 12 meses.

Cuando se reanude la producción, al inicio hay normalmente un pico en la concentración del inhibidor y luego se libera en la salmuera producida una concentración baja de este durante un largo período de tiempo. Una ventaja importante de un tratamiento de inyección en fondo del pozo por “squeeze” u otros métodos de tratamiento es que la incrustación está controlada en la formación cerca de la cara del pozo donde es mayor la caída de presión, en las

perforaciones y el revestimiento, y en la parte inferior de la tubería de producción; además se protege la tubería de producción y todas las facilidades de superficie.

Otras ventajas:

- Todas las superficies de acero dentro del pozo son protegidas.
- Se puede aplicar para pozos nuevos o viejos.
- No se requiere de mantenimiento de bombas inyectoras de químico.
- Son operaciones fáciles de realizar para cualquier compañía de servicio.

Desventajas:

- Generalmente deben ser repetidos cada 3 a 12 meses.
- Se elevan los costos de operación debido a que es necesario un “workover” para su realización.
- Pérdida del producto inhibidor de incrustaciones en el yacimiento.
- Pérdida excesiva de inhibidor en la primera etapa de producción del pozo después de realizarse la operación.
- Control limitado de la concentración de inhibidor que fluye con el fluido producido.
- Pérdidas de producción de crudo debido a que se debe parar el pozo para realizar la operación.

En la **figura 7** se presentan distintos tipos de aplicación de inhibidores en fondo de pozo.

## **2.6 ALGUNOS ESTUDIOS SOBRE INHIBICIÓN DE INCRUSTACIONES INORGÁNICAS**

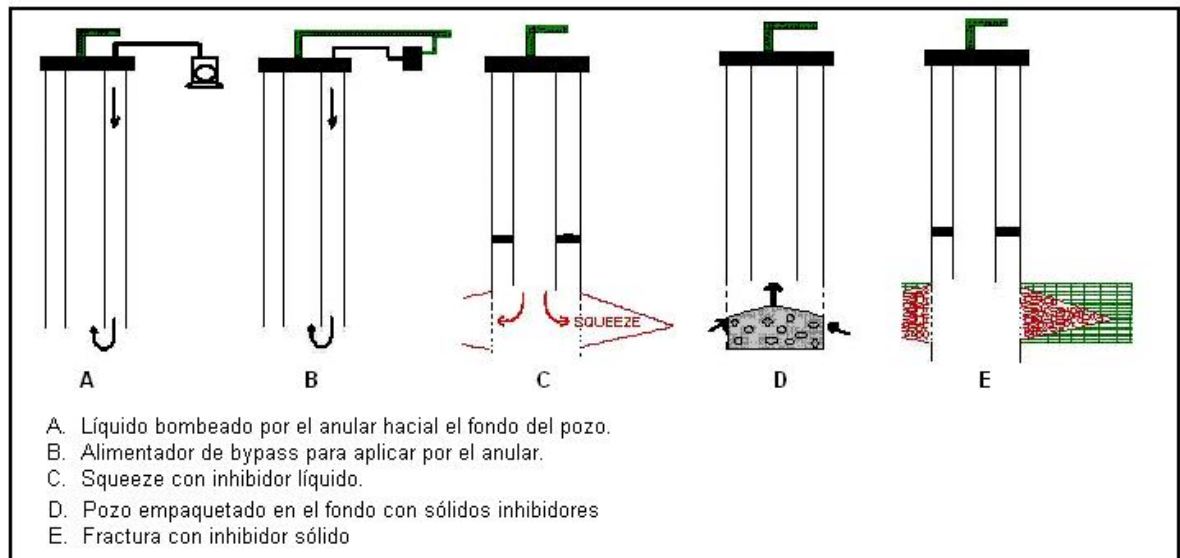
**2.6.1 Un nuevo concepto en la inhibición de la formación de incrustaciones inorgánicas mediante tratamientos “squeeze”<sup>14</sup>.** Desde el momento en que las incrustaciones inorgánicas se convirtieron en un problema difícil de controlar en las operaciones de producción de pozos productores de petróleo, se han desarrollado muchos inhibidores para combatirlo. Los inhibidores de incrustaciones básicamente actúan en la etapa de nucleación del cristal, para de esa manera cumplir con su principal función de prevenir o retardar el crecimiento de los cristales que forman las incrustaciones inorgánicas. La mayoría de estos inhibidores tienden a ser efectivos pero la verdad es que muchos de los tratamientos que trabajan de una manera aceptable en el laboratorio, no han tenido un buen desempeño ni tampoco han sido completamente desarrollados en campo, lugar en donde realmente el inhibidor debe mostrar su efectividad. Las principales desventajas que presentan algunos de los tratamientos para la



inhibición de incrustaciones, las cuales llevan a un menor rendimiento en campo básicamente son:

- No atacar las incrustaciones inorgánicas en su punto de inicio (mecanismos que no son in situ).
- Presentan excesivas ratas después del tratamiento, lo cual conlleva a minimizar considerablemente el tiempo de vida del tratamiento.

El tratamiento “squeeze” para la inhibición de incrustaciones en pozos productores desarrollados por Miles<sup>14</sup> y su equipo de trabajo, no presenta dichas desventajas, y por ende los resultados tanto en las pruebas de laboratorio como de campo han sido excelentes. Por tal razón, este tratamiento de pozos para la inhibición de incrustaciones es una buena alternativa a seguir en el momento de tener problemas de incrustaciones inorgánicas en un pozo productor de petróleo.



**Figura 7. Tipos de aplicación de inhibidor de incrustaciones en fondo de pozo.**

**2.6.2 Química y diseño de tratamientos de inhibidores de incrustaciones por “squeeze”<sup>9</sup>.** Los tratamientos para el control de incrustaciones inorgánicas son muy complicados, costosos y no ofrecen muy buenos resultados; por dichas razones la mejor forma de combatirlas es previniendo su formación. Existen muchos tratamientos, uno de los mejores es el “squeeze”, el cual debe ser bien diseñado con el objetivo de brindar un buen resultado en la operación de control de incrustaciones inorgánicas.

Es necesario conocer la composición química del inhibidor y sus posibles reacciones con la formación, y su estabilidad a condiciones de yacimiento, ya que

el inhibidor es bombeado a la formación para que sea retenido por la misma; una parte pasará hasta un año en el yacimiento esperando a reaccionar; se deben conocer las condiciones del yacimiento como pH, temperatura y presión. Existen cuatro tipos de inhibidores, los cuales son ampliamente utilizados como (polifosfonatos, fosfonatos, ésteres de fosfatos y poliacrilatos/poliacrilamidas; los más estables son los fosfonatos, seguidos por los poliacrilatos/poliacrilamidas, aunque éstos últimos a bajos pH y presencia de O<sub>2</sub> sufren hidrólisis.

El inhibidor en el “squeeze” puede ser retenido por la formación mediante tres mecanismos: fase atrapante, absorción y precipitación; en esta última generalmente se precipita en forma de sal con ayuda de un aditivo; los fosfonatos y los poliacrilatos/poliacrilamidas son los que mejor precipitan.

Una vez el inhibidor es retenido por la formación mediante alguno de los mecanismos antes mencionados, una parte de éste empieza a ser extraído en el agua de producción, ya sea por disolución o desorción; su cantidad se determina mediante la concentración de inhibidor en el agua producida; en el momento de llevar a cabo estas mediciones se ha encontrado que las técnicas para determinar la concentración de los polímeros en el agua de formación no son muy confiables, disminuyendo su aplicación; se debe seleccionar un inhibidor que se adapte a las necesidades de cada campo de producción de petróleo.

En cuanto al diseño del “squeeze”, éste cuenta con un mecanismo en donde se inyecta el inhibidor, un “postflush”, que es una píldora que ayuda al inhibidor a tener una mejor entrada en la formación y aditivos que se añaden durante la operación; cabe aclarar que se deben conocer muy bien las reacciones de los aditivos con el inhibidor ya que podrían ocasionar problemas mayores. También se debe considerar un periodo de tiempo para que la retención se lleve a cabo; en ese periodo de tiempo el pozo tratado se debe cerrar.

La vida del tratamiento está definida por el tamaño, tipo y concentración de la píldora de inhibidor inyectada; según el monitoreo del inhibidor producido (concentraciones muy bajas de éste en el agua producida) o una caída inesperada en la producción, se definirá la frecuencia de este tratamiento; se recomienda utilizar la misma cantidad de inhibidor que se utilizó en el primer “squeeze” en cada tratamiento de control.

**2.6.3 Modelamiento de tratamientos “squeeze” con inhibidores de incrustaciones en pozos horizontales con alto contraflujo <sup>11</sup>.** Es importante modelar los tratamientos “squeeze” en pozos horizontales puesto que conducen a reducir costos en la producción de petróleo. Con el modelo de simulación tratado en este estudio, se buscó reducir el riesgo de problemas químicos en cabeza de pozo y aumentar la vida útil del tratamiento “squeeze” en fondo de pozo.

Debido al gran número de problemas en pozos horizontales tales como el alto contraflujo se hace necesario aplicar tratamientos encaminados a prevenir la formación de Incrustaciones inorgánicas que puedan manejar de manera adecuada dichos problemas. Los modelos empleados para aplicar estos tratamientos buscan abarcar los complejos rangos de las propiedades que hacen que estos sistemas sean problemáticos.

En el estudio presentado se analizó la tecnología de desviación de gel, la cual busca ubicar con alto grado de exactitud la zona en la que se debe aplicar el inhibidor químico.

Se analiza el caso en particular de un campo petrolero en el Mar del Norte donde el desviador de gel fue empleado para ubicar la zona donde se debe aplicar el inhibidor. El estudio muestra los tipos de cálculos que se deben realizar y la información que puede ser útil para diseñar el tratamiento “squeeze” más adecuado para inhibir la formación de Incrustaciones inorgánicas.

La depositación mineral en el fondo del pozo se presenta cuando se empieza a aumentar el corte de agua. El tratamiento busca que el inhibidor sea absorbido por la formación en la etapa “post-squeeze”, y una vez se retorna a la producción se presenta una desorción del inhibidor, el cual sale con los fluidos producidos. El tratamiento también permite obtener la concentración mínima de inhibidor (MIC) consiguiendo de esta manera minimizar los costos.

En pozos horizontales, por su alto costo, no es rentable que se generen problemas de depositación, por lo cual se hace necesario la ejecución de un tratamiento adecuado.

Los modelos se realizaron teniendo en cuenta la etapa inicial del campo, por lo tanto reciben el nombre de modelos de campo lleno; con éstos se han obtenido resultados con buenas aproximaciones. Con unas pocas modificaciones, estos modelos se pueden emplear para predecir la formación de incrustaciones inorgánicas, el corte de agua de inyección, calcular el inhibidor óptimo a ser inyectado y de esta manera aumentar la vida útil del “squeeze”.

Estos modelos de campo lleno son usados donde ocurren efectos de contraflujo muy fuertes. Los pozos con contraflujo son difíciles de modelar y por ende complicados de tratar.

En la tecnología de desviación con gel, los geles polímeros se utilizan para tratamientos de cierre de agua. Los polímeros gelatinizan el agua impidiendo su flujo y de esta manera previniendo la formación de Incrustaciones inorgánicas. Ésta es una tecnología preventiva. Las elevadas temperaturas en el fondo de pozo y la disminución en la rata de producción hacen que la viscosidad del gel

disminuya considerablemente y ésto lleva a que se produzca con los otros fluidos del pozo.

El caso particular del mar del Norte, donde la incompatibilidad del agua de formación con el agua de inyección forma incrustaciones de  $\text{BaSO}_4$ , fue controlada con inhibidor PMPA (poliamida-fosfonometilada). Debido a lo inconsolidado del pozo se completa con grava preempaquetada.

## **2.7 TRABAJO EXPERIMENTAL Y DE CAMPO CON INHIBIDORES <sup>4</sup>**

La inhibición de incrustaciones es un arte y es acertada solamente en casos específicos de formación de depósitos; no se tiene información si la inhibición de las incrustaciones es efectiva cuando la temperatura se encuentra por encima de 350 °F o especificaciones de cuándo una gran cantidad de incrustaciones es formada por barril de agua producida.

La aplicación de los inhibidores puede también causar problemas en campo. Algunos inhibidores pueden causar más problemas que los que éstos logran resolver; por ejemplo, la inyección de inhibidor de incrustaciones bajo ciertas condiciones puede conllevar a problemas de formación de pseudodepósitos y emulsiones fuertes.

Dentro de los campos petroleros en operación existen pocos pozos que no sufren restricciones de flujo por depósitos de carbonato de calcio en el radio de drene, dentro de la formación, dentro de la cara del pozo o en los equipos de superficie; el problema de la formación de incrustaciones en los campos petroleros está en constante aumento debido a que las reservas en los yacimientos de petróleo están disminuyendo continuamente a consecuencia de su producción normal y, con ésto, la producción de agua de formación aumenta cada vez más, induciendo a condiciones de producción favorables para la formación de incrustaciones. Ésto significa que la disminución en las ganancias resultado del taponamiento por incrustaciones puede consumir los dividendos obtenidos de la operación a medida que se depleta el yacimiento.

**2.7.1 Lucha contra las incrustaciones en campo.** La inhibición de incrustaciones está más cerca de ser un arte que de ser una ciencia; varios investigadores han desarrollado y diseñado maquinas de prueba y simulación de las condiciones de la depositación de incrustaciones en el campo. El grado de formación de incrustaciones que se presentan en estos dispositivos de prueba es usado para efectuar experimentos químicos con el fin de establecer la mejor opción de inhibición.

Para la puesta en operación de un esquema de inhibición de incrustaciones es necesario establecer un esquema de pruebas y simulación representativa de la

formación de incrustaciones en los pozos, evaluando las condiciones a las cuales estuvo en el pasado, las condiciones actuales y las condiciones futuras.

Si la información obtenida sobre la formación de incrustaciones representa un problema real en el campo, el ingeniero a cargo de las operaciones se ve enfrentado con tres distintos problemas en diferentes áreas, como son:

**1. Predicción:** Se debe determinar el grado de daño que realmente ha ocurrido; ésto incluye un análisis de todas las condiciones del sistema en el presente, pasado y futuro que pueden promover la formación y depositación de incrustaciones.

**2. Remoción:** La implementación de un esquema de remoción de incrustaciones permitirá la restauración de las condiciones iniciales y la mitigación del daño causado, con el objetivo de mantener el índice de productividad original.

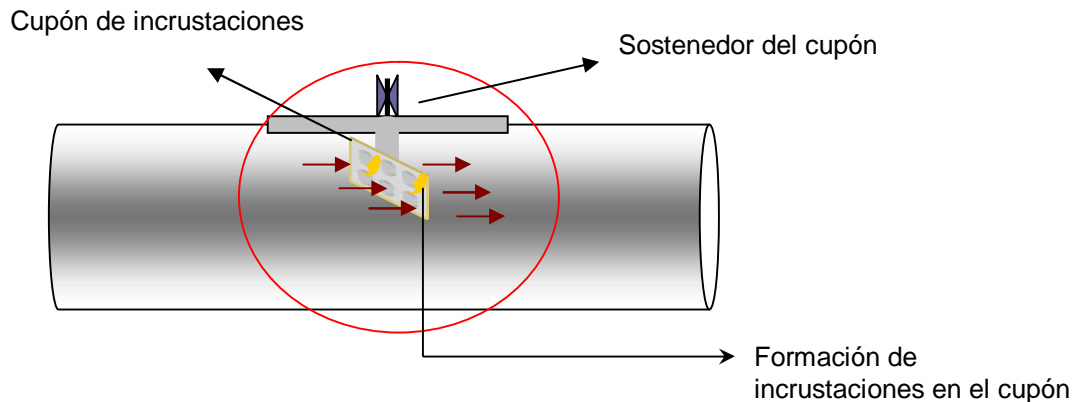
**3. Inhibición:** Se debe establecer un procedimiento para definir correctamente los métodos de prevención o inhibición a utilizar bajo las características especiales de cada campo. Éste es el frente de lucha contra las incrustaciones que presenta más dificultad.

El problema de formación y depositación de incrustaciones puede ser tratado satisfactoriamente sólo si todos los tres frentes son considerados a fondo. Infortunadamente las condiciones en los sistemas de formación de incrustaciones en los campos petroleros varían de un campo a otro; por esta razón, cada vez que se presentan problemas de formación de incrustaciones en cualquier campo de petróleo se deben establecer las condiciones específicas del sistema con el fin de identificar el procedimiento a seguir en el tratamiento. Por ésto, una solución patentada para cualquier problema de incrustaciones en un campo dado no puede ser aplicada, pero para cada caso en particular se pueden establecer unos esquemas y guías en cada uno de los frentes (predicción, remoción, inhibición), para determinar cuál sería el procedimiento a seguir con el fin de establecer la mejor solución al problema.

## **2.7.2 Métodos de prueba de formación de incrustaciones en campo**

**2.7.2.1 Cupones de incrustaciones.** El uso de cupones de incrustaciones en el campo es una prueba que se efectúa con el fin de obtener la tendencia a la formación de depósitos en las líneas de recolección de petróleo; está directamente relacionada con los análisis en laboratorio. Los cupones de acero son introducidos en las líneas de flujo y la cantidad de incrustaciones que éstos acumulan es usada para evaluar las características de inhibición de diferentes químicos, bajo una variedad de condiciones operativas con el fin de encontrar el inhibidor adecuado y una óptima dosificación aguas arriba del cupón.

Los cupones son muestras del mismo material del que están construidas las líneas de producción; se colocan dentro del sistema para ser sometidos a las mismas condiciones operacionales de la tubería y poder determinar el grado de formación de incrustaciones que se desarrolla.



**Figura 6. Cupones de incrustaciones**

**2.7.2.2 Resultados de los cupones de incrustaciones.** Una particular localización en el campo en donde se introduce un cupón puede no presentar formación de incrustaciones en éste. El hecho de que no se encuentre formación de incrustaciones en esta localización, no necesariamente significa que el inhibidor efectivamente previene la formación de las incrustaciones.

Por ejemplo, se puede encontrar formación de incrustaciones en un cupón, antes de ser inyectado el inhibidor, y sin ninguna formación de incrustaciones después de haberlo inyectado. Sin embargo, incrustaciones más pesadas y duras pueden presentarse en el fondo en otras localizaciones de las tuberías, o en cualquier otro punto lejos del cupón. En aquellos casos el inhibidor no puede resolver el problema, pero sin embargo la prueba del cupón lo califica como excelente. Por ésto se debe definir toda la trayectoria del agua de formación y los cambios de sus propiedades termodinámicas a lo largo de ésta, con el fin de evaluarla en el laboratorio y poder predecir los puntos críticos en donde se presentan tendencias más elevadas a la formación de incrustaciones.

**2.7.3 Métodos de prueba de formación de incrustaciones en laboratorio.** Los objetivos de los análisis de las pruebas en el laboratorio y las herramientas para determinar la tendencia a la formación de incrustaciones, son:

1. Mejorar las pruebas de precipitación y registrar los efectos de la temperatura, sobresaturación y composición química.
2. Determinar la compatibilidad de los inhibidores con los fluidos de producción.
3. Clasificar los inhibidores para aplicaciones específicas.

**2.7.3.1 Prueba de precipitación.** En una prueba de precipitación, dos soluciones químicas incompatibles son combinadas; la precipitación de incrustaciones formando sólidos de carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), es medida en presencia de un inhibidor a varias concentraciones por medio de análisis químicos.

La cantidad de precipitado obtenida es comparada con la cantidad de precipitado formado por una mezcla de soluciones, las cuales no contienen inhibidor de incrustaciones. Una mayor cantidad de sólidos en suspensión para una cantidad de inhibidor dado, o menos cantidad de inhibidor necesaria para mantener una cantidad dada de sólidos en solución, son los requisitos que deben tener los componentes químicos probados para que actúen como inhibidores efectivos.

Esta prueba es extensamente usada para la evaluación en el laboratorio de los inhibidores de incrustaciones; este tipo de pruebas es conveniente dado que se obtienen resultados rápidos, no requiere equipos costosos y puede ser efectuado por personal sin mucha experiencia; infortunadamente la reproducibilidad de los resultados no es muy buena y los datos reportados por diferentes probadores son a menudo contradictorios.

**2.7.3.2 Precipitación y adherencia de los cristales como factores principales de la formación de incrustaciones.** *Si un inhibidor previene la cristalización de los compuestos que forman las incrustaciones de  $\text{CaCO}_3$ , se puede pasar por alto la necesidad de otro inhibidor para prevenir la adherencia de los cristales con otros cristales, o con la superficie de los equipos y los montajes en el campo. El conocimiento de los efectos de la adherencia puede ser bastante útil, por lo tanto para establecer un análisis detallado de la capacidad de un inhibidor para intervenir en los efectos de de cristalización y adherencia, se debe efectuar mediciones de los efectos producidos sobre la cristalización y adherencia en conjunto y por separado para cada efecto y cada inhibidor.*

Un inhibidor que previene la adherencia de las incrustaciones pero no su formación puede que no tenga la capacidad de inhibición que se requiere para ser usado en los campos petroleros; otros inhibidores pueden ser efectivos para prevenir la formación de incrustaciones en las líneas de producción pero para las incrustaciones formadas dentro del medio poroso; la carencia de adherencia de éstas no previene el daño causado a la formación en el pozo, debido a que la no adherencia de los cristales provoca que los cristales sean filtrados y con ésto los

cristales más grandes quedan atrapados en la formación, permitiendo que solo los más pequeños logran salir hacia el pozo; este efecto provoca una reducción en la permeabilidad de la formación cerca de la cara del pozo, por esta razón se debe tener en cuenta a la hora de efectuar los análisis a los inhibidores, los puntos de inyección, las partes dónde éste hace efecto, y su potencial de prevención para la precipitación y adherencia de cristales.

**2.7.3.3 Pruebas de formación de incrustaciones ignorando condiciones de pozo.** *Dos argumentos principales son generalmente usados a la hora de utilizar las herramientas para hacer pruebas sobre la tendencia a producir incrustaciones.*

1. Las mediciones simultáneas de los efectos del inhibidor sobre la precipitación y adherencia de los cristales.

2. Simular las condiciones reales del pozo.

El primer argumento es válido, sin embargo todavía no hay forma de establecer cuánto es la cantidad de depósitos de incrustaciones que puede ser atribuida a los efectos de precipitación y cuánto a la adherencia. Ésto significa que las herramientas de prueba disponibles solo pueden efectuar la medición del efecto de precipitación o de la adherencia por separado. Basado en ésto se crea la necesidad de una prueba adicional que permita de alguna manera dimensionar los efectos combinados de la precipitación y la adherencia.

La adherencia de los cristales individuales al metal de la superficie de las tuberías o a otros cristales depende en gran medida del flujo y las condiciones de la formación de incrustaciones. Es absolutamente probable que las condiciones de la prueba sean totalmente diferentes a las condiciones reales del campo; por lo tanto, un inhibidor que es clasificado como efectivo y excelente después de la evaluación y de los análisis de laboratorios, pueden ser inefectivo bajo las condiciones encontradas en los pozos.

Ésta es una de las principales razones por las cuales no se recomienda la evaluación de los inhibidores en las herramientas de prueba ignorando la condiciones reales del pozo; para esto se debe tener presente los efectos que dichas condiciones pueden producir en la inhibición.

**2.7.3.4 Las pruebas de precipitación como una medida de la eficiencia de los inhibidores en la cristalización.** Una gran cantidad de inhibidores son evaluados con esta prueba; todos estos inhibidores pertenecen a una de las siguientes familias químicas.

1. Polímeros
2. Ésteres de ácido fosfórico



### 3. Fosfatos

Los inhibidores pertenecientes a todas estas tres clases de familias están comercialmente disponibles.

Éstas pruebas no se efectúan para fosfatos inorgánicos porque no se conocen bien las desventajas de éstos, se conoce que pueden encontrarse limitaciones en su aplicación bajo condiciones de baja temperatura y alto pH.

Para efectos prácticos de análisis, las pruebas de precipitación se hacen para las tres incrustaciones de mayor presencia en los campos petroleros, estas son  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{CaSO}_4$ , y  $\text{BaSO}_4$ .

Mezclas de incrustaciones, particularmente la combinación  $\text{CaCO}_3$ - $\text{CaSO}_4$  son frecuentemente encontradas en los campos petroleros, estas mezclas contienen cristales individuales de cada especie; por lo tanto los datos obtenidos de las pruebas de precipitación puede también ser aplicadas si estas mezclas de los componentes son encontradas o si se trata las especies de la mezcla separadamente.

El cloruro de sodio es la única impureza presente durante las pruebas; otras impurezas son frecuentemente encontradas en las salmueras de los campos petroleros y llegan a tener efectos en los resultados obtenidos.

**2.7.4 La importancia de procedimientos de laboratorio apropiados para la determinación del comportamiento de inhibidores de incrustaciones** <sup>5</sup>. La eficiencia de los inhibidores de incrustaciones es afectada por diversos factores, incluyendo la forma y técnicas empleadas en las pruebas estáticas o dinámicas para determinar la concentración mínima del inhibidor (MIC) requerida para un pozo en especial.

Aunque la mayoría de los laboratorios de la industria utilizan técnicas similares, existen pequeñas diferencias, y los resultados obtenidos en las pruebas estáticas y dinámicas, comparados con los datos obtenidos en campo, son considerablemente diferentes lo cual conlleva a realizar un reajuste en el sistema de inhibición que implica mayores costos.

Entre los factores involucrados para que existan estas diferencias en el MIC se encuentra el control de pH en el pozo, debido a que tiende a variar fácilmente por diferentes causas, ya sea por la composición de la salmuera, la presencia de bicarbonato el cual produce  $\text{CO}_2$ , lo que afecta el sistema en general; otro factor es la existencia de pre-incrustaciones, que determina el tipo de inhibidor que se debe utilizar ya sea deteniendo la nucleación o bloqueando el crecimiento de partículas existentes; la rata de flujo, aunque un poco menos responsable pero no sin importancia, determina el tiempo de formación de pre-depositación o

depositación; tiempo de residencia (tiempo en que se deja actuar el inhibidor), ya que en laboratorio este tiempo es muy reducido comparado con el aplicado en campo, puesto que es determinante en el funcionamiento del inhibidor.

Teniendo en cuenta estos factores junto a los ya establecidos en las pruebas estáticas y dinámicas, y combinándolos con las condiciones en campo, se logra obtener mejores resultados en la elección precisa del inhibidor más eficiente para las condiciones del pozo.

### 3. MODELAMIENTO DE LA PREDICCIÓN Y TRATAMIENTO DE LAS INCRUSTACIONES DE CARBONATO DE CALCIO <sup>13, 17</sup>

#### 3.1 PREDICCIÓN DE LA TENDENCIA A FORMAR INCRUSTACIONES DE CARBONATO DE CALCIO <sup>15</sup>

Los valores del índice de saturación, SI, se calcularon sobre la base del algoritmo de Langelier LSI.

El índice de Langelier (ó índice de saturación de carbonato de calcio), es importante para predecir las tendencias a la incrustación de carbonato de calcio del agua asociada al petróleo. Para calcular el índice de saturación de Langelier es necesario conocer los siguientes datos del agua de producción:

- Alcalinidad al metil-naranja
- Dureza cálcica
- Sólidos disueltos totales (TDS).
- pH
- Temperatura del agua.

El índice de Langelier proporciona un valor cualitativo sobre la estabilidad del agua, aplicando la diferencia entre el pH medido del agua y el pH de equilibrio o de saturación:

$$LSI = pH - pHs \quad (4)$$

EL valor de  $pHs$  se puede obtener de la siguiente ecuación:

$$pHs = (9.3 + A + B) - (C + D) \quad (5)$$

Donde:

$$A = (\log(TDS) - 1)/10 \quad (6)$$

$$B = \left(-13.12 \log \left[ \frac{^{\circ}F - 32}{1.8} + 273.15 \right]\right) + 34.55 \quad (7)$$

$$C = \log(Dureza\ de\ Ca^{++}) - 0.4 \quad (8)$$

$$D = \log(Alcalinidad\ M) \quad (9)$$

Donde:

TDS (ppm)

Temperatura (°F)

Dureza de  $\text{Ca}^{+2}$  (ppm  $\text{CaCO}_3$ )

Alcalinidad M (ppm  $\text{CaCO}_3$ )

Si el índice de saturación de Langelier es igual a cero, el agua está en equilibrio químico, si es positivo es incrustante, y si es negativo es corrosiva (**ver tabla 1.**). El índice de Langelier no proporciona una estimación del grado de corrosión o incrustación del agua en estudio (Allende, 1976).

**Tabla 1. Características del agua de formación frente a los valores de LSI.**

LSI	CARACTERÍSTICAS	
LSI > 0	Agua sobresaturada incrustante, tiende a precipitar el $\text{CaCO}_3$	LSI > 0 No agresiva
LSI = 0	Agua saturada en equilibrio ni disuelve, ni precipita $\text{CaCO}_3$	-2 < LSI < 0 Moderadamente agresiva
LSI < 0	Agua subsaturada corrosiva, tiende a disolver el $\text{CaCO}_3$	LSI < -2 Muy agresiva

### 3.2 SELECCIÓN Y REQUERIMIENTOS DEL INHIBIDOR <sup>13</sup>

La selección del inhibidor entre muchas opciones comerciales y el cálculo de su mínima concentración efectiva necesaria son a menudo parámetros críticos en el tratamiento de incrustaciones. Los tipos de inhibidores comunes incluyen diversos aminopolifosfonatos, poliacrilatos, polisulfonatos, sus derivados y mezclas. El cálculo de la inhibición en este programa se basa en un modelo semiempírico de inhibición de la nucleación<sup>16, 17</sup>. Los inhibidores disponibles en este programa son: NTMP [ácido nitrilotri (metileno fosfónico)], HDTMP [ácido hexametildiamino tetra (metileno fosfónico)], DTPMP [ácido dietilentriamina penta (metileno fosfónico)], BHPMP [ácido bis-hexametilentriamina penta (metileno fosfónico)], PAA (ácido poliacrílico), PPCA (ácido fosfinopolicarboxílico) y SPA (ácido poliacrílico sulfonatado).

El conjunto de parámetros del modelo se limita a la calcita, la incrustación de yacimientos petrolíferos más común.

La eficiencia de los inhibidores se ha modelado en función de las condiciones de campo, como el índice de saturación (LSI), temperatura (T), pH, la relación de los iones R,  $[Ca^{2+}] / [HCO_3^-]$ .

$$C_{inh}(mg/L) = \frac{1}{b_{inh}(l/mg)} \log \left\{ f_{safety} \frac{t_{inh}(sec)}{t_0(sec)} \right\} \quad (10)$$

$$\log[b_{inh}(L/mg)] = \beta_0 + \beta_1 \cdot LSI + \frac{\beta_2}{T(K)} + \beta_3 \cdot pH + \beta_4 \cdot \log \quad (11)$$

$$\log t_0[CaCO_3, sec] = 4.22 - \frac{13.8}{LSI} - \frac{1876.4}{T(K)} - \frac{6259.6}{LSI \cdot T(K)} \quad (12)$$

Donde:

$C_{inh}$  Concentración mínima efectiva necesaria del inhibidor.

$f_{safety}$  Factor de seguridad, generalmente se ajusta entre dos y tres.

$b_{inh}$  Eficiencia de inhibición.

$t_{inh}$  Periodo de tiempo para que el sistema sea protegido de la formación de incrustaciones.

$t_0$  Tiempo de inducción para que la solución sobresaturada pueda nuclear sin inhibidores.

$\beta_0$  a  $\beta_4$  Constantes enumeradas en la **tabla 2** para la calcita.

**Tabla 2. Coeficientes empíricos usados en el modelo de inhibición de la nucleación.**

INHIBIDOR	$\beta_0$	$\beta_1$	$\beta_2$	$\beta_3$	$\beta_4$
BHPMP	-3.21	-1.45	1918.7	0	0.27
NTMP	-0.53	-1.61	1226.0	0	0.13
HEDP	0.23	-1.69	1082.0	0	0.14
HDTMP	-3.15	-1.22	1813.1	0	0.27
DTPMP	-1.53	-1.63	1396.4	0	0.29
PAA	-2.54	-1.55	1734.6	0	0.27
SPA	-2.96	-1.59	1768.8	0	0.20
PPCA	-3.04	-1.41	1745.3	0	0.33

En general, la eficiencia del inhibidor se expresa en términos de sus valores de  $b_{inh}$  a una condición dada, como una función de las variables de campo tales como el pH, T, LSI, y R en la ecuación (11). La selección de los inhibidores se basa en los valores calculados de  $b_{inh}$  para la incrustación de calcita a una condición dada. En general, cuanto mayor sea el valor de  $b_{inh}$ , más eficiente es el

inhibidor. Por lo tanto, el inhibidor que exhiba el máximo  $b_{inh}$  será elegido. Además, el inhibidor puede ser seleccionado manualmente.

### 3.3 DESPLAZAMIENTO, DISTRIBUCIÓN Y COLOCACIÓN DEL INHIBIDOR <sup>18</sup>

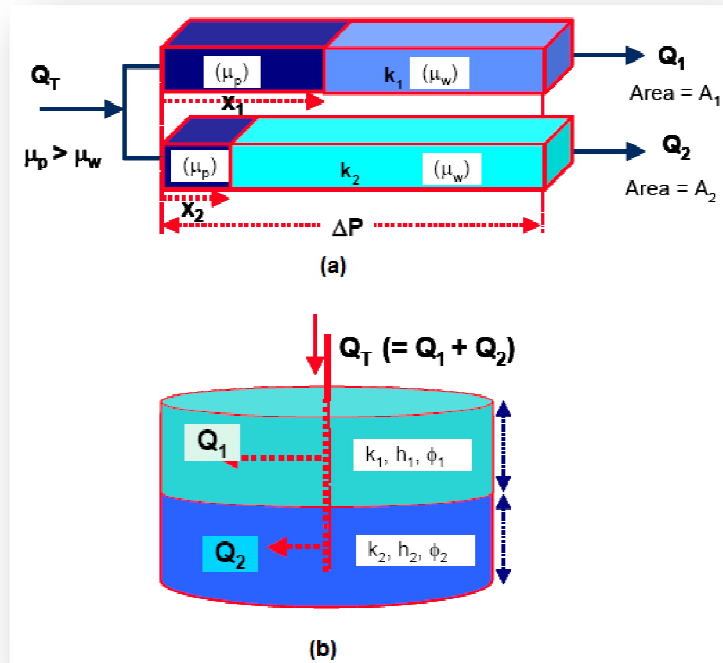
Los tratamientos “squeeze” con inhibidores de incrustaciones en fondo del pozo son comunes en el planeamiento y control en muchas operadoras de campos petroleros. Sin embargo, las formaciones del yacimiento son largos cuerpos de rocas heterogéneas y el flujo de fluidos es fuertemente determinado por la permeabilidad de estas estructuras. Así, cuando se inyecta lentamente el inhibidor de incrustaciones en la formación, la colocación del fluido es un reto importante. Para diseñar exitosamente un tratamiento “squeeze”, es necesario saber a dónde va a ir el fluido inyectado o, aun más, poder controlar la ubicación del fluido en la formación del yacimiento y en la cara del pozo.

Mediante este modelo se deriva la expresión analítica que describe la colocación en los sistemas de capas lineales y radiales para unidades de movilidad y fluidos viscosos. Se muestran cálculos sobre la colocación del inhibidor cerca al “wellbore” en sistemas radiales y lineales, mostrando cómo la teoría se acerca a un verdadero campo petrolero de sistemas heterogéneos.

**3.3.1 Justificación del modelo.** Los inhibidores químicos de incrustaciones se han aplicado durante muchos años en el fondo del pozo con tratamientos “squeeze”. El objetivo es contar con una concentración de retorno del inhibidor de incrustación en fase acuosa por encima de alguna concentración mínima de inhibidor (MIC), durante el mayor tiempo posible. El tiempo de vida del “squeeze” es función de la relación entre el inhibidor de incrustaciones y la roca, por ejemplo, la interacción por adsorción. En un depósito de capa homogénea, la adsorción puede ser el único mecanismo de retención que rige la devolución del inhibidor de incrustaciones desde el pozo. Sin embargo, rara vez las formaciones del yacimiento son homogéneas, están compuestas de rocas muy heterogéneas que pueden tener una o más capas de estructura compleja, determinada por diversas sedimentologías, factores estructurales y diagenéticos. Para efectos de este modelamiento se consideran únicamente los sistemas en los cuales las diversas capas tienen diferentes permeabilidades ( $k$ ) y porosidades ( $\emptyset$ ) en la formación cercana al pozo. En tales sistemas, la colocación del inhibidor de incrustaciones dentro de la formación es un aspecto adicional del tratamiento “squeeze” que debe ser considerado, ya que éste puede afectar los retornos del inhibidor. En la mayoría de los casos, los inhibidores de incrustaciones se aplican como soluciones acuosas a una concentración, por lo general en un rango de 10000 a 150000 ppm. Éstas soluciones suelen tener una viscosidad ( $\mu$ ) próxima a la de una salmuera normal de inyección, es decir,  $\approx 1$  cP a 20 °C (68°F) y 0,3 cP a 100 °C (212°F). Por lo tanto, además de un ligero efecto de la temperatura, la salmuera inyectada desplaza agua de formación en unidades de movilidad.

También, para aceites ligeros, una unidad de movilidad es a menudo desplazada, aunque los efectos de viscosidad y permeabilidad pueden ser más importantes en los aceites más pesados.

En la inyección, la unidad de movilidad en una capa heterogénea para sistema lineal o radial se muestra esquemáticamente en la **figura 8**.



**Figura 8. (a) Sistema de capas lineales heterogéneo  
(b) Sistema de capas radiales heterogéneo**

**3.3.2 Sistemas lineales heterogéneos – sin flujo cruzado entre capas.** El flujo de una unidad de movilidad de líquido es regido por la capa  $(kA)_i$ . Para la colocación de líquidos viscosos, se usa la notación en la **figura 8**, en donde 1 y 2 son las capas de alta y baja permeabilidad respectivamente. Para una tasa de inyección volumétrica constante de fluido,  $Q_T$  ( $Q_T = Q_1 + Q_2$ ), para un fluido viscoso de viscosidad,  $\mu_p$  ( $\mu_p > \mu_w$ ), el volumen acumulado se inyecta en el tiempo  $t$  y viene dado por:

$$q_{inj}(t) = Q_T \cdot t \quad (13)$$

La relación de flujo de la capa,  $(Q_1/Q_2)$ , puede ser demostrada y está dada por:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left[ \frac{k_1 \cdot A_1}{k_2 \cdot A_2} \right] \left[ \frac{\mu_w \cdot L + \left( \frac{\mu_p - \mu_w}{A_2 \phi_2} \right) (q_{inj}(t) - x_1 A_1 \phi_1)}{\mu_w \cdot L + (\mu_p - \mu_w) x_2} \right] \quad (14)$$

Puesto que,  $Q_T = Q_1 + Q_2$ , la tasa de avance en la capa 1 de alta permeabilidad está dada por:

$$\frac{dx_1}{dt} = \frac{Q_T \cdot f_1(x_1; t)}{A_1 \phi_1 \left( \frac{k_2 \cdot A_2}{k_1 \cdot A_1} + f_1(x_1; t) \right)} \quad (15)$$

Donde:

$$f_1(x_1; t) = \frac{\mu_w \cdot L + \left( \frac{\mu_p - \mu_w}{A_2 \phi_2} \right) (q_{inj}(t) - x_1 A_1 \phi_1)}{\mu_w \cdot L + (\mu_p - \mu_w) x_1} \quad (15.1)$$

L: Longitud máxima de penetración.

X<sub>1</sub>: Distancia de avance en la capa 1.

A<sub>1</sub>: Área transversal de flujo a los perforados en la capa 1.

A<sub>2</sub>: Área transversal de flujo a los perforados en la capa 2.

El caudal o rata de flujo en cada una de las capas esta dado por las ecuaciones 16 y 17.

$$Q_1 = \frac{\xi Q_T}{(1 + \xi)} \quad (16)$$

Donde:

$$\xi = (Q_1/Q_2) \quad (16.1)$$

$$Q_2 = Q_T - Q_1 \quad (17)$$

La tasa de avance en la capa de baja permeabilidad puede ser fácilmente encontrada por balance de materia. El siguiente algoritmo se sigue para resolver la colocación del inhibidor de las ecuaciones anteriores:

1. Hacer que  $(x_1)_{viejo}$  sea igual a cero.
2. Para  $t = 0$ ,  $f_1 = 1$ ; calcular  $(dx_1/dt)$  de ecuación 15.
3. Actualizar  $\rightarrow (x_1)_{nuevo} = (x_1)_{viejo} + \Delta t^*(dx_1/dt)$
4. Calcular  $(Q_1/Q_2)$  de ecuación 14.
5. Calcular  $(Q_1)$  de ecuación 16.
6. Calcular  $(Q_2)$  de ecuación 17
7. Actualizar tiempo para  $t = t + \Delta t$
8. Hacer que  $(x_1)_{viejo}$  sea igual a  $(x_1)_{nuevo}$
9. Ir al paso 2.

La iteración termina cuando  $(x_1)_{nuevo}$  sea igual a la longitud máxima de penetración L.



**3.3.3 Sistemas radiales heterogéneos – sin flujo cruzado entre capas.** Para la colocación de una unidad de movilidad ( $\mu_p = \mu_w$ ) en un sistema radial, la relación de caudal está dado por la siguiente ecuación:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left[ \frac{k_1 \cdot h_1}{k_2 \cdot h_2} \right] \quad (18)$$

La relación de avance radial, ( $r_1/r_2$ ), viene dado por la siguiente ecuación:

$$\frac{r_1}{r_2} = \sqrt{\frac{k_1}{k_2}} \quad (19)$$

La relación de caudal durante la colocación de flujo viscoso en un sistema radial sin flujo cruzado entre capas está dada por:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{k_1 \cdot h_1}{k_2 \cdot h_2} \cdot \frac{\ln\left(\frac{R_{max} \cdot r_1^{(\beta-1)}}{r_w^\beta}\right)}{\ln\left(\frac{R_{max} \cdot r_2^{(\beta-1)}}{r_w^\beta}\right)} \quad (20)$$

Donde:

$$\beta = \frac{\mu_p}{\mu_w} \quad (20.1)$$

$R_{max}$ : Radio máximo de penetración.

$r_1$ : Radio de avance en la capa 1.

$r_2$ : Radio de avance en la capa 2.

$r_w$ : Radio del pozo.

$K_1$ : Permeabilidad de la capa 1.

$K_2$ : Permeabilidad de la capa 2.

$h_1$ : Espesor de los perforados en la capa 1.

$h_2$ : Espesor de los perforados en la capa 2.

De igual manera que en sistemas lineales heterogéneos, el caudal o rata de flujo del inhibidor puede ser evaluado con las siguientes ecuaciones:

$$Q_1 = \frac{\xi Q_T}{(1+\xi)} \quad (21)$$

Donde:

$$\xi = (Q_1/Q_2) \quad (21.1)$$

$$Q_2 = Q_T - Q_1 \quad (22)$$

El radio de avance frontal puede ser calculado en función del tiempo por medio de las siguientes ecuaciones:

$$(r_1)_{nuevo} = \left( \frac{Q_1 \Delta t}{\pi h_1 \phi_1} + (r_1)_{viejo}^2 \right)^{1/2} \quad (23)$$

$$(r_2)_{nuevo} = \left( \frac{Q_2 \Delta t}{\pi h_2 \phi_2} + (r_2)_{viejo}^2 \right)^{1/2} \quad (24)$$

Donde:

$\Delta t$  = Intervalo de tiempo

$\phi_1$  = Porosidad de la capa 1

$\phi_2$  = Porosidad de la capa 2

El algoritmo para resolver el avance frontal en cada capa, se expone a continuación:

1. Hacer que  $(r_1)_{viejo}$  y  $(r_2)_{viejo}$  sean iguales al radio del pozo  $r_w$ .
2. Calcular  $(Q_1/Q_2)$ ; para el tiempo inicial ( $t = 0$ ) se calcula con la ecuación 18 y para  $t > 0$  con la ecuación 20.
3. Calcular  $Q_1$  con la ecuación 21.
4. Calcular  $Q_2$  con la ecuación 22.
5. Calcular  $(r_1)_{nuevo}$  y  $(r_2)_{nuevo}$  con las ecuaciones 23 y 24 respectivamente.
6. Hacer que  $(r_1)_{viejo} = (r_1)_{nuevo}$  y  $(r_2)_{viejo} = (r_2)_{nuevo}$
7. Actualizar tiempo para  $t = t + \Delta t$
8. Ir al paso 2.

La iteración termina cuando  $(r_1)_{nuevo}$  sea igual a radio máximo de penetración  $R_{max}$ .

## 4. ESTRUCTURA Y MANUAL DEL PROGRAMA

### 4.1 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE

El software “Scale Inhibition CaCO<sub>3</sub>” está escrito en Microsoft Excel para facilitar su uso, la interacción del usuario, y actualización. La interfaz “datos de entrada” se ha diseñado lo más simple posible, utilizando los parámetros que son absolutamente necesarios y normalmente disponibles para pozos de petróleo y gas. Para mayor comodidad se utilizan exclusivamente unidades de campo. Este programa contiene dos módulos de cómputo:

1. Predicción de la tendencia a formar incrustaciones, diseño, selección y MIC de los inhibidores.
2. Fijación, volumen y penetración de la píldora de inhibición.

### 4.2 MANUAL DEL USUARIO

Al abrir el programa “**Scale Inhibition CaCO<sub>3</sub>**” se despliega la pantalla de presentación (*Ver figura 9*), donde el usuario puede conocer la aplicación del programa.

En la parte superior de esta hoja aparece un botón llamado **Opciones** el cual se debe oprimir; allí aparecerá un recuadro con la opción **habilitar este contenido** la cual debe ser señalada por el usuario y seguidamente aceptada, como se muestra en la *figura 10*. De esta manera todas las macros quedaran habilitadas para que se pueda ejecutar el programa sin ningún inconveniente.

Luego de la presentación del programa aparece en la siguiente hoja el “**FORMULARIO 1**”, en el cual se deben llenar todas las casillas allí presentes; estos datos de entrada son necesarios para hacer el cálculo respectivo del índice de saturación, la concentración mínima y la eficiencia del inhibidor para diferentes temperaturas de yacimiento; además se hace necesario introducir datos informativos tales como el nombre de la persona que va a ejecutar el programa, nombre del campo de producción de petróleo que se va a evaluar y la locación específica donde se va a trabajar, con el objetivo de mostrar dicha información en futuros reportes. Si alguno de estos datos no se adiciona al formulario, el programa no podrá ejecutarse. (*Figura 11*).

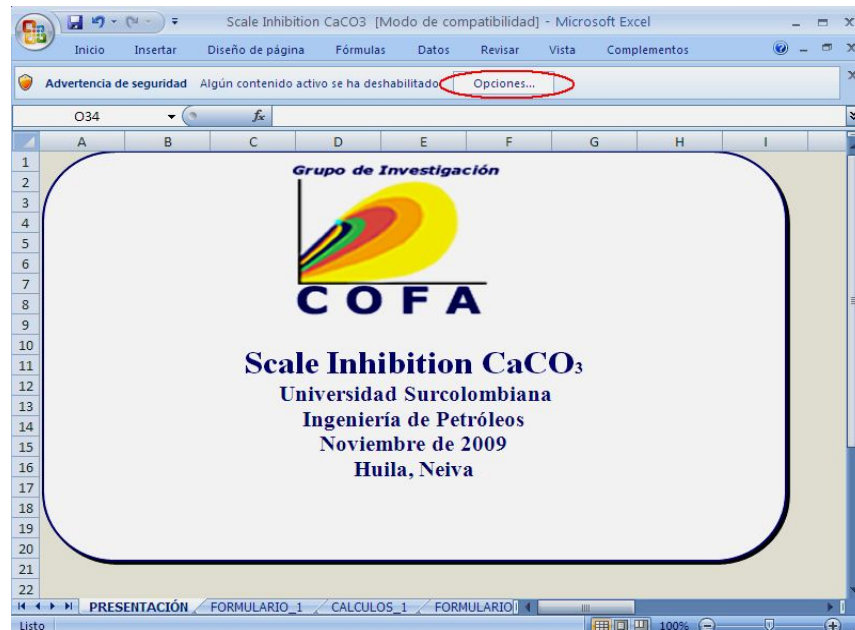


Figura 9. Presentación del programa “scale inhibition CaCO<sub>3</sub>”.

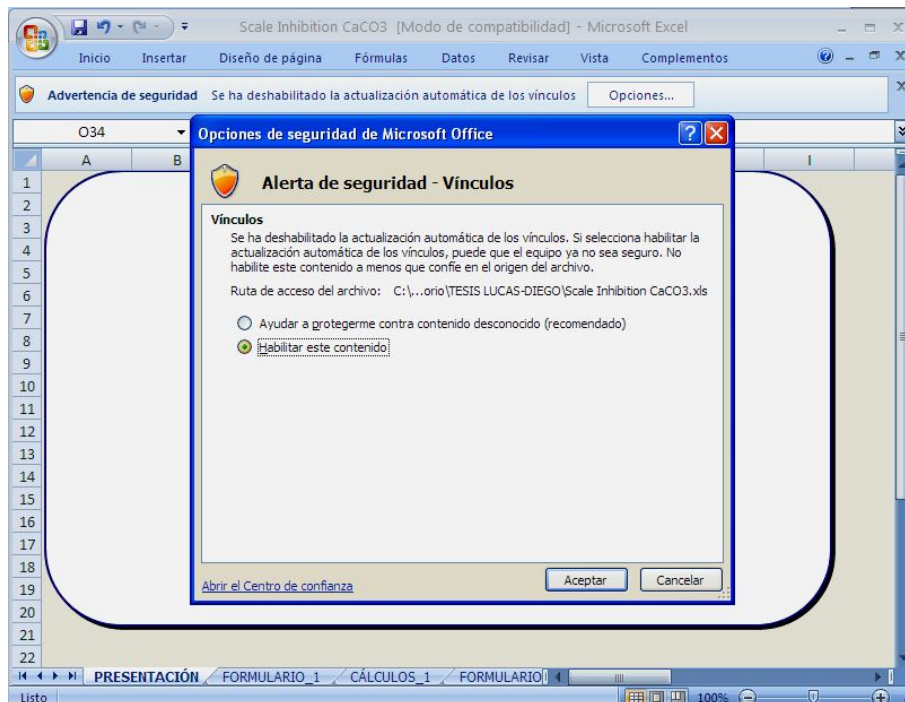


Figura 10. Opciones de seguridad.

En este formulario se deben ingresar datos fisicoquímicos del agua de formación tales como el pH, la dureza del agua o contenido de calcio, alcalinidad o

contenido de carbonatos e hidróxidos y el total de sólidos disueltos. De igual manera se deben incluir datos específicos para calcular la concentración mínima del inhibidor como el tipo de inhibidor que se quiere evaluar, un factor de seguridad que debe estar entre dos y tres, el tiempo de inhibición y un rango de temperaturas estimado para poder evaluar el comportamiento de los inhibidores con la temperatura; si se quiere calcular el índice de saturación y la concentración mínima del inhibidor para una sola temperatura se llenan ambos espacios con el mismo dato.

The screenshot shows an Excel spreadsheet titled 'Scale Inhibition CaCO3 [Modo de compatibilidad] - Microsoft Excel'. The spreadsheet is divided into several sections:

- Header Section (Rows 1-7):**
  - Row 1: Logo of 'Grupo de Investigación COFA'.
  - Row 2: 'EVALUADOR' field with value 'Luis Alejandro Rodríguez'.
  - Row 4: 'CAMPO' field with value 'San Francisco'.
  - Row 6: 'POZO' field with value 'SF-30'.
- Input Data Section (Rows 8-26):**

DATOS DE ENTRADA		Item	Inhibidor	Costo por galón (\$US/g)
pH	6,8	1	BHPMP	20
Dureza [Ca+2] (ppm)	520	2	NTMP	21
Alcalinidad [HCO <sub>3</sub> <sup>-2</sup> ] (ppm)	964	3	HEDP	23
Tipo de Inhibidor	3	4	HDTMP	19
Factor de seguridad	2,4	5	DTPMP	18
Tiempo de Inhibición (hrs)	24	6	PAA	20
Total de sólidos disueltos (ppm)	4200	7	SPA	16,5
Rango de temperatura (°F)	50 - 150	8	PPCA	16
Intervalo de temperatura	1			

**Figura 11. Formulario 1 para datos de entrada del programa.**

En el formulario 1 también se puede visualizar una tabla en la cual se muestran ocho tipos de inhibidores comerciales capaces de inhibir la nucleación de carbonato de calcio con sus respectivos precios del mercado; ésto con el fin de incluir en la casilla "Tipo de Inhibidor" el número correspondiente de cada uno de los inhibidores para hacer un respectivo análisis de la variables y escoger el inhibidor más conveniente.

Una vez sean ingresados todos los datos en el formulario 1 se puede pasar a la siguiente hoja llamada **CÁLCULOS 1 (figura 12)**. Al abrir esta hoja se puede apreciar el encabezado de una tabla de cuatro columnas en que se desplegarán los resultados de temperaturas, índice de saturación, concentración mínima de

inhibidor y eficiencia del inhibidor, arrojados por el programa una vez se haya oprimido el botón **calcular**.

El total de datos impresos estará ligado al rango de temperaturas y el intervalo de temperaturas incluidos en el formulario 1. Es decir iniciará con el primer dato de temperatura y avanzará según el intervalo hasta obtener el máximo valor de temperatura sin salirse del rango, tal como se muestra en las **figuras 13 y 14**.

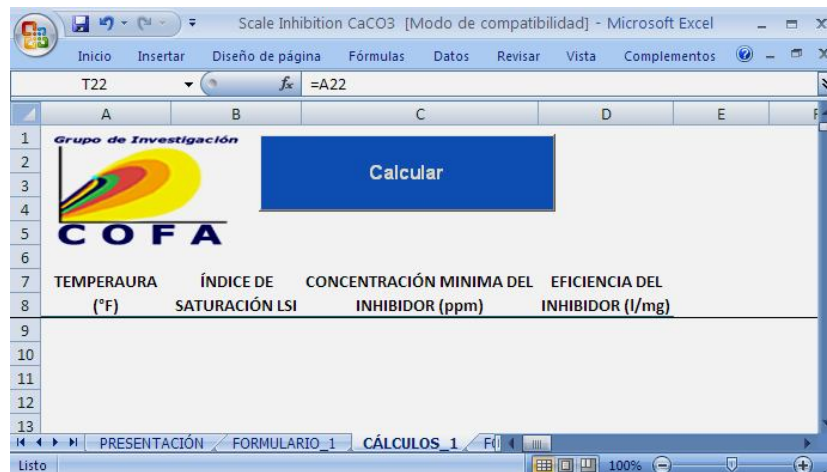


Figura 12. Cuadro de cálculos.



Figura 13. Formulario 1 diligenciado.

TEMPERAURA (°F)	ÍNDICE DE SATURACIÓN LSI	CONCENTRACIÓN MÍNIMA DEL INHIBIDOR (ppm)	EFICIENCIA DEL INHIBIDOR (l/mg)
90	0,991	3,16	30,49
95	1,043	3,94	23,32
100	1,094	4,91	17,90
105	1,145	6,11	13,78
110	1,195	7,59	10,65
115	1,245	9,43	8,26
120	1,294	11,69	6,42
125	1,343	14,48	5,01
130	1,392	17,90	3,92
135	1,440	22,10	3,08
140	1,487	27,24	2,42
145	1,535	33,52	1,91
150	1,582	41,17	1,51

**Figura 14. Datos calculados.**

Una vez se conozca el índice de saturación del carbonato de calcio, la concentración mínima del inhibidor y la eficiencia del inhibidor para diferentes temperaturas, se puede pasar a la siguiente hoja en la cual se encuentra un segundo formulario **"FORMULARIO 2"**, en el cual se deben ingresar los datos necesarios para calcular el tiempo de penetración del inhibidor en la formación y su respectivo costo teniendo en cuenta el tipo de inhibidor aplicado. **(Ver figura 15)**

En el formulario 2 aparecen tres tipos de casillas para los datos de entrada, las de color curuba son llenadas en el momento de ejecutar el programa en la hoja de cálculo llamada **CÁLCULOS 1**, es decir que es necesario haber evaluado el índice de saturación y la concentración mínima del inhibidor previamente, en la casilla enmarcada de color naranja se despliega la opción tipo de yacimiento (lineal o radial) que será definida por el usuario según sea el caso y en las casillas de color azul deben ingresarse datos operacionales como el caudal o rata a la cual se quiere inyectar el inhibidor, la longitud máxima o radio máximo al que se quiere llegar en la formación, viscosidad del inhibidor previamente evaluada en laboratorio, el porcentaje de inhibidor en la píldora (salmuera, inhibidor y surfactante) y un delta de tiempo estimado para que puedan ser registrados los datos en rangos considerados por el usuario. De igual manera se deben incluir



datos específicos del yacimiento para dos capas tales como espesor, porosidad, permeabilidad y ancho o radio del pozo según el tipo de yacimiento seleccionado.

**Figura 15. Formulario 2 para datos de entrada del programa.**

Una vez sean ingresados todos los datos en el formulario 2 se puede pasar a la siguiente hoja llamada **CÁLCULOS 2 (figura 16)**.

TIEMPO (min)	CAPA 1			CAPA 2			ACUMULADO TOTAL (gls)	VOLUMEN DEL INHIBIDOR (gls)	COSTO INHIBIDOR (\$US)
	LONGITUD DE PENETRACIÓN (pies)	CAUDAL (Bpm)	ACUMULADO (gls)	LONGITUD DE PENETRACIÓN (pies)	CAUDAL (Bpm)	ACUMULADO (gls)			

**Figura 16. Tabla de cálculos 2.**

En la hoja cálculos 2 se discriminan una serie de datos en función del tiempo para cada capa, tales como la longitud o radio de penetración de la píldora en la formación, caudal de inyección y volumen acumulado; también se discrimina el



volumen total de la píldora y el volumen de inhibidor inyectado en la formación acompañado de su respectivo costo. El tiempo final de penetración va ligado a la máxima longitud o máximo radio de penetración dado por la empresa operadora que solicita el análisis y ejecución del trabajo. Estos datos se obtienen en el momento de accionar el botón calcular penetración. En las **figuras 17,18 y 19** se muestra un ejemplo del formulario 2 diligenciado y los cálculos arrojados por el programa para un yacimiento radial.

Grupo de Investigación		EVALUADOR		Luis Alejandro Rodríguez	
COFA		CAMPO		San Francisco	
		POZO		SF-121	
		TIPO DE YACIMIENTO			
DATOS DE ENTRADA					
Delta de tiempo (min)		Ancho (pies)	CAPA 1	CAPA 2	
Máxima Longitud De Penetración (pies)		Espesor (pies)			
Caudal (Bpm)		Permeabilidad (md)			
Viscosidad del Inhibidor (cp)		Porosidad			
Porcentaje de Inhibidor (%)					
TIPO de inhibidor y Costo (\$US/gl)	DTPMP		18		

**Figura 17. Formulario 2 después de haber ejecutado cálculos 1.**

Grupo de Investigación		EVALUADOR		Luis Alejandro Rodríguez	
COFA		CAMPO		San Francisco	
		POZO		SF-121	
		TIPO DE YACIMIENTO		RADIAL	
DATOS DE ENTRADA					
Delta de tiempo (min)	20	Radio del Pozo (pies)	CAPA 1	CAPA 2	
Máximo Radio De Penetración (pies)	3,5	Espesor (pies)	0,5	0,5	
Caudal (Bpm)	2	Permeabilidad (md)	129	44	
Viscosidad del Inhibidor (cp)	1,5	Porosidad	1800	862	
Porcentaje de Inhibidor (%)	10		0,15	0,1	
TIPO de inhibidor y Costo (\$US/gl)	DTPMP				
				18	

**Figura 18. Formulario 2 diligenciado con datos operacionales y de yacimiento.**

TIEMPO (min)	CAPA 1			CAPA 2			ACUMULADO TOTAL (gls)	VOLUMEN DEL INHIBIDOR (gls)	COSTO INHIBIDOR (\$US)
	LONGITUD DE PENETRACIÓN (pies)	CAUDAL (Bpm)	ACUMULADO (gls)	LONGITUD DE PENETRACIÓN (pies)	CAUDAL (Bpm)	ACUMULADO (gls)			
0	0,62	1,72	0,00	0,59	0,28	0,00	0,00	0,00	0
20	0,72	1,72	60,28	0,66	0,28	9,72	70,00	3,50	63
40	0,80	1,72	120,66	0,73	0,28	19,34	140,00	7,00	126
60	0,88	1,72	181,08	0,79	0,28	28,92	210,00	10,50	189
80	0,96	1,73	241,52	0,85	0,27	38,48	280,00	14,00	252
100	1,02	1,73	301,97	0,90	0,27	48,03	350,00	17,50	315
120	1,09	1,73	362,43	0,95	0,27	57,57	420,00	21,00	378
140	1,15	1,73	422,88	1,00	0,27	67,12	490,00	24,50	441
160	1,20	1,73	483,34	1,04	0,27	76,66	560,00	28,00	504
180	1,26	1,73	543,80	1,09	0,27	86,20	630,00	31,50	567

**Figura 19. Datos calculados.**

Después de haber ejecutado el programa y haber realizado todos los cálculos se puede pasar a la hoja **RESULTADOS** (*Ver figura 20*). Allí se puede ver una pequeña tabla en la que se pueden exportar los datos más importantes arrojados por el programa tales como el pozo evaluado, pH, dureza, alcalinidad, total de sólidos disueltos, índice de saturación, concentración mínima del inhibidor, tipo de inhibidor, costo del inhibidor, tiempo total de inyección, volumen total de fluido inyectado, volumen de inhibidor inyectado y costo total del inhibidor; El usuario puede escoger una temperatura dentro del rango seleccionado en el formulario 1 para exportar los resultados, esto con el fin de evaluar cada uno de los inhibidores y escoger el más conveniente y además llevar un historial de los trabajos realizados. En la **figura 21** se muestra la tabla con los datos impresos.



Figura 20. Hoja de resultados exportados.

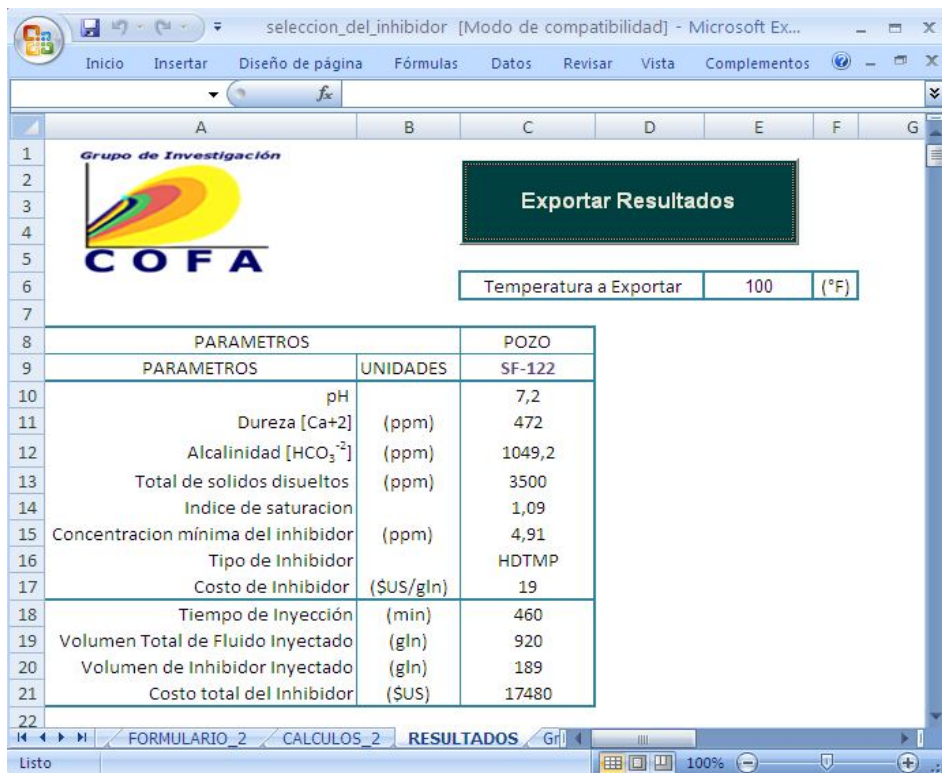


Figura 21. Resultados exportados.

## 5. VALIDACIÓN DEL PROGRAMA DE CÓMPUTO

La validación del programa de cómputo para la Inhibición de incrustaciones de carbonato de calcio “**Scale Inhibition CaCO<sub>3</sub>**”, se hizo mediante el análisis de dos fuentes de datos de incrustaciones de carbonato de calcio.

La primer fuente de datos para la validación del programa de cómputo, involucra la comparación de resultados obtenidos al correr el programa “**Scale Inhibition CaCO<sub>3</sub>**” para las facilidades de superficie del campo Tello con los resultados arrojados por otro programa comercial para la inhibición de incrustaciones, el “**SqueezeSoftPitzer**” de la Universidad de Rice, programa utilizado por varias empresas de la industria petrolera dedicadas al trabajo de inhibición química en forma continua y por “squeeze”.

La segunda fuente de datos se relaciona con información real de los campos San Francisco y Balcón del Valle Superior del Magdalena, donde se han reportado incrustaciones de carbonato de calcio en los sistemas de producción de hidrocarburos. Conociendo que existen indicios de incrustaciones de compuestos inorgánicos en dichos campos, se ingresaron los datos del análisis fisicoquímico de los fluidos al programa diseñado, para que de esta manera se pueda conocer la concentración mínima que debe tener un inhibidor para que no se presente la nucleación y se logre inhibir la depositación incrustación de carbonato de calcio, además se puede conocer la profundidad a la cual debe ser inyectado el inhibidor en la formación, y comparar con los datos reales de campo.

### 5.1 VALIDACIÓN CON OTROS PROGRAMAS

El proceso de validación del programa de cómputo con el **SqueezeSoftPitzer** comercial, se hizo tomando los mismos datos de entrada para los dos programas, como aparece en la **tabla 3**; estos datos de entrada son puntos que han presentado incrustación de carbonato de calcio tanto en pozos (cabeza de pozo) como en facilidades de superficie del campo Tello.

Los resultados obtenidos con el programa **SqueezeSoftPitzer** demuestran que los programas tienen exactitud cuando se trata de inhibir la incrustación de carbonato de calcio (**tabla 4**).

En la **tabla 4**, se pueden apreciar los resultados fisicoquímicos que tienden a la incrustación de carbonato de calcio y por ende la concentración mínima del inhibidor necesaria para que se inhiba la incrustación de carbonato de calcio, con

una buena confiabilidad en el dato arrojado por el programa **Scale Inhibition CaCO<sub>3</sub>**. Además, se puede observar la similitud en los resultados obtenidos por el programa **SqueezeSoftPitzer**.

**Tabla 3. Datos de entrada para la inhibición de incrustaciones de carbonato de calcio en campo Tello.**

VARIABLES	PUNTOS DE MUESTREO								
	BATERÍA 1	PIA 1	BATERÍA 2	PIA 2	ENT. FIL.	SAL. FIL.	LIN. INY.	POZO INY. 1	POZO INY. 2
<b>ANÁLISIS IN SITU</b>									
Temperatura de muestra in situ °F	96.62	98.06	112.46	112.10	110.30	109.40	108.50	106.88	103.82
pH	6.95	6.75	6.73	6.75	6.55	6.56	6.50	6.80	6.89
<b>ANÁLISIS DE LABORATORIO</b>									
Dureza Ca (mg/L)	408.00	416.00	384.00	376.00	360.00	340.00	392.00	348.00	336.00
Alcalinidad (mg/L)	1000	1061	1196	1049	1050	1036	1147	1003	903
TDS (mg/L)	6.80	3.80	4.70	5.70	5.00	3.00	2.80	5.10	4.00

**Tabla 4. Resultados del índice de saturación y concentración mínima de inhibidor (DTPMP), determinados por los dos programas**

LOCACIÓN	ÍNDICE DE SATURACIÓN		CONCENTRACION MÍNIMA DE INHIBIDOR	
	INHIBITION SCALE	SqueezeSoftPitzer	INHIBITION SCALE	SqueezeSoftPitzer
BATERÍA 1	0.997	0.960	5.34	4.99
PIA. 1	0.871	0.88	3.87	3.92
BATERÍA 2	1.004	1.00	7.67	7.56
PIA. 2	0.946	0.96	6.24	6.31
ENT. FIL.	0.75	0.78	3.27	3.42
SAL. FIL.	0.686	0.67	3.03	2.99
LIN. INY.	0.748	0.73	3.46	3.21
POZO INY. 1	0.895	0.91	5.00	5.32
POZO INY. 2	0.904	0.91	4.77	4.83

## 5.2 VALIDACIÓN CON DATOS REALES DE CAMPO

Para la validación del programa “**Scale Inhibition CaCO<sub>3</sub>**” con datos reales en campo se utilizaron resultados de pruebas fisicoquímicas realizados por **Hocol S.A** en pozos de los campos San Francisco y Balcón, donde se han presentado incrustaciones de carbonato de calcio en su vida productiva. La **tabla 5** muestra los datos de los análisis fisicoquímicos de las aguas de producción e inyección manejadas en dichos campos.

De igual manera, en la **tabla 6** se reportan los diferentes parámetros determinados por las corridas con los programas **Scale Inhibition CaCO<sub>3</sub>** y **SqueezeSoftPitzer** tales como pH, dureza, alcalinidad, total de sólidos disueltos, índice de saturación, concentración mínima del inhibidor, tipo de inhibidor, costo del inhibidor, tiempo total de inyección, volumen total de fluido inyectado, volumen de inhibidor inyectado y costo total del inhibidor para cada uno de los pozos evaluados.

Como se puede visualizar en la **tabla 6**, los resultados obtenidos con el programa **Scale Inhibition CaCO<sub>3</sub>**, muestran gran similitud, con los datos obtenidos corriendo el programa comercial **SqueezeSoftPitzer** en sus análisis sobre inhibición de CaCO<sub>3</sub> y penetración del inhibidor.

**Tabla 5. Análisis fisicoquímico de aguas de producción Campos San Francisco y Balcón. Fuente: Hocol S.A**

VARIABLES	POZOS ANALIZADOS									
	BC-10	SF-030	SF-042	SF-083	SF-145					
<b>ANÁLISIS IN SITU</b>										
Temp. muestra in situ (°F)	210	128	126	125	122					
pH	6,9	6,8	7	6,9	6,9					
<b>ANÁLISIS DE LABORATORIO</b>										
Dureza Ca (mg/l)	7600	520	424	440	336					
Alcalinidad (mg/l)	390,4	964	1085,8	1459	1085.8					
TDS (mg/l)	33500	4200	3980	4100	4200					
<b>ANALISIS DE YACIMIENTO</b>										
Capa	KCU	KCL	KCU	KCL	KCU	KCL	KCU	KCL	KCU	KCL
Permeabilidad (mD)	596	520	1800	862	1800	1800	1800	862	1800	862
Porosidad (%)	11	10	16	10	16	16	15	11	15	10
Espesor (pies)	79	143	91	35	32	32	129	44	226	260
Ancho o Radio del pozo (pies)	0.5		0.5		0.5		0,5		0,5	

**Tabla 6. Resultados exportados.**

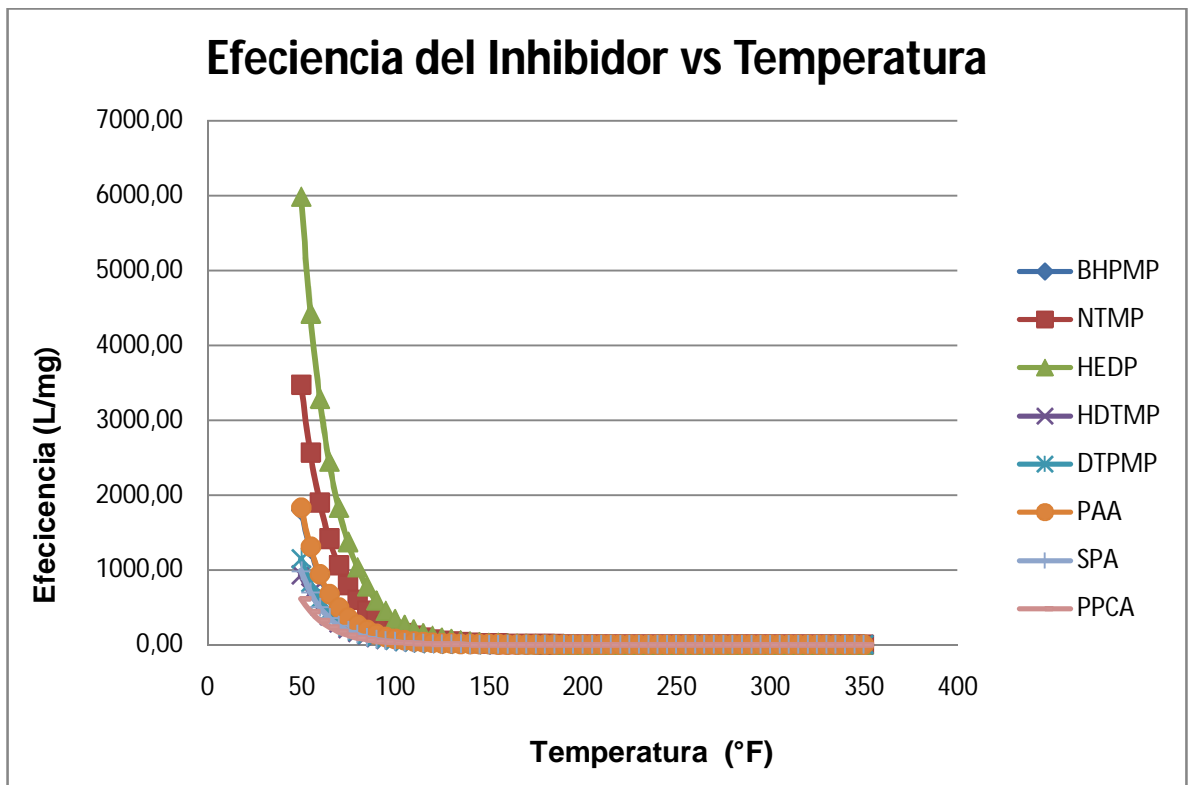
PARAMETROS	SCALE INHIBITION CaCO3	Squeeze SoftPitzer	SCALE INHIBITION CaCO3	Squeeze SoftPitzer	SCALE INHIBITION N CaCO3	Squeeze SoftPitzer	SCALE INHIBITION CaCO3	Squeeze SoftPitzer	SCALE INHIBITION CaCO3	Squeeze SoftPitzer
POZO	BC-10		SF-030		SF-042		SF-083		SF-145	
pH	6,9	6,9	6,8	6,8	7	7	6,9	6,9	6,9	6,9
Dureza [Ca+2] (ppm)	7600	7600	520	520	424	424	440	440	336	336
Alcalinidad [HCO3-2] (ppm)	390,4	390,4	964	964	1085,8	1085,8	1459	1459	1085,8	1085,8
Total de sólidos disueltos (ppm)	33500	33500	4200	4200	3980	3980	4100	4100	4200	4200
Índice de saturación	2,5	3	0,97	1,17	1,12	1,21	1,15	1,3	0,87	0,73
Concentración mínima del inhibidor (ppm)	1254,25	1015,6	7,67	7,92	12,57	13,41	14,76	13,29	6,23	5,98
Tipo de Inhibidor	DTPMP	DTPMP	DTPMP	DTPMP	DTPMP	DTPMP	DTPMP	DTPMP	DTPMP	DTPMP
Costo de Inhibidor (\$US/gal)	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Tiempo de Inyección (min)	1780		1900		1130		1200		2780	
Volumen Total de Fluido Inyectado (gal)	9345		9975		5932,5		6300		14595	
Volumen de Inhibidor Inyectado (gal)	935		997		593		630		1459	
Costo total del Inhibidor (\$US)	16821		17955		10679		11340		26271	



### 5.3 ANALISIS DE RESULTADOS

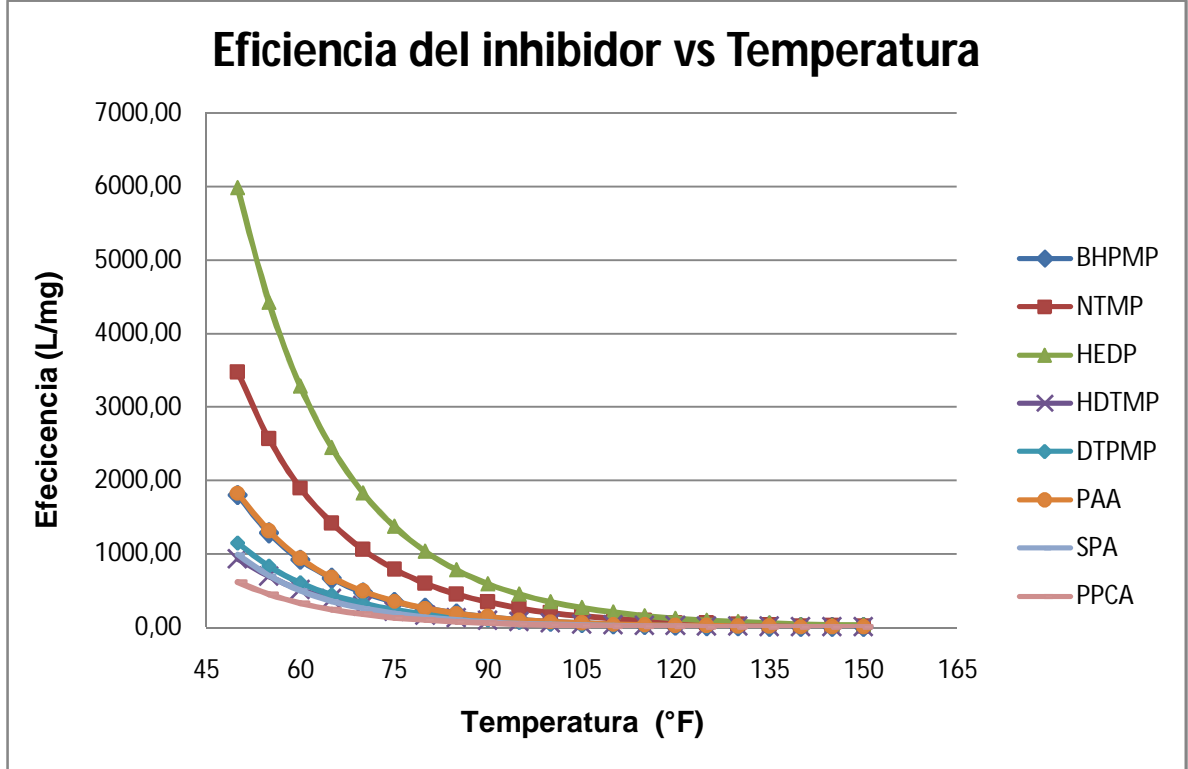
**5.3.1 Eficiencia del inhibidor.** La eficiencia de los inhibidores se evaluó a diferentes temperaturas para el pozo SF-030, en un rango de 50°F (10°C) a 350°F (177°C), con el fin de simular situaciones críticas de producción en superficie a bajas temperaturas y sistemas de inyección de vapor sobrecalentado.

En ambientes de producción de hasta 150 °F los inhibidores exhiben una eficiencia relativamente aceptable que puede variar desde 1,69–611,3 L/mg para el PPCA hasta 20,90 - 5981,42 L/mg para el HEDP; en las **figuras 22 y 23** se ilustra dicho comportamiento.



**Figura 22. Eficiencia de inhibición para diferentes inhibidores de incrustaciones para un rango de temperatura de 50 a 350 °F.**

En yacimientos con temperaturas por encima de los 150 °F la inhibición del carbonato de calcio se torna crítica mediante los inhibidores disponibles en el programa. Aunque la eficiencia de inhibición es fuertemente influenciada por el pH y la composición del agua de producción, la temperatura del yacimiento es un parámetro modificador y constante.

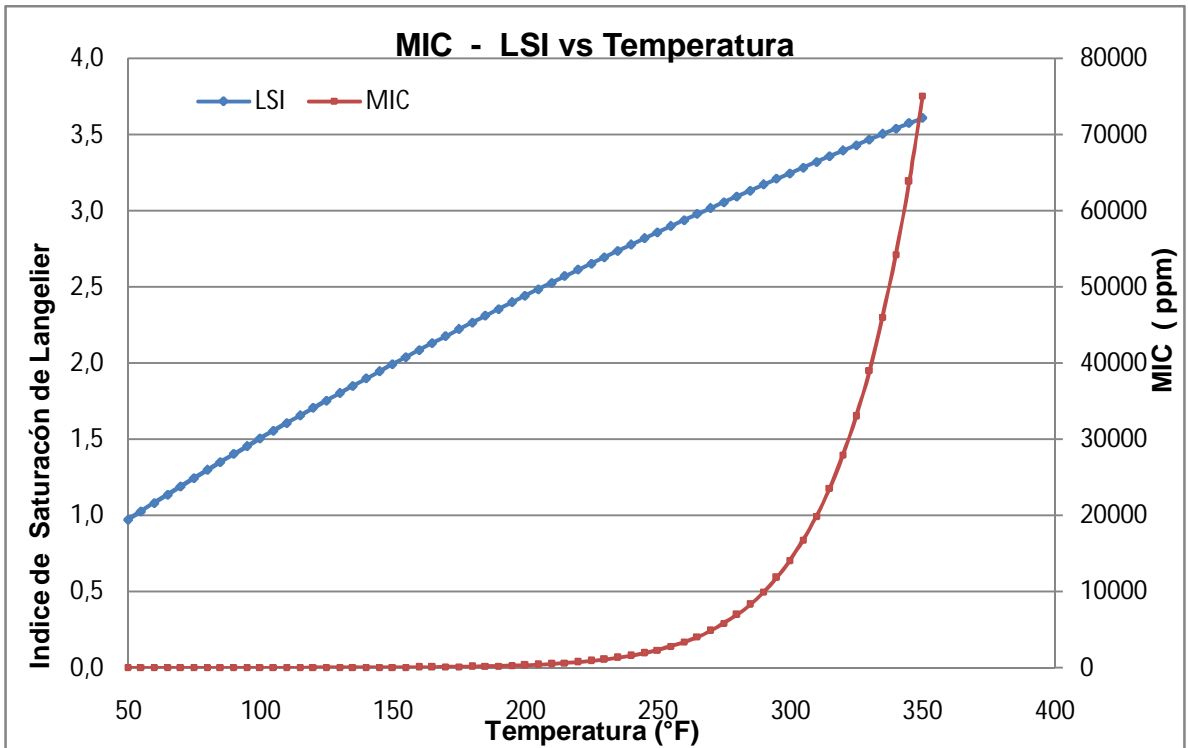


**Figura 23. Eficiencia de inhibición para diferentes inhibidores de incrustaciones para un rango de temperatura de 50 a 150 °F.**

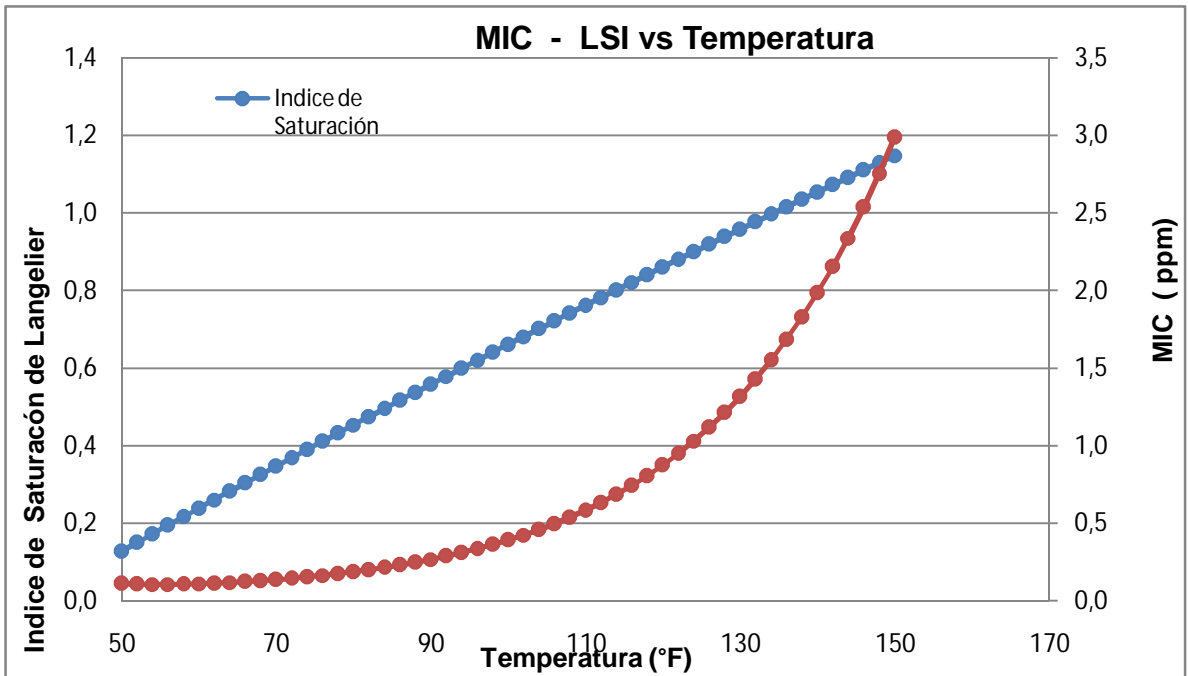
**5.3.2 Índice de saturación LSI y concentración mínima del inhibidor MIC.** Al igual que para la eficiencia de inhibición, se analizó el pozo SF-030 para evaluar el índice de saturación de Langelier LSI, y la concentración mínima del inhibidor MIC en los mismos rangos de temperatura, teniendo como objeto de estudio el inhibidor HEDP.

Aunque el *LSI* y el *MIC* varían logarítmicamente con la temperatura, el *LSI* lo hace con una proporcionalidad uniforme y como es de esperarse el *MIC* es influenciado fuertemente por la eficiencia del inhibidor (**ver figura 26**). En consecuencia, en sistemas de producción por encima de los 150°F, la concentración mínima del inhibidor es muy alta tornándose crítico y costoso el tratamiento de inhibición de incrustaciones de carbonato de calcio.

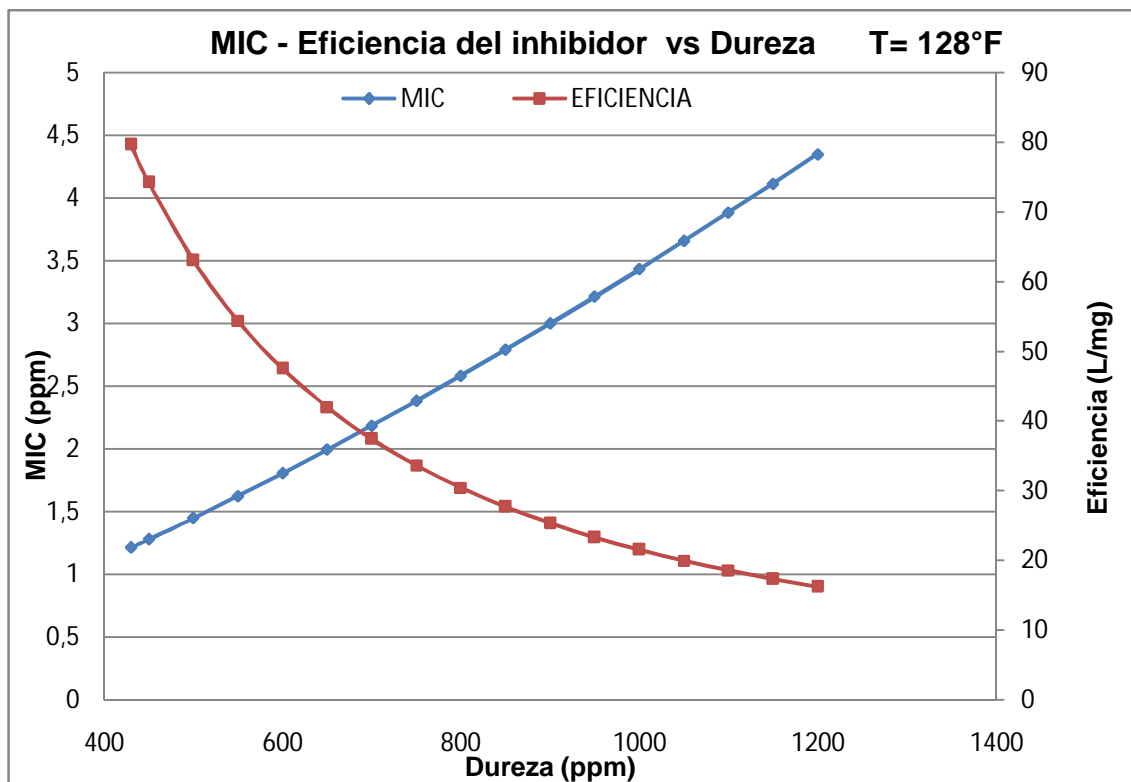
Las **figuras 24 y 25** muestran la variación del índice de saturación y la concentración mínima del inhibidor con la temperatura.



**Figura 24. Variación del MIC y LSI con la temperatura para HEDP para un rango de temperatura de 50 a 350 °F.**



**Figura 25. Variación del MIC y LSI con la temperatura para HEDP para un rango de temperatura de 50 a 150 °F.**



**Figura 26. Variación del MIC y la eficiencia del inhibidor con la dureza a Temperatura constante igual a 128°F**

**5.3.3 Penetración y colocación del inhibidor.** En el presente estudio se muestra la penetración y colocación del inhibidor HEDP en un sistema radial homogéneo-isotrópico (pozo SF-042) y en un sistema de capas radial heterogéneo-anisotrópico (pozo SF-030).

**5.3.3.1 Sistema de capas radial heterogéneo-anisotrópico (pozo sf-030).** Los parámetros petrofísicos del Pozo SF-030 se muestran en la tabla 7 y fueron utilizados en el cálculo de la penetración y colocación del inhibidor. El radio de tratamiento de inhibición y la rata de inyección fueron de 5 pies y 3 BPM respectivamente.

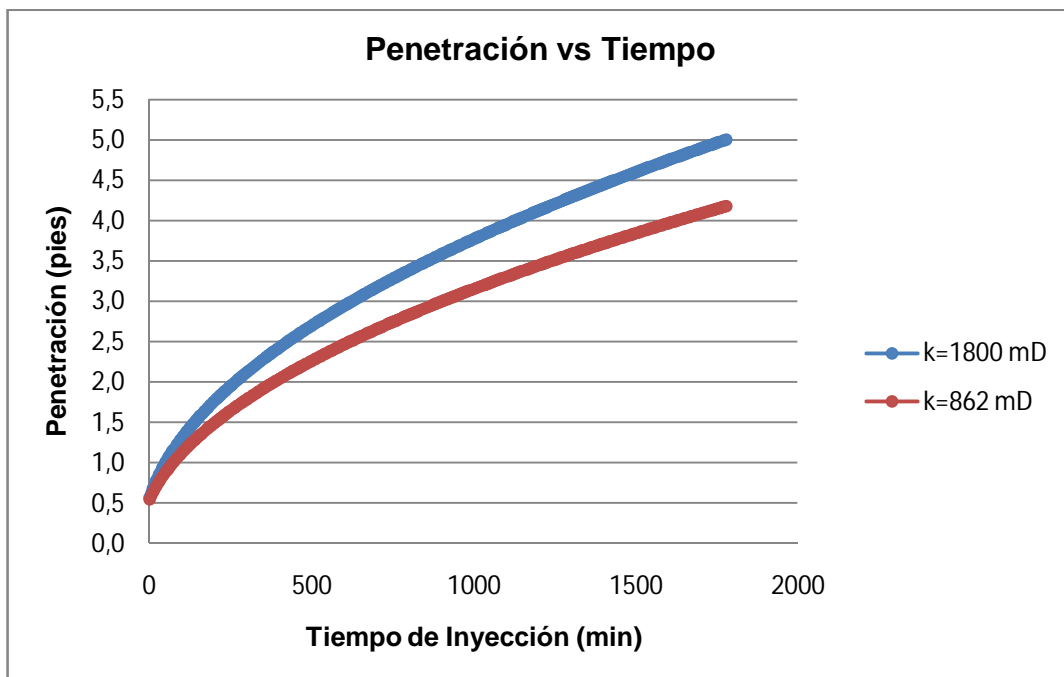
Como se muestra en la *tabla 7*, el pozo SF-030 presenta dos zonas productoras correspondientes a la formación *Caballos*. La capa de alta permeabilidad corresponde al estrato *KCU* y la capa de baja permeabilidad corresponde al estrato *KCL*. La **figura 27**, muestra que en *KCU* el radio de penetración avanza a mayor velocidad que en *KCL*, por consiguiente la píldora del inhibidor inyectado se fijará en primera instancia en el radio máximo de penetración en *KCU*, luego lo hará en *KCL*.

**Tabla 7. Parámetros petrofísicos del pozo SF-030**

Pozo	SF-030	
Capa	KCU	KCL
Permeabilidad (mD)	1800	862
Porosidad (%)	15	10
Espesor(pies)	91	35
Ancho o Radio del pozo (pies)	0,5	

Si la diferencia entre permeabilidades es muy alta, el radio de penetración del inhibidor en la zona de baja permeabilidad será menor al proyectado en el programa de inyección.

En el caso de *KCU*, los 5 pies de penetración proyectados se alcanzaron a los 1780 minutos (29.67 horas) tiempo para el cual el radio de penetración de *KCL* fue 4.18 pies. Para que *KCL* alcance el radio de penetración proyectado se deberá fijar un radio de inhibición de 6 pies.



**Figura 27. Aumento del radio de penetración en función del tiempo.**

**5.3.3.2 Sistema de capas radial homogéneo-isotrópico (Pozo SF-042).**

En el caso del Pozo SF-042, el tratamiento de inhibición se hizo solamente en la capa KCU lo cual convierte el sistema en homogéneo-isotrópico. Los parámetros petrofísicos del pozo se muestran en la tabla 8. Para poder simular la colocación y penetración del inhibidor en KCU, se creará a un sistema equivalente de dos capas como se muestra en la tabla 9, conservando las propiedades petrofísicas del sistema original. Al igual que en SF-030 el radio de tratamiento de inhibición y la rata de inyección fueron de 5 pies y 3 BPM respectivamente.

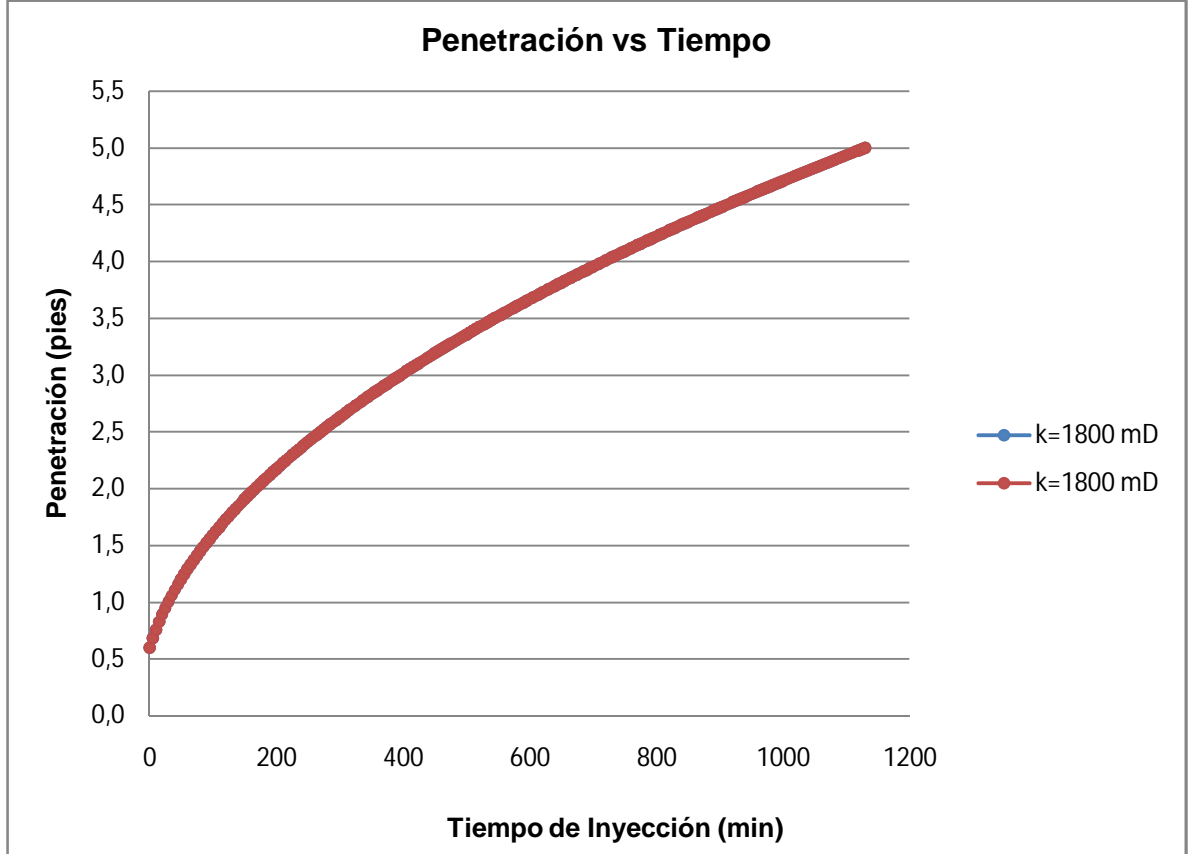
**Tabla 8. Parámetros petrofísicos del pozo SF-042**

Pozo	SF-042
Capa	KCU
Permeabilidad (mD)	1800
Porosidad (%)	16
Espesor(pies)	64
Ancho o Radio del pozo (pies)	0,5

**Tabla 9. Sistema equivalente de la capa KCU**

Pozo	SF-042	
Capa	KCU	KCU
Permeabilidad (mD)	1800	1800
Porosidad (%)	16	16
Espesor(pies)	32	32
Ancho o Radio del pozo (pies)	0,5	

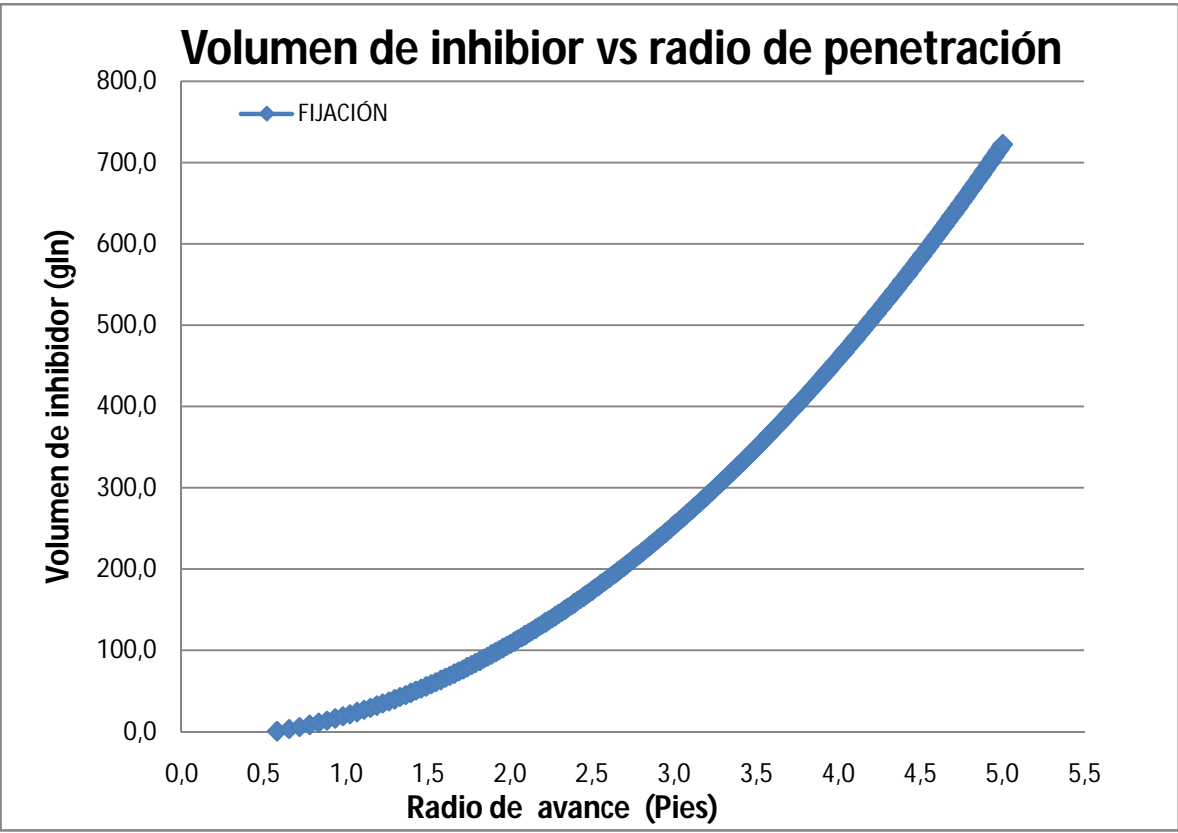
El radio de penetración para un sistema equivalente de permeabilidades se muestra en la **figura 28**. Las curvas de penetración se superponen para este tipo de sistemas mostrando un solo radio de avance equivalente al sistema original.



**Figura 28. Aumento del radio de penetración en función del tiempo para un sistema homogéneo-isotrópico.**

#### **5.3.4 Volumen de inhibidor necesitado.**

Además de conocer la penetración del inhibidor y la colocación del mismo en formación, con este programa también se puede evaluar el volumen de inhibidor que se debe bombear para obtener un buen tratamiento y poder llegar al punto indicado previamente. La figura 29 muestra un grafico en el que se representa el volumen de inhibidor que está quedando en el yacimiento a medida que se va avanzando en la penetración del mismo. A partir de este pequeño análisis las empresas operadoras pueden definir si dejan el radio máximo de penetración inicialmente planteado o se hace alguna modificación del mismo.



**Figura 29. Volumen de inhibidor inyectado en función del radio de avance en el yacimiento.**



## 6. CONCLUSIONES

- Se modeló termodinámicamente la inhibición de incrustaciones por carbonato de calcio en sistemas de hidrocarburos. El cálculo de la inhibición en este programa se basa en un modelo semiempírico de inhibición de la nucleación.
- Se modeló mediante el análisis del flujo de fluidos en medios porosos, la colocación y el radio de penetración del inhibidor en la formación con el fin de monitorear el tiempo de inyección y optimizar los tratamientos “squeeze”.
- Los inhibidores evaluados muestran eficiencias aceptables hasta 150 °F. En sistemas de producción que operan por encima de este valor de temperatura, la inhibición de incrustaciones de carbonato de calcio se torna crítica y costosa.
- La concentración mínima del inhibidor necesaria para que se inhiba la incrustación de carbonato de calcio exhibe una buena confiabilidad en el dato arrojado por el programa **Scale Inhibition CaCO<sub>3</sub>**. Además, se puede observar la similitud en los resultados obtenidos por el programa **SqueezeSoftPitzer**.
- **Scale Inhibition CaCO<sub>3</sub>** puede ser aplicado en campos petroleros que manejen aguas de producción o inyección con concentraciones de hasta 300000 mg/l en sólidos totales disueltos (TDS) en un rango de temperaturas entre 50 y 350 °F.

## 7. RECOMENDACIONES

- El análisis de la composición fisicoquímica del agua de producción es de vital importancia en la evaluación del carácter incrustante.
- Para mayor confiabilidad en la predicción del carácter incrustante, se recomienda tener los datos fisicoquímicos del agua actualizados. Esto permite generar decisiones confiables a la hora de elegir la conveniencia del tratamiento.
- Otros inhibidores y mezclas de inhibidores pueden ser agregados fácilmente en el programa una vez que sus propiedades inhibidoras sean medidas y estén disponibles.
- Actualizar los precios de los inhibidores y solicitar su respectiva ficha técnica a fin de optimizar el volumen de inhibidor que se requiera inyectar ya sea por “squeeze” o de forma continua.
- Generar una herramienta de cómputo capaz de analizar el retorno del inhibidor en superficie y compararlo con el MIC para establecer la vida útil del tratamiento de inhibición.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Slb, Oilfield Review. Lucha Contra Las Incrustaciones. Otoño 1999.
2. Cowan, J.C and Weintritt, J.D. Water – Formed Scale Deposits. Gulf Publishing. Texas. 1976.
3. Pinzón, C. y Morales, H. Depositaciones inorgánicas: Modelamiento de la predicción en sistemas de hidrocarburos. Libro publicado en la Universidad Surcolombiana, Noviembre de 2006, págs. 17-21.
4. Parra, S. A. Teoría de Incrustaciones , Predicción, Inhibición y Remoción. Documento de investigación, Campo Caricare, 2007.
5. Graham, G.M., Collins, I.R., Stalker, R. and Littlehales, I.J. “The Importance of Appropriate Laboratory Procedures for Determination of Scale Inhibitor Performance”. SPE 74679. Presentado en el Simposio sobre Scale en Campos Petroleros. Aberdeen, Reino Unido. Enero 30-31 de 2002.
6. Kan, A.T., Varughese, K. and Tomson, M.B. “Determination of Low Concentrations of Phosphonate in Brines”. SPE 21006. Presentado en el Simposio Internacional SPE sobre Química de Campos Petroleros. Anaheim, California. Febrero 20-22 de 1991.
7. Rabaioll, M.R. and Lockhart, T.P. “Solubility and Phase Behaviour of Polyacrylate Scale Inhibitors and Their Implications for Precipitation Squeeze Treatment”. SPE 28998. Presentado en el Simposio Internacional SPE sobre Química de Campos Petroleros. San Antonio, Texas. Febrero 14-17 de 1995.
8. Graham, G.M., Boak, L.S. and Sorbie, K.S. “The Influence of Formation Calcium and Magnesium on the Effectiveness of Generically Different Barium Sulphate Oilfield Scale inhibitors”. SPE 81825. Publicado en la Revista SPE Production & Facilities. Febrero de 2003.
9. K.O. Meyers y H.L. Skillman. “The Chemistry and Desing of Scale Inhibitor Squeeze Treatments”. Paper SPE 13550. Presentado en el Simposio Internacional sobre Química Geotérmica de Campos Petroleros. Phoenix, Arizona, Abril 9-11 de 1985.

10. G.M. Graham, S.J. Dyer, K.S. Sorbie, W.R. Sablerolle, P. Shone y D. Frigo. "Scale Inhibitor Selection for Continuous and Downhole Squeeze Application in HP/HT Conditions". Paper SPE 49197. Presentado en la Conferencia Técnica y Exhibición Anual SPE. Nueva Orleans, Louisiana. Septiembre 27-30 de 1998.
11. E.J. Mackay y K.S. Sorbie. "Modelling Scale Inhibitor Squeeze Treatments in High Wells". Paper SPE 50418. Presentado en la Conferencia Internacional SPE Crossflow Horizontal sobre Tecnologías en Campos Horizontales. Calgary, Alberta. Canadá. Noviembre 1-4 de 1998.
12. G.M. Graham, K.S. Sorbie, L.S. Boak, K. Taylor y L. Billie. "Development and Application of Accurate Detection and Assay Techniques for Oilfield Scale Inhibitors in Produced Water Samples". Paper SPE 28997. Presentado en el Simposio Internacional SPE sobre Química de Campos Petroleros. San Antonio, Texas. Febrero 14-17 de 1995.
13. He, S. L., Kan, A. T., Tomson, M. B. and Oddo, J. E. "A New Interactive Software for Scale Prediction, Control, and Management". SPE 38801. Presentado en la conferencia y exhibición técnica anual SPE. San Antonio, Texas. Octubre 5 – 8 de 1997.
14. León Miles. "A New Concept in Scale Inhibitor Formation Squeeze Treatment". Paper SPE 2909. Presentado en el Encuentro Regional Rocky Mountain de la Sociedad de Ingenieros de Petróleos de AIME. Casper, Wyoming. Junio 8-9 de 1970.
15. Rafferty, K. Scaling in Geothermal Heat Pump Systems. Oregon Institute of Technology, Julio de 1999.
16. He, S. L., Kan, A. T., and Tomson, M. B.: "Mathematical inhibitor model for barium sulfate scale control", Langmuir 12 (1995), 1901-1905.
17. He, S., Kan, A. T. and Tomson, M. B.: "Inhibition of calcium carbonate precipitation in NaCl brines from 25 to 90 °C".
18. Sorbie, K.S. and Mackay, E.J. "Scale Inhibitor Placement: Back to Basics-Theory and Examples". SPE 95090. 2005.